

MONO_ERG_19- Gustavo_Damico_Zarantonello. pdf *de*

Data de envio: 23-nov-2021 08:18AM (UTC-0200)

Identificação do Envio: 1711054776

Nome do arquivo: MONO_ERG_19-Gustavo_Damico_Zarantonello.pdf (4.85M)

Contagem de palavras: 29564

Contagem de caracteres: 160645

PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Gustavo Damico Zarantonello

**Análise de viabilidade econômica de microgeração fotovoltaica remota na
cidade de Arujá para consumo industrial.**

São Paulo

Novembro de 2021

GUSTAVO DAMICO ZARANTONELLO

Análise de viabilidade econômica de microgeração fotovoltaica remota na cidade de Arujá para consumo industrial.

Monografia apresentada ao Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo como forma de avaliação do Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Área de concentração: Energia Solar Fotovoltaica

Orientador: Professor Msc. Alvaro Nakano

São Paulo
Novembro de 2021

DEDICATÓRIA

Ao Lorenzo e a Rafaela, que fizeram tudo isso valer a pena.

AGRADECIMENTOS

À Deus, por me dar forças e sabedoria para lidar com as dificuldades.

À Natureza, é por sua causa que esse trabalho se tornou possível.

Ao meu orientador Álvaro Nakano, pela sua paciência e disposição em compartilhar os seus conhecimentos.

À Rafaela por me apoiar nas minhas decisões e dividir comigo essa conquista. Te amo.

Ao Lorenzo por encher o papai de orgulho à cada dia que passa e me mostrar que devo continuar à buscar o meu melhor para servir de exemplo.

Ao Claudio, meu pai, eu te honro. Dentre inúmeros conhecimentos que você se dedicou em me passar, o melhor deles foi o caráter. Eu não precisaria de nenhum título para mostrar o meu valor, eu só preciso do seu nome no meu legado.

À Miriam por me mostrar o caminho correto desde o instante que me deu à luz.

À Gabriela por escrever certo por palavras certas e pelo sempre presente bom humor.

À Liliam e a Iva, por me incentivarem a buscar o melhor de mim.

Aos meus amigos por compreenderem que esse objetivo é claro e só alcançável com muita dedicação.

Ao PECE e seus professores por proporcionarem todo o conhecimento investido nesse trabalho.

À Romiotto Instrumentos de Medição por me permitir confirmar que o trabalho enobrece o homem, mas que todo trabalho deixa de ser um trabalho quando se faz o que ama.

À todos que dedicarem seu precioso tempo para ler e aprender alguma coisa com esse trabalho.

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

EGFV	Energia gerada pelos painéis fotovoltaicos
Erede.....	Energia elétrica fornecida pelo sistema gerador fotovoltaico.
FV.....	Fotovoltaico.
FDI.....	Fator de Dimensionamento do Inversor.
GW	Giga Watts.
GWh/ano.....	Giga Watts hora por ano.
HSP	Horas de Sol pleno.
kWh/ano.....	quilowatt hora por ano.
kWh/mês.....	quilowatt hora por mês.
MPPT.....	Rastreamento de ponto de máxima potência.
MW	Mega Watts.
<i>on-grid</i>	geração local compartilhada com a rede de distribuição de energia.
<i>payback</i>	tempo que o sistema em uso levou para se pagar seu investimento.
SELIC.....	Taxa Básica de juros da economia.
TIR.....	Taxa Interna de Retorno.
UCP.....	Unidade condicionadora de potência.
VPL.....	Valor Presente Líquido.
Wh/m ²	Watts hora por metro quadrado.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Crescimento do investimento global em energias renováveis nos últimos 15 anos em bilhões de Dólares.....	12
Figura 2 – Projeção da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída no Brasil.....	16
Figura 3 – Zênite	20
Figura 4 – Equinócio	22
Figura 5 – Azimute.....	23
Figura 6 - Ângulos solares	24
Figura 7 - Posição da Terra na órbita: dia do ano n dado por um calendário.....	26
Figura 8 – Ângulo de Incidência solar θ	28
Figura 9 – Valor de MJ/m ² correspondente por latitude e mês vigente.	30
Figura 10 – Estimativa de HSP para diferentes condições climáticas.....	32
Figura 11 – Efeito Fotovoltaico	35
Figura 12 – Silício em alta temperatura	37
Figura 13 – Célula Fotovoltaica	39
Figura 14 – Composição do Módulo Fotovoltaico.....	40
Figura 15 – Curvas de tensão e corrente no módulo fotovoltaico.	43
Figura 16 – Folha de dados de um módulo Fotovoltaico	44
Figura 17 – Representação das curvas IV relativas à associação em paralelo de três módulos fotovoltaicos.....	46
Figura 18 – Representação das curvas IV relativas à associação em série de três módulos fotovoltaicos.....	47
Figura 19 – Representação das curvas IV relativas à associação mista de nove módulos fotovoltaicos.....	48
Figura 20 – Exemplo de inversor solar on-grid.....	49
Figura 21 – Dados Técnicos de um inversor solar.	51
Figura 22– Sistema Solar Fotovoltaico On Grid.....	57
Figura 23 – Diagrama básico de blocos do Sistema Fotovoltaico on-grid	58
Figura 24 – Composição dos custos da distribuidora.....	61
Figura 25 - Foto1 do Local.....	71
Figura 26 – Foto2 do Local	71
Figura 27 – Vista aérea do terreno	72
Figura 28 – Valores de Irradiação solar diária média anual nas cidades próximas.....	73
Figura 29 – Histograma da Radiação Solar no Plano Horizontal em Arujá-SP	74
Figura 30 – Valores da Irradiação solar diária média mensal no plano inclinado em Arujá-SP.....	75
Figura 31 – Histograma da Irradiação Solar no Plano Inclinado – Arujá-SP	76

Figura 32 – Histograma da média climatológica das temperaturas mínima, máxima e pluviometria ao longo do ano – Arujá-SP	77
Figura 33 – Limites operacionais e parâmetros verificados.....	91
Figura 34 – Diagrama básico do sistema Fotovoltaico	92
Figura 35 – Desenho esquemático da projeção do sombreamento no painel FV	93
Figura 36 – Variação do ângulo (α) de elevação do Sol durante o dia 21 de junho.....	98
Figura 37 – Desenho esquemático da projeção da sombra da altura do módulo FV no respectivo ângulo de incidência solar	99
Figura 38 – Comprimento do sombreamento causado pela projeção do módulo FV	99
Figura 39 – Vista Superior da projeção lateral causada pelo ângulo azimutal $\omega(^{\circ})$	100
Figura 40 – Desenho esquemático 3D da disposição dos módulos FV na instalação	101
Figura 41 – Fluxo de caixa acumulado no Payback descontado – Cenário 1	110
Figura 42 – Fluxo de caixa acumulado no Payback descontado	114
Figura 43 – Fluxo de caixa acumulado no Payback descontado – Cenário 3	118

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dia Médio do Mês	31
Tabela 2 – Perdas de energia e aproveitamento da radiação incidente na célula fotovoltaica.	38
Tabela 3 – Custos inerentes da conta luz	61
Tabela 4 – Tarificação de fornecimento	62
Tabela 5 – Dados da média climatológica das temperaturas mínima, máxima e pluviometria ao longo dos últimos 30 anos de Arujá-SP.	78
Tabela 6 – Histórico do consumo energético do sítio em Arujá-SP	79
Tabela 7 – Histórico do consumo energético da empresa metalúrgica em Arujá-SP	80
Tabela 8 – Especificações técnicas do módulo FV DHP72-330 da DAH nas condições STC	81
Tabela 9 – Especificações técnicas do módulo FV DHP72-330 da DAH nas condições NOCT	82
Tabela 10 – Especificações técnicas do Inversor solar MINI 3000 TL X da Growatt	83
Tabela 11 – Variação e alcance do ângulo de elevação do Sol durante o dia 21 de junho	97
Tabela 12 – Geração total anual (kWh)	102
Tabela 13 – Consumo Mensal (-) taxa de disponibilidade (kWh/mês)	103
Tabela 14 – Balanço Energético entre Energia gerada e energia consumida	103
Tabela 15 – Investimento realizado para implantação do sistema solar fotovoltaico	104
Tabela 16 – Custos de Operação e Manutenção do sistema solar fotovoltaico	105
Tabela 17 – Modalidades tarifárias incidentes da concessionária local	106
Tabela 18 – Atribuição das bandeiras tarifárias mais usuais durante o ano	106
Tabela 19 – Cálculo do acréscimo de bandeira tarifária – Cenário 1	107
Tabela 20 – Economia causada com a geração de energia solar fotovoltaica – Cenário 1	108
Tabela 21 – Economia gerada com a geração de energia solar fotovoltaica – Cenário 1	109
Tabela 22 – Bandeiras tarifárias adotadas para o cenário 2	111
Tabela 23 – Cálculo do acréscimo de bandeira tarifária – Cenário 2	111
Tabela 24 – Economia gerada com a geração de energia solar fotovoltaica – Cenário 2	112
Tabela 25 – Economia gerada com a geração de energia solar fotovoltaica - Cenário 2	113
Tabela 26 – Bandeiras tarifárias adotadas para o cenário 3	115
Tabela 27 – Cálculo do acréscimo de bandeira tarifária – Cenário 3	115
Tabela 28 – Economia gerada com a geração de energia solar fotovoltaica – Cenário 3	116
Tabela 29 – Economia gerada com a geração de energia solar fotovoltaica - Cenário 3	117
Tabela 30 – Resumo financeiro e em tempo de retorno dos três cenários	119

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	12
2. OBJETIVO GERAL	18
2.1. Objetivos específicos.....	18
3. METODOLOGIA	19
4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	20
4.1. Conceitos de geometria solar	20
4.1.1. Zênite.....	20
4.1.2. Equinócio e Solstício.....	21
4.1.3. Azimute	23
4.1.4. Principais ângulos solares	24
4.1.5. Método do período de duração da insolação média diária mensal	25
4.1.6. Método HSP	31
4.2. Efeito Fotovoltaico	34
4.3. O silício cristalino	36
4.4. A Célula Fotovoltaica.....	38
4.5. O módulo Fotovoltaico.....	39
4.6. Tipos de módulo Fotovoltaico.....	41
4.7. Características do módulo fotovoltaico.....	43
4.8. Associações em Série, Paralelo e mista dos módulos fotovoltaicos	45
4.9. Inversor solar.....	49
4.10. MPPT e dimensionamento do arranjo fotovoltaico.....	52
4.11. Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI)	55
4.12. Sistemas conectados à rede – <i>on grid</i>	56
4.13. Composição das contas de energia e tributos	59
4.14. Composição da conta de energia.....	61
4.15. Normas Técnicas	63
4.15.1. Análise das Resoluções RN 482/2012 e REN 687/2015 da ANEEL	63
4.15.2. Autoconsumo remoto	66
4.15.3. Compensação dos Créditos no Autoconsumo Remoto - RN 482/2012	66
4.15.4. Revisão da RN 482/2012: PL5829/19.....	68
5. ESTUDO DE CASO	70
5.1. Vistas de localização	70
5.2. Dados solarimétricos locais.....	73

5.3.	Perfil de consumo energético	78
5.4.	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico.....	81
5.4.1.	Módulo FV utilizado	81
5.4.2.	Inversor UCP utilizado.....	82
5.4.3.	Dimensionamento do gerador fotovoltaico pelo método HSP	83
5.4.4.	Dimensionamento do inversor e do arranjo fotovoltaico	86
5.5.	Cálculo do sombreamento	93
5.6.	Configuração do sistema	101
5.7.	Energia gerada e balanço de energia.....	102
5.8.	Análise de viabilidade econômica.....	104
5.8.1.	Cenário 1 – Bandeiras Tarifárias mais usuais no ano.....	106
5.8.2.	Cenário 2 – Bandeiras tarifárias com cinco meses no patamar 1	110
5.8.3.	Cenário 3 – Bandeiras tarifárias com sete meses em vermelho patamar 2	114
6.	ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	119
7.	CONCLUSÃO	120
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	122
	ANEXOS.....	124

RESUMO

A evolução da participação das fontes solares fotovoltaicas na matriz energética mundial nas últimas décadas é favorecida pelo incremento da eficiência deste tipo de sistema de geração energética, pela quantidade de diferentes fabricantes dos equipamentos deste segmento e pelas ações governamentais para incentivar o crescimento deste setor energético. O Brasil possui vantagens e interesses para explorar esse tipo de fonte de energia renovável por alguns motivos: pela privilegiada localização geográfica tendo alta incidência de irradiação solar em todo seu território, pela grande área territorial disponível para exploração de usinas solares, a necessidade de combatermos as altas dos preços das tarifas causadas pela participação das termelétricas na matriz energética e a busca pela redução dos gases de efeito estufa, deixam o Brasil a um nível elevado de pleno crescimento neste setor. Com a criação pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) da Resolução Normativa RN 482 de 2012 e sua revisão na REN 687 em 2015, tornou-se possível a adoção de sistemas de geração distribuída de energia fotovoltaica na modalidade de Autoconsumo Remoto, que permite o compartilhamento dos créditos de energia de dois imóveis distintos. No Brasil, a geração solar remota é uma modalidade da geração compartilhada que apresenta pleno crescimento, sendo um negócio atraente tanto para o pequeno quanto para o grande investidor. Nesse cenário foi desenvolvido este trabalho, com base em um estudo de caso de uma central de microgeração distribuída solar fotovoltaica em consumidor de baixa tensão localizada no município de Arujá na Grande São Paulo, gerando eletricidade para autoconsumo local e remoto, para atender ao consumo de energia elétrica da maior parcela da carga de uma fábrica metalúrgica. O foco deste estudo foi além de uma análise de viabilidade econômica do projeto de microgeração fotovoltaica na modalidade de autoconsumo remoto, o atendimento aos requisitos práticos dessa integração entre geração remota, autoconsumo e abatimento entre as quantias de energia elétrica gerada e consumidas em diferentes propriedades do mesmo proprietário, por meio das regulamentações, seus métodos e procedimentos através de cálculos manuais em planilhas.

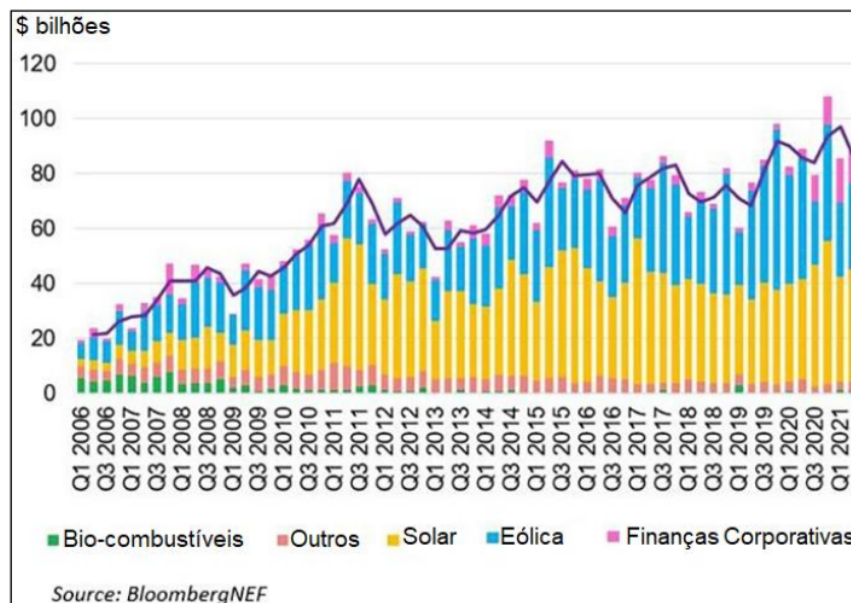
Palavras chave: energia solar fotovoltaica, microgeração distribuída, auto consumo, geração remota, viabilidade econômica.

1. INTRODUÇÃO

A sociedade moderna tem se demonstrado ávida por energia elétrica para manter e expandir seu modo de vida. Mesmo com essa necessidade, temos observado o avanço na busca e conscientização por utilização de energias mais limpas e renováveis. Neste cenário a energia gerada por meio solar e eólica vem se destacando e nos últimos anos se expandindo em escalas sem precedentes, seja pelas questões ambientais, econômicas, sociais e também pela busca incessante do homem por novos conhecimentos que trazem grandes rendimentos naquilo que estão se propondo a fazer.

A fonte de energia solar fotovoltaica liderou o crescimento da capacidade instalada de energias renováveis no mundo em 2020 com o acréscimo de 139 GW, o maior crescimento de todos os tempos, representando um crescimento anual de 18,3%. As instalações anuais de energia solar fotovoltaica no Brasil foram de 31 GW, um aumento de 68,6% em 2020, conforme dados do relatório internacional *Renewables Global Status Report* (REN21, 2021). Os dados brasileiros incluem as usinas solares de grande porte e os sistemas distribuídos de pequeno e médio portes, em telhados e fachadas de edifícios e em pequenos terrenos, conforme pode-se observar na Figura 1.

Figura 1 – Crescimento do investimento global em energias renováveis nos últimos 15 anos em bilhões de Dólares.



Fonte REN(2021), minha tradução.

Como pode-se observar na Figura 1, a constante evolução das fontes eólica e solar se mantém atraindo bilhões de investimentos ao longo das duas últimas décadas, um crescimento expressivo frente aos biocombustíveis, por exemplo. O Brasil assumiu maior protagonismo no crescimento da tecnologia fotovoltaica com investimentos que ultrapassaram R\$ 13 bilhões ao final do ano passado (ABSOLAR, 2021). Dentro desse tipo de projeto, são realizados incentivos basicamente por dois meios: na geração da energia solar e na compra de produtos que possibilitem a montagem e o desenvolvimento de centrais fotovoltaicas.

O governo brasileiro atua com incentivos para a geração de energia solar fotovoltaica por meio da isenção de impostos e taxas, seja na produção energética, seja sobre os produtos e equipamentos relacionados ao setor. Um deles é o ProGD, criado em 2015 pelo então ministro de Minas e Energia, *Eduardo Braga*, o qual protocolou a criação do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica, o ProGD. Esse programa busca o estímulo da geração de energia solar por meio de unidades consumidoras, no modelo *on-grid* (compartilhado com a rede de distribuição de energia).

De certa forma, o governo já isentava o ICMS (Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços), o PIS e o Cofins da energia sob a geração. Entretanto, como boa parte dessas taxas são de responsabilidade estatal, foram necessários mais de dois anos para que todas as unidades da federação aderissem à lei.

Minas Gerais, por exemplo, foi o primeiro estado a praticar a isenção a esses impostos. Isso fez com que os mineiros contassem com a maior quantidade de unidades de geração de energia solar fotovoltaica no Brasil: mais de 7 mil unidades (ABSOLAR, 2021).

Os incentivos do governo para a produção de energia solar fotovoltaica acontecem por meio da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e suas Resoluções Normativas. A primeira, nº 482 de 2012, estabeleceu o net-metering, um sistema de compensação que possibilita que a energia gerada possa ser transmitida para a rede de distribuição, criando, assim, os créditos.

Já em 2015, a ANEEL atualizou a REN nº 482 e, em sua REN nº 687, criou as modalidades de autoconsumo remoto e de geração compartilhada, além de atualizar vários outros pontos da resolução anterior. Um deles é o Art.2º, Inciso VIII – “autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada. ”

“Art 6º: Podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica os consumidores responsáveis por unidade consumidora:

- I – com microgeração ou minigeração distribuída;
- II – integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras;
- III – caracterizada como geração compartilhada;
- IV – caracterizada como autoconsumo remoto. ”

Duas outras legislações ainda se destacam nesse meio. O Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) estabelece, no Convênio nº101/97, a “ (...) *isenção de ICMS nas operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica*”, conforme citado.

O Convênio nº 16, do ano de 2015, estabelece a isenção nas operações internas relativas à circulação de energia, o que faz com que vários erros de cálculo, que levavam em conta o consumo bruto como base do ICMS, fossem corrigidos e atualizados de acordo com o Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

Por fim, o PL 8.322/2014 propunha a isenção de IPI, II, PIS, PASEP e COFINS para vários produtos relacionados à produção de energia solar fotovoltaica. Quatro anos depois, o projeto de lei encontrava-se parado na Câmara dos Deputados, sendo que a última atualização do PL foi sua aprovação na Comissão de Constituição e Justiça e de Cidadania (CCJC).

Até o primeiro semestre de 2021, o Brasil já ultrapassou a marca de 1 GW de potência instalada em micro e minigeração distribuída de energia elétrica. Segundo a ANEEL, a fonte mais utilizada para micro e minigeração distribuída, pelos consumidores brasileiros, é a solar fotovoltaica, com 82,6 mil micro e mini usinas e cerca de 870 megawatts (MW) de potência instalada (BRASIL ENERGIA, 2021).

O principal benefício da Geração Distribuída é a utilização de créditos de energia através de projetos renováveis e que beneficiam na redução de custos das faturas daqueles que optam pela modalidade.

Mesmo com os incentivos ainda sendo estabelecidos em lei, o mercado de energia solar nunca esteve em tão franca ascensão. Um ponto importante, que pode explicar essa situação, é o constante crescimento nas tarifas de energia elétrica pagas pelos consumidores atualmente, o que faz com que novas alternativas sejam buscadas.

Entretanto, as alternativas e benefícios da energia solar fotovoltaica ainda são uma novidade para boa parcela da população, o que demanda um investimento maior na popularização das informações relativas a esse tipo de geração de energia.

Outro aspecto decisivo é o cultural. A geração de energia solar fotovoltaica é um investimento de longo prazo, trazendo retorno entre 5 e 8 anos (ABSOLAR, 2021). Normalmente os brasileiros esperam um *Payback* de curto prazo, no máximo 3 anos. E investir em períodos longos como esse é algo que não faz parte da cultura do brasileiro, o que demanda uma reeducação do mercado.

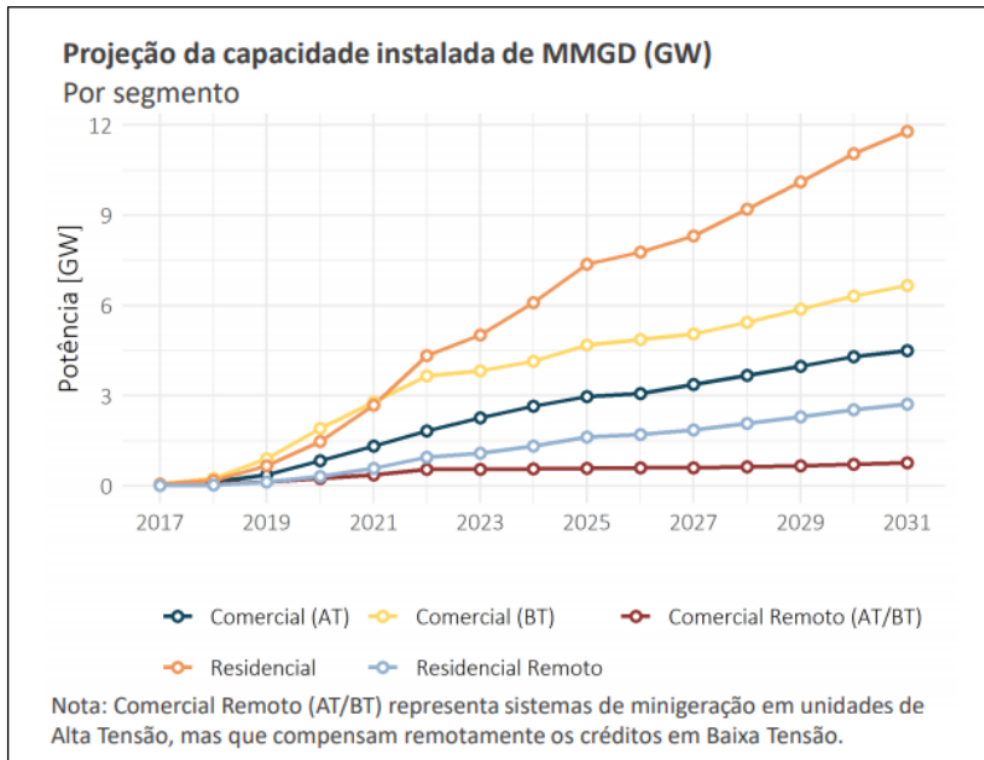
O lado positivo é que empresas, indústrias, comércios, sítios, chácaras e fazendas já estão aderindo à alternativa da energia solar fotovoltaica. Se antes, eram um público raro, com os incentivos e o custo de instalação cada vez mais reduzido, optar pela geração de energia solar tornou-se uma boa maneira de economizar e maximizar os lucros do negócio. Aos poucos, essa conscientização vai tomando conta do mercado, atingindo também a população.

Com um potencial de geração de energia solar fotovoltaica gigantesco, o Brasil se encontra à frente da maioria dos países europeus, por exemplo, com valores de irradiação que variam entre os 15.00 e 2.500 Wh/m². A Espanha por exemplo, atinge no máximo, 1.850 Wh/m² (IRENA, 2021).

Observando esse grande potencial, o número de unidades consumidoras com painéis fotovoltaicos ainda é muito pequeno, tendo ultrapassado a casa dos milhares apenas em 2014. Até o ano de 2017, pouco mais de 9.500 unidades utilizavam os créditos (ABSOLAR, 2021).

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2021), a capacidade instalada de micro e minigeração distribuída no Brasil está prevista para atingir 14 GW para consumidores de baixa tensão (BT), residenciais e comerciais em 2025, como é mostrado na Figura 2. As expectativas são de que existirão 161.360 unidades consumidoras com sistemas fotovoltaicos em 2023, número que corresponderá a 140.011 residências e 21.349 estabelecimentos comerciais, atingindo 0,33% do consumo de cada setor (ABSOLAR, 2021).

Figura 2 – Projeção da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída no Brasil.



Fonte: EPE(2021).

Como pode-se observar na Figura 2, a projeção da capacidade instalada de micro e minigeração distribuída no Brasil prevê um patamar de 26 GW até o final dessa década e com forte contribuição dos consumidores residenciais e comerciais de baixa tensão. Com as políticas de incentivo à energia solar e o abatimento de impostos e taxas, é possível vislumbrar um mercado de bastante potencial de crescimento. Além das perspectivas positivas com relação ao investimento em novas fontes de energia, esse cenário ainda traz uma grande possibilidade de geração de empregos, principalmente no setor de instalação de sistemas fotovoltaicos. Investir em sistemas de geração de energia solar fotovoltaica deixou de ser uma aposta há alguns anos. Hoje em dia é certeza de um investimento com retorno garantido, trazendo um futuro de bastante economia, seja para residências, estabelecimentos comerciais ou industriais.

Se a Geração Distribuída foi uma revolução dentro do mercado energético brasileiro, o autoconsumo remoto foi uma grande evolução da modalidade, principalmente no setor

de energia solar. Sua criação permite que os créditos de energia gerados por um sistema fotovoltaico em um local A possam ser usados para reduzir o valor da conta de luz de um local B, completamente diferente, desde que ambos pertençam à mesma titularidade (CPF ou CNPJ) e mesma área de concessão da ANEEL.

E é nesse sentido que este trabalho será realizado, o qual será projetado um sistema de geração de energia através de painéis solares fotovoltaicos, onde essa estrutura será instalada numa área descampada num terreno particular onde há uma residência com uma família residente e outra residência onde os proprietários utilizam somente aos finais de semana esporadicamente. Essa energia gerada deverá suprir estas duas residências e o excedente será compartilhado com uma indústria na região, sendo incluída na categoria de geração remota.

Para este estudo foi considerado como carga o consumo total da fábrica. Através dessa compensação de energia consumida, consequentemente haverá um reflexo positivo no gasto com energia elétrica da empresa metalúrgica, diminuindo assim seus custos e privilegiando o *payback*. Além do autoconsumo, este projeto se baseou no abastecimento do excedente de energia elétrica para a demanda de energia elétrica de uma Metalúrgica que fabrica equipamentos para indústria agropecuária e plástica, sediada no mesmo município, em Arujá – SP.

O dimensionamento do sistema gerador fotovoltaico será baseado na metodologia teórica, aplicando fórmulas teóricas com o auxílio de planilhas em Excel para cálculo de HSP. Com essa grandeza, haverá o montante de energia elétrica gerada pela central fotovoltaica, e então será calculado o balanço entre consumo e geração. Após esse desenvolvimento do projeto será possível demonstrar a viabilidade econômica do sistema, se enquadrando nas regras do que determina o inciso IV do Art.6º da RN 687 de 2015.

2. OBJETIVO GERAL

O objetivo deste trabalho é realizar uma análise de viabilidade econômica de uma microgeração de energia gerada em propriedade particular através do desenvolvimento de um projeto de sistema solar fotovoltaico para atender remotamente o consumo parcial de uma indústria.

2.1. Objetivos específicos

- Pesquisa de literaturas e normas;
- Definição do melhor local e da construção;
- Dimensionamento do sistema fotovoltaico;
- Análise de viabilidade financeira e econômica;
- Compreender o processo da compensação de energia consumida pela gerada remotamente;

3. METODOLOGIA

O projeto do sistema de geração de energia através de painéis solares fotovoltaicos neste trabalho utiliza como base a teoria que aplica fórmulas com auxílio de planilhas em Excel para cálculo de Horas de Sol Pleno. Essa metodologia considera a geometria solar na localização geográfica do terreno ao longo do ano, à qual interfere diretamente na quantidade de horas de sol disponíveis para a geração de energia, convertendo a energia solar em potencial fotovoltaico, utilizando como base dados o “Sundata” de radiação solar do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB, 2021).

Após essa etapa, parte-se para o modelamento do gerador fotovoltaico, iniciando-se pela seleção da área do terreno utilizada para distribuição dos painéis geradores, orientação geográfica, cálculo de melhor ângulo para melhor performance e largura dos corredores técnicos. Estima-se a quantidade de painéis FV e inversores tomando-se como base um modelo de um determinado fabricante de módulos FV e modelo de inversor dentre os disponíveis hoje no mercado. Considerando as perdas técnicas, teremos definido o montante de energia elétrica gerada. Com o histórico de consumo das duas residências e da empresa metalúrgica, parte-se para o balanço de energia levando-se em conta o gerado e o consumido, se haverá falta ou excedente de energia para o consumidor ao longo do ano.

A unidade consumidora é composta por duas residências no mesmo terreno e uma metalúrgica distante dessa unidade geradora, que será enquadrada na modalidade de autoconsumo remoto de sistemas de geração distribuída, conforme tornou possível a revisão REN 687-2015 da Resolução Normativa RN 482 de 2012, que permite o compartilhamento dos créditos de energia de dois imóveis distintos. No caso da metalúrgica, toda a demanda consumidora energética será beneficiada através dessa geração remota.

Considerando o preço da tarifa da energia elétrica dos respectivos imóveis é possível fazer o levantamento dos custos e receitas com a implantação do projeto de geração de energia. E por fim será feita a análise financeira do projeto, custo de investimento, fluxo de caixa, e o *payback*.

4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

4.1. Conceitos de geometria solar

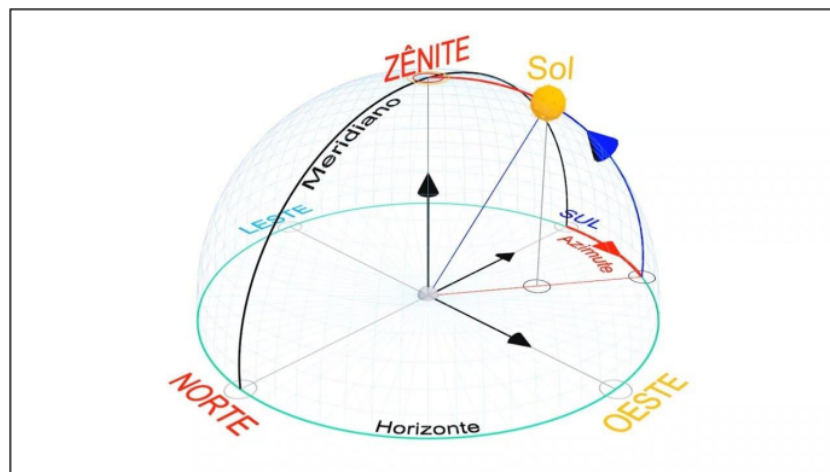
O movimento de rotação e translação do Planeta Terra é uma das bases do conhecimento científico de todos, mas existem outros conhecimentos específicos relacionados ao movimento da Terra ao redor do Sol muito importantes para serem assimilados e relacionados à geração de energia elétrica a partir de sistemas solares fotovoltaicos.

4.1.1. Zênite

Em astronomia e na trigonometria, é o termo técnico que designa o ponto imaginário interceptado por um eixo vertical imaginário traçado a partir da cabeça de um observador localizado sobre a superfície terrestre e que se prolonga até a esfera celeste.

Em trigonometria, para fins de navegação astronômica, é um dos três pontos referenciais que formam um triângulo de posição e onde se encontra o observador. Conforme pode-se ver na Figura 3, o zênite também é a linha imaginária que parte do observador e sempre aponta para o ponto mais elevado da abóbada celeste.

Figura 3 – Zênite



Fonte: 3D Studio Max (2018)

De acordo com a Figura 3, a definição de Zênite é a mesma aplicada no planeta Terra, nesse caso trata-se de um ponto de referência particular, que só serve para uma pessoa, o qual é coincidente na abóbada celeste, com a vertical que parte logo acima da cabeça desse observador. O zênite desse observador coincide com a projeção dos raios solares sobre a Terra anualmente por duas vezes, somente entre as latitudes localizadas entre os trópicos de Câncer e de Capricórnio, não ocorrendo em latitudes superiores. Estes Fenômenos geométricos são conhecidos como Equinócios.

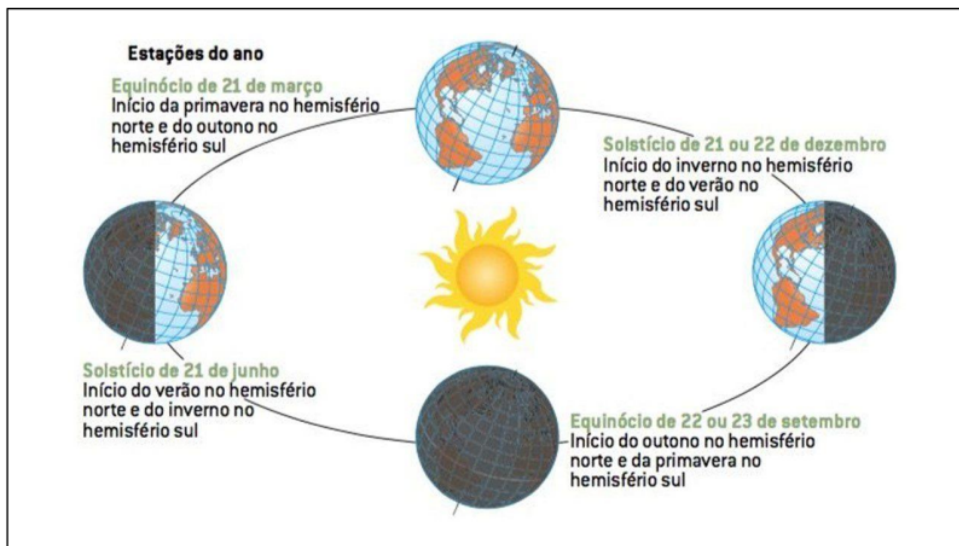
Como a rota do Planeta Terra ao redor do Sol tem um formato elíptico, a referência do Zênite, a linha do Equador e o eixo imaginário da Terra tem grande importância para a composição da ordem das 4 estações do ano e os fenômenos de Equinócio e Solstício.

4.1.2. Equinócio e Solstício

O Termo equinócio vem do latim, *aequus* (igual) e *nox* (noite), e significa "noites iguais", que são ocasiões em que o dia e a noite duram o mesmo tempo. Ao medir a duração do dia, considera-se que o nascer do sol é o instante em que metade da circunferência do globo solar está acima do horizonte, e o pôr do sol (crepúsculo ou ocaso) o instante em que a circunferência do globo solar está metade abaixo do horizonte. Com esta definição, o dia e a noite durante os equinócios têm igualmente 12 horas de duração.

Os equinócios ocorrem nos meses de março e setembro, quando definem mudanças de estação, conforme pode-se ver na Figura 4. Em março, o equinócio marca o início da primavera no hemisfério norte e do outono no hemisfério sul.

Figura 4 – Equinócio



Fonte: Conexão Escola (2020)

Em setembro ocorre o inverso, quando o equinócio marca o início do outono no hemisfério norte e da primavera no hemisfério sul, de acordo com a Figura 4.

O solstício é um fenômeno semelhante ao equinócio, o qual ocorre em uma época do ano em que um hemisfério do planeta Terra recebe mais luz solar do que o outro, devido ao ângulo de inclinação que a Terra possui em relação ao seu eixo. Com essa diferença de incidência de raios solares, em determinada data do ano o dia fica mais longo do que a noite quando o solstício de verão ocorre ou a noite fica mais longa na ocorrência do solstício de inverno.

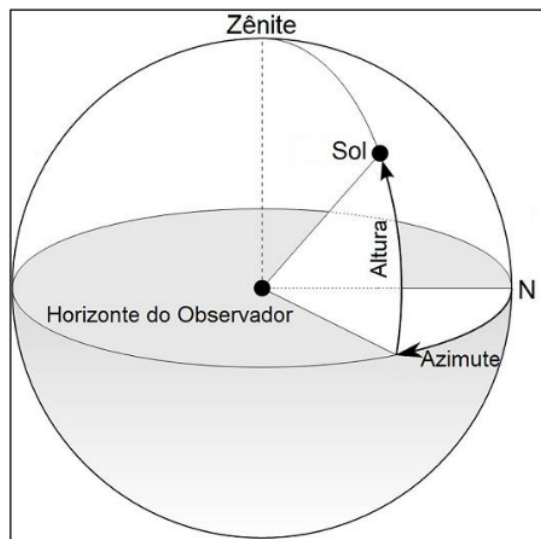
Quando se tem solstício de verão no Hemisfério Sul, com o dia mais longo do ano no Hemisfério Norte, há a noite mais longa do ano, pois há menor incidência de raios solares nessa área do globo. Essa situação é alterada quando há o solstício de inverno no Hemisfério Sul, com o dia mais longo no Norte e a noite mais longa no Sul.

Toda essa sazonalidade da luz solar incidente sobre a Terra tem total influência sobre a geração de energia elétrica utilizando sistemas fotovoltaicos e essa relação será abordada mais adiante.

4.1.3. Azimute

Azimute Solar é o ângulo entre a linha dos raios solares projetada no plano horizontal e o Norte geográfico. Como pode se verificar na Figura 5, o Azimute é um Ângulo que varia o dia todo entre 0 e 180°, dependendo diretamente da posição instantânea do Sol.

Figura 5 – Azimute



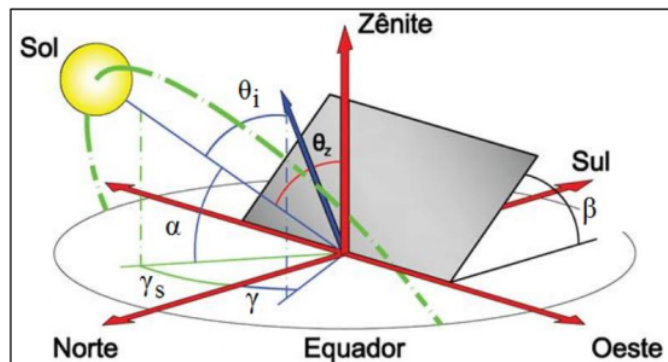
Fonte: Scielo Brasil (2018)

De acordo com a Figura 5, a diferença de posicionamento entre o Norte geográfico e a direção da projeção da linha do Sol no horizonte é o ângulo azimute. Por exemplo, uma pessoa com o braço estendido para frente de seu corpo apontando exatamente na direção do Norte geográfico tem seu respectivo azimute igual a zero (0°). Já se essa pessoa estiver apontando para o Sul, o azimute dessa pessoa (desvio em relação ao Norte) será de 180° graus.

4.1.4. Principais ângulos solares

Com as principais definições de Zênite e Azimute, é possível verificar outros ângulos solares importantes conforme demonstrado na Figura 6.

Figura 6 - Ângulos solares



Fonte: Use2e (2017).

A Figura 6 ilustra os ângulos solares clássicos estudados na maioria das literaturas que abordam sistemas solares FV. O Ângulo de zênite (θ_Z) é formado entre a reta representativa dos raios solares e a linha vertical local ou a normal do local. A altura solar (α) é formada entre a reta representativa dos raios solares e a sua projeção horizontal. O Ângulo azimutal do sol (γ_s) é formado entre a projeção no plano horizontal da reta representativa dos raios solares e a direção Norte. O Ângulo azimutal da superfície (γ) é formado entre a projeção no plano horizontal da reta normal à superfície de captação e a direção Norte-Sul. O Ângulo de incidência (θ_i) é formado entre a reta representativa dos raios solares e a reta normal à superfície de captação. O Ângulo de inclinação da superfície de captação (β) é formado entre a superfície de captação e o plano horizontal. A altura solar (α) é também conhecida por Declinação Solar, uma das informações mais importantes para o dimensionamento de sistemas solares fotovoltaicos.

No caso de instalações implementadas no hemisfério sul da zona tropical, os módulos devem estar orientados para o norte verdadeiro, o que corresponde de forma bastante aproximada à direção em que ocorre colinearidade entre o ângulo azimutal do sol (γ_s) e o ângulo azimutal de superfície (γ) quando da observação do menor ângulo de incidência (α). Em relação ao ângulo de inclinação da superfície de captação, a indicação da bibliografia corresponde ao ângulo de latitude local (PINHO JOÃO TAVARES E GALDINO, 2014).

4.1.5. Método do período de duração da insolação média diária mensal

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico pode ser realizado utilizando diferentes metodologias, e um destes métodos é o da determinação do período de duração da insolação média diária mensal, o qual é baseado nos parâmetros dos dias médios do ano recomendados por mês — n , transcritos na Tabela 1, e valores de declinação solar por mês δ , provenientes da tabela 1.6.1 do livro (DUFFIE & BECKMAN, 2006). Dessa forma, dimensiona-se o período de duração da insolação média diária mensal, em função da Latitude (ϕ) e da Longitude do local (L). Este método segue a seguinte ordem de cálculos e definições:

- 1°) Cálculo da Declinação Solar em cada dia do ano;
- 2°) Cálculo do Ângulo Horário;
- 3°) Cálculo da Hora Solar, Hora Legal e Correção do horário solar;
- 4°) Ângulo Horário do pôr do Sol e Nascer do Sol;
- 5°) Duração da insolação N (horas);
- 6°) Ângulo Zenital;
- 7°) Azimute Solar;
- 8°) Ângulo de Incidência Solar;
- 9°) Irradiação Extraterrestre em plano perpendicular ao plano da órbita;
- 10°) Irradiação Extraterrestre em plano horizontal sobre a Terra (G_0 W/m²);
- 11°) Irradiação Extraterrestre sobre plano horizontal na superfície da Terra I_0 (J/m²) integrada no tempo compreendido pelos ângulos horários;
- 12°) Irradiação Extraterrestre sobre o plano horizontal na superfície da Terra H_0 (J/m²) integrada diária;
- 13°) Irradiação Extraterrestre sobre o plano horizontal na superfície da terra (MJ/m²) integrada diária, média e mensal;
- 14°) Dia médio do Mês: representa a média das irradiações extraterrestres diárias do mês;

Descrição dos passos de dimensionamento da insolação média diária mensal

1°) Cálculo da Declinação Solar em cada dia do ano

Para calcular a declinação solar em cada dia do ano, é necessário seguir uma regra de correção como demonstra a Figura 7.

Figura 7 - Posição da Terra na órbita: dia do ano **n** dado por um calendário

$n = \text{Dia} + (\text{Mes} - 1) * 30 + \text{Cor}$			
Mês	Mês	1 a 12	
Dia	Dia	1 a 31	
Cor			Se $\text{Mes} \leq 2 \rightarrow \text{Cor} = \text{Int}(\text{Mes}/2)$ Se $2 < \text{Mes} \leq 8 \rightarrow \text{Cor} = (\text{Int}(\text{Mes}/2) - 2)$ Se $\text{Mes} > 8 \rightarrow \text{Cor} = (\text{Int}(\text{Mes}/2 + 1/2) - 2)$
Obs: Int= menor inteiro contido			
Exemplo: 13 de fevereiro			$n = \text{Dia} + (\text{Mes} - 1) * 30 + \text{Cor}$ $n = 13 + (2-1) * 30 + 1 = 44$ $\text{Mes} \leq 2 \rightarrow \text{Cor} = \text{Int}(\text{Mes}/2) = \text{Int}(2/2) = 1$

Fonte: DUFFIE & BECKMAN (2006).

Conforme demonstra a Figura 7, para cada dia do ano haverá um resultado **n**. Com cada **n** deve-se aplicar a seguinte fórmula para acharmos a declinação solar $\delta(^{\circ})$ no dia **n**:

$$\delta = 23.45 * \sin((360 / 365) * (284 + n))$$

$$[\text{variação de : } -23,45 \leq \delta \leq 23,45 ; N > 0]$$

Aplicando essa regra e a fórmula deverá ter todos os valores de declinação solar durante o ano.

2º e 3º) Cálculo do Ângulo Horário, Hora Solar, Hora Legal e Correção do horário solar

O Ângulo Horário $\omega (^{\circ})$ é o diedro entre o meridiano em que ocorre a passagem meridiana solar e o meridiano do observador.

$$\omega = (\text{HS} - 12) * 15; -180 \leq \omega \leq 180^{\circ}; \text{manh\~as} < 0; \text{tardes} > 0$$

$$\text{Passagem Meridiana } \omega = 0^{\circ}$$

O Relógio indica a HORA LEGAL HL referente à Longitude L0 da Hora Legal

$$\text{HORA SOLAR HS} = \text{HL} + \text{Corhora}$$

$$\text{Corhora} = (4 * (L0 - L) + E) / 60$$

$$E = 9.87 * \sin(2B) - 7.53 * \cos(B) - 1.5 * \sin(B) \quad B = ((360 / 364) * (n - 81))$$

4°) Cálculo do Ângulo Horário do pôr do Sol e Nascer do Sol

$$\text{Ângulo Horário do pôr do Sol } \omega_s ; \cos(\omega_s) = -\tan(\Phi) \tan(\delta)$$

O ângulo horário do nascer do Sol é igual ao do pôr do Sol em módulo, mas com sinal negativo:

$$\text{Ângulo Horário do nascer do Sol } \omega_s ; -\cos(\omega_s) = -\tan(\Phi) \tan(\delta)$$

5°) Duração da Insolação N (horas)

$$\text{Duração da insolação N (horas)} ; N = (2/15) \omega_s$$

Notas:

- a) No Equador $\Phi = 0$ e $\tan(\Phi) = 0$ logo $\cos(\omega_s) = 0$ e $\omega_s = 90^\circ$ para qualquer dia do ano ;
- b) Nos Equinócios $\delta = 0$ e $\tan(\delta) = 0$ logo $\cos(\omega_s) = 0$ e $\omega_s = 90^\circ$ para qualquer latitude ;
- c) No círculo polar ártico $\Phi = + 66,33^\circ$; solstício de verão $\delta = + 23,45^\circ$ $\cos(\omega_s) = - 0,9896$;

$$\omega_s = 171,7^\circ ; N = 22,89h ; 22:53$$

6°) Cálculo do Ângulo Zenital

$$\text{Ângulo Zenital } \theta_z \quad 0 \leq \theta_z \leq 90^\circ \text{ e Altitude Solar } \alpha (\alpha + \theta_z = 90)$$

$$\cos \theta_z = \sin(\delta) \sin(\Phi) + \cos(\delta) \cos(\Phi) \cos(\omega)$$

7°) Cálculo do Azimute Solar

$$\text{Azimute Solar: } \gamma_s (-180 \leq \gamma \leq 180)$$

$$S = 0^\circ ; E < 0 \text{ W } > 0 ; N = 180^\circ$$

$$\gamma_s \text{ módulo} = \arccos\left(\frac{\cos \theta_z \cdot \sin \Phi - \sin \delta}{\sin \theta_z \cos \Phi}\right) \text{ sinal de } \omega$$

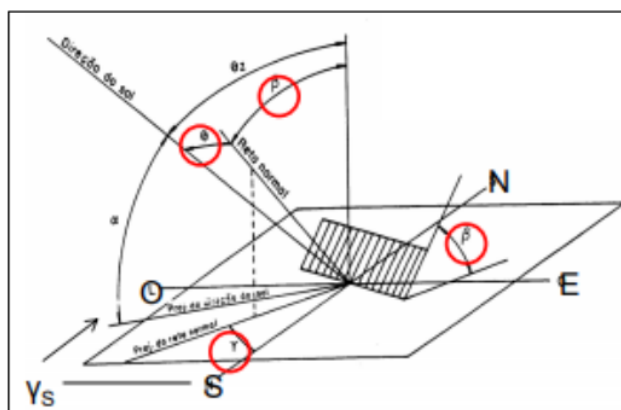
8º) Ângulo de Incidência Solar

Ângulo de Incidência Solar θ , calculado por fórmula:

$$\cos(\theta) = \sin(\delta) \sin(\phi) \cos(\beta) - \sin(\delta) \cos(\phi) \sin(\beta) \cos(\gamma) + \cos(\delta) \cos(\phi) \cos(\beta) \cos(\omega) + \cos(\delta) \sin(\phi) \sin(\beta) \cos(\gamma) \cos(\omega) + \cos(\delta) \sin(\beta) \sin(\gamma) \sin(\omega)$$

Fixas: Φ, β, γ do Dia δ ; Variável ω

Figura 8 – Ângulo de Incidência solar θ



Fonte: DUFFIE & BECKMAN (2006).

Conforme pode-se observar na Figura 8, é possível calcular o ângulo de incidência solar partindo-se de outros ângulos calculados e obtidos.

Notas

- 1.) Ângulo de Incidência para superfícies voltadas para o SUL; azimute $\gamma = 0^\circ$

Neste caso: $\sin(\gamma) = 0$; $\cos(\gamma) = +1$

$$\cos(\theta) = \cos(\phi - \beta) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\phi - \beta) \sin(\delta)$$

- 2.) Ângulo de Incidência para superfícies voltadas para o NORTE; azimute $\gamma = 180^\circ$

Neste caso: $\sin(\gamma) = 0$; $\cos(\gamma) = -1$

$$\cos(\theta) = \cos(\Phi + \beta) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\Phi + \beta) \sin(\delta)$$

- ### 3.) Observar

$$\cos \theta_Z = \cos(\Phi) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\Phi) \sin(\delta)$$

9°) Irradiação Extraterrestre em plano perpendicular ao plano da órbita (G0N W/m²)

$$G0N = 1367 [1 + 0,033 \cdot \cos(360n / 365)]$$

10°) Irradiação Extraterrestre em plano horizontal sobre a Terra (G0 W/m²)

$$G0 = G0N \cos (\theta Z)$$

11°) Irradiação Extraterrestre sobre plano horizontal na superfície da Terra I0 (J/m²) integrada no tempo compreendido pelos ângulos horários.

$$I0 = G0N \int_{\omega_1}^{\omega_2} [K1 + K2 \cos \omega] d\omega$$

12°) Irradiação Extraterrestre sobre o plano horizontal na superfície da Terra H0 (J/m²) integrada diária

$$H0 = 2,75 \cdot 10^4 G0N [1,75 \cdot 10^{-2} \omega S \sin(\delta) \sin(\Phi) + \cos(\delta) \cos(\Phi) \sin(\omega S)]$$

13°) Irradiação Extraterrestre sobre o plano horizontal na superfície da terra (MJ/m²) integrada diária, média e mensal.

$$\overline{H_0} = \frac{1}{n} \sum_{1}^n H_0$$

Para esse passo, além de utilizar a fórmula, deve-se achar o valor correspondente na tabela da Figura de acordo com a latitude do local. Conforme pode-se verificar na Figura 9, caso não se tenha o valor da latitude desejada na tabela, é necessário chegar-se ao valor de MJ/m² por interpolação geométrica, como demonstrado no exemplo, para qualquer valor entre 40° e 45°, deve-se fazer essa interpolação geométrica.

Figura 9 – Valor de MJ/m² correspondente por latitude e mês vigente.

ϕ	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
90	0.0	0.0	1.2	19.3	37.2	44.8	41.2	26.5	5.4	0.0	0.0	0.0
85	0.0	0.0	2.2	19.2	37.0	44.7	41.0	26.4	6.4	0.0	0.0	0.0
80	0.0	0.0	4.7	19.6	36.6	44.2	40.5	26.1	9.0	0.6	0.0	0.0
75	0.0	0.7	7.8	21.0	35.9	43.3	39.8	26.3	11.9	2.2	0.0	0.0
70	0.1	2.7	10.9	23.1	35.3	42.1	38.7	27.5	14.8	4.9	0.3	0.0
65	1.2	5.4	13.9	25.4	35.7	41.0	38.3	29.2	17.7	7.8	2.0	0.4
60	3.5	8.3	16.9	27.6	36.6	41.0	38.8	30.9	20.5	10.8	4.5	2.3
55	6.2	11.3	19.8	29.6	37.6	41.3	39.4	32.6	23.1	13.8	7.3	4.8
50	9.1	14.4	22.5	31.5	38.5	41.5	40.0	34.1	25.5	16.7	10.3	7.7
45	12.2	17.4	25.1	33.2	39.2	41.7	40.4	35.3	27.8	19.6	13.3	10.7
40	15.3	20.3	27.4	34.6	39.7	41.7	40.6	36.4	29.8	22.4	16.4	13.7
35	18.3	23.1	29.6	35.8	40.0	41.5	40.6	37.3	31.7	25.0	19.3	16.8
30	21.3	25.7	31.5	36.8	40.0	41.1	40.4	37.8	33.2	27.4	22.2	19.9
25	24.2	28.2	33.2	37.5	39.8	40.4	40.0	38.2	34.6	29.6	25.0	22.9
20	27.0	30.5	34.7	37.9	39.3	39.5	39.3	38.2	35.6	31.6	27.7	25.8
15	29.6	32.6	35.9	38.0	38.5	38.4	38.3	38.0	36.4	33.4	30.1	28.5
10	32.0	34.4	36.8	37.9	37.5	37.0	37.1	37.5	37.0	35.0	32.4	31.1
5	34.2	36.0	37.5	37.4	36.3	35.3	35.6	36.7	37.2	36.3	34.5	33.5
0	36.2	37.4	37.8	36.7	34.8	33.5	34.0	35.7	37.2	37.3	36.3	35.7
-5	38.0	38.5	37.9	35.8	33.0	31.4	32.1	34.4	36.9	38.0	37.9	37.6
-10	39.5	39.3	37.7	34.5	31.1	29.2	29.9	32.9	36.3	38.5	39.3	39.4
-15	40.8	39.8	37.2	33.0	28.9	26.8	27.6	31.1	35.4	38.7	40.4	40.9
-20	41.8	40.0	36.4	31.3	26.6	24.2	25.2	29.1	34.3	38.6	41.2	42.1
-25	42.5	40.0	35.4	29.3	24.1	21.5	22.6	27.0	32.9	38.2	41.7	43.1
-30	43.0	39.7	34.0	27.2	21.4	18.7	19.9	24.6	31.2	37.6	42.0	43.8
-35	43.2	39.1	32.5	24.8	18.6	15.8	17.0	22.1	29.3	36.6	42.0	44.2
-40	43.1	38.2	30.6	22.3	15.8	12.9	14.2	19.4	27.2	35.5	41.7	44.5
-45	42.8	37.1	28.6	19.6	12.9	10.0	11.3	16.6	24.9	34.0	41.2	44.5
-50	42.3	35.7	26.3	16.8	10.0	7.2	8.4	13.8	22.4	32.4	40.5	44.3
-55	41.7	34.1	23.9	13.9	7.2	4.5	5.7	10.9	19.8	30.5	39.6	44.0
-60	41.0	32.4	21.2	10.9	4.5	2.2	3.1	8.0	17.0	28.4	38.7	43.7
-65	40.5	30.6	18.5	7.9	2.1	0.3	1.0	5.2	14.1	26.2	37.8	43.7
-70	40.8	28.8	15.6	5.0	0.4	0.0	0.0	2.6	11.1	24.0	37.4	44.9
-75	41.9	27.6	12.6	2.4	0.0	0.0	0.0	0.8	8.0	21.9	38.1	46.2
-80	42.7	27.4	9.7	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	5.0	20.6	38.8	47.1
-85	43.2	27.7	7.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.4	20.3	39.3	47.6
-90	43.3	27.8	6.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	20.4	39.4	47.8

Fonte: DUFFIE & BECKMAN (2006).

14°) Dia médio do Mês: representa a média das irradiações extraterrestres diárias do mês

Dia Médio do Mês: é aquele em que a irradiação extraterrestre diária representa a média das irradiações extraterrestres diárias do mês.

Tabela 1– Dia Médio do Mês

Recomendado média diária para meses e valores de n por Mês				
Mês	n por i° dia do Mês	Por dia médio do mês		
		Data	n	δ
Janeiro	i	17	17	-20,9
Fevereiro	31 + i	16	47	-13
Março	59 + i	16	7	-2,4
Abril	90 + i	15	105	9,4
Maio	120 + i	15	135	18,8
Junho	151 + i	11	162	23,1
Julho	181 + i	17	198	21,2
Agosto	212 + i	16	228	13,5
Setembro	243 + i	15	258	2,2
Outubro	273 + i	15	288	-9,6
Novembro	304 + i	14	318	-18,9
Dezembro	334 + i	10	344	-23
Não usar essa regra para $\Phi > 66,5^\circ$				

Fonte: DUFIE & BECKMAN (2006).

4.1.6. Método HSP

O método HSP (Horas de Sol Pleno) é o método mais utilizado por projetistas de sistemas fotovoltaicos e será utilizado nesse projeto, pois este método simplifica os cálculos de dimensionamento sem prejudicar a confiabilidade. Para o dimensionamento do sistema FV através do método de HSP, deve-se considerar o número de horas em que a irradiância solar seja equivalente a 1.000 W/m² (CRESESB, 2014). Assim tem-se:

$$HSP[h] = \frac{E}{1000} \quad (\text{Eq.1})$$

Onde:

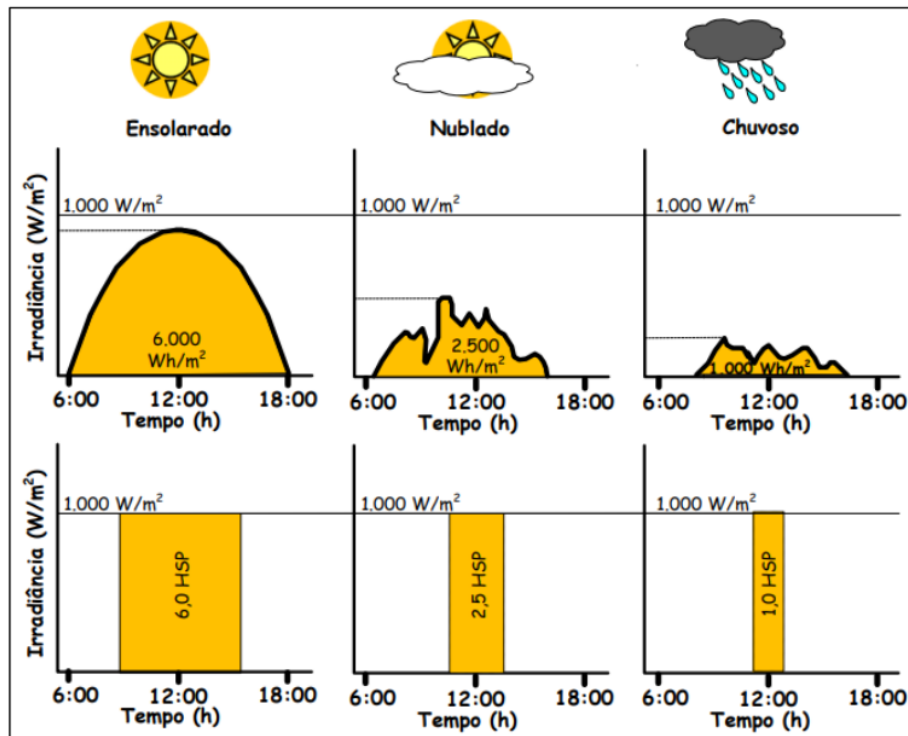
E= [Wh/m² dia];

1000 [W/m²];

Exemplo: 5,05 [kWh/m² dia]/1[kW/m²]=5,05 h/dia.

Como base empírica para diferentes perfis de radiação solar diária, a Figura 10 compreende os valores de HSP para as diferentes condições climáticas tomando-se como referência a Energia gerada durante o dia (Wh/m^2).

Figura 10 – Estimativa de HSP para diferentes condições climáticas



Fonte: CRESESB (2014).

De acordo com a Figura 10, é possível afirmar que em dias ensolarados a irradiância pode chegar a um total de aproximadamente 6 kWh/m^2 , resultando em HSP de 6,0h/dia, o que significa que é uma condição ótima de geração de energia pelo sistema fotovoltaico, em função da alta insolação diária, com pouca ou nenhuma interferência de nebulosidade. Esta é, portanto, a condição ideal na geração de energia solar fotovoltaica.

Em dias nublados pode-se afirmar que a irradiância é reduzida devido à sua alta interferência causada pela nebulosidade, ficando um pouco abaixo da metade da irradiância de um dia ensolarado aproximadamente 2.500 Wh/m^2 , resultando em HSP de 2,5h/dia.

E em dias chuvosos a irradiância solar é muito prejudicada, atingindo níveis muito baixos em relação aos dias ensolarados, por isso estima-se que fique por volta de 1.000 Wh/m², resultando em HSP de 1,0h/dia. Esta é, portanto, a pior condição na geração de energia solar fotovoltaica.

A partir deste ponto, é necessário que se faça uma prévia seleção dos componentes utilizados no sistema fotovoltaico, que são os módulos fotovoltaicos e o inversor ou UCP, que serão abordados mais adiante.

O parâmetro HSP é uma das bases para o cálculo da energia elétrica disponibilizada pelo sistema fotovoltaico para a rede elétrica (CRESESB, 2014).

$$E_{rede} = N \times P_{mp0} \times (HSP) \times (TD) \quad (\text{Eq.2})$$

Onde:

E_{rede} = Energia elétrica disponibilizada pelo Sistema Fotovoltaico para a rede elétrica (Wh/dia);

N = Número de painéis fotovoltaicos que constituem o GFV;

P_{0mp} = Potência máxima STC do painel fotovoltaico (W)

HSP = Número de Horas de Sol Pleno (h/dia)

TD = taxa de desempenho (*performance ratio*)

Com o parâmetro E_{rede} calculado, pode-se fazer uma estimativa preliminar do número N de PF considerando a energia que o GFV deve entregar para o inversor (CRESESB, 2014):

$$E(GFV) = \frac{E_{rede}}{\eta_{inv}} \quad (\text{Eq.3})$$

Onde:

$E(GFV)$ = Energia gerada pelo arranjo fotovoltaico (kWh)

E_{rede} = Energia fornecida à rede (kWh)

η = rendimento mínimo do inversor

Portanto a perda do sistema é a energia que o gerador FV gera e não é aproveitada em função do rendimento do inversor, sendo:

$$E(GFV) = E_{rede} + Perda \quad (Eq.4)$$

A Equação com referência na Erede corrigida pela Perda é descrita nessa forma:

$$E(GFV) = \eta_{SPMP} \times N \times P_{mp} \times (HSP) \times (TD)^* \quad (Eq.5)$$

Onde:

Idem Eq.2 e

η_{SPMP} = rendimento do MPPT do inversor;

O parâmetro TD é a razão entre a energia real fornecida pelo sistema e a energia máxima teórica possível, e (TD)* é a taxa de desempenho corrigida pela Equação:

$$(TD)^* = (TD) \times \frac{P_{mp0}}{P_{mp}} \times \frac{1}{\eta_{inv}} \times \frac{1}{\eta_{MPPT}} \quad (Eq.6)$$

Onde:

η_{inv} = rendimento mínimo do inversor;

η_{MPPT} = rendimento do rastreamento de ponto de máxima potência do inversor.

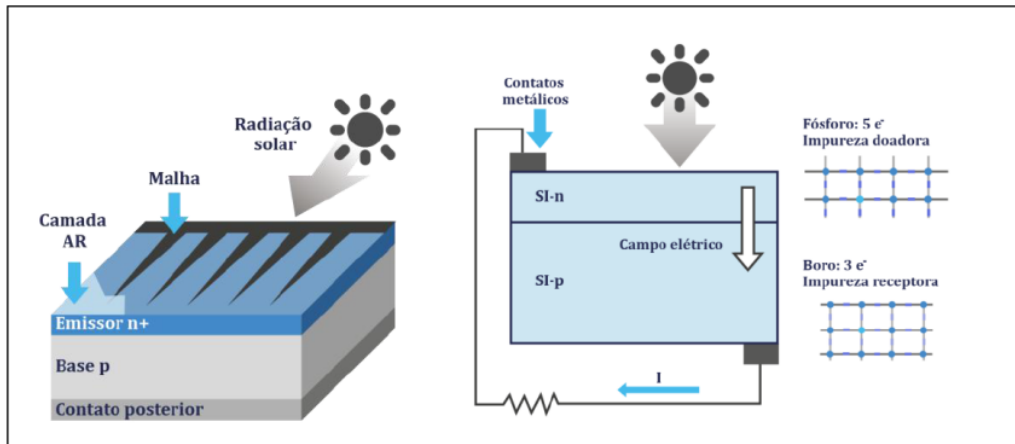
Com todos esses parâmetros definidos, têm-se o pré-projeto do Gerador Fotovoltaico, entretanto sem as devidas verificações dos parâmetros elétricos, os quais serão explicitados mais adiante.

4.2. Efeito Fotovoltaico

O efeito fotovoltaico é um efeito físico-químico que resulta na criação de um potencial elétrico num determinado material após a sua exposição à luz. Embora o efeito fotovoltaico esteja diretamente relacionado com o efeito fotoelétrico, são dois conceitos diferentes. No

efeito fotoelétrico os elétrons são ejetados da superfície de um material após a exposição à radiação com energia de relativa intensidade. No efeito fotovoltaico, como pode-se observar na Figura 11, os elétrons gerados são transferidos entre bandas diferentes após receberem energia suficiente pelos fótons para se libertarem da força de atração dos núcleos dos átomos e assim se tornam elétrons livres, e como resultado desenvolve-se um campo elétrico entre dois eletrodos.

Figura 11 – Efeito Fotovoltaico



Fonte: Elétrica&Cia, (2021).

De acordo com a Figura 11, este material possui uma composição de elementos diferentes, o Silício dopado com Boro e Fósforo que diferenciam as camadas de diferentes polaridades, positiva e negativa. Cada uma dessas camadas de valência dos materiais Fósforo e Boro possuem quantidades diferentes de elétrons, o que incentiva a troca de elétrons entre receptor e doador.

A construção física desse material é um dispositivo conhecido por célula fotovoltaica ou célula solar. Estas células solares são constituídas por material semicondutor, que por característica possuem junção PN (positivo – negativo), à qual é responsável por armazenar os elétrons que são excitados com a luz. Quando esses elétrons são arrastados para outras bandas, cria-se uma corrente elétrica devido essa movimentação na região de depleção (região de troca de cargas).

Esse efeito foi observado pela primeira vez por Alexandre-Edmond Becquerel em 1839, e a primeira célula solar fotovoltaica foi desenvolvida e apresentada em 1954 pelo Laboratório Bell (CRESESB, 2006). Desde então, essa tecnologia tem sido amplamente

utilizada para produção de energia elétrica em larga escala no mundo todo, e fora dele também, em aplicações aeroespaciais.

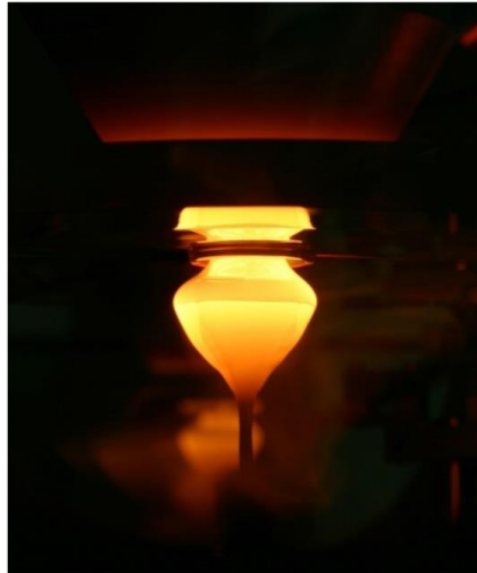
4.3. O silício cristalino

As células fotovoltaicas são constituídas de materiais semicondutores que são materiais básicos com características intermediárias entre condutor e isolantes. Pode-se destacar os seguintes materiais utilizados para essa aplicação: silício, arseneto de gálio, telureto de cádmio ou disseleneto de cobre e índio (gálio). Dentre estes materiais semicondutores, o silício cristalino é o mais utilizado.

A grande maioria das células solares fabricadas e comercializadas no mundo é feita de Silício, segundo elemento químico mais abundante na crosta terrestre. Na sua forma natural o silício encontra-se como areia, mas através de métodos e processos adequados obtém-se o silício em cristal, sua forma pura. O cristal de silício puro não possui elétrons livres e, portanto, é um mal condutor elétrico. Para melhorar essa condição de má condução elétrica, são acrescentadas determinadas quantidades de outros materiais. Este processo denomina-se dopagem (CRESESB, 2006).

A fabricação da célula de silício começa com a extração do cristal de dióxido de silício. O monocristal cresce à partir de um banho de silício fundido de alta pureza ($\text{Si} = 99,99\%$ a $99,9999\%$) em reatores sob atmosfera controlada e com velocidades de crescimento do cristal extremamente lentas (da ordem de cm/hora). Conforme pode-se ver na Figura 12, o processo de fabricação do Silício Cristalino envolve altas temperaturas.

Figura 12 – Silício em alta temperatura



Fonte: CanalSolar (2020).

De acordo com a Figura 12 que demonstra o Silício em alta temperatura, onde as temperaturas envolvidas são da ordem de 1400°C , o consumo de energia neste processo é alto e o chamado “*energy pay-back time*” (tempo necessário para que o painel gere energia equivalente à utilizada em sua fabricação) é superior a três anos (CÂMARA, 2011).

São três as opções de Silício cristalino: monocristalino, policristalino e cast-mono. O Silício policristalino é produzido por um processo de fundição. Ele é fundido em um recipiente e depois resfriado de maneira controlada para permitir a formação de cristais.

O Silício monocristalino é produzido por métodos que resultam lingotes de formato cilíndrico. Esses métodos podem ser por derretimento e conformação em forma cilíndrica ou por anel de indução de alta frequência. Este processo resulta numa produção de células de maior eficiência.

O Silício cast-mono é uma versão híbrida entre o mono e o policristalino. Ele é um material com características típicas de silício monocristalino produzido a partir de um processo de fabricação semelhante ao do policristalino. O resultado é um material com

características semelhantes aos dois tipos, mas que não são perfeitamente monocristalinas nem policristalinas, mas que oferecem maior rendimento na célula fotovoltaica e podem se tornar a preferência entre os tipos de silícios cristalinos para os fabricantes de células fotovoltaicas.

4.4. A Célula Fotovoltaica

A célula solar ou célula fotovoltaica é a unidade básica da tecnologia solar fotovoltaica, constituída, na maioria dos casos, pela pastilha de silício cristalino e é responsável pela conversão da luz do sol em eletricidade. O aproveitamento do percentual de luz que incide sobre a célula solar pode variar entre os diversos fabricantes. As principais perdas podem ser mostradas na Tabela 2, cujo exemplo apresenta uma eficiência de apenas 13%.

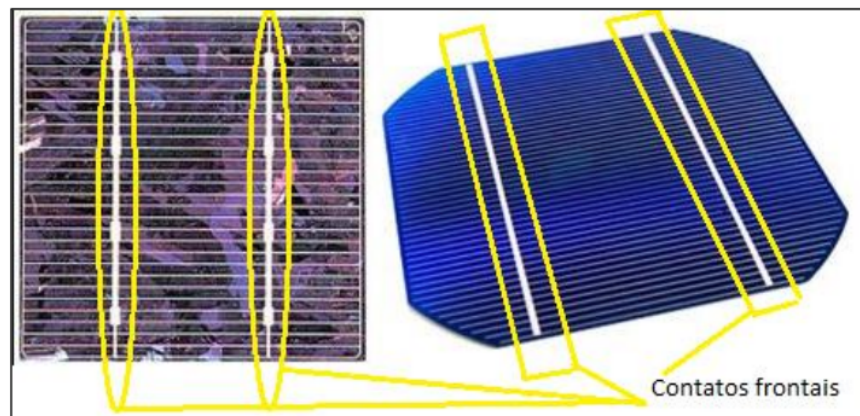
Tabela 2 – Perdas de energia e aproveitamento da radiação incidente na célula fotovoltaica.

100%	Irradiação Solar Total
-3,00%	Reflexão e sombreamento dos contatos frontais
-23,00%	Fótons com energia insuficiente na irradiância de ondas longas
-32,00%	Fótons com energia excedente na irradiância de ondas curtas
-8,50%	Recombinação de elétrons
-20,00%	Gradiente elétrica, especialmente na região do campo elétrico
-0,50%	Resistência em série (perdas térmicas na condução elétrica)
13,00%	Energia elétrica utilizável

Fonte: Bluesol, (2020)

De acordo com a Tabela 2, as perdas de energia têm diversas origens, podendo chegar até 87%, resultando em um aproveitamento de apenas 13% da energia elétrica utilizável, conforme o exemplo desse fabricante. Uma das variáveis de perda é o sombreamento causado pelos contatos frontais e resistência em série, conforme pode-se ver na Figura 13.

Figura 13 – Célula Fotovoltaica



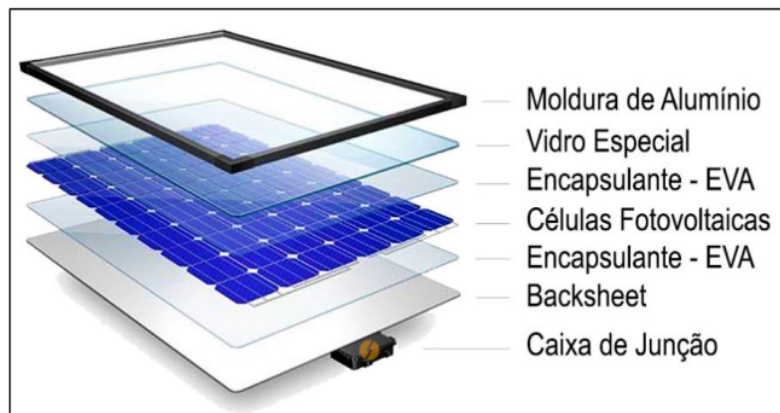
Fonte: GreenPro-Suniva (2020)

De acordo com a Figura 13, a célula fotovoltaica de silício cristalino tem um formato quadrado e cor variando entre o azul (policristalino) e o preto (monocristalino). Uma determinada quantidade delas conectadas e ligadas em série formam a placa solar fotovoltaica ou também conhecido como módulo fotovoltaico. Essa quantidade varia de acordo com o tamanho do painel fotovoltaico, sendo normalmente entre 36 células e 144 meia células no mesmo módulo.

4.5. O módulo Fotovoltaico

O módulo Fotovoltaico ou painel solar é um dispositivo em formato de placa retangular ou quadrada responsável por captar a radiação da luz solar e converter em energia elétrica. Conforme podemos ver na Figura 14, o módulo fotovoltaico é uma composição de diferentes materiais, sendo o principal a conexão das células fotovoltaicas, que é a responsável pela conversão da energia.

Figura 14 – Composição do Módulo Fotovoltaico



Fonte: Portalsolar (2020)

De acordo com a Figura 14, as Células Fotovoltaicas estão no centro do “sanduíche” formado pelas diferentes camadas de distintos materiais. Além disso, ela representa aproximadamente 60% do custo de um painel solar e são muito finas, com espessura de até 2mm.

O Vidro Fotovoltaico é um vidro especial para essa aplicação, pois é temperado, ultra puro com baixo teor de ferro, revestido com uma substância antireflexiva, tem espessura de 4mm e suportam chuvas de granizo. É desenvolvido para deixar passar o máximo de luz através dele e refletir uma parcela mínima.

O Filme Encapsulante de EVA, que é o composto de acetato-vinilo de etileno, é um material projetado para proteger as células fotovoltaicas contra o envelhecimento e desgaste causado pelos raios Ultra-Violetas UV, temperaturas extremas e umidade.

O *Backsheet* é o material plástico que corresponde à parte branca de trás do painel solar, e a função dele é proteger os componentes internos do painel solar e agir como isolante elétrico. Tem uma composição robusta e possui a aparência de uma chapa branca.

A caixa de conexão é uma pequena caixa preta situada também na parte de trás do módulo solar, onde as células fotovoltaicas interconectadas em série estão conectadas eletricamente. A fixação dela é por adesivo de silicone ou uma fita dupla-face especial. Ela possui um diodo interno que garante a proteção elétrica das células. É através dela que fazemos a interconexão dos módulos fotovoltaicos.

A moldura do painel solar é, normalmente, de alumínio anodizado, colocada ao redor do painel solar para garantir a proteção mecânica do painel solar e garantir sua integridade em

caso de impactos ou torção. A inserção desse componente é o último passo da produção do módulo fotovoltaico.

O processo de produção do painel fotovoltaico é uma sequência de vários processos individuais compostos pelos seguintes passos:

- 1º) Limpeza do Vidro
- 2º) Interconexão das células fotovoltaicas
- 3º) Sistema de montagem da matriz de células (Layup)
- 4º) Interconexão manual
- 5º) Posicionamento do EVA e Backsheet
- 6º) Laminação do Painel Solar
- 7º) Corte da Rebarba
- 8º) Fixação da Caixa de Junção
- 9º) Inserção das Molduras de Alumínio
- 10º) Teste e Inspeção
- 11º) Separação e empacotamento dos painéis solares (Portalsolar, 2020)

4.6. Tipos de módulo Fotovoltaico

Existem diferentes opções de módulos fotovoltaicos no mercado hoje em dia. O princípio de funcionamento é o mesmo, o que os diferem é a composição do material de sua célula fotovoltaica. Dentre os painéis solares de silício, têm-se os monocristalinos, policristalinos e de silício amorfo (a-Si). Além dos mais comuns de silício, há também os de telureto de cádmio (CdTe), os de seleneto de cobre, índio e gálio (CIS/CIGS) e os de filme fino.

Painel solar de silício monocristalino

São Painéis que possuem a eficiência mais alta dos disponíveis no mercado, entre 15 e 22% nas condições STC, ocupam menos espaço, possuem vida útil de até 30 anos. Porém no processo fabril dessa célula fotovoltaica de silício monocristalino há grande perda de material, por esse motivo são mais caros.

Painel solar de silício policristalino

São painéis solares que no seu processo de fabricação possuem menor residual gerado durante o processo de corte das células fotovoltaicas. Comercialmente são mais

baratos que os monocristalinos e possuem eficiência tipicamente entre 14 e 20%, isso é devido a menor pureza do polisilício.

Painel Fotovoltaico de silício amorfo

Com uma técnica de fabricação chamada de "empilhamento", várias camadas de células solares de silício amorfo podem ser combinadas, o que resultam em taxas de eficiência entre 6-9%. Apenas 1% do silício utilizado em células solares de silício cristalino é necessário nas células solares de silício amorfo. Por outro lado, o empilhamento possui um custo elevado.

Painel Fotovoltaico de telureto de cádmio(CdTe)

Telureto de cádmio é a única tecnologia de painéis solares de película fina que superou o custo-benefício de painéis solares de silício cristalino em uma parcela significativa do mercado mundial de painéis solares. A eficiência de painéis solares com base na tecnologia de telureto de cádmio opera normalmente na faixa de 9-16%.

Painel Fotovoltaico de seleneto de cobre, índio e gálio (CIS /CIGS)

A produção comercial de painéis solares CIGS flexível foi iniciado na Alemanha em 2011. Os índices de eficiência para painéis solares CIGS normalmente operam na faixa de 10-12%, e já existem alguns sendo vendidos no Brasil passando dos 13%.

Células fotovoltaicas orgânicas (OPV)

Uma célula solar orgânica é um tipo de célula solar de polímero que usa a eletrônica orgânica, um ramo da eletrônica que lida com polímeros orgânicos condutores ou pequenas moléculas orgânicas, para absorção de luz e transporte de carga para a produção de eletricidade a partir da luz solar pelo efeito fotovoltaico. A célula solar de polímero orgânico foi idealizada há muitos anos como uma tecnologia fotovoltaica flexível, de baixo custo, feita utilizando processos de impressão, máquinas simples e materiais abundantes. Hoje são poucas as empresas que conseguiram levar a produção dessas células fotovoltaicas (OPV) para uma escala industrial

Painel solar de filme fino

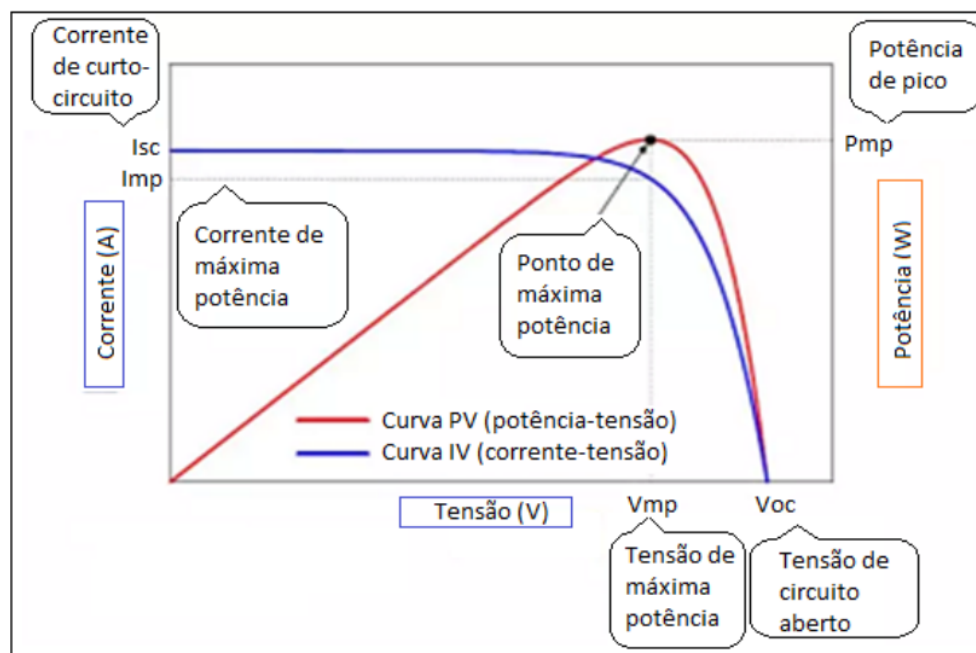
São painéis solares ultrafinos com espessura de células fotovoltaicas na ordem de até 900um que não tem as chapas mecânicas protetoras. A fabricação desse tipo de painel solar é

baseada no depósito de uma ou várias camadas finas de material fotovoltaico sobre um substrato. Eles também são conhecidos como células fotovoltaicas de película fina (TFPV). Os diferentes tipos de painéis solares de filme fino podem ser categorizados por material fotovoltaico que é depositado sobre o substrato, de acordo com os apresentados anteriormente. (PORTALSOLAR, 2020)

4.7. Características do módulo fotovoltaico

O painel solar gera potência linearmente conforme a incidência de luz sob sua superfície, obedecendo uma curva resultante de uma relação entre a corrente, a potência e a tensão de saída do módulo. Essa potência é limitada pelos valores de tensão de circuito aberto e de corrente de curto-circuito. Podemos verificar esse comportamento das condições do módulo fotovoltaico conforme a Figura 15.

Figura 15 – Curvas de tensão e corrente no módulo fotovoltaico.



Fonte: Canalsolar (2019)

De acordo com a Figura 15, a máxima corrente elétrica que o módulo pode fornecer é a corrente de curto-circuito ou I_{sc} , do inglês *short circuit current*. A máxima tensão que o módulo pode fornecer é a tensão de circuito aberto ou V_{oc} , do inglês *Voltage open circuit*. A corrente que o módulo pode fornecer no seu ponto de maior potência é a I_{mp} (*maximum power current*). Neste mesmo ponto de máxima potência, tem-se também a tensão de máxima potência ou V_{mp} (*voltage maximum power*). Esse ponto de máxima potência é também conhecido por M_{pp} ou *Maximum power point* e geralmente o módulo fotovoltaico atinge esse ponto em condições ótimas de operação. Nesse mesmo ponto se encontra o P_{mp} ou *Peak maximum power*, que corresponde ao ponto de máxima potência do módulo. Todos estes valores são específicos de cada fabricante e modelo de módulo fotovoltaico e são especificados nas folhas de dados ou *datasheet* ou até mesmo manuais de operação dos módulos, em condições ótimas de operação, reproduzidas em laboratório, conhecidas por STC ou *standard test conditions*, que incluem valores de 1000 W/m^2 de irradiância perpendicular ao plano do módulo e temperatura ambiente de 25°C .

A Figura 16 mostra um exemplo de *datasheet* de modelos de módulos fotovoltaicos de um fabricante.

Figura 16 – Folha de dados de um módulo Fotovoltaico.

ELECTRICAL DATA STC*				
CS3U	360MS	365MS	370MS	375MS
Nominal Max. Power (Pmax)	360 W	365 W	370 W	375 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	39.2 V	39.4 V	39.6 V	39.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	9.19 A	9.27 A	9.35 A	9.43 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.0 V	47.2 V	47.4 V	47.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.69 A	9.77 A	9.85 A	9.93 A
Module Efficiency	18.15%	18.40%	18.65%	18.90%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC / UL) or 1500 V (IEC / UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	30 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			
* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m2, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.				

Fonte: CanadianSolar (2020)

De acordo com a Figura 16, além dos valores elétricos abordados anteriormente, as características ambientais de operação, a eficiência do módulo e a faixa de tolerância de potência e outros dados são informados.

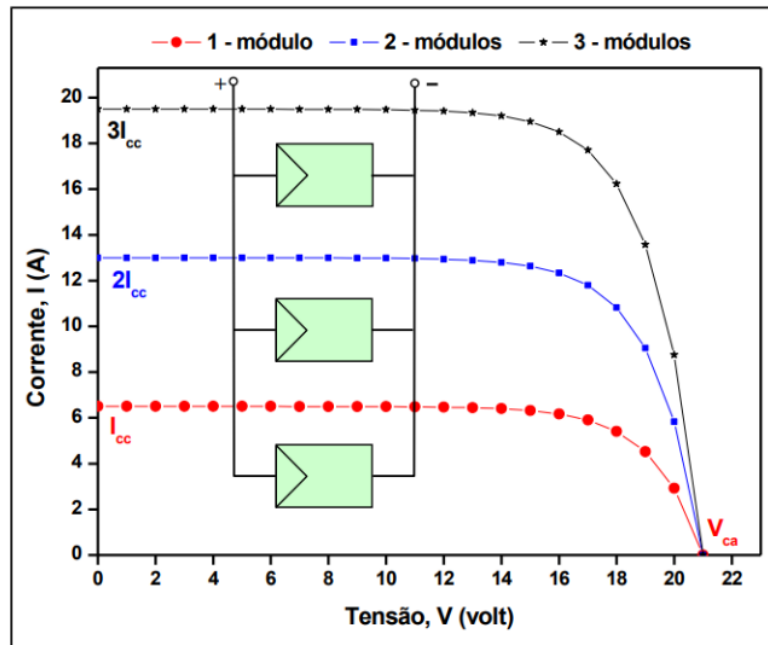
Fazendo-se associações de módulos conectando-os uns aos outros em série e paralelo, é possível obter níveis maiores de tensão, corrente e potência geradas. Esse tipo de associação e suas variações são a base para os sistemas solares fotovoltaicos presentes nas residências, comércios e indústrias.

4.8. Associações em Série, Paralelo e mista dos módulos fotovoltaicos

Em um sistema fotovoltaico, tudo começa com a associação dos módulos fotovoltaicos. Essa metodologia é utilizada para se obter maiores níveis de tensão e corrente no arranjo dos painéis, de acordo com os parâmetros que forem projetados.

A conexão em paralelo realiza-se conectando todos os polos positivos dos painéis da instalação solar e, depois, pela conexão de todos os polos negativos. Deste modo, mantém-se a tensão (V) dos painéis solares, enquanto a sua intensidade de corrente é somada (A). Conforme pode-se ver na Figura 17, caso se conectem em paralelo 3 painéis solares de 140W 6,5 A , de 21V cada, tem-se $3 \times 140W = 420W$ e $3 \times 6,5 A = 19,5A$. E tensão se mantém em 21V.

Figura 17 – Representação das curvas IV relativas à associação em paralelo de três módulos fotovoltaicos.

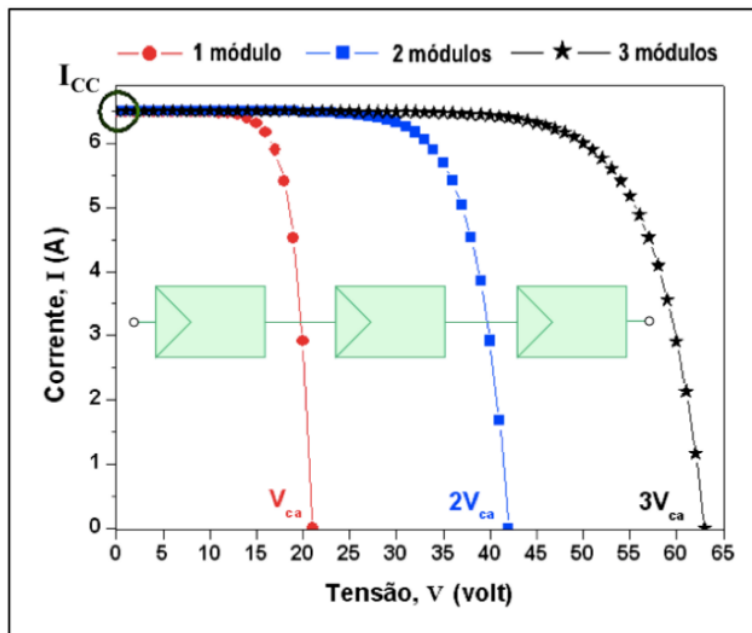


Fonte: Joaquim Carneiro (2010)

Conforme ilustrado na Figura 17, a conexão em paralelo dos módulos fotovoltaicos na prática deve ser feita unindo-se os polos de mesma polaridade, ou seja, todos os polos positivos devem estar unidos entre si e todos os polos negativos devem estar unidos entre si.

A conexão em série é realizada em painéis fotovoltaicos para formar as séries fotovoltaicas ou as *strings*. Através da conexão em série, conectam-se diretamente os painéis solares entre si, ligando o polo positivo de um painel com o polo negativo do painel seguinte. Ao contrário da conexão em paralelo, nesta conexão mantém-se a intensidade da corrente e soma-se a tensão, conforme pode-se verificar na Figura 18.

Figura 18 – Representação das curvas IV relativas à associação em série de três módulos fotovoltaicos.



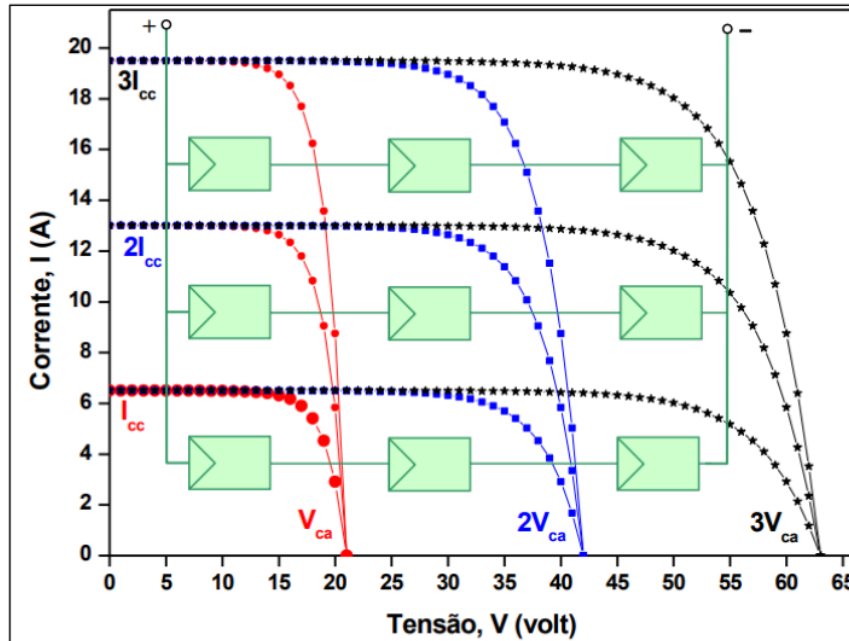
Fonte: Joaquim Carneiro (2010)

Conforme a Figura 18, é possível afirmar que a maior tensão da associação em série é a somatória da tensão de circuito aberto (V_{oc}) dos 3 módulos, $3 \times 21 = 63V$ e mantém-se a corrente de 6,5 A de I_{sc} (corrente de curto circuito).

Outra forma de conexão de módulos fotovoltaicos é a mista, ou seja, fazendo associação de série e paralelo no mesmo arranjo.

Conforme pode-se ver na Figura 19, tanto a tensão de circuito aberto quanto a corrente de curto-circuito se somam nesse tipo de conexão.

Figura 19 – Representação das curvas IV relativas à associação mista de nove módulos fotovoltaicos.



Fonte: Joaquim Carneiro (2010)

De acordo com a Figura 19, é possível observar o ganho na potência total gerada com esse tipo de associação, de acordo com a curva IV resultante dessas três *strings* conectadas em paralelo. É importante observar a necessidade de tomar o devido cuidado na interconexão dos módulos, primeiro deve-se formar a conexão em série entre cada fileira de três módulos e depois uni-los em paralelo. Essa sequência na instalação física mitiga acidentes elétricos no momento da instalação e comissionamento.

Com o exposto sobre as possibilidades de associações dos arranjos de módulos fotovoltaicos, é possível afirmar que todos os arranjos trazem uma maior capacidade de geração de potência, fazendo a correta escolha pela associação dos módulos de acordo com as tensões, corrente e potência desejadas. O que define os limites de tensão e corrente dos arranjos é a capacidade do inversor, um equipamento fundamental para o sistema fotovoltaico gerador onde os arranjos dos painéis solares fotovoltaicos são conectados.

4.9. Inversor solar

O inversor solar ou Unidade de Condicionamento de Potência (UCP) Fotovoltaico é um equipamento utilizado para converter a energia gerada pelos painéis solares fotovoltaicos em corrente contínua (cc) para corrente alternada (ca), possibilitando a utilização da energia elétrica gerada para alimentação das cargas terminais.

Existem dois modelos de inversores solares: a UCP para sistemas *off-grid* (sistemas autônomos) e a UCP utilizada em sistemas *on grid* (SFCR – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede). O inversor *off grid* é utilizado em sistemas fotovoltaicos desprovidos da conexão à rede elétrica, utilizando um banco de baterias para armazenamento de energia e normalmente são adotados em regiões onde não se tem acesso à rede elétrica. Já o inversor para sistemas *on grid* ou *grid-tied*, conforme pode-se ver um exemplo de inversor na Figura 20, apresenta funções específicas para conexão à rede elétrica, não dispondo de entrada para conexão de baterias.

Figura 20 – Exemplo de inversor solar *on-grid*



Fonte: GoodWe (2020)

Conforme pode-se ver na Figura 20, além de eficientes os inversores são equipamentos com design agradável e singular. Eles possuem diversos modelos e tamanhos, dependendo da potência e local de instalação. Em residências ele é instalado próximo à quadros de luz, abrigados do sol, calor e da chuva. Em mini-usinas mini-geração distribuída comerciais e industriais são instalados geralmente em estruturas maiores, podendo ser até em salas próprias com maior espaço físico.

O inversor *on grid* é o modelo mais utilizado no mundo, pois é o modelo utilizado em sistemas SFCR, ou seja, além de conectar o sistema solar fotovoltaico à rede de distribuição elétrica interna da residência, comércio ou indústria, ele também conecta à rede da concessionária elétrica local.

Na evolução tecnológica desse dispositivo, um dos principais requisitos necessários para a aplicação no Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede, trata da capacitação dos inversores em realizarem o chamado “sincronismo”, ou seja, gerar eletronicamente a corrente alternada de forma compatível com as características da rede elétrica local. Outro requisito se refere a capacidade de se desconectar da rede automaticamente em uma situação de queda de energia da concessionária (anti-ilhamento), para oferecer segurança caso seja necessário fazer manutenções nas linhas elétricas (como nos cabos de força das redes, por exemplo). Com a evolução tecnológica dos sistemas, os requisitos de segurança foram estendidos, e surgiram também requisitos de qualidade de energia. E assim chega-se aos atuais inversores interativos conectados à rede, que são equipamentos de certa forma inteligentes, capazes de gerenciar automaticamente o sistema fotovoltaico e supervisionar grandezas elétricas no ponto de conexão à rede da concessionária local. Com a possibilidade de se injetar diretamente a energia elétrica gerada pelo Sistema Fotovoltaico na rede elétrica, pôde-se abrir mão do armazenamento de energia, que é feito através dos bancos de baterias (comumente utilizados em Sistema Fotovoltaico Autônomo e nos SFH - Sistema Fotovoltaico Híbrido). A principal desvantagem desse armazenamento de energia por meio de baterias se dá tanto pela sua durabilidade quanto pelo seu alto custo, pois quanto maior é a potência do sistema fotovoltaico, maior capacidade de carga das baterias é necessária.

Existem hoje diversos modelos de inversores *on-grid* disponíveis no mercado, de diversos fabricantes. A Figura 21 mostra um exemplo de *datasheet* de modelo e fabricante de uma UCP *on grid*, com seus vários parâmetros à serem considerados para selecionar um determinado modelo para uma certa aplicação.

Figura 21 – Dados Técnicos de um inversor solar.

Linha SDT G2			
2 MPPTs, Trifásico			
Dados Técnicos		Eficiência	
		GW4K-DT	
Dados de Entrada CC		Proteções	
Potência Máxima de Entrada (W)	6000	Proteção Anti-ilhamento	Integrado
Tensão Máxima de Entrada (V)	1000	Proteção de Polaridade Reversa	Integrado
Faixa de Operação MPPT (V)	180~850	Monitoramento de Isolamento	Integrado
Tensão de Partida (V)	160	Proteção Contra Surtos CC (DPS)	
Tensão Nominal de Entrada (V)	620	Proteção Contra Surtos CA (DPS)	
Corrente Máxima de Entrada (A)	12.5/12.5	Monitoramento de Corrente Residual	Integrado
Corrente Máxima de Curto (A)	15.6/15.6	Proteção Sobrecorrente de Saída	Integrado
Número de MPPTs	2	Proteção de Curto de Saída	Integrado
Número de Strings por MPPT	1/1	Proteção de Sobretensão de Saída	Integrado
Dados de Saída CA		Interruptor de circuito de falha de arco CC	Opcional
Potência Nominal de Saída (W)	4000	Dados Gerais	
Potência Máx. Aparente de Saída (VA)	4400*1	Temperatura de Operação (°C)	-30~60
Tensão Nominal de Saída (V)	380, 3L/N/PE	Umidade Relativa	0~100%
Frequência Nominal de Saída (Hz)	50/60	Altitude de Operação (m)	≤4000
Corrente Máxima de Saída (A)	6.4	Resfriamento	
Fator de Potência de Saída	~1	Interface do Usuário	
THDi Nominal de Saída	<3%	Comunicação	
Eficiência		Peso (Kg)	15
Eficiência Máxima	98.2%	Dimensões (C × A × P) (mm)	354 × 433 × 147
Eficiência Euro	>97.6%	Grau de Proteção	IP65
		Consumo Noturno Próprio (W)	<1
		Topologia	

Fonte: GoodWe (2020)

De acordo com a Figura 21, existem vários parâmetros elétricos especificados, e a eficiência desse equipamento é de 98,2%. Para selecionar corretamente o modelo à ser utilizado, deve-se levar em conta além de outros parâmetros, principalmente a confiabilidade e eficiência. A confiabilidade mitiga riscos de ter algum problema ou defeito no equipamento ao longo dos anos de uso, sendo que a eficiência visa maximizar o aproveitamento da

conversão de energia gerada pelos painéis fotovoltaicos. A mínima eficiência aceitável para inversores solares é de 94%.

4.10. MPPT e dimensionamento do arranjo fotovoltaico

Uma função fundamental dos inversores solares é o MPPT, do inglês *Maximum Power Point tracking*, que significa Rastreador de Máximo Ponto de Potência. Esta função é inerente em todos os inversores para uso em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, sendo importante para garantir a extração de energia proveniente do arranjo fotovoltaico no ponto de máxima potência, resultando na máxima geração de energia pelo sistema fotovoltaico.

No momento do dimensionamento do projeto, é necessário adequar os parâmetros elétricos do arranjo fotovoltaico com os parâmetros elétricos do inversor e as condições climáticas locais.

Ao selecionar um modelo de módulo fotovoltaico, deve-se atentar para os seguintes parâmetros nas condições STC:

- Tensão de circuito aberto (V_{oc});
- Corrente de curto-circuito (I_{sc});
- Corrente de máxima potência (I_{mp});
- Tensão de máxima potência V_{mp} e;
- Potência de Pico do Pannel Fotovoltaico (P_{mp}).

Outras condições consideradas no dimensionamento do Sistema Fotovoltaico em função das condições climatológicas do local:

- Temperatura máxima média anual da célula (T_c);
- Potência nominal do gerador fotovoltaico (P_{gfv}) e;
- Temperaturas extremas de célula ($T_{c\ max}$), ($T_{c\ min}$) e ($T_{a\ min}$).

E a quantidade de módulos na composição da *string* e no total do sistema fotovoltaico deve ser levada em consideração:

- Número de Painéis Fotovoltaicos (N) e;
- Quantidade de módulos na associação em série ($N_{sub-arranjo}$).

Os parâmetros STC são definidos em condições de fábrica, porém as condições operacionais não são as mesmas das estabelecidas em laboratório, ou seja, em ambiente controlado. Pelo contrário, são totalmente adversas, considerando temperaturas máximas e mínimas, irradiações diferentes, etc. E obviamente essas condições adversas interferem diretamente em outros parâmetros funcionais da célula fotovoltaica, influenciando o desempenho final do módulo. Portanto, deve-se levar em consideração a temperatura da célula (T_c) nos principais parâmetros elétricos da célula fotovoltaica, que podem ser calculados conforme sequência abaixo:

A tensão de circuito aberto pode variar em função da temperatura da célula (T_c) (CRESESB, 2014):

$$V_{oc} = V_{oc}(0) \times [1 + \gamma_{oc} \times (T_c - T_c(0))] \quad (\text{Eq.7})$$

Onde:

V_{oc} = Tensão de circuito aberto nas condições STC;

γ_{oc} = Coeficiente de Temperatura para V_{oc} ;

$T_c(0)$ = Temperatura da célula nas condições STC e;

T_c = temperatura de operação da célula ($^{\circ}\text{C}$).

A corrente de curto-circuito também sofre efeitos em função da temperatura da célula:

$$I_{sc} = I_{sc0} \times [1 + \gamma_{sc} \times (T_c - T_{c0})] \quad (\text{Eq.8})$$

Onde:

I_{sc} = Corrente de circuito aberto;

γ_{sc} = Coeficiente de Temperatura para I_{sc} ;

$T_c(0)$ = Temperatura da célula nas condições STC e;

T_c = temperatura de operação da célula ($^{\circ}\text{C}$).

Desenvolvendo as equações individuais obtém-se a seguinte expressão referente à potência:

$$P_{mp} = P_{mp0} \times (1 + \gamma_{mp} \times (T_c - T_{c0}))$$

(Eq.9)

Observa-se que P_{mp} desta expressão está associado a um valor de T_c referente a um valor de $G_t = 1000 \text{ W/m}^2$.

Para outros valores de G_t usa-se a expressão de Zilles (eq.3-2 p.77):

$$P_{mp} = P_{mp0} \times \frac{G_t}{1000} \times (1 + \gamma_{mp} \times (T_c - T_{c0}))$$

(Eq.10)

Onde:

P_{mp} = Potência nominal nas condições STC;

P_{mp0} = Potência nominal nas condições STC;

γ_{mp} = Coeficiente de Temperatura para P_{mp} ;

G_t = radiação solar média no plano da célula (W/m^2);

$T_{c(0)}$ = Temperatura da célula nas condições STC e;

T_c = temperatura de operação da célula ($^{\circ}\text{C}$).

Estimativa da Temperatura de Operação da Célula de Pannel Fotovoltaico:

$$T_c = T_a + \frac{G_t}{800} \times (T_c^* - 20) \times 0,9$$

(Eq.11)

Onde:

T_c = temperatura da célula ($^{\circ}\text{C}$);

T_a = Temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$);

T_c^* = Temperatura nominal de operação da célula T_{NOC} ($^{\circ}\text{C}$) e;

G_t = radiação solar média no plano da célula (W/m^2).

Para um cálculo simplificado da temperatura de operação do módulo fotovoltaico deve-se utilizar a seguinte equação referente à influência da temperatura ambiente no módulo fotovoltaico:

$$T_{mod} = T_{amb} + K_t \times G \quad (Eq.12)$$

Onde:

T_{mod} = temperatura do módulo (°C);

T_{amb} = Temperatura ambiente (°C);

K_t = coeficiente térmico do módulo (°C/W.m²) e;

G = irradiância incidente sobre o módulo (W/m²).

4.11. Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI)

O fator de dimensionamento do inversor é um fator muito importante para o projeto de sistemas solares fotovoltaicos. O FDI é definido pela razão entre a potência máxima de saída do inversor e a potência total nominal dos módulos:

$$FDI = \frac{\text{Potência máxima de saída do inversor}}{\text{Potência total dos módulos}}$$

A Potência máxima de saída do inversor também é conhecida por $P(in)_{ca}$ = Potência nominal do inversor em corrente alternada, e a potência total dos módulos corresponde a potência de Pico do gerador fotovoltaico (P_{pGFV}).

Pode-se tomar como exemplo a situação onde tem-se 3kWp de módulos instalados e um inversor com potência máxima de saída 2kW:

$$FDI = \frac{2000}{3000} = 0,67 \quad (Eq.13)$$

Ou seja, a potência do inversor corresponde à 67% da potência dos módulos fotovoltaicos. Portanto o FDI de um sistema nos informa quanto a potência máxima de saída do inversor representa em relação à potência de pico do arranjo dos módulos fotovoltaicos.

Quando esse FDI fica em uma faixa muito menor do que 1, significa que este inversor está sobrecarregado ou subdimensionado. Nessa condição ele não perde rendimento, mas perde produtividade uma vez que a potência total dos módulos é superior à máxima de sua saída, o que significa que o sistema não está aproveitando toda a energia gerada pelos módulos na conversão.

Quando o FDI resultante é maior que 1, significa que este inversor estará trabalhando sobre-dimensionado. No sobre-dimensionamento o inversor “provoca” uma curva de tensão da string de painéis mais baixa do que a que ela pode produzir, reduzindo assim a eficiência.

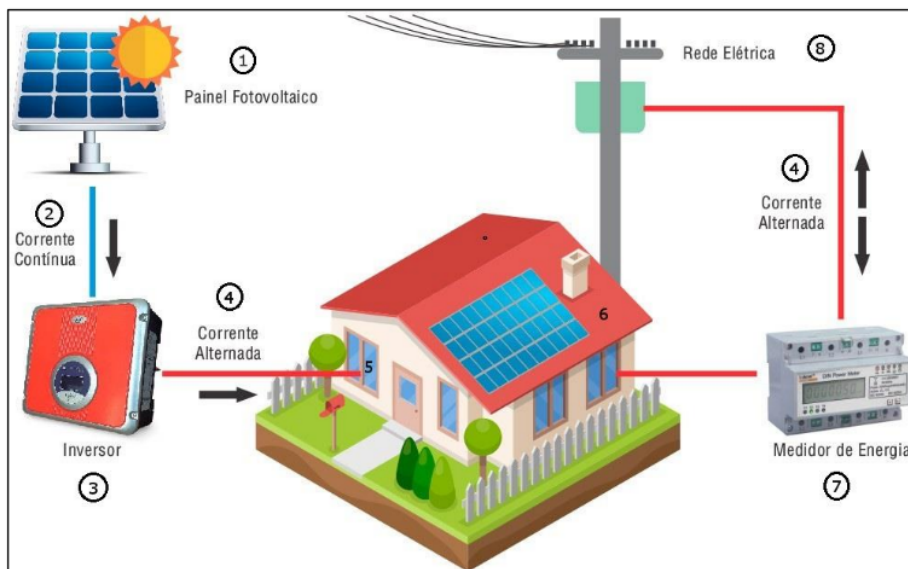
Ambas condições não são adequadas para a operação do sistema fotovoltaico, pois prejudicam a produtividade e a performance da geração de energia elétrica. Portanto quanto mais próximo de 1 for o FDI, essa seria a condição ideal.

Zilles sugere uma faixa para aplicação do FDI no Brasil que é entre 0,6 e 0,9.

4.12. Sistemas conectados à rede – *on grid*

Os sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede (*on grid*) dispensam a utilização de baterias, uma vez que a energia produzida pode ser consumida pela carga ou injetada na rede elétrica. Neste caso, o sistema opera em paralelo com a rede da concessionária de energia elétrica. O objetivo desse sistema é utilizar a energia para o próprio consumo, reduzindo a conta de energia elétrica ou gerar o excedente de energia elétrica injetando a rede da concessionária local. Pode-se verificar os principais componentes desses sistemas na Figura 22.

Figura 22– Sistema Solar Fotovoltaico *On Grid*.

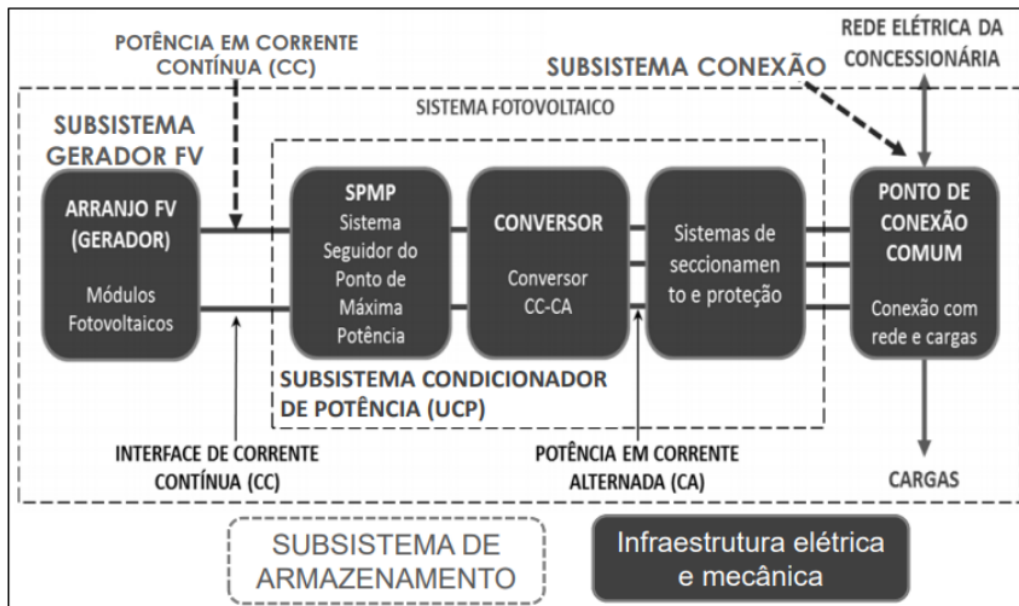


Fonte: 3E Engenharia Solar (2021)

Conforme pode-se ver na Figura 22, o Sistema Fotovoltaico conectado à rede elétrica da concessionária local, é composto por: Arranjo de Painéis fotovoltaicos, Inversor *on-grid*, caixa de junção (*string box*), e medidor de energia (relógio da concessionária). No caso do medidor de energia, este é um equipamento bidirecional, ou seja, recebe e transmite energia em corrente alternada de ambos os lados.

Conforme pode-se ver na Figura 23, tem-se ilustrado um diagrama de blocos dos principais subsistemas envolvidos no sistema solar fotovoltaico, desde o arranjo dos módulos fotovoltaicos até o ponto de conexão comum com a rede elétrica da concessionária e a carga residencial, comercial ou industrial.

Figura 23 – Diagrama básico de blocos do Sistema Fotovoltaico *on-grid*



Fonte: NAKANO (2021)

Conforme pode-se verificar na Figura 23, entre o subsistema gerador fotovoltaico e o ponto de conexão, há outro subsistema importante que é o condicionador de potência (UCP). Ele faz três funções muito importantes para a conversão e proteção de energia elétrica, que é o sistema seguidor do ponto de máxima potência, o conversor de potência em corrente contínua para corrente alternada, também conhecido como inversor, e o sistema de seccionamento e proteção elétrica.

Vale destacar que outros dispositivos importantes para todo o sistema solar fotovoltaico são os que compõem a infraestrutura elétrica e mecânica do local, dando a condição necessária para o correto funcionamento e fixação dos módulos fotovoltaicos.

4.13. Composição das contas de energia e tributos

Para assegurar o compromisso de fornecer energia elétrica com qualidade, a distribuidora tem custos que devem ser avaliados na definição das tarifas. A tarifa considera três custos distintos:

Energia gerada + transporte de energia até as unidades consumidoras (transmissão e distribuição) + encargos setoriais.

Além da tarifa, os Governos Federal, Estadual e Municipal cobram na conta de luz os tributos PIS/COFINS, o ICMS e a Contribuição para Iluminação Pública.

Desde 2004, o valor da energia adquirida das geradoras pelas distribuidoras passou a ser determinado também em decorrência de leilões públicos. A competição entre os vendedores contribui para menores preços.

A Agência Nacional de Energia Elétrica atua para que as tarifas sejam compostas por custos eficientes, que efetivamente se relacionem com os serviços prestados. Este setor é dividido em dois segmentos: transmissão e distribuição. A transmissão entrega a energia a distribuidora, a distribuidora por sua vez leva a energia ao usuário/consumidor final.

Os encargos setoriais e os tributos não são criados pela ANEEL, são instituídos por leis. Alguns incidem somente sobre o custo da distribuição, enquanto outros estão embutidos nos custos de geração e de transmissão.

Quando a conta chega ao consumidor, ele paga pela compra da energia, que são os custos do gerador, pela transmissão (custos da transmissora) e pela distribuição (serviços prestados pela distribuidora), além de encargos setoriais e tributos. Os encargos setoriais que incidem nas tarifas de energia elétrica são:

- CCC (Conta de Consumo de Combustíveis): é utilizada para subsidiar a geração térmica, principalmente na região Norte do país;
- RGR (Reserva Global de Reversão): é utilizada para indenizar ativos vinculados à concessão e fomentar a expansão do setor elétrico;
- TFSEE (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica): é utilizada para promover recursos para financiamento da Aneel;
- CDE (Conta de Desenvolvimento Energético): é utilizada para propiciar o desenvolvimento energético a partir das fontes alternativas, promover a universalização do serviço de energia e subsidiar as tarifas da subclasse Residencial Baixa Renda;

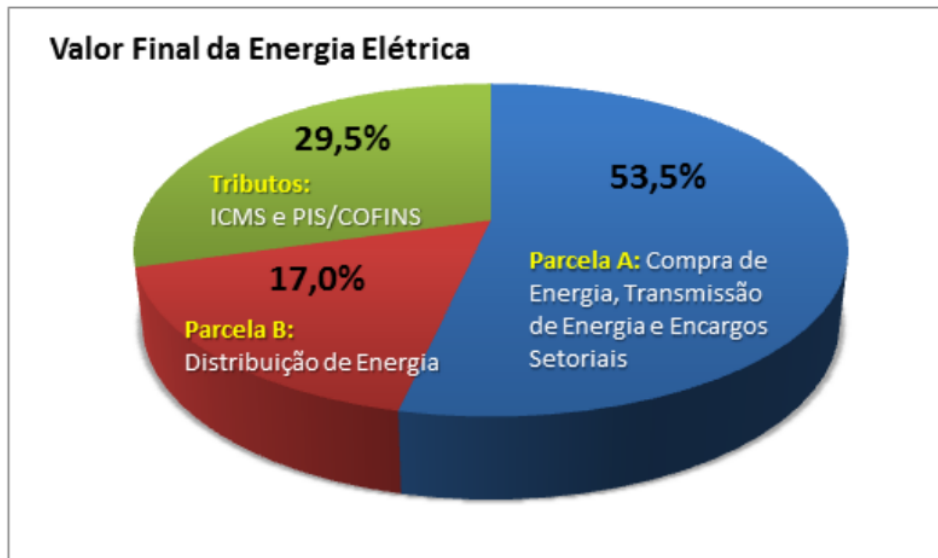
- ESS (Encargos de Serviços do Sistema): é utilizada para subsidiar a manutenção da confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico interligado nacional;
- Proinfa (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas): é utilizada para subsidiar as fontes alternativas de energia;
- P&D (Pesquisa e Desenvolvimento): é utilizada para promover pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos naturais;
- CFURH (Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos): é utilizada para compensar financeiramente o uso da água e terras produtivas para fins de geração de energia elétrica;
- Royalties de Itaipu: é utilizada para pagar a energia gerada de acordo com o Tratado Brasil/Paraguai e;
- ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico): é utilizada para custear parte dos custos de administração e operação do ONS. (Elektro, 2021).

Para fins de cálculo tarifário, os custos da distribuidora são classificados em dois tipos:

- Parcela A: Compra de Energia, transmissão e Encargos Setoriais (TE) e;
- Parcela B: Distribuição de Energia (TUSD).

Conforme se observa a Figura 24, os custos de compra, transmissão de energia e encargos setoriais representam atualmente a maior parcela de custos da distribuidora (53,5%).

Figura 24 – Composição dos custos da distribuidora



Fonte: 3E Engenharia Solar (2021)

Conforme se observa a Figura 27, o custo para manter os ativos e operar todo o sistema de distribuição representa apenas 17% dos custos das tarifas e os custos com tributos representam 29,5%.

4.14. Composição da conta de energia

Além da energia elétrica utilizada da concessionária, o consumidor também paga outros custos inerentes à conta de luz, conforme Tabela 3.

Tabela 3 – Custos inerentes da conta luz

Composição de Fornecimento	
Item	Valor (R\$)
Energia	12,88
Distribuição	6,41
Transmissão	2,34
Encargos	2,98
Tributos	1,38
Perdas	2,34

Fonte: Elektro (2020)

Conforme pode-se ver na Tabela 3, os custos de consumo de energia, distribuição e transmissão estão diretamente relacionados a utilização da estrutura elétrica nacional interligada, entre geração, transmissão e distribuição. Os custos de encargos e tributos compreendem outra composição de órgãos e instituições, sendo os tributos os pagamentos compulsórios devidos ao poder público, a partir de determinação legal, e que asseguram recursos para que o Governo desenvolva suas atividades. No Brasil os tributos são embutidos nos preços dos bens e serviços, por isso estão presentes nas contas de água, luz e telefone, na compra de bens e na contratação de serviços diversos. Nas contas de luz estão incluídos tributos federais, estaduais e municipais. E as perdas são custos operacionais que tendem a serem mitigados, mas que o consumidor deve custear, pois faz parte do processo da concessão.

A modalidade tarifária para o consumo de energia elétrica é diferente para cada classe de consumidores, podendo ser residencial, comercial, industrial, etc. Conforme pode-se ver na Tabela 4, há outros custos que acompanham a tarifa de energia elétrica, como cobrança de PIS, COFINS, custo de disponibilidade e serviço de iluminação pública.

Tabela 4 – Tarifação de fornecimento

Descrição	Qtde	Tarifa Fornecimento	Base Cálculo	Aliq.Imposto	Valor (R\$)
Custo Disponibilidade sistema TE	50	0,2464	0	0	12,32
Custo Disponibilidade sistema TUSD	50	0,2852	0	0	14,26
Adicional Bandeira Amarela TE	50	0,0074	0	0	0,37
COFINS	x	x	28,3	3,96%	1,14
PIS	x	x	28,3	0,86%	0,24
Iluminação pública prefeitura	x	x	0	0	3,91
				Total	32,24

Fonte: Elektro (2020)

Conforme exemplo da Tabela 4, é possível verificar que os maiores custos são do custo de disponibilidade do sistema TE/TUSD que são tarifa de energia e tarifa de uso do sistema de distribuição, respectivamente. O Adicional de Bandeira Amarela TE é um acréscimo tarifário que a concessionária impõe devido à sazonalidade das estações e suas consequências na geração das hidrelétricas e necessidade de acionamento das termelétricas. Esses Adicionais de Bandeiras encarecem a conta de energia elétrica e compõem o custo total da tarifa de energia elétrica.

4.15. Normas Técnicas

4.15.1. Análise das Resoluções RN 482/2012 e REN 687/2015 da ANEEL

No arcabouço regulatório regulamentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para micro e mini geração distribuída, contém a Resolução Normativa RN 482/2012 e sua mais importante revisão REN 687-2015 que hoje está reconhecida entre as legislações mais importantes que a agência fez ao longo de sua existência para o setor da geração distribuída de energias renováveis. Uma das razões da importância consiste no aspecto diferente e inovador das aplicações da resolução, o que tem motivado alguns questionamentos para as concessionárias e distribuidoras. Desde a criação da Resolução Normativa REN nº 482/2012, que regula a micro geração, o Brasil até então não dependia de autorizações do Ministério de Minas e Energia ou de alguma outra instituição, o que é um fato singular. Outra inovação que se viu na resolução de 2012 se refere ao pagamento mínimo da taxa de disponibilidade do uso da rede concessionada e ao acesso simplificado para conexão de geradores na concessionária conforme norma específica. Em provedores de outros países, há uma disputa no mercado para comercializar a energia, tornando-se mais atrativos quando o preço spot é muito elevado (situação de escassez). Os tamanhos dos projetos regulamentados pela resolução REN 687/2015 é outro diferencial com efeitos bem positivos para consolidar a mini e micro geração distribuída no Brasil: o limite para minigeração distribuída, com fontes como a Fotovoltaica, passou de 1MW para 5MW a partir de novembro de 2015, com a REN 687/2015.

Outras mudanças normativas, de importante abrangência, foram: a criação das modalidades de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, de geração compartilhada (em cooperativa ou consórcios) e de autoconsumo remoto (geração individual). Como citado, a possibilidade de aplicação da modalidade de Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras, abre espaço para, por exemplo, os condomínios comerciais ou residenciais, que com uma mesma planta de Sistema Fotovoltaico conectado à rede elétrica, podem atender a todos os condôminos, através da aplicabilidade Art. 2º, – Itens VI e VIII, que regulamenta a geração compartilhada e aplicação do conceito de cooperativas ou consórcios entre os participantes do estabelecimento.

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

VIII – autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.” (trecho extraído da resolução 687/2015, conforme documento oficial da ANEEL, RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015).”

Assim, se a produção de energia elétrica for combinada com a geração compartilhada e o autoconsumo remoto, um morador ou condômino, que tenha outra residência em outro local na mesma área de concessão da ANEEL poderá utilizar o excedente de sua quota

equivalente ao saldo positivo de energia elétrica gerada em um dos locais e injetada na rede, para abater parte do montante de energia elétrica consumida no segundo local de forma remota. Esse saldo positivo injetado na rede é resultante da diferença entre o montante de energia elétrica gerado pelo Sistema Fotovoltaico e o consumo de energia elétrica do primeiro local. Importante ressaltar que tanto a geração compartilhada, quanto o autoconsumo remoto podem ser atribuídos à pessoa física ou jurídica, tornando-os uma forma de negócio atrativa, para hospitais, estacionamento, condomínios comerciais, indústrias com diversas filiais ou mesmo organizações sociais sem fins lucrativos, que poderão reduzir seus custos, com implantação de plantas solares fotovoltaicas.

A resolução da ANEEL também regulamentou as condições de acesso, reduzindo prazos e burocracias, e ampliou para consideráveis 60 meses o prazo para a utilização dos excedentes de energia elétrica injetada na rede e não utilizados pelas diferentes unidades consumidoras de geração distribuída.

Em resumo, a ANEEL permitiu com a publicação da resolução REN 687/2015 que entrou em vigor em março de 2016, que as pessoas físicas ou jurídicas possam produzir a sua própria energia a partir de fontes renováveis (solar, eólica, hidráulica e de biomassa e cogeração qualificada), sendo que podemos destacar as seguintes ações nesta resolução:

- Sistemas de geração distribuída (pessoas físicas e jurídicas);
- Estabelecimento da modalidade de Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras;
- Estabelecimento das modalidades de autoconsumo remoto e geração compartilhada: possibilitando a geração em terrenos afastados do local de consumo (mas ainda na área da mesma concessionária) e para vizinhos que queiram participar do sistema de compensação de energia, através de consórcios ou cooperativas;
- Possibilidade de compensação de créditos de energia entre matrizes e filiais de grupos empresariais;
- Redução dos prazos de tramitação de pedidos junto às distribuidoras para até 34 dias;
- Ampliação da potência de geração de 1 MW para 5 MW;
- Ampliação da duração dos créditos de energia elétrica de 36 meses para 60 meses;
- Padronização dos formulários de pedido de acesso para todo o território nacional;
- Submissão e acompanhamento de novos pedidos pela internet a partir de março de 2017 em todas as concessionárias.

4.15.2. Autoconsumo remoto

A terceira modalidade de geração distribuída criada pela Aneel foi a do autoconsumo remoto, a qual possibilita a um consumidor, residencial ou comercial, instalar um micro ou minigerador em local diferente de onde reside e utilizar os créditos gerados para abater o seu consumo.

Este local onde será instalado o sistema pode ser tanto um imóvel com espaço disponível como também um terreno, desde que as contas de luz de ambos os locais estejam sob a mesma titularidade e sejam da mesma distribuidora de energia elétrica.

Essa modalidade beneficia, por exemplo, aqueles consumidores que moram em imóveis onde não é possível se instalar o sistema gerador, porém que possuem um outro terreno com espaço disponível.

Além destes, o autoconsumo remoto também é vantajoso para aqueles consumidores que residem em imóvel próprio, porém que possuem espaço em outro local com maior irradiação e condições técnicas mais favoráveis para geração solar.

Como exemplos de uso dessa modalidade, podemos citar:

- a) Instalação do sistema de geração distribuída em um sítio, fazenda ou casa de praia e compensação dos créditos no consumo do apartamento ou casa na área urbana, e vice-versa;
- b) Instalação do sistema de geração distribuída em um terreno ou lote vazio e compensação dos créditos no consumo de energia elétrica da casa de condomínio;
- c) Instalação do micro ou minigerador na sede da empresa e utilização dos créditos no consumo da(s) filial(s).

4.15.3. Compensação dos Créditos no Autoconsumo Remoto - RN 482/2012

O Sistema de compensação de crédito de energia elétrica, nada mais é que o modelo já determinado em 2012 com a 482/2012 da ANEEL para “compensação” de créditos de energia elétrica em mini e micro geração distribuídos no Brasil, ou seja, quando a quantidade de energia gerada em kW/h no mês corrente for superior à energia consumida naquele mesmo período, em uma determinada unidade consumidora, o consumidor adquire os créditos que podem ser usados/compensados para abater ou descontar da cobrança da conta de luz nos meses seguintes, até um prazo máximo de 60 meses. Esta foi uma das grandes novidades da

resolução normativa 687/2015, que para compensação ou utilização dos créditos de energia aumentou o prazo que antes era 36 meses para 60 meses. Isto garante uma melhor administração dos créditos e com certeza melhorar a dinâmica do processo e garantia do uso dos créditos num período maior.

É importante lembrar que todas as unidades consumidoras residenciais, comerciais e industriais são obrigadas a comprar uma quantidade mínima de energia da concessionária, por estarem conectadas à rede.

Essa tarifa mínima é chamada de custo de disponibilidade. Essa tarifa mínima varia de acordo com o esquema de ligação da unidade consumidora com a rede e também com a classe de consumidor a que pertença. Para consumidores do tipo B de baixa tensão (carga instalada de até 75kW), caso a ligação seja trifásica, bifásica ou monofásica, o consumidor terá que comprar no mínimo 100 kWh, 50 kWh ou 30 kWh, respectivamente. Por outro lado, se o consumidor for enquadrado no grupo A, como sendo de média tensão, o custo de disponibilidade é baseado na demanda contratada.

Assim, o imóvel que possui o sistema fotovoltaico instalado tem seu consumo mensal prioritariamente compensado e quando o sistema é instalado em um lote vazio, esta unidade passa a constar como unidade consumidora.

Apenas o excedente pode ser alocado a outras unidades consumidoras de acordo com porcentagens pré-definidas.

De acordo com o item 4 da Seção 3.7 da revisão 7 do módulo 3 do PRODIST que estabelece os requisitos do acesso à rede das instalações elétricas das unidades de Micro e Minigeração Distribuída, o limite de potência permitido para geração em consumidor tipo B de baixa tensão (fornecimento de tensão inferior a 2,3 kV em classes residencial, rural e iluminação pública) é de 75kW.

A geração de energia elétrica exportada para a unidade consumidora da modalidade autoconsumo remoto deve estar dentro desse limite, desde que já esteja deduzida a taxa de disponibilidade, de acordo com a tarifação baseada na quantidade de fases na rede elétrica presente. Deve também atender ao máximo da potência disponibilizada pela concessionária para a unidade consumidora (referência do disjuntor de entrada).

Os projetos das instalações de conexão devem seguir os critérios estabelecidos nesta seção e, no que couber, nas Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica.

A quantidade de fases e o nível de tensão de conexão da central geradora serão definidos pela distribuidora em função das características técnicas da rede e em conformidade com a regulamentação vigente. Nos sistemas que se conectam à rede através de inversores, os

quais devem estar instalados em locais apropriados de fácil acesso, as proteções relacionadas no item 4.3 podem estar inseridas nos referidos equipamentos, sendo a redundância de proteções desnecessária para microgeração distribuída (PRODIST, 2017).

4.15.4.Revisão da RN 482/2012: PL5829/19

Recentemente, em Agosto de 2021, a Câmara dos Deputados aprovou o marco legal da geração distribuída, por meio de um projeto de lei (PL 5829/19), o que permite que consumidores produzam a própria energia a partir de fontes renováveis, como solar fotovoltaica, eólica, centrais hidrelétricas, biomassa e cogeração qualificada. O texto construído em consenso entre agentes do setor elétrico, segue para a avaliação e aprovação no Senado Federal. A expectativa é que, até outubro, a nova lei esteja em vigor no Brasil., e traz algumas mudanças e pontos importantes.

Um dos principais pontos é a manutenção do atual regime de compensação de energia aos projetos existentes e uma regra de transição que compatibiliza os investimentos já realizados. O texto garante a manutenção por 25 anos, até 2045, da aplicação das regras atuais para projetos já existentes ou que protocolarem a solicitação de acesso em até 12 meses contados da publicação da Lei.

Para os novos projetos, a fase de transição será de sete anos, de modo que a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) deixe gradativamente de custear as componentes tarifárias. Nesse caso, todos os encargos definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) serão cobrados dos usuários de GD apenas a partir de 2029, em crescimento gradativo até lá:

- 15% em 2023 e 30% em 2024;
- 45% em 2025 e 60% em 2026;
- 75% em 2017 e 90% em 2028; e
- todos os encargos a partir de 2029.

A modalidade de geração compartilhada (GC) também sofreu alteração. Além das figuras do consórcio, através da pessoa jurídica, e cooperativa, na pessoa física, o PL prevê que a GC possa se dar por meio de condomínio ou qualquer outra forma de associação civil, trazendo uma maior flexibilidade na modelagem das estruturas contratuais e jurídicas.

A regra de transição sobre minigeração e microgeração vale para consumidores que pedirem acesso à distribuidora, por meio do SCEE, em até 12 meses da publicação da futura

lei. Para contar com o benefício, esses novos geradores terão prazos para iniciar a injeção de energia no sistema, contados do parecer favorável da distribuidora: 120 dias para microgeradores - aqueles que geram até 75 kW de energia de fontes alternativas (biomassa, solar, eólica e demais) em suas unidades consumidoras (em telhados, terrenos baldios, condomínios, sítios); 12 meses para minigeradores de fonte solar - aqueles que geram mais de 75 kW até 5 MW; e 30 meses para minigeradores das demais fontes. Prazos:

- 120 dias para microgeradores;
- 12 meses para minigeradores de fonte solar; e
- 30 meses para minigeradores das demais fontes.

Já as bandeiras tarifárias, incidirão somente sobre o consumo a ser faturado, e não somente sobre a energia excedente usada para compensar o consumo. Independente se o consumo de energia elétrica seja baixo durante o mês, o micro ou minigerador de energia elétrica distribuída, ainda pagará uma tarifa mínima na conta mensal. Para aqueles consumidores-geradores que não estão isentos dos encargos até 2045, o texto define o faturamento mínimo como a diferença entre o consumido e o mínimo faturável vigente pela regulamentação, desconsiderando-se as compensações financeiras.

5. ESTUDO DE CASO

O projeto de implantação de um gerador FV numa propriedade particular com ampla área disponível no solo visa a possibilidade de economia financeira através do aproveitamento energético solar fotovoltaico, tornando autossuficiente energeticamente dois imóveis, um residencial e o outro industrial. Essa autossuficiência é limitada à partir do momento em que o proprietário deve pagar a taxa de disponibilidade cobrada pela concessionária, mesmo que mínima. O estudo de viabilidade financeira é realizado baseando-se na economia energética realizada em comparação com o investimento feito na execução do projeto.

5.1. Vistas de localização

O local onde será instalado o gerador FV é um sítio/chácara com muita área disponível e inexplorada, conforme pode-se observar nas Figuras 25 e 26. A parcela correspondente ao consumo do local onde será implantado o Sistema Fotovoltaico, se divide entre campo de futebol, jardins, hortas, pomares, canil, lagoa, capela, oficina, garagem e casa com 5 cômodos. O endereço e localização da Propriedade Particular à ser instalado o sistema solar é: Estrada da Laranja Azeda, N°555, Parque Maringa, Arujá-SP. CEP 07432-575. Localização: Latitude -23,411287 e Longitude -46,338866.

Figura 25 - Foto1 do Local



Fonte: Próprio autor (2021)

Figura 26 – Foto2 do Local



Fonte: Próprio autor (2021)

Conforme pode-se observar nas Figuras 25 e 26, o solo não exigirá muito preparo para implantação do sistema fotovoltaico, uma vez que já se encontra plano e com baixo desnivelamento. A vegetação é rasteira, dispensando a necessidade de supressão vegetal.

A área do terreno tem formato de “L”, estando sua maior parte levemente alinhada com o Norte geográfico, bem como seu desnível, conforme pode-se verificar na Figura 27.

Figura 27 – Vista aérea do terreno



Fonte: Maps.google.com(2021)

Essa posição privilegiada favorece muito a implantação do Gerador FV, tendo muito pouca perda de geração de energia em função de sombreamento. De acordo com a Figura 27, a área disponível para instalação dos módulos FV é em formato retangular, tendo o menor lado 50m de largura e o maior lado uma profundidade de aproximadamente 200m. Esta será a área considerada para a implantação do projeto, totalizando aproximadamente 1000m² de área disponível.

A empresa metalúrgica que será beneficiada pelo autoconsumo remoto fica sediada na mesma região do sítio, sendo do mesmo proprietário. Esta empresa de pequeno porte possui aproximadamente 10 colaboradores diretos, produz equipamentos moinhos e silos para aplicações em mercados agrícola e plástico, possui máquinas elétricas em sua planta fabril, escritório administrativo, refeitório, sanitários e vestiário.

5.2. Dados solarimétricos locais

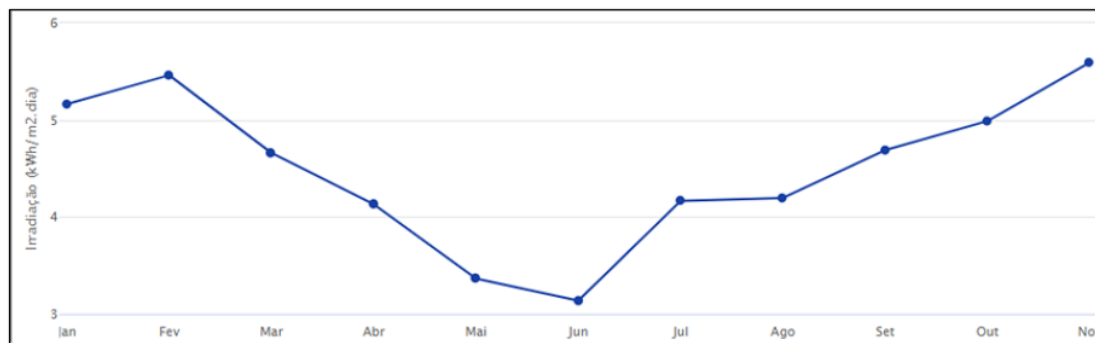
Em consulta ao Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB) observou-se que a estação solarimétrica mais próxima é da própria cidade de Arujá – SP. Os valores de Irradiação solar diária variam consideravelmente durante o decorrer do ano, conforme pode-se ver nas Figuras 28 e 29.

Figura 28 – Valores de Irradiação solar diária média anual nas cidades próximas

#	Estação	Município	Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Aruja	Aruja	5,16	5,46	4,66	4,13	3,37	3,14	3,22	4,17	4,20	4,69	4,99	5,59	4,40	2,46
<input type="checkbox"/>	Santa Isabel	Santa Isabel	5,25	5,54	4,70	4,16	3,34	3,11	3,19	4,15	4,22	4,72	5,03	5,66	4,42	2,55
<input type="checkbox"/>	Itaquaquecetuba	Itaquaquecetuba	5,29	5,50	4,64	4,12	3,35	3,11	3,23	4,11	4,20	4,72	5,11	5,66	4,42	2,55

Fonte: CRESESB (2018)

Figura 29 – Histograma da Radiação Solar no Plano Horizontal em Arujá-SP

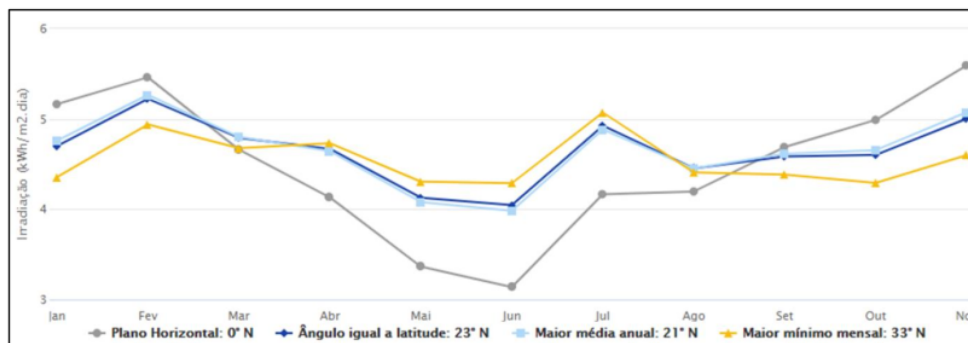


Fonte: CRESESB (2018)

De acordo com as Figuras 28 e 29, os piores meses do ano são os que recebem menor índice de Irradiação Solar, que são os meses entre abril e julho. Durante estes meses temos as estações frias do ano que são o outono e inverno.

Para a mesma localidade, tem-se histórico de medições de irradiação solar mensal em diferentes planos, ou seja, diferentes inclinações, conforme pode-se observar nas Figuras 30 e 31.

Figura 31 – Histograma da Irradiação Solar no Plano Inclinado – Arujá-SP

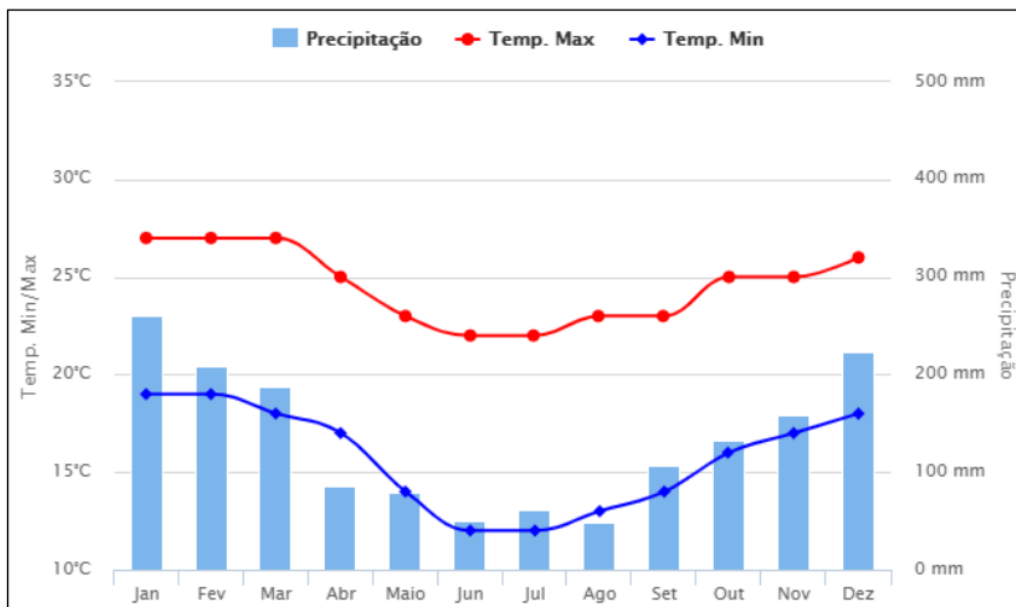


Fonte: CRESESB (2018)

De acordo com a Figura 31, o comportamento da irradiação solar diária mensal durante o ano é bem próximo entre as medições realizadas nos planos inclinados, mas é notável a baixa intensidade de radiação solar no plano horizontal no período dos meses entre outono e inverno. Entretanto, é correto afirmar que os perfis de irradiação solar nos planos inclinados durante o ano são muito próximos. Portanto, esse trabalho irá considerar a inclinação de 23° dos módulos fotovoltaicos, ângulo igual a latitude local.

É importante considerar as características de temperatura ambiente do local, uma vez que esta grandeza interfere diretamente na eficiência da geração energética. De acordo com a Figura 32, as temperatura mínima e máxima tem uma variação considerável durante o ano.

Figura 32 – Histograma da média climatológica das temperaturas mínima, máxima e pluviometria ao longo do ano – Arujá-SP



Fonte: Climatempo (2021)

Com base nos dados da Figura 32 é possível observar que a região tem um clima quente e temperado. Existe uma pluviosidade significativa durante o ano. Mesmo no mês mais seco ainda há alguma pluviometria. A quantidade anual de pluviometria é de 1600 mm, e a média mensal é de 119 mm. As temperaturas médias variam de 12°C à 27°C durante o ano. A temperatura máxima do mês de fevereiro, o mês mais quente do ano, é de 27°C. Entre junho e julho, os meses mais frios do ano a temperatura mínima foi de 12°C.

Tabela 5– Dados da média climatológica das temperaturas mínima, máxima e pluviometria ao longo dos últimos 30 anos de Arujá-SP.

Mês	Mínima (°C)	Máxima (°C)	Precipitação (mm)
Janeiro	19	27	260
Fevereiro	19	27	209
Março	18	27	188
Abril	17	25	86
Maio	14	23	79
Junho	12	22	50
Julho	12	22	62
Agosto	13	23	48
Setembro	14	23	106
Outubro	16	25	132
Novembro	17	25	159
Dezembro	18	26	223
MÉDIAS	16,5	25	119
TOTAL			1602

Fonte: Climatempo (2021)

Como podemos observar na Tabela 5, os dados apresentados representam o comportamento da chuva e da temperatura ao longo do ano. As médias climatológicas são valores calculados a partir de uma série de dados de 30 anos observados. Através desses dados é possível identificar as épocas mais chuvosas, secas, quentes e frias dessa região.

5.3. Perfil de consumo energético

De acordo com o perfil de consumo de energia elétrica dos imóveis tem-se a referência para estabelecer as premissas do gerador do sistema fotovoltaico. Conforme pode-se verificar na Tabela 6 o consumo residencial de energia elétrica mensal é na média de 65,83 kWh, variando entre 41 e 105 kWh/mês, sendo o consumo anual de 790 kWh/ano.

Tabela 6 – Histórico do consumo energético do sítio em Arujá-SP

Histórico do consumo energético		
Sítio em Arujá - SP		
Ano Base - 2020		
Mês	Consumo (kWh/mês)	Consumo – Taxa de Disponibilidade (kWh/mês)
Jan	88	38
Fev	49	0
Março	105	55
Abril	41	0
Maio	43	0
Junho	81	31
Julho	47	0
Agosto	54	4
Setembro	42	0
Outubro	69	19
Novembro	71	21
Dezembro	100	50
Média mensal (kWh/mês)	65,83	31,14
TOTAL ANUAL (kWh/ano)	790	373,71
Média diária (kWh/dia)	2,1644	1,02

Fonte: Próprio autor (2020)

De acordo com a Tabela 6, é possível definir o consumo energético diário, mensal e anual da residência do sítio. A média de consumo elétrico diário fica em torno de 2,164 kWh, a média de consumo energético mensal é de 65,83 kWh e o consumo energético elétrico anual totaliza 0,79 MWh. Além disso, pode-se observar os valores máximo e mínimo no ano do consumo mensal de energia elétrica em vermelho e em azul claro, respectivamente. Estes baixos valores se devem ao fato de que na residência há poucas cargas que exigem alta potência, como por exemplo somente um chuveiro elétrico e não há torneira elétrica. É importante observar que a diferença entre o consumo (kWh) e a taxa de disponibilidade é o objetivo do projeto de suprir quantitativamente essa demanda. Nesse caso da residência do sítio, houve meses que o consumo não superou a taxa de disponibilidade de 50 kWh. Para se obter um dimensionamento correto do projeto e ter uma boa margem na geração de energia, nos meses que o consumo não superou a taxa mínima de disponibilidade foi considerado um consumo “diluído” dos meses que ultrapassaram essa taxa de disponibilidade de 50 kWh,

resultando em média mensal de 31,14 kWh, total anual de 373,71 kWh e resultando em 1,02 kWh de média diária descontado a taxa de disponibilidade.

Por outro lado, o consumo elétrico da indústria é consideravelmente maior que o residencial, conforme pode-se observar na Tabela 7. Esta diferença é justificada pelo fato de haverem máquinas com alto consumo elétrico na indústria, maior quantidade de luminárias acesas durante o dia, etc. Outra informação importante refere-se ao fato de que por ter um fornecimento de rede elétrica trifásica da concessionária de rede elétrica, a taxa de disponibilidade da empresa é de 100 kWh/mês.

Tabela 7 – Histórico do consumo energético da empresa metalúrgica em Arujá-SP

Histórico do consumo energético		
Empresa Metalúrgica em Arujá - SP		
Ano Base - 2020		
Mês	Consumo (kWh/mês)	Consumo – taxa de disponibilidade (kWh/mês)
Jan	532	432
Fev	362	262
Março	425	325
Abril	527	427
Maio	321	221
Junho	646	546
Julho	513	413
Agosto	690	590
Setembro	554	454
Outubro	497	397
Novembro	486	386
Dezembro	584	484
Média mensal (kWh/mês)	517,5	417,5
TOTAL ANUAL (kWh/ano)	6210	4937,8
Média diária (kWh/dia)	17,0137	13,726

Fonte: Próprio autor (2020)

De acordo com a Tabela 7, pode-se verificar que as médias de consumo energético elétrico mensais variam entre 321 e 690 kWh/mês, cujos limites mínimo e máximo estão destacados em azul claro e vermelho, respectivamente. A média de consumo energético elétrico diária é por volta de 17,0137 kWh, o consumo médio mensal da indústria metalúrgica

fica em torno de 517,5 kWh e o consumo total anual é de 6,21 MWh. Descontando-se a taxa de disponibilidade de 100 kWh da indústria metalúrgica, a **média mensal de consumo elétrico reduz para 417,5 kWh, o total anual é de 4.937,8 kWh e a média de consumo diária é de 13,726 kWh descontado a taxa de disponibilidade.**

Portanto, o consumo diário médio descontado da taxa de disponibilidade dos dois imóveis **é de aproximadamente 14,746 kWh/dia**. Este valor será o parâmetro para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, no item seguinte.

5.4. Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

Com as premissas e condições definidas, deve-se fazer a seleção dos componentes do sistema dentre os disponíveis no mercado.

5.4.1. Módulo FV utilizado

Módulo FV de silício policristalino monofacial modelo DHP72-330, fabricante DAH, potência 330Wp;

Dimensões mecânicas: 1960 x 991 x 35 mm;

Peso do módulo: 22,5kg;

Certificações: INMETRO, TUV, CAS, FIDE, CE e CQC.

Os parâmetros elétricos são encontrados nas Tabelas 8 e 9.

Tabela 8 – Especificações técnicas do módulo FV DHP72-330 da DAH nas condições STC

Parâmetros elétricos STC do módulo FV		
Potência nominal máx. (P _{máx})	330	W _p
Tensão operacional ideal (V _{mp})	37,3	V
Corrente operacional ideal (I _{mp})	8,85	A
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	46,1	V
Tensão de curto circuito (I _{sc})	9,38	A
Eficiência do módulo	17,02	%
Temperatura operacional	-40 ~ +85	°C
Tensão máxima do sistema (IEC/UL)	1000	V
Tolerância de potência	5	W
Coefficiente de temperatura do I _{sc}	+0,05	%/°C
Coefficiente de temperatura do V _{oc}	-0,32	%/°C
Coefficiente de temperatura de P _{máx}	-0,41	%/°C

Fonte: Próprio autor (2021) base DAH

Dentre as características elétricas nas condições STC do módulo FV demonstradas na Tabela 8, é importante observar que tanto a tensão quanto a corrente ideal de operação variam conforme diferentes situações operacionais, sendo algumas delas: tensão de circuito aberto, corrente de curto circuito e variações de temperatura.

É importante lembrar que as condições de funcionamento nos parâmetros de temperatura nominal da célula (NOCT) geram outras condições elétricas no módulo FV, conforme pode-se verificar na Tabela 9.

Tabela 9 – Especificações técnicas do módulo FV DHP72-330 da DAH nas condições NOCT

Parâmetros elétricos NOCT do módulo FV		
Potência nominal máx. (P _{máx})	246	Wp
Tensão operacional ideal (V _{mp})	34,6	V
Corrente operacional ideal (I _{mp})	7,11	A
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	42,7	V
Tensão de curto circuito (I _{sc})	7,57	A
Temperatura nominal da célula	45±2	°C
Temperatura ambiente do teste	20	°C
Irradiância do teste	800	w/m ²

Fonte: Próprio autor (2021) base DAH

De acordo com a Tabela 9, é possível observar que a leitura dos parâmetros elétricos foi realizada na temperatura nominal de operação da célula de 45°C (±2)°C. A temperatura onde se faz a leitura da potência, tensão e corrente se dá nas condições NOCT que é de 20°C.

5.4.2. Inversor UCP utilizado

Inversor solar modelo MINI 3000 TL X, fabricante Growatt, potência 3000W.

Certificação CE, CQC e INMETRO.

Os parâmetros elétricos são encontrados na Tabela 10.

Tabela 10 – Especificações técnicas do Inversor solar MINI 3000 TL X da Growatt.

Dados de entrada		
Tensão máx. de entrada	500	Vcc
Faixa de tensão MPPT	60~500	Vcc
Tensão nominal de entrada	360	Vcc
Corrente DC por MPPT	13,5	A
Rastreadores de MPPT	2	
Arranjo por MPPT	MPPT1 x 1	MPPT2 x 1
Máxima corrente de curto-circuito por MPPT	16	A
Dados de saída		
Potência nominal de saída	3	KW
Tensão nominal (160V-300V)	230	V
Frequência nominal	50~60	Hz
Faixa de frequência	57~63	Hz
Corrente máx. de saída	16	A
Eficiência mínima	97,1	%
THDi	< 3%	

Fonte: Próprio autor (2021) base Growatt

Conforme pode se observar na Tabela 10, a eficiência deste equipamento é muito próxima à 100%, o que significa que possui uma alta taxa de conversão de corrente contínua em corrente alternada e pouquíssima perda de energia elétrica na conversão.

5.4.3. Dimensionamento do gerador fotovoltaico pelo método HSP

- No plano inclinado de 23° possui HSP diária média anual de 4,6h/dia. Portanto adota-se o plano inclinado em 23°;
- Potência nominal (STC) de pico (P_{mp}) = 330Wp;
- Taxa de Desempenho (TD/PR) = 0,7. Este valor é adotado com base em determinadas perdas teóricas, podendo variar entre 0,7 a 0,8 (Cresesb);
- Erede: 14,75 kWh/dia;

Para prever uma quantidade N de módulos FV, obtém-se através da equação a partir da energia gerada e injetada na rede:

$$E_{rede} = N \times P_{mp0} \times HSP \times TD \quad (Eq.2)$$

Onde:

$$E_{rede} = 14,75 \text{ kWh/dia}$$

$$P_{mp0} = 330 \text{ Wp}$$

$$HSP = 4,6 \text{ h/dia}$$

$$TD = 0,7$$

Logo:

$$14,75 = N \times 0,33 \times 4,6 \times 0,7 \Rightarrow N = 13,88.$$

Portanto $N=14$ módulos fotovoltaicos.

Admitindo para o inversor de frequência um rendimento de 0,971 (do datasheet) e para o MPPT de 0,99 (estimado) pode-se calcular a parcela das outras perdas de cabo, incompatibilidade de módulos, sujidade, etc. considerando a energia que o GFV deve entregar para o inversor:

$$E(GFV) = \frac{E_{rede}}{\eta_{inv}} \quad (\text{Eq.3})$$

Onde:

$E(GFV)$ = Energia gerada pelo arranjo fotovoltaico (kWh)

E_{rede} = Energia fornecida à rede (kWh)

η = eficiência mínima do inversor

Logo:

$$E(GFV) = \frac{14,75 \text{ kWh/dia}}{0,971} = 15,19 \text{ kWh/dia}$$

Agora corrige-se a Temperatura da célula e a Potência máxima tomando-se por base a Temperatura ambiente na média máxima anual através da equação:

$$T_c = T_a \times \frac{G_t}{800} \times (T_c^* - 20) \times 0,9 \quad (\text{Eq.11})$$

Onde:

T_c = Temperatura da Célula corrigida (°C)

T_c^* = Temperatura da Célula NOCT (45°C)

T_a = Temperatura ambiente na média máxima anual = 27 (°C)

G_t = Irradiação Solar incidente (W/m²)

Logo:

$$T_c = 27 \times \frac{1000}{800} \times (45 - 20) \times 0,9 = 55,13 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

E para correção da potência:

$$P_{mp} = P_{mp0} \times \frac{G_t}{1000} \times (1 + y_{mp} \times (T_c - T_{c0})) \quad (\text{Eq.10})$$

Onde:

P_{mp} = Potência nominal nas condições NTOC (W)

P_{mp0} = Potência nominal nas condições STC (W_p)

y_{mp} = coeficiente de temperatura para potência (-0,0041/ $^{\circ}\text{C}$)

T_c = Temperatura da Célula corrigida para a temperatura ambiente

T_{c0} = Temperatura da Célula STC ($^{\circ}\text{C}$)

Logo, considerando G_T de 1.000 W/m², resulta na potência do painel FV sob os efeitos da máxima temperatura das células:

$$P_{mp} = 330 \times \frac{1000}{1000} \times (1 \pm 0,0041 \times (55,13 - 25)) = 289,24 \text{ W}$$

A Equação com referência na Erede seria escrita na forma:

$$EGFV = \eta_{SPMP} \times N \times P_{mp} \times (HSP) \times (TD)^* \quad (\text{Eq.5})$$

Onde $(TD)^*$ é a taxa de desempenho corrigida pela Equação:

$$(TD)^* = (TD) \times \frac{P_{mp0}}{P_{mp}} \times \frac{1}{\eta_{inv}} \times \frac{1}{\eta_{MPPT}} \quad (\text{Eq.6})$$

Logo:

$$(TD)^* = (0,7) \times \frac{330}{289,2} \times \frac{1}{0,971} \times \frac{1}{0,99} = 0,83$$

Ou seja, as demais perdas estão estimadas nessa diferença:

$$1 - 0,83 = 0,17 = 17\%$$

Estas perdas correspondem a diferenças entre módulos de um mesmo modelo e fabricante, perdas no cabeamento, sujeira na superfície do Painei Fotovoltaico, etc.

Retomando a Eq.5 para obtermos o EGFV em função do TD*:

$$\text{EGFV} = 0,99 \times 14 \times 0,2892 \times 4,6 \times 0,83.$$

$$\text{EGFV} = 15,3 \text{ kWh/dia.}$$

Retomando Erede (Eq.3):

$$E(\text{Rede}) = 15,3 \text{ kWh (dia)} \times 0,971 = 14,86 \text{ kWh/dia}$$

Portanto a quantidade de módulos FV de acordo com a nova TD permanece em 14 módulos. E os mesmos serão divididos em 2 strings para melhor aproveitamento de espaço e controle de MPPT do inversor UCP. Dessa forma está previamente definido o GFV de 2 strings de 7 painéis FV, e a potência total teórica do arranjo FV é:

$$\text{PPGFVp} = 14 \times 0,330 \text{ kWp} = 4,62 \text{ kWp}$$

Onde PPGFVp = Potência total teórica de pico do Gerador Fotovoltaico (kWp).

5.4.4. Dimensionamento do inversor e do arranjo fotovoltaico

O Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) é um parâmetro importante onde utilizamos as Potências do GFV e a Nominal em CA do inversor:

$$(FDI) = \frac{P_{InCA}}{P_{pGFV}} \quad (\text{Eq.13})$$

Onde:

P_{InCA} : Potência nominal do inversor em corrente alternada [W]

P_{pGFV} : Potência de pico do Gerador Fotovoltaico [W]

Logo:

$$(FDI) = \frac{3}{4,62} = 0,65$$

PpGFV para N=14 : 0,65

Zilles recomenda um FDI entre 0,6 e 0,9; portanto reafirma-se a condição de 14 módulos FV. Essa condição deve respeitar outra condição que é ficar entre os limites de tensão do controle do MPPT do inversor.

Verificação do limite inferior N x Vmp (min)

Previsão preliminar de 7 painéis por string.

Tensão nominal para controle do MPPT Vmp(mínimo) > 80Vcc (Tabela 10)

Temperatura ambiente máxima anual média mensal (Ta.máx.Anual) = 27°C (Figura 32)

Coefficiente de Temperatura para tensão nominal de operação Vmp = 0,32%/°C (Tabela 8)

Com base na equação Eq.11, e considerando GT de 1.000 W/m² (pior caso), calcula-se a temperatura máxima da célula na condição de Ta.Máx.Anual.:

$$Tc = 27 + \frac{1000}{800} \times (45 - 20) \times 0,9 = 55,13^{\circ}C \quad (\text{Eq.11})$$

Com base na Temperatura da célula corrigida para a Temperatura máxima do local, calcula-se a Tensão nominal de operação através da equação Eq.10:

$$Vmp \text{ mín.} = 37,3 \times (1 - 0,0032 \times (55,13 - 25)) = 33,7 \text{ V} \quad (\text{Eq.10})$$

Com base na equação Eq.10 onde corrige-se a tensão nominal à partir da temperatura máxima do local na média histórica anual, e considerando a tensão mínima de operação do MPPT do Inversor UCP, calcula-se a quantidade de painéis FV mínima:

$$n > \frac{80}{33,7} = 2,37 \text{ (nFVmín)}$$

Onde:

80 V = Vcc mínimo na entrada do inversor da faixa de MPPT (Tabela 10).

33,7 = Vmp mínimo para a Temperatura da Célula corrigida. (Eq.10).

Portanto nFVmín deve ser maior que 3 Painéis. Esta condição atende a quantidade de painéis por string, sendo 7 painéis.

N*Vmp Tmáx:

$$7 \times 33,7 = 235,92 \text{ V}$$

Essa condição atende o limite inferior da tensão do MPPT por string, pois $80 < 235,92$.

Verificação do limite superior N x Vmp (máx.)

Previsão preliminar de 7 painéis por string.

Tensão máxima de entrada do controle MPPT do inversor UCP (Vmp máx) < 500 Vcc

Temperatura ambiente mínima (diária e noturna) anual média mensal T.mín.Anual = 12°C (Figura 32)

Coefficiente de Temperatura para tensão nominal de operação Vmp = 0,32%/°C (Tabela 8)

Com base na equação Eq.11, e considerando GT de 1.000 W/m² (Radiação durante o dia, pior caso), calcula-se a temperatura mínima da célula:

$$T_c = 12 + \frac{1000}{800} \times (45 - 20) \times 0,9 = 40,13^\circ\text{C} \quad (\text{Eq.11})$$

Com base na Temperatura da célula corrigida para a Temperatura mínima do local, calcula-se a Tensão nominal de operação através da equação Eq.10:

$$V_{mp \text{ máx.}} = 37,3 \times (1 - 0,0032 \times (40,13 - 25)) = 35,5 \text{ V (Eq.10)}$$

Com base na equação Eq.10 onde corrige-se a tensão nominal à partir da temperatura mínima do local na média histórica anual, e considerando a tensão máxima de operação do MPPT do Inversor UCP, calcula-se a quantidade de painéis FV máxima:

$$n < \frac{500}{35,5} = 14,1 \text{ (nFVmáx)}$$

Onde:

500 V = Vcc máximo na entrada do inversor da faixa de MPPT (Tabela 10).

35,5 = Vmp máximo para a Temperatura da Célula corrigida. (Eq.10).

Portanto nFVmáx = 15 Painéis. Esta condição também atende a quantidade de painéis por string, sendo 7 painéis.

N*Vmp máx. Tmín:

$$7 \times 35,5 = 248,5 \text{ V}$$

Essa condição atende o limite superior da tensão de entrada do arranjo FV no MPPT por string, pois $500 > 248,5$.

Verificação do limite superior noturno

Uma das condições importantes é o limite de tensão superior noturno, pois acontece quando não há radiação e o módulo FV atinge os mais elevados níveis de tensão, que é a tensão de circuito aberto. Considera-se:

Tensão operacional ideal Vmp (máx) < 500V

Previsão preliminar de 07 painéis por string.

Temperatura mínima anual Tmín.Anual = 12°C

Coefficiente de Temperatura para tensão de circuito aberto Voc = 0,32% / °C

Voc máxima ocorre na t= Tmín anual.

Irradiação Solar Gt = 0 W/m², pois à noite não há radiação.

$$Tc = 12 + \frac{0}{800} \times (45 * -20) \times 0,9 = 12^{\circ}\text{C} \quad (\text{Eq.11})$$

Portanto a Temperatura da Célula corrigida para essa temperatura ambiente durante a noite é igual a Temperatura ambiente. Dessa forma, calcula-se a Tensão de circuito aberto corrigida para a condição de Temperatura mínima e sem radiação solar:

$$Voc\ máx. = 46,1 \times (1 - 0,0032 \times (12 - 25)) = 48,01\ V \text{ (Eq.7)}$$

Onde:

Voc máx.: Tensão de circuito aberto corrigida para a temperatura da célula Tc.

Voc: Tensão de Circuito aberto na condição STC = 46,1V

Tc*: Temperatura da Célula corrigida = 12°C

Com a Temperatura da Célula corrigida para a condição noturna e Temperatura mínima, deve-se calcular a Tensão total da *string*:

Logo:

$$N \times Voc\ máx. = 7 \times 48,01 = 336,12\ V$$

Portanto essa quantidade de 7 painéis atende a condição do limite superior noturno, pois $336 < 500\ V$.

Verificação da corrente de curto-circuito máxima por MPPT

Para a verificação da máxima corrente de curto-circuito deve-se calcular a temperatura da célula no módulo fotovoltaico para temperatura ambiente máxima mensal, e considerar a condição: Isc máx. por MPPT têm que ser menor que a corrente de curto-circuito na entrada do inversor, logo:

Corrente máxima na entrada do inversor por MPPT: $< 13,5\ A$;

Na temperatura Máxima de T.máx. = 27°C ;

Coeficiente de temperatura para corrente de curto-circuito Isc = 0,05% / °C;

$$Isc = 9,38 \times (1 + 0,0005 \times (55,13 - 25)) = 9,52\ V \text{ (Eq.8)}$$

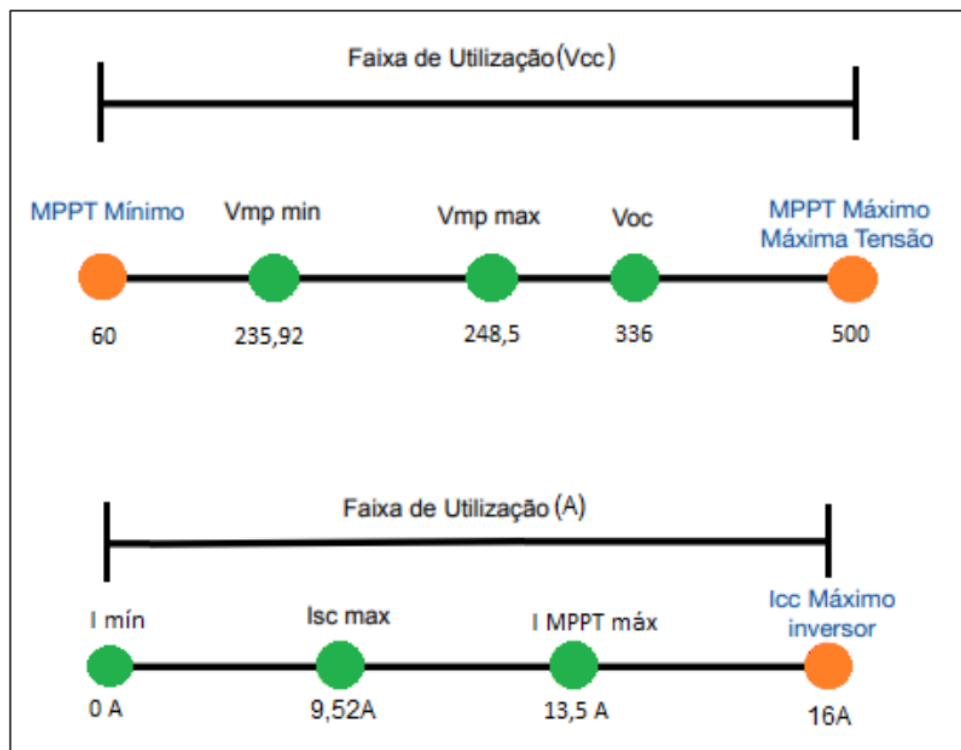
Logo, para 1 *string* em paralelo por MPPT, têm-se:

$$1 \times 9,52 = 9,52 < 13,5A$$

Portanto, a corrente de curto-circuito não supera o limite do controle de MPPT.

Através destes cálculos pode-se observar que a quantidade de módulos e *strings* estão corretamente dimensionados, respeitando os limites de tensão corrente e potência do inversor e GFV, de acordo com os limites das variações climáticas do local. A Figura 33 demonstra os limites operacionais e os parâmetros verificados.

Figura 33 – Limites operacionais e parâmetros verificados

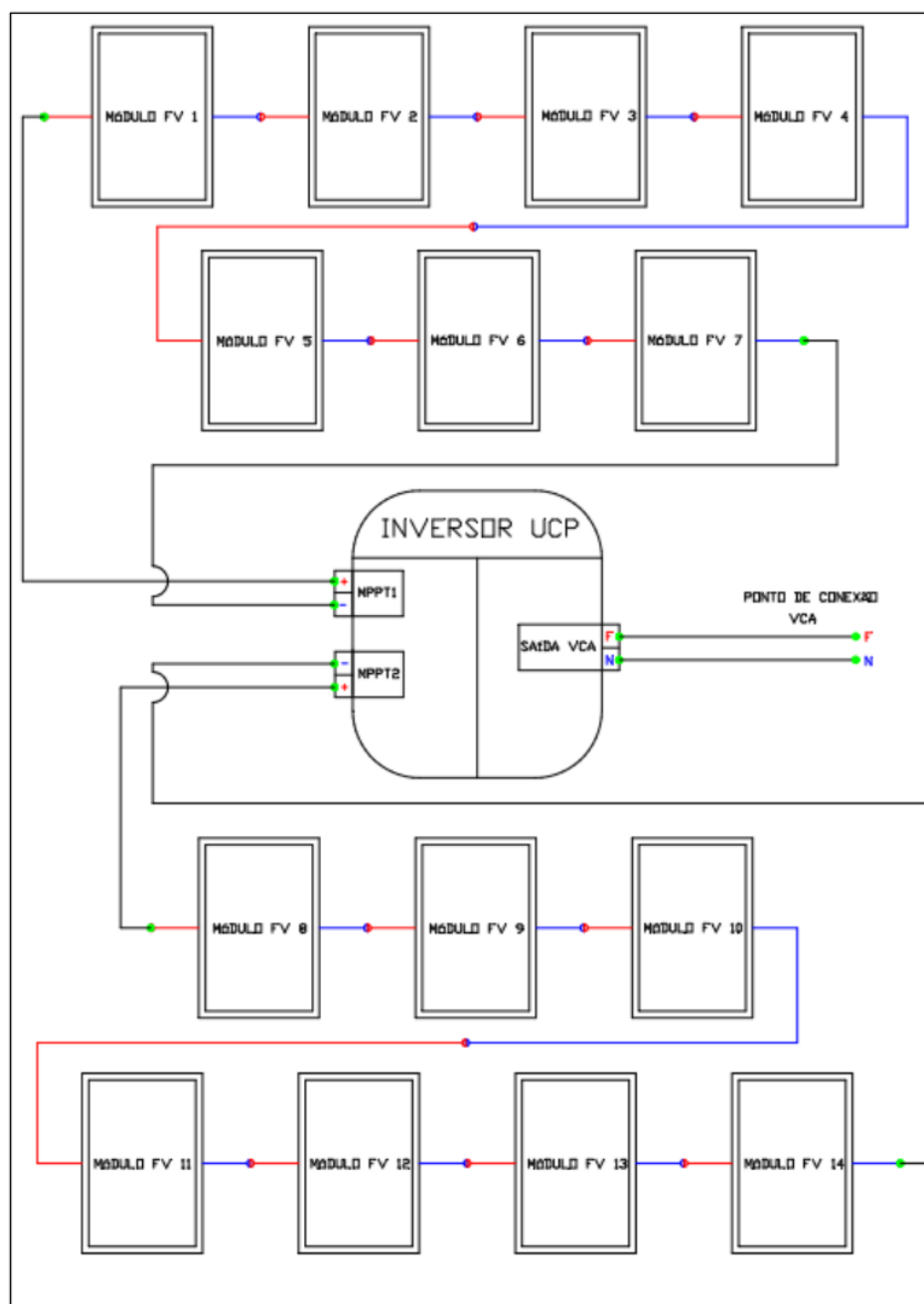


Fonte: Próprio Autor (2021)

Conforme pode-se observar na Figura 33, os parâmetros de corrente e tensão de corrente contínua estão dentro dos limites operacionais do Inversor UCP. O diagrama de blocos básico

da Figura 34 orienta como deve ser a distribuição e conexão dos componentes do sistema fotovoltaico.

Figura 34 – Diagrama básico do sistema Fotovoltaico



Fonte: Próprio Autor(2021)

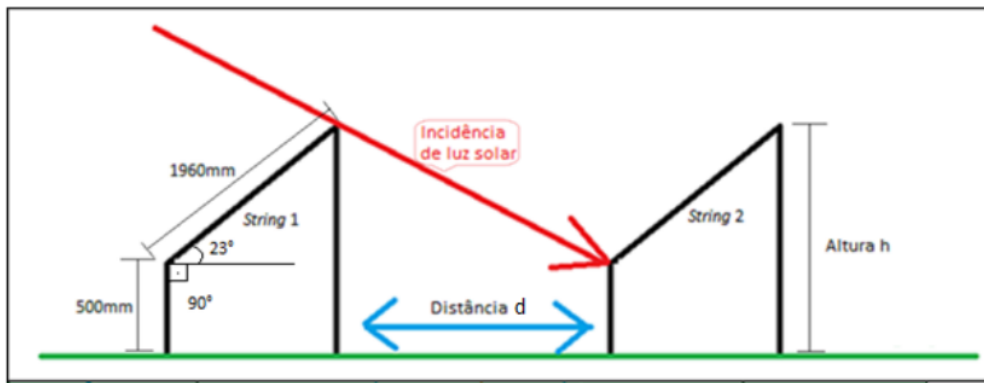
Conforme pode-se verificar na Figura 34 a concepção do sistema, ambos arranjos de módulos fotovoltaicos estão conectados à um mesmo inversor UCP, simplificando a instalação.

5.5. Cálculo do sombreamento

Outro parâmetro importante no dimensionamento do Gerador Fotovoltaico é o afastamento entre os subarranjos fotovoltaicos, os quais devem ser instalados de tal maneira que uma fileira de painéis não cause sombreamento na outra fileira de módulos. Isto interfere diretamente na largura do corredor técnico, o qual toma por base essa faixa de sombreamento para ser obedecido.

Conforme pode-se ver na Figura 35, o Sol sob um determinado ângulo de elevação incide luz sobre o módulo FV de modo que a sombra relativa à essa inclinação pode ser estimada com base em cálculos.

Figura 35 – Desenho esquemático da projeção do sombreamento no painel FV



Fonte: Próprio Autor (2021)

De acordo com a Figura 35 a altura do módulo é de 1960mm, instalados à um ângulo de inclinação de 23° em relação ao plano horizontal. Para o cálculo simplificado do sombreamento resultante, deve-se considerar **a pior condição, que é quando o Sol está na elevação mais baixa**, causando maior projeção do sombreamento. Essa condição ocorre no dia do solstício de Inverno, quando o Sol está na menor elevação, que é próximo do nascer e pôr-do-sol. Ou seja, em todos os outros dias no nascer e pôr-do-sol as projeções das sombras

serão cada vez menores durante o ano. Para a referida instalação, considera-se as seguintes premissas:

- Altura mínima de 500mm em relação ao solo;
- Módulos FV montados com a altura de 1960 inclinada de 23° em relação ao plano horizontal, voltados para o Norte geográfico;
- O dia de menor elevação do Sol é no nascer e pôr-do-sol do solstício de Inverno, 21 de junho ($\omega = 79^\circ$).

Logo:

Data da análise: 21 de Junho;

Coordenadas Geográficas: Latitude -23,411287 e Longitude -46,338866.

Para determinação do ângulo de elevação do Sol num determinado dia do ano e localização, leva-se em conta seu dia corrido no ano sua latitude e longitude, assim:

$$\text{Cor} = 6/2 - 2 = 1$$

$$n = 21 + (6-1)*30 + \text{Cor} = 21 + (5)*30 + 1 = 21 + 150 + 1 = 172$$

$$\delta = 23.45 * \sin((360 / 365) * (284 + n))$$

$$\delta = 23.45 * \sin((360 / 365) * (284 + 172))$$

$$\delta = 23.45 * \sin((360 / 365) * 456)$$

$$\delta = 23.45 * \sin(449,75) = 23,45 * 1 = 23,45^\circ$$

$$B = ((360 / 364) * (172 - 81)) = 90^\circ$$

$$E = 9.87 * \sin(2*(90)) - 7.53 * \cos(90) - 1.5 * \sin(90) = -1,5 \text{ Minutos}$$

$$\text{CorHora} = (4 * (45 - 46,34) + (-1,5)) / 60 = -0,1143 \text{ h } (0^\circ 6' 52'')$$

$$\omega S (\text{Pôr do Sol}) = \text{Arc cos}((- \tan 23,41) * (\tan 23,45)) = 79,17^\circ$$

$$N = (2/15) * \omega s = 0,133 * 79,17 = 10,55 \text{ horas}$$

$$\text{HSs} = \omega/15 + 12 = 79,17/15 + 12 = 17,28$$

$$HLs = Hs - CorHora = 17,28 - (-0,1143) = 17,3923$$

$$\text{Fração do HLs} = 0,3923 * 60 = 23,538 \text{ min.}$$

$$\text{Fração do minuto: } 0,538 * 60 = 32,28 \text{ seg.}$$

Portanto, 17:23:32s.

$$\cos \theta Z = \sin(\delta) \sin(\Phi) + \cos(\delta) \cos(\Phi) \cos(\omega)$$

Condição 1 (Meio dia solar)

$$\sin(\delta) = \sin(23,45) = 0,398;$$

$$\sin(\Phi) = \sin(-23,41) = -0,397328628;$$

$$\cos(\delta) = \cos(23,45) = 0,9174 ;$$

$$\cos(\Phi) = \cos(-23,41) = 0,9176853 ;$$

$$\cos(\omega) = \cos(0) = 1,0$$

$$\begin{aligned} \cos \theta Z &= 0,398 * -0,397328628 + 0,9174 * 0,9176853 * 1,0 = \\ &= -0,158136794 + 0,84188445 = 0,6837477 \end{aligned}$$

$$\cos \theta Z = 0,6837477$$

$$\cos^{-1} = 46,86^\circ = \theta Z$$

$$\text{Altitude Solar } \alpha = (\alpha + \theta Z = 90^\circ) = 90 - 46,86 = \mathbf{43,14^\circ}$$

Condição 2 - Nascer e Pôr-do-Sol

$$\sin(\delta) = \sin(23,45) = 0,398;$$

$$\sin(\Phi) = \sin(-23,41) = -0,397328628;$$

$$\cos(\delta) = \cos(23,45) = 0,9174 ;$$

$$\cos(\Phi) = \cos(-23,41) = 0,9176853 ;$$

$$\cos(\omega) = \cos(79,17) = 0,189$$

$$\begin{aligned}\cos \theta Z &= 0,398 * -0,397328628 + 0,9174 * 0,9176853 * 0,189 = \\ &-0,158136794 + 0,158136794 = 0,0\end{aligned}$$

$$\cos \theta Z = 0,0$$

$$\cos^{-1} = 90^\circ = \theta z$$

$$\text{Altitude Solar } \alpha = (\alpha + \theta z = 90^\circ) = 90 - 90 = \mathbf{0,0^\circ}$$

Condição 3 - Próximo ao Nascer e Pôr-doSol (HS= 7:00 e 17:00)

Cálculo de (ω)

$$B = ((360 / 364) * (n - 81)) = 90^\circ$$

$$E = 9,87 * \sin(2B) - 7,53 * \cos(B) - 1,5 * \sin(B) = -1,5 \text{ Minutos}$$

$$\text{Corhora} = (4 * (L_0 - L) + E) / 60 = -0,1143 \text{ h } (0^\circ 6' 52'')$$

$$HS = HL + \text{Corhora} = 17,1143 + (-0,1143) = 17,00\text{h}$$

$$\omega' = (HS - 12) * 15 = (17-12)*15 = 75^\circ$$

$$\sin(\delta) = \sin(23,45) = 0,398;$$

$$\sin(\Phi) = \sin(-23,41) = -0,397328628;$$

$$\cos(\delta) = \cos(23,45) = 0,9174 ;$$

$$\cos(\Phi) = \cos(-23,41) = 0,9176853 ;$$

$$\cos(\omega) = \cos(75) = 0,2588$$

$$\begin{aligned}\cos \theta Z &= 0,398 * -0,397328628 + 0,9174 * 0,9176853 * 0,189 = \\ &-0,158136794 + 0,217895741 = 0,059758947\end{aligned}$$

$$\cos \theta Z = 0,059758947$$

$$\cos^{-1} = 86,57^\circ = \theta z$$

$$\text{Altitude Solar } \alpha = (\alpha + \theta z = 90^\circ) = 90 - 86,57 = \mathbf{3,43^\circ}$$

Conforme pode-se verificar na Tabela 11, a variação do ângulo zenital (θz) é correlacionada com a variação do ângulo horário (ω). A composição geométrica destes dois ângulos gera as devidas projeções da sombra, identificadas neste estudo por d (mm) e $d1$ (mm), explícitas mais adiante na Figura 39.

Tabela 11 – Variação e alcance do ângulo de elevação do Sol durante o dia 21 de junho

HSs	$\omega(^{\circ})$	Sen(δ)	Sen(Φ)	Cos(δ)	Cos(Φ)	Cos(ω)	Cos(θ_z)	$\theta_z(^{\circ})$	$\alpha(^{\circ})$	d (mm)	d1(mm)
6,72	-79,17	0,398	-0,397	0,917	0,918	0,188	0,000	90,00	0,00	9629394,98	1809321,08
7,00	-75	0,398	-0,397	0,917	0,918	0,259	0,060	86,57	3,43	12759,63	3302,43
7,33	-70	0,398	-0,397	0,917	0,918	0,342	0,130	82,54	7,46	5848,53	2000,31
8,00	-60	0,398	-0,397	0,917	0,918	0,500	0,263	74,76	15,24	2811,26	1405,63
8,67	-50	0,398	-0,397	0,917	0,918	0,643	0,383	67,48	22,52	1846,81	1187,11
9,33	-40	0,398	-0,397	0,917	0,918	0,766	0,487	60,87	29,13	1374,14	1052,65
10,00	-30	0,398	-0,397	0,917	0,918	0,866	0,571	55,18	34,82	1101,09	953,57
10,67	-20	0,398	-0,397	0,917	0,918	0,940	0,633	50,73	39,27	936,57	880,09
11,33	-10	0,398	-0,397	0,917	0,918	0,985	0,671	47,86	42,14	846,26	833,40
12,00	0	0,398	-0,397	0,917	0,918	1,000	0,684	46,86	43,14	817,24	817,24
12,67	10	0,398	-0,397	0,917	0,918	0,985	0,671	47,86	42,14	846,26	833,40
13,33	20	0,398	-0,397	0,917	0,918	0,940	0,633	50,73	39,27	936,57	880,09
14,00	30	0,398	-0,397	0,917	0,918	0,866	0,571	55,18	34,82	1101,09	953,57
14,67	40	0,398	-0,397	0,917	0,918	0,766	0,487	60,87	29,13	1374,14	1052,65
15,33	50	0,398	-0,397	0,917	0,918	0,643	0,383	67,48	22,52	1846,81	1187,11
16,00	60	0,398	-0,397	0,917	0,918	0,500	0,263	74,76	15,24	2811,26	1405,63
16,67	70	0,398	-0,397	0,917	0,918	0,342	0,130	82,54	7,46	5848,53	2000,31
17,00	75	0,398	-0,397	0,917	0,918	0,259	0,060	86,57	3,43	12759,63	3302,43
17,28	79,17	0,398	-0,397	0,917	0,918	0,188	0,000	90,00	0,00	9629394,98	1809321,08

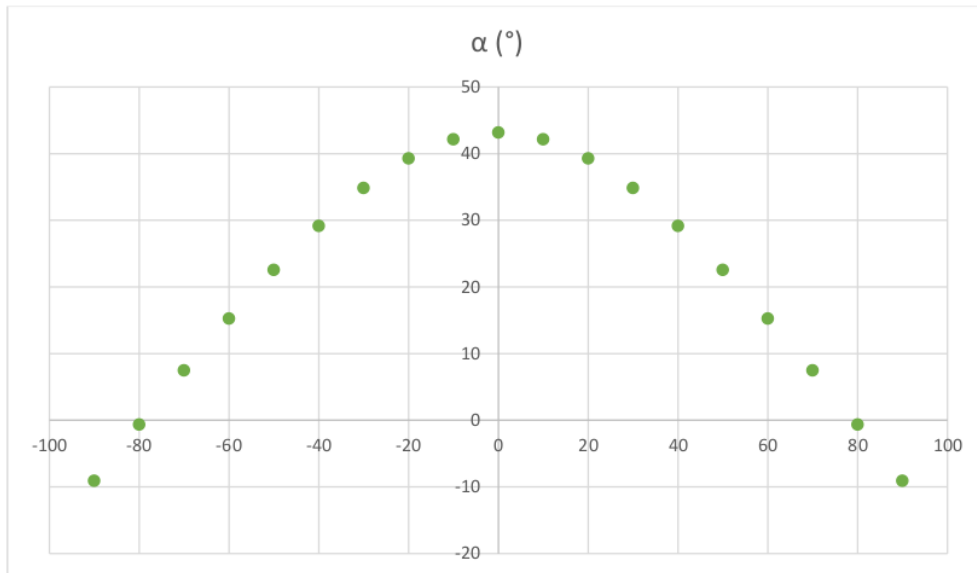
Fonte: Próprio Autor (2021)

De acordo com a Tabela 11, a variação do ângulo azimutal (θ_z) é complementar a variação da elevação solar (α), pois a soma destes ângulos deve resultar em 90° . Portanto, têm-se as seguintes considerações:

- O maior ângulo de elevação do Sol nesse dia será no momento de $\omega = 0^{\circ}$, ou seja, $\theta_z = 46,86^{\circ}$ (Condição 1). Essa condição causa uma projeção da sombra $d(\text{mm}) = 817,24\text{mm}$ e a projeção lateral $d1(\text{mm})$ de mesmo valor.
- O menor ângulo de elevação do Sol nesse dia será no momento de $\omega = 79,17^{\circ}$, ou seja, $\theta_z = 0,0^{\circ}$ (Condição 2). Essa condição causaria uma projeção da sombra $d(\text{mm}) = 9629395\text{mm}$ (9,6km) e a projeção lateral $d1(\text{mm}) = 1809321\text{mm}$ (1,8km). Mas essa condição não acontece devido aos obstáculos naturais causadores de sombreamento no horizonte (desnível de relevo, vegetação, etc.). Por esse motivo deve-se considerar a Condição 3 ($\omega = 75^{\circ}$).
- O ângulo de elevação do Sol no momento de $\omega = 75^{\circ}$ é: $\theta_z = 3,43^{\circ}$ (Condição 3, HS= 7:00 e 17:00). Essa condição causa uma projeção da sombra $d(\text{mm}) = 12759,63 \text{ mm}$ e a projeção lateral $d1(\text{mm}) = 3302,43$ (3,3m).

Conforme pode-se verificar na Figura 36, o maior ângulo de elevação do Sol acontece no mesmo instante quando o ângulo ω é 0° , onde o corre o meio-dia solar. E para o pior caso em termos de sombreamento, que é a menor elevação do sol, ocorre no momento de $\omega=79,17^\circ$, quando a elevação do Sol é $\alpha = 0^\circ$.

Figura 36 – Variação do ângulo (α) de elevação do Sol durante o dia 21 de junho.



Fonte: Próprio Autor (2021)

Portanto, o maior ângulo de elevação do Sol nesse dia será de **43,14°**.

Calculando a projeção da altura do módulo de 1960mm à um ângulo de 23° , têm-se:

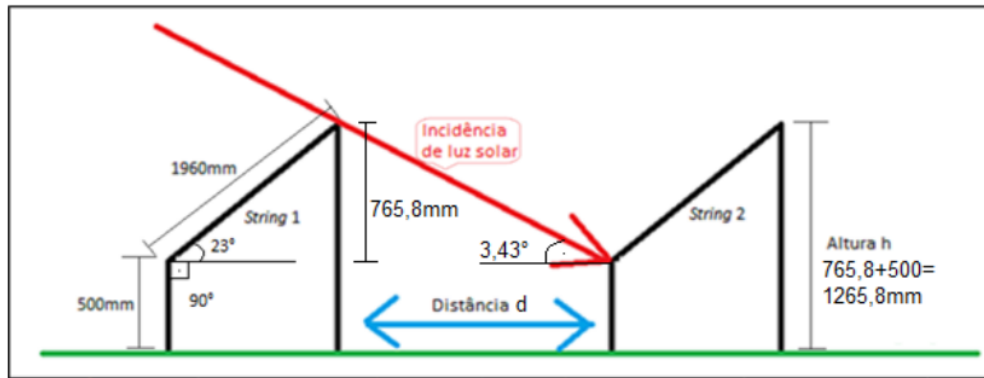
$$\text{sen } 23^\circ = \frac{\text{cat. oposto}}{\text{hip.}} = \text{sen } 23^\circ * 1960 = 765,83$$

Com a altura do suporte dos painéis têm-se:

$$765,83 + 500 = 1265,83\text{mm}$$

Com a projeção da altura dos módulos, calcula-se a distância do sombreamento $d(\text{mm})$, 765,83mm à $3,43^\circ$, conforme Figura 37.

Figura 37 – Desenho esquemático da projeção da sombra da altura do módulo FV no respectivo ângulo de incidência solar



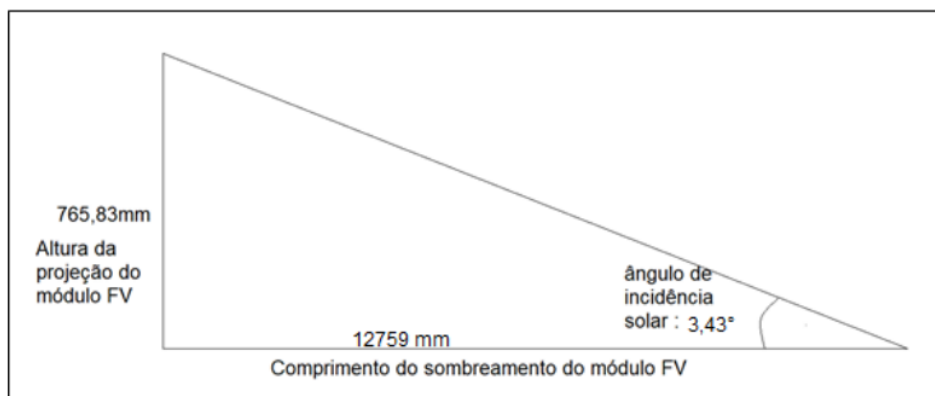
Fonte: Próprio Autor (2021)

De acordo com a Figura 37, a projeção da incidência dos raios solares nos módulos FV à uma altura de 0,76m no ângulo incidente de 3,43° resulta numa sombra de comprimento d(mm).

$$tg \alpha = \frac{cat. \text{ oposto}}{cat. \text{ adjacente}} = \frac{765,83}{tg 3,43^\circ} = 12759 \text{ mm}$$

Esta distância fica explícita na representação trigonométrica da Figura 38.

Figura 38 – Comprimento do sombreamento causado pela projeção do módulo FV



Fonte: Próprio Autor (2021)

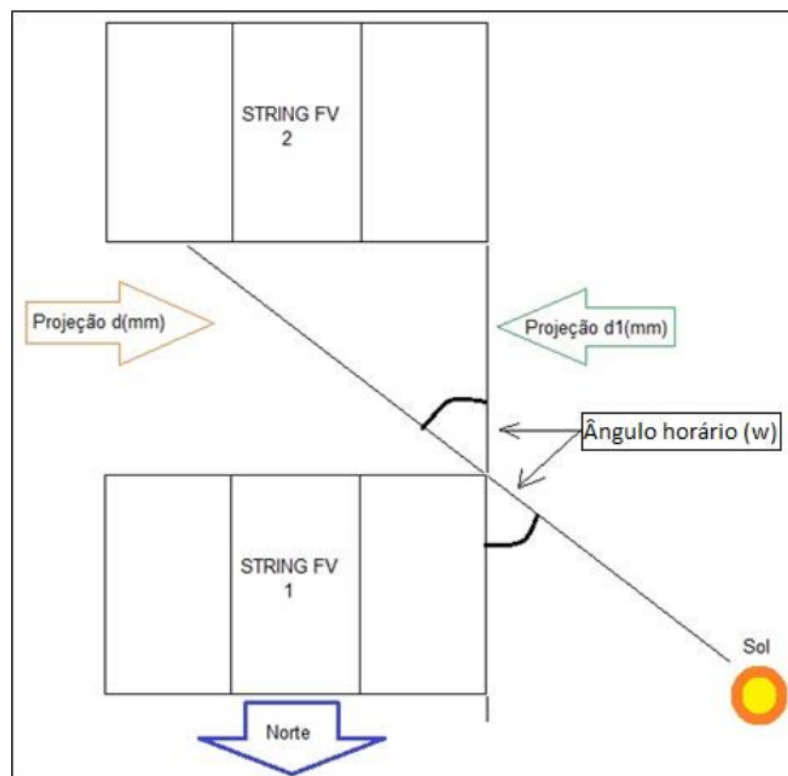
Conforme pode-se observar na Figura 38, o maior sombreamento possível causado pela incidência de raios solares na projeção do módulo FV é a resultante de 12,76 metros, que é a condição onde o Sol já está próximo do horizonte, podendo ser no nascer ou pôr-do-sol.

Mas esta não é a distância à ser considerada, devido ao seu deslocamento lateral causado pelo ângulo horário ω ($^{\circ}$). Este deslocamento no plano azimutal causa outra projeção lateral, identificada na Tabela 11 por **d1(mm)**. O menor valor dessa projeção é exatamente ao meio dia solar, ou seja, $\omega=0^{\circ}$. Entretanto, o maior valor dessa projeção se encontra nas condições de proximidade no nascer e pôr-do-sol, nesse caso é próximo ao valor de $\omega = 79,17^{\circ}$.

Para considerar sombreamento natural por desníveis de relevo geográfico no horizonte (morros, vegetação distante, etc.), considera-se aproximadamente 5° à menos no nascer e pôr-do-sol, onde a elevação solar ainda é muito baixa, sendo o $\alpha = 3,43^{\circ}$. Essa condição representa a Hora Solar (HSs) equivalente de 7:00h e 17:00h, respectivamente.

Nestes horários a projeção lateral de d (mm), identificada na Tabela 11 por d1(mm) é de 3302 mm ou 3,3m.

Figura 39 – Vista Superior da projeção lateral causada pelo ângulo horário $\omega(^{\circ})$



Fonte: Próprio Autor (2021)

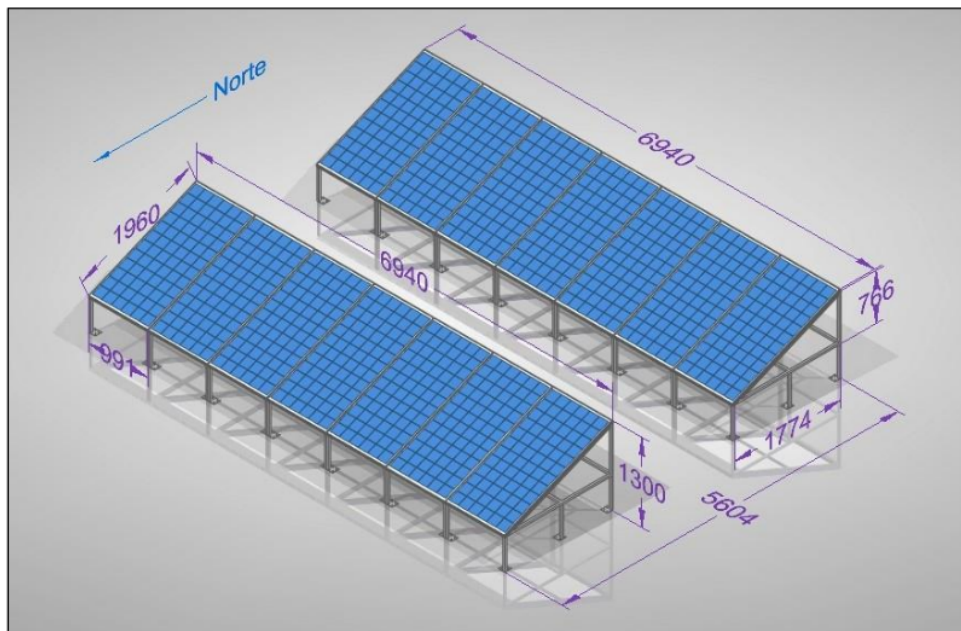
De acordo com a Figura 39, a projeção da sombra em $d(\text{mm})$ gera outra projeção em $d1(\text{mm})$. Esta projeção em $d1(\text{mm})$ é a distância que deve ser considerada para estabelecer a largura do corredor técnico, conforme medidas estabelecidas na Tabela 11, variando ao longo do dia tanto no ângulo zenital (θ_z) quanto no ângulo horário (ω).

Portanto, o sombreamento no dia do solstício de Inverno, que é o pior caso nos dias do ano, atingirá 3,3 metros de distância nas situações de Sol nascente e poente. A largura do corredor técnico adotada será de 3,5 metros de largura.

5.6. Configuração do sistema

Conforme pode-se observar na Figura 40, a instalação e alinhamento das *strings* ficaram de forma a respeitar o corredor técnico para não ocasionar sombreamento entre as *strings*.

Figura 40 – Desenho esquemático 3D da disposição dos módulos FV na instalação



Fonte: Próprio Autor (2021)

De acordo com a Figura 40, é possível ter uma visualização geral do sistema GFV, sua disposição geográfica e dimensões das *strings*.

É importante observar o afastamento de 3,5m entre uma fileira de módulos e outra, estabelecendo um corredor técnico seguro para o sombreamento que não excede 3,3m de comprimento.

5.7. Energia gerada e balanço de energia

Com base no dimensionamento realizado no item 5.4 e tomando-se por base as diferentes medidas de irradiações solares durante o ano das Figuras 30 e 31, é possível estimar a quantia de energia gerada durante o ano de acordo com a radiação solar do mês, conforme Tabela 12

Tabela 12 – Geração total anual (kWh)

Geração total anual (kWh)				
Mês	HSP(h)	(Erede) (kWh/dia)	Dias	Total mensal (kWh/mês)
Janeiro	4,7	15,18	31	470,67
Fevereiro	5,22	16,86	28	472,16
Março	4,79	15,47	31	479,68
Abril	4,67	15,09	30	452,58
Maio	4,13	13,34	31	413,59
Junho	4,04	13,05	30	391,53
Julho	4,06	13,12	31	406,58
Agosto	4,93	15,93	31	493,70
Setembro	4,45	14,38	30	431,26
Outubro	4,58	14,80	31	458,65
Novembro	4,6	14,86	30	445,80
Dezembro	5	16,15	31	500,71
Média mensal (kWh/mês)	4,6	14,97		451,4
Total anual (kWh/ano)			365	5.416,93

Fonte: (Próprio autor, 2021)

De acordo com a Tabela 12, é possível verificar que o total de energia elétrica produzida durante o ano é de aproximadamente 5.417 kWh/ano.

No balanço energético entre os dois consumidores distintos, têm-se o seguinte diferencial energético, tomando-se por base os dados das Tabelas 6 e 7:

Tabela 13 – Consumo Mensal (-) taxa de disponibilidade (kWh/mês)

Mês	Consumo sítio (kWh/mês)	Consumo da metalúrgica (kWh/mês)	Consumo total (-) taxa disponibilidade (kWh/mês)
Janeiro	39,37	446,4	485,77
Fevereiro	0	244,44	244,44
Março	56,73	335,73	392,46
Abril	0	426,9	426,9
Maio	0	228,47	228,47
Junho	30,9	546	576,9
Julho	0	413,8	413,8
Agosto	4,03	609,77	613,8
Setembro	0	453,9	453,9
Outubro	19,53	410,13	429,66
Novembro	21	386,1	407,1
Dezembro	51,77	500,03	551,8
Média (kWh/mês)	31,2	411,5	442,8
Total Anual (kWh/ano)	374,4	4.937,8	5.313,4

Fonte: (Próprio autor, 2021)

De acordo com a Tabela 13, é possível observar que o mês de baixo consumo possui até 228 kWh/mês e o mês de maior consumo até 613 kWh/mês, considerando o consumo agregado dos dois imóveis já descontado a taxa de disponibilidade.

Conforme pode-se observar na Tabela 14, é possível observar o Balanço Energético entre a Energia total gerada e a energia total consumida ao longo do ano.

Tabela 14 – Balanço Energético entre Energia gerada e energia consumida

Mês	Consumo total (-) taxa disponibilidade (kWh/mês)	Erede (kWh/mês)	Balanço Energético Gerado x Consumido (kWh/mês)
Janeiro	485,77	470,67	-15,1
Fevereiro	244,44	472,16	227,72
Março	392,46	479,68	87,22
Abril	426,9	452,58	25,68
Maio	228,47	413,59	182,12
Junho	576,9	391,53	-185,37
Julho	413,8	406,58	-7,22
Agosto	613,8	493,70	-120,1
Setembro	453,9	431,26	-22,64
Outubro	429,66	458,65	28,99
Novembro	407,1	445,80	38,7
Dezembro	551,8	500,71	-51,09
Média (kWh/mês)	442,8	451,4	8,62
Total Anual (kWh/ano)	5.313,4	5.416,93	103,53

Fonte: (Próprio autor, 2021)

De acordo com a Tabela 14, é possível verificar que nem todos os meses têm saldo positivo no balanço energético, o que significa que tem meses que a geração de energia elétrica pelo GFV será menor que a necessária para suprir a demanda além da taxa de disponibilidade dos dois imóveis. Mas na média mensal e anual, a geração supera o consumo de energia elétrica já abatendo a taxa de disponibilidade, que é de 150 kWh considerando as duas unidades consumidoras. Na média mensal, a geração é 8,62 kWh/mês maior que o consumo. **E no balanço total anual o total de energia elétrica gerada é de aproximadamente 5.417 kWh/ano, o total consumido é de 5.313,4 kWh/ano e o balanço energético fica 103,53 kWh/ano maior que o consumido.** Através destes números é possível observar o quão próximo da demanda de energia elétrica está o dimensionamento do sistema gerador fotovoltaico para o consumidor final.

5.8. Análise de viabilidade econômica

O investimento realizado para implantação do projeto de geração de energia solar fotovoltaica foi de R\$ 24.500, de acordo com a Tabela 15:

Tabela 15 – Investimento realizado para implantação do sistema solar fotovoltaico

Qtde.	Unidade	Materiais	Preço Unitário [R\$]	Preço Total [R\$]
14	peça	Módulo Fotovoltaico DHP72-330 da DAH	R\$850,00	R\$11.900,00
4	peça	Estrutura metálica para instalação em solo (empresa Brasil Solar)	R\$800,00	R\$3.200,00
1	peça	Inversor MINI 3000 W TL X da Growatt	R\$4.000,00	R\$4.000,00
200	metro	Cabo de Cobre Prysmian 4,0mm ² - Vermelho	(100m) R\$ 350,00	R\$700,00
200	metro	Cabo de Cobre Prysmian 4,0mm ² - Azul	(100m) R\$ 350,00	R\$700,00
200	metro	Cabo de Cobre Prysmian 4,0mm ² - Verde/Amarelo	(100m) R\$ 350,00	R\$700,00
1	ferragens	Conectores, parafusos, terminais, porcas, etc	R\$500,00	R\$500,00
1	serviço	Mão de Obra/Instalação (empresa Brasil Solar)	R\$2.800,00	R\$2.800,00
TOTAL				R\$24.500,00

Fonte: (Próprio autor, 2021)

Conforme pode-se observar na Tabela 15, o custo dos módulos fotovoltaicos compreende praticamente 50% do orçamento total de implantação do sistema gerador fotovoltaico.

É importante considerar que não haverá custos extras para a adequação da categoria da entrada de energia elétrica no sítio para a potência de geração local de 3kW (4620Wp). A Concessionária de energia elétrica local (Elektro) não cobra nenhuma taxa ou custo extra para a vistoria do local da instalação nem para a troca do relógio comum medidor de energia elétrica para o relógio bidirecional medidor de energia elétrica, equipamento necessário para a implantação da micro geração do GFV na modalidade aqui praticada.

Além do levantamento de custos de implantação do sistema, devem ser levados em consideração os custos de manutenção e operação do sistema, que consistem em custos anuais e/ou diluídos no período de operação do sistema fotovoltaico, conforme Tabela 16.

Tabela 16 – Custos de Operação e Manutenção do sistema solar fotovoltaico

Quantidade	Unidade	Materiais	Preço Unitário [R\$]	Preço Total [R\$]
1	serviço	Manutenção preventiva / Operação anuais – limpeza dos painéis FV	R\$245,00	R\$ 245,00
2	manutenção	Troca de componentes do Inversor (2 vezes no período de 25 anos)	R\$2.000,00	R\$ 4.000,00
TOTAL				R\$ 4.245,00

Fonte: (Próprio autor, 2021)

De acordo com a Tabela 16, os custos de operação e manutenção preventivas anuais representam 1% do valor investido na instalação, além da manutenção do inversor que compreende a troca de componentes por duas vezes durante o período de 25 anos.

Para efeito de cálculo do *Payback* descontado, o custo total de operação e manutenção será diluído anualmente entre os 25 anos, o que resulta num custo anual de R\$ 405,00 reais.

Dependendo do potencial do capital de investimento do proprietário, pode-se considerar um valor acessível diante do benefício econômico adquirido conforme será visto adiante.

Para a análise econômica foram considerados três cenários distintos onde a tarifa de energia elétrica da concessionária é uma composição da tarifa habitual mais a bandeira amarela, bandeira vermelha ou bandeira vermelha patamar II. A diferença entre estes cenários são os meses e períodos do ano que estas tarifas de bandeira incidem, dependendo da sazonalidade das estações que influenciam diretamente na capacidade de geração das hidrelétricas e necessidade ou não do acionamento das termelétricas. As diferentes composições tarifárias destas bandeiras podem ser verificadas na Tabela 17.

Tabela 17 – Modalidades tarifárias incidentes da concessionária local

Baixa Tensão - SUBGRUPO B1 - Residencial			
BANDEIRA	TE (R\$/kWh)	TU (R\$/kWh)	Tarifa Total (R\$/kWh)
VERDE (convencional)	0,33978	0,2828	0,62258
AMARELA			0,01343
VERMELHA PATAMAR 1			0,04169
VERMELHA PATAMAR 2			0,06243

(Neoenergia Elektro, 2021)

De acordo com a Tabela 17 é possível verificar os diferentes acréscimos de tarifas conforme a bandeira incidente.

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa habitual de R\$ 0,62258 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01343 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;
- Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,04169 para cada quilowatt-hora kWh consumido.
- Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,06243 para cada quilowatt-hora kWh consumido. (Neoenergia Elektro, 2021).

5.8.1. Cenário 1 – Bandeiras Tarifárias mais usuais no ano

Neste Cenário econômico, a composição tarifária das bandeiras amarela e vermelha foram atribuídas nos meses de escassez hídrica, ou seja, em maio e junho vigora a bandeira amarela, em julho e agosto vale a bandeira vermelha e em setembro e outubro volta a valer a bandeira amarela novamente, conforme pode ser observado na Tabela 18.

Tabela 18 – Atribuição das bandeiras tarifárias mais usuais durante o ano

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Período	Chuvoso				Seco						Chuvoso	
Tarifa convencional/ Bandeira Tarifária	Verde				Verde						Verde	
					Amarela		Vermelha1	Amarela				

Fonte: (Próprio autor, 2021)

Conforme pode ser visto na Tabela 18, os meses no intervalo entre maio e outubro são os que sofrem acréscimos tarifários diversificados.

Para o referido período, deve-se estimar o acréscimo das bandeiras nos valores vigentes, tomando-se como base o consumo agregado dos dois imóveis deduzido da taxa de disponibilidade, conforme Tabela 19:

Tabela 19 – Cálculo do acréscimo de bandeira tarifária – Cenário 1

Bandeiras tarifárias – Cenário 1				
Mês	Consumo agregado deduzido da taxa de disponibilidade (kWh/mês)	Bandeira Verde (R\$0,62258/kWh)	Bandeira Amarela (R\$ 0,01343 /kWh)	Bandeira Vermelha Patamar 1 (R\$ 0,04169 /kWh)
Janeiro	485,77	302,43		
Fevereiro	244,44	152,18		
Março	392,46	244,34		
Abril	426,9	265,78		
Maio	228,47	142,24	3,07	
Junho	576,9	359,17	7,75	
Julho	502,2	312,66		20,94
Agosto	613,8	382,14		25,59
Setembro	453,9	282,59	6,10	
Outubro	429,66	267,50	5,77	
Novembro	407,1	253,45		
Dezembro	551,8	343,54		
TOTAL ANUAL (kWh/ano)	5.313,4			
TOTAL ANUAL DAS BANDEIRAS (R\$/ano)		3308,02	22,68	46,53

Fonte: (Próprio autor, 2021)

Conforme pode-se verificar na Tabela 19, o acréscimo tarifário vigente da composição das bandeiras amarela e vermelha no custo da conta de energia para os dois imóveis deduzido da taxa de disponibilidade chega aproximadamente o valor de R\$ 69,00 neste primeiro cenário.

De acordo com a Tabela 20, a economia financeira anual é obtida através do cálculo do consumo evitado, ou seja, a parcela de energia que deixou de ser cobrada na conta de energia elétrica. Caso a quantia gerada seja maior que o consumido, o considerado no cálculo é somente o consumido (já descontada a taxa de disponibilidade).

Tabela 20 – Economia causada com a geração de energia solar fotovoltaica – Cenário 1

Geração Anual FV deduzido da taxa de disponibilidade (kWh)	5.313,4
Valor em R\$ da energia gerada no ano - Tarifa convencional Elektro Bandeira Verde (R\$0,62258/kWh)	3308,02
Valor em R\$ do acréscimo tarifário no ano - Bandeira Amarela (R\$0,01343/kWh)	22,68
Valor em R\$ do acréscimo tarifário no ano - Bandeira Vermelha Patamar 1 (R\$0,0417/kWh)	46,53
Economia anual obtida com a geração solar fotovoltaica	R\$ 3377,23

Fonte: (Próprio autor, 2021)

Conforme pode-se verificar na Tabela 20, a geração de energia total anual compreende uma economia anual de aproximadamente R\$ 3377,00.

Isso possibilita o cálculo do tempo de retorno do investimento. Para calcular o *payback* simples, utilizou-se a equação 14:

$$\text{Payback Simples} = \frac{\text{Investimento Inicial}}{\text{Fluxo de Caixa Anual}} \quad (\text{Eq.14})$$

$$\text{Payback Simples} = \frac{\text{R\$ 24.500}}{\text{R\$ 3.377,23}} = 7,25 \text{ Anos}$$

Para calcular o *payback* descontado, foi considerada a depreciação do valor investido em função do valor economizado na conta de energia elétrica em virtude da compensação da energia gerada, além de custos operacionais e manutenção anuais. Seguem abaixo as premissas:

- Investimento Inicial: R\$ 24.500,00
- Fluxo de caixa: R\$ 3.377,23
- Taxa de Desconto: 6,25 %
- Período em Anos: 25 anos
- Custo de operação e manutenção anual: R\$ 405,00

As premissas adotadas seguem a Taxa SELIC estabelecida neste ano corrente, de 6,25% ao ano, num período de 25 anos. De acordo com a Tabela 21, é possível verificar a evolução do Fluxo de Caixa Acumulado ao longo de 25 anos.

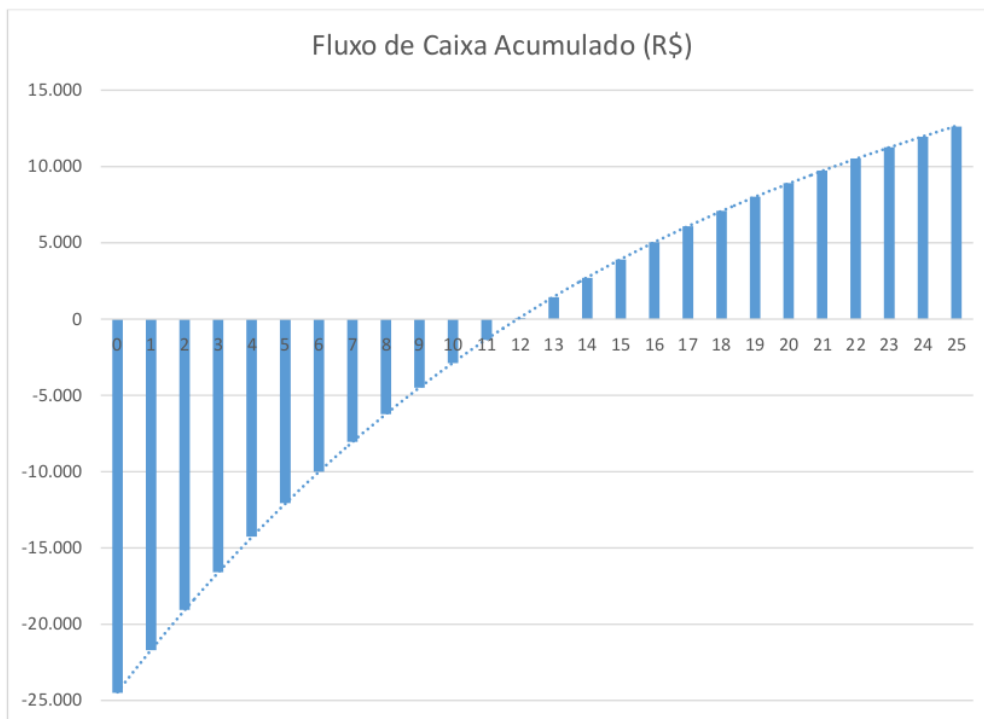
Tabela 21 – Economia gerada com a geração de energia solar fotovoltaica – Cenário 1

Ano	Fluxo de Caixa (R\$)	Fluxo de Caixa Descontado (R\$)	Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)
0	-24.500,00	-24.500,00	-24.500,00
1	2.972,23	2.797,39	-21.702,61
2	2.972,23	2.632,84	-19.069,77
3	2.972,23	2.477,96	-16.591,81
4	2.972,23	2.332,20	-14.259,61
5	2.972,23	2.195,01	-12.064,59
6	2.972,23	2.065,90	-9.998,70
7	2.972,23	1.944,37	-8.054,33
8	2.972,23	1.830,00	-6.224,33
9	2.972,23	1.722,35	-4.501,98
10	2.972,23	1.621,04	-2.880,94
11	2.972,23	1.525,68	-1.355,26
12	2.972,23	1.435,93	80,67
13	2.972,23	1.351,47	1.432,14
14	2.972,23	1.271,97	2.704,11
15	2.972,23	1.197,15	3.901,26
16	2.972,23	1.126,73	5.027,99
17	2.972,23	1.060,45	6.088,43
18	2.972,23	998,07	7.086,50
19	2.972,23	939,36	8.025,86
20	2.972,23	884,10	8.909,97
21	2.972,23	832,10	9.742,07
22	2.972,23	783,15	10.525,22
23	2.972,23	737,08	11.262,30
24	2.972,23	693,73	11.956,02
25	2.972,23	652,92	12.608,94

Fonte: (Próprio autor, 2021)

Conforme pode-se observar na Tabela 21, o fluxo de caixa se torna positivo a partir do décimo segundo (12º) ano partindo do primeiro ano de investimento. Com isso é possível ilustrar essa evolução financeira no gráfico de acordo com a Figura 41.

Figura 41 – Fluxo de caixa acumulado no *Payback* descontado – Cenário 1



Fonte: (Próprio autor, 2021)

De acordo com o gráfico da Figura 41, pode-se observar que o VPL para 25 anos é por volta de R\$ 12.600,00. Considerando esse cenário, pode-se resumir os dados da análise financeira da seguinte forma:

- Payback simples (anos): 7,25 anos;
- Payback descontado (anos): 11,94 anos;
- VPL no período de 15 anos: R\$ 12.609,00;
- TIR(%): 11,30%.

5.8.2. Cenário 2 – Bandeiras tarifárias com cinco meses no patamar 1

Neste segundo cenário econômico, a composição tarifária das bandeiras amarela e vermelha foram redefinidas de forma que o intervalo entre junho e outubro seja vigente a bandeira vermelha patamar 1, a bandeira amarela vigore entre os meses março e maio e nos meses de novembro e dezembro, conforme pode ser observado na Tabela 22.

Tabela 22 – Bandeiras tarifárias adotadas para o cenário 2

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Período	Chuvoso				Seco						Chuvoso	
Tarifa convencional/ Bandeira Tarifária	Verde		Verde									
			Amarela			Vermelha				Amarela		

Fonte: (Próprio autor, 2021)

Conforme pode ser visto na Tabela 22, os meses no intervalo entre março e dezembro são os que sofrem acréscimos tarifários diversificados, ficando apenas janeiro e fevereiro na bandeira convencional verde sem acréscimos tarifários.

Para o referido período, deve-se estimar o acréscimo das bandeiras nos valores vigentes, conforme Tabela 23:

Tabela 23 – Cálculo do acréscimo de bandeira tarifária – Cenário 2

Bandeiras tarifárias – Cenário 2				
Mês	Consumo agregado deduzido da taxa de disponibilidade (kWh/mês)	Bandeira Verde (R\$0,62258/kWh)	Bandeira Amarela (R\$ 0,01343 /kWh)	Bandeira Vermelha Patamar 1 (R\$ 0,04169 /kWh)
Janeiro	485,77	302,43		
Fevereiro	244,44	152,18		
Março	392,46	244,34	5,27	
Abril	426,9	265,78	5,73	
Mai	228,47	142,24	3,07	
Junho	576,9	359,17		24,05
Julho	502,2	312,66		20,94
Agosto	613,8	382,14		25,59
Setembro	453,9	282,59		18,92
Outubro	429,66	267,50		17,91
Novembro	407,1	253,45	5,47	
Dezembro	551,8	343,54	7,41	
TOTAL ANUAL (kWh/ano)	5.313,4			
TOTAL ANUAL DAS BANDEIRAS (R\$/ano)		3308,02	26,95	107,41

Fonte: (Próprio autor, 2021)

Conforme pode-se verificar na Tabela 23, o acréscimo tarifário no custo da conta de energia para os dois imóveis chega ao valor de aproximadamente R\$ 134,00 neste cenário.

De acordo com a Tabela 24, a economia financeira anual é obtida através do cálculo do consumo evitado, ou seja, a parcela de energia que deixou de ser cobrada na conta de energia elétrica. Caso a quantia gerada seja maior que o consumido, o considerado no cálculo é somente o consumido (já descontado a taxa de disponibilidade).

Tabela 24 – Economia gerada com a geração de energia solar fotovoltaica – Cenário 2

Geração Anual FV deduzido da taxa de disponibilidade (kWh)	5.313,4
Valor em R\$ da energia gerada no ano - Tarifa convencional Elektro Bandeira Verde (R\$0,62258/kWh)	3308,02
Valor em R\$ do acréscimo tarifário no ano - Bandeira Amarela (R\$0,01343/kWh)	26,95
Valor em R\$ do acréscimo tarifário no ano - Bandeira Vermelha Patamar 1 (R\$0,0417/kWh)	107,41
Economia anual obtida com a geração solar fotovoltaica	R\$ 3442,38

Fonte: (Próprio autor, 2021)

Conforme pode-se verificar na Tabela 24, a geração de energia total anual compreende uma economia anual de aproximadamente R\$ 3442,00. Isso possibilita o cálculo do tempo de retorno do investimento:

Para calcular o *payback* simples, utilizou-se a equação 14:

$$\text{Payback Simples} = \frac{\text{R\$ 24.500}}{\text{R\$ 3.442,38}} = 7,11 \text{ Anos (Eq.14)}$$

Para calcular o *payback* descontado deste cenário, foi considerada a depreciação do valor investido em função do valor economizado na conta de energia elétrica em virtude da compensação da energia gerada. Seguem abaixo as premissas:

- Investimento Inicial: R\$ 24.500,00
- Fluxo de caixa: R\$ 3.442,38
- Taxa de Desconto: 6,25 %
- Período em Anos: 25 anos
- Custo de operação e manutenção anual: R\$ 405,00

As premissas adotadas seguem a Taxa SELIC estabelecida neste ano corrente, de 6,25% ao ano, num período de 25 anos. De acordo com a Tabela 25, é possível verificar a evolução do Fluxo de Caixa Acumulado ao longo de 25 anos.

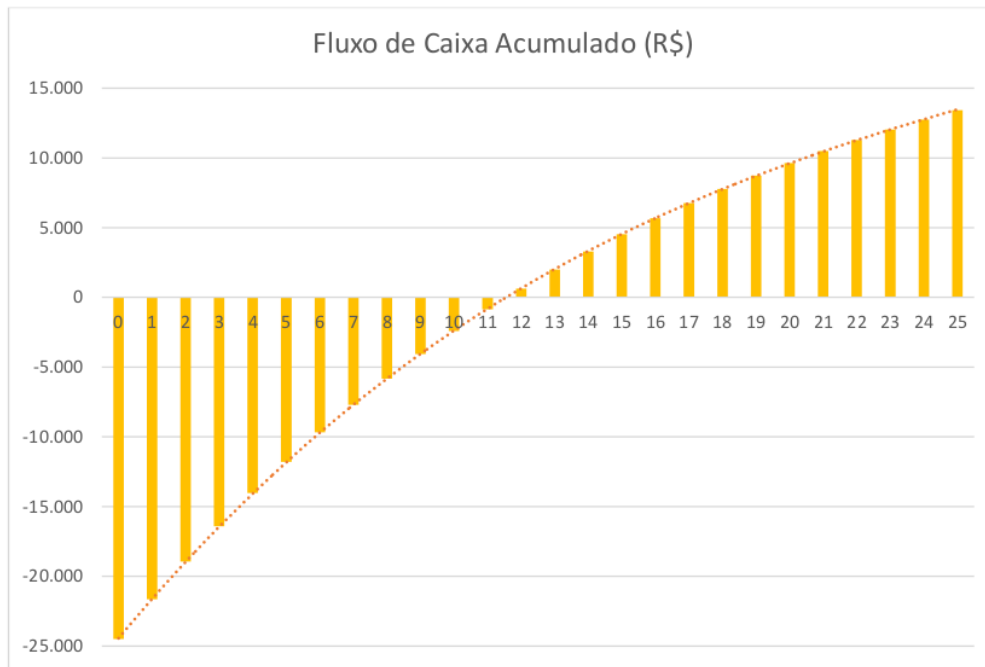
Tabela 25 – Economia gerada com a geração de energia solar fotovoltaica - Cenário 2

Ano	Fluxo de Caixa (R\$)	Fluxo de Caixa Descontado (R\$)	Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)
0	-24.500,00	-24.500,00	-24.500,00
1	3.037,38	2.858,71	-21.641,29
2	3.037,38	2.690,55	-18.950,74
3	3.037,38	2.532,28	-16.418,46
4	3.037,38	2.383,32	-14.035,14
5	3.037,38	2.243,13	-11.792,01
6	3.037,38	2.111,18	-9.680,83
7	3.037,38	1.986,99	-7.693,84
8	3.037,38	1.870,11	-5.823,73
9	3.037,38	1.760,10	-4.063,63
10	3.037,38	1.656,57	-2.407,06
11	3.037,38	1.559,12	-847,94
12	3.037,38	1.467,41	619,47
13	3.037,38	1.381,09	2.000,56
14	3.037,38	1.299,85	3.300,41
15	3.037,38	1.223,39	4.523,80
16	3.037,38	1.151,42	5.675,23
17	3.037,38	1.083,69	6.758,92
18	3.037,38	1.019,95	7.778,87
19	3.037,38	959,95	8.738,82
20	3.037,38	903,48	9.642,30
21	3.037,38	850,34	10.492,64
22	3.037,38	800,32	11.292,95
23	3.037,38	753,24	12.046,19
24	3.037,38	708,93	12.755,13
25	3.037,38	667,23	13.422,35

Fonte: (Próprio autor, 2021)

Conforme pode-se observar na Tabela 25, o fluxo de caixa se torna positivo à partir do décimo segundo (12º) ano partindo do primeiro ano de investimento. Com isso é possível ilustrar essa evolução financeira de acordo com o gráfico da Figura 42.

Figura 42 – Fluxo de caixa acumulado no *Payback* descontado



Fonte: (Próprio autor, 2021)

De acordo com o gráfico da Figura 42, pode-se observar que o VPL para 25 anos é por volta de R\$13.400,00. Considerando esse cenário, pode-se resumir os dados da análise financeira da seguinte forma:

- Payback simples (anos): 7,11 anos;
- Payback descontado (anos): 11,58 anos;
- VPL no período de 25 anos: R\$ 13.422,35;
- TIR(%): 11,60%.

5.8.3. Cenário 3 – Bandeiras tarifárias com sete meses em vermelho patamar 2

Neste terceiro e último cenário econômico, a composição tarifária das bandeiras amarela e vermelha foram redefinidas de forma que o intervalo entre maio e novembro seja vigente a bandeira vermelha patamar 2, condição muito próxima da nossa realidade atualmente de escassez hídrica, conforme pode ser observado na Tabela 26.

Tabela 26 – Bandeiras tarifárias adotadas para o cenário 3

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Período	Chuvoso				Seco						Chuvoso	
Tarifa convencional/ Bandeira Tarifária	Verde	Verde										
		Amarela	Vermelha Patamar 2									Amarela

Fonte: (Próprio autor, 2021)

Conforme pode ser visto na Tabela 26, os meses no intervalo entre março e dezembro são os que sofrem acréscimos tarifários diversificados. O período entre maio e novembro vigora a bandeira Vermelha Patamar 2, nos meses de março, abril e dezembro vale a bandeira tarifária amarela, ficando apenas janeiro e fevereiro na bandeira convencional tarifária verde. Para o referido período, deve-se estimar o acréscimo das bandeiras nos valores vigentes, conforme Tabela 27:

Tabela 27 – Cálculo do acréscimo de bandeira tarifária – Cenário 3

Bandeiras tarifárias – Cenário 3				
Mês	Consumo agregado deduzido da taxa de disponibilidade (kWh/mês)	Bandeira Verde (R\$0,62258/kWh)	Bandeira Amarela (R\$ 0,01343 /kWh)	Bandeira Vermelha Patamar 2 (R\$ 0,06243 /kWh)
Janeiro	485,77	302,43		
Fevereiro	244,44	152,18		
Março	392,46	244,34	5,27	
Abril	426,9	265,78	5,73	
Maio	228,47	142,24		14,26
Junho	576,9	359,17		36,02
Julho	502,2	312,66		31,35
Agosto	613,8	382,14		38,32
Setembro	453,9	282,59		28,34
Outubro	429,66	267,50		26,82
Novembro	407,1	253,45		25,42
Dezembro	551,8	343,54	7,41	
TOTAL ANUAL (kWh/ano)	5.313,4			
TOTAL ANUAL DAS BANDEIRAS (R\$/ano)		3308,02	18,41	200,53

Fonte: (Próprio autor, 2021)

Conforme pode-se verificar na Tabela 27, o acréscimo tarifário no custo da conta de energia para os dois imóveis chega ao valor de aproximadamente R\$ 219,00 neste cenário.

De acordo com a Tabela 28, a economia financeira anual é obtida através do cálculo do consumo evitado, ou seja, a parcela de energia que deixou de ser cobrada na conta de energia elétrica. Caso a quantia gerada seja maior que o consumido, o considerado no cálculo é somente o consumido (já descontado a taxa de disponibilidade).

Tabela 28 – Economia gerada com a geração de energia solar fotovoltaica – Cenário 3

Geração Anual FV deduzido da taxa de disponibilidade (kWh)	5.313,4
Valor em R\$ da energia gerada no ano - Tarifa convencional Elektro Bandeira Verde (R\$0,62258/kWh)	3308,02
Valor em R\$ do acréscimo tarifário no ano - Bandeira Amarela (R\$0,01343/kWh)	18,41
Valor em R\$ do acréscimo tarifário no ano - Bandeira Vermelha Patamar 2 (R\$0,06243/kWh)	200,53
Economia anual obtida com a geração solar fotovoltaica	R\$ 3526,96

Fonte: (Próprio autor, 2021)

Conforme pode-se verificar na Tabela 28, a geração de energia total anual compreende uma economia anual de aproximadamente R\$ 3527,00. Isso possibilita o cálculo do tempo de retorno do investimento:

Para calcular o *payback* simples, utilizou-se a equação 14:

$$\text{Payback Simples} = \frac{R\$ 24.500}{R\$ 3.526,96} = 6,94 \text{ Anos (Eq.14)}$$

Para calcular o *payback* descontado deste cenário, foi considerada a depreciação do valor investido em função do valor economizado na conta de energia elétrica em virtude da compensação da energia gerada. Seguem abaixo as premissas:

- Investimento Inicial: R\$ 24.500,00
- Fluxo de caixa: R\$ 3.526,96
- Taxa de Desconto: 6,25 %
- Período em Anos: 25 anos
- Custo de operação e manutenção anual: R\$ 405,00

As premissas adotadas seguem a Taxa SELIC estabelecida neste ano corrente, de 6,25% ao ano, num período de 25 anos. De acordo com a Tabela 29, é possível verificar a evolução do Fluxo de Caixa Acumulado ao longo de 25 anos.

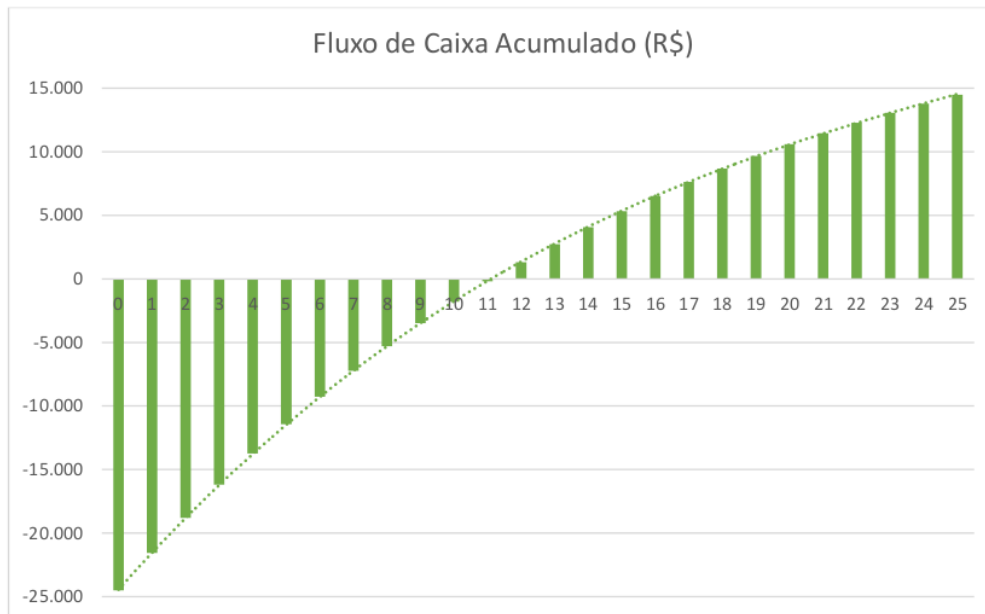
Tabela 29 – Economia gerada com a geração de energia solar fotovoltaica - Cenário 3

Ano	Fluxo de Caixa (R\$)	Fluxo de Caixa Descontado (R\$)	Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)
0	-24.450,00	-24.500,00	-24.500,00
1	3.121,96	2.938,31	-21.561,69
2	3.121,96	2.765,47	-18.796,22
3	3.121,96	2.602,80	-16.193,42
4	3.121,96	2.449,69	-13.743,73
5	3.121,96	2.305,59	-11.438,14
6	3.121,96	2.169,97	-9.268,17
7	3.121,96	2.042,32	-7.225,85
8	3.121,96	1.922,19	-5.303,67
9	3.121,96	1.809,12	-3.494,55
10	3.121,96	1.702,70	-1.791,85
11	3.121,96	1.602,54	-189,31
12	3.121,96	1.508,27	1.318,96
13	3.121,96	1.419,55	2.738,51
14	3.121,96	1.336,05	4.074,55
15	3.121,96	1.257,46	5.332,01
16	3.121,96	1.183,49	6.515,50
17	3.121,96	1.113,87	7.629,37
18	3.121,96	1.048,35	8.677,72
19	3.121,96	986,68	9.664,40
20	3.121,96	928,64	10.593,04
21	3.121,96	874,02	11.467,06
22	3.121,96	822,60	12.289,66
23	3.121,96	774,21	13.063,87
24	3.121,96	728,67	13.792,55
25	3.121,96	685,81	14.478,36

Fonte: (Próprio autor, 2021)

Conforme pode-se observar na Tabela 29, o fluxo de caixa se torna positivo à partir do décimo terceiro (13º) ano à partir do primeiro ano de investimento. Com isso é possível ilustrar essa evolução financeira de acordo com o gráfico da Figura 43.

Figura 43 – Fluxo de caixa acumulado no *Payback* descontado – Cenário 3



Fonte: (Próprio autor, 2021)

De acordo com o gráfico da Figura 43, pode-se observar que o VPL para 25 anos é acima de R\$14.000,00. Considerando esse terceiro cenário, pode-se resumir os dados da análise financeira da seguinte forma:

- Payback simples (anos): 6,94 anos;
- Payback descontado (anos): 11,13 anos;
- VPL no período de 25 anos: R\$ 14.478,36;
- TIR(%): 12,02%.

6. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Conforme pode ser visto na Tabela 30, os três cenários trazem valores próximos entre si.

Tabela 30 – Resumo financeiro e em tempo de retorno dos três cenários

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Payback simples (anos)	7,25	7,11	6,94
Payback descontado (anos)	11,94	11,58	11,13
VPL em 25 anos (R\$)	R\$ 12.609,00	R\$ 13.422,35	R\$ 14.478,36
TIR em 25 anos (%)	11,30 %	11,60 %	12,02 %

Fonte: (Próprio autor, 2021)

De acordo com a Tabela 30, é possível concluir que os três cenários são muito próximos e apresentam bons indicadores de viabilidade econômica pelo fato da Taxa Interna de Retorno (TIR) ser maior que a taxa de desconto (SELIC) e o Valor Presente Líquido (VPL) serem sempre positivos ao final do período analisado.

Independente do cenário escolhido, este projeto torna-se um investimento com um retorno maior do que o mínimo exigido, ou seja, os três cenários seriam aprovados mesmo com as bandeiras tarifárias oscilando mensalmente, passando entre verde, amarela, vermelha Patamar I para vermelha de Patamar II.

Por fim, o tempo de retorno do investimento através do método de *payback* simples entre o cenário 1 e o cenário 3 varia entre 6,94 e 7,25 anos e pelo método de *payback* descontado onde considera-se o valor do dinheiro no tempo varia entre 11,13 e 11,94 anos. Neste caso, quanto mais períodos com bandeiras tarifárias vermelhas de Patamar II tiver no ano, mais rápido será o retorno do investimento inicial.

7. CONCLUSÃO

Nesta monografia, objetivou-se utilizar o potencial energético da energia solar fotovoltaica voltada ao autoconsumo remoto e demonstrar como o aproveitamento desta fonte de energia renovável pode contribuir, de forma expressiva, para dar uma solução às atuais e futuras necessidades energéticas do sítio e da empresa metalúrgica.

No estudo foi utilizado o conhecimento adquirido ao longo de todo o curso como parte de um projeto real que simulou a viabilidade técnica e econômica para a implantação de um sistema de micro geração fotovoltaica num sítio no município de Arujá-SP com o objetivo de consumo próprio local e remoto para compensar o consumo da fábrica localizada no mesmo município, gerando uma compensação de energia e consequentemente a redução do valor total da conta de energia elétrica de ambas propriedades.

O dimensionamento do sistema solar fotovoltaico foi limitado pela demanda energética de ambas unidades consumidoras, totalizando em uma área ocupada de 49m² com 14 painéis fotovoltaicos voltados diretamente para o Norte geográfico com inclinação de 23° e espaçamento entre fileiras de 3,5 metros. Essa distância foi adotada através do estudo de sombreamento no dia 21 de junho nas condições de proximidade do nascer e pôr-do-sol ($\omega = 75^\circ$), onde a intensidade da radiação alcança seu menor valor durante o dia, o comprimento do sombreamento foi de 3,3 m, ou seja, em todos os outros dias, nos momentos de nascer e pôr-do-sol as projeções das sombras serão menores durante o ano.

Através do método de Horas de Sol Pleno (HSP), foi possível estimar a geração anual de energia elétrica fotovoltaica resultando em 5.417 kWh/ano através dos 14 módulos de 330 Wp, correspondendo a uma potência instalada de 4,6 kWp. Para atender e realizar a conversão da corrente elétrica contínua para a alternada foi selecionado para o projeto um inversor da marca Growatt de 3.000 W. Essa geração solar fotovoltaica corresponde a 77,4% do consumo anual de energia elétrica agregado do sítio e da empresa metalúrgica. Considerando a taxa de disponibilidade de ambas unidades consumidoras, este percentual atinge 102%.

O investimento inicial ficou orçado em R\$ 24.500,00, o custo operacional anual ficou orçado em R\$ 405,00, e a potência do GFV estimada em 4620 Wp, resultando em R\$ 5,30/Wp. Não haverá custos extras para a adequação da categoria da entrada de energia elétrica no sítio para a potência de geração local de 3kW. A Concessionária de energia elétrica local não cobra nenhuma taxa ou custo extra para a vistoria do local da instalação nem para a troca do relógio comum medidor de energia elétrica para o relógio bidirecional medidor de energia elétrica.

Conclui-se que o estudo de viabilidade técnica e econômica para os três cenários apresentados são viáveis, visto que os indicadores econômicos apresentaram bons resultados, como por exemplo, o Valor Presente Líquido (VPL) ser sempre positivo e a Taxa Interna de Retorno (TIR) ser maior que a taxa de desconto. Pelo fato de ambas unidades consumidoras possuírem o mesmo proprietário, torna-se muito mais palpável para se concretizar projeto de geração de energia renovável em comum interesse dos dois imóveis.

Outro ponto importante é que a geração fotovoltaica é um excelente marketing para a empresa metalúrgica confirmar suas atividades no mercado baseada em energia renovável, almejando firmar tradicionais clientes e parceiros, trazer novos clientes e adquirir certificados internacionais de qualidade e sustentabilidade, como por exemplo, o AQUA.

Para finalizar, acredita-se que as fontes de energias renováveis nos próximos anos sejam fundamentais para nos tornarmos uma sociedade sustentável, reduzindo ao máximo as emissões de carbono à atmosfera e dessa forma reduzirmos ao máximo os impactos ambientais causados pela mudança climática, consequentemente mitigando os danos causados ao ecossistema com prejuízos irreparáveis à natureza.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

_____. Expansão da GD no semestre supera 2020. **ABSOLAR. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica**. Brasil. Agosto, 2021. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/noticia/expansao-da-gd-no-semester-supera-2020-aponta-greener/>>. Acessado em 15 Ago. 2021.

_____. Nordeste, horizonte de oportunidades para a energia solar. **ABSOLAR. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica**. Brasil. Agosto, 2021. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/artigos/nordeste-horizonte-de-oportunidades-para-a-energia-solar/>>. Acessado em 15 Ago. 2021.

_____. Energy Transition Investment Trends. **BlombergNEF**. Janeiro, 2021. Disponível em <https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/Energy-Transition-Investment-Trends-Free-Summary_Jan2021.pdf>. Acessado em 15 Ago. 2021.

_____. Geração solar atende 4,5% da matriz elétrica. **Brasil Energia**. Rio de Janeiro, Julho, 2021. Disponível em <https://cenariosolar.editorabrasilenergia.com.br/geracao-solar-consolidada/>>. Acessado em 14 Ago. 2021.

_____. Reneable energy policy network for the 21st century. **Ren21**. Renewables 2020: global status report. Paris, 2020.

IRENA. INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. Disponível em: <<https://www.irena.org/publications/2021/Aug/Renewable-energy-statistics-2021>>. Acessado em 15 de Agosto de 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16274: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho. Rio de Janeiro, abril de 2014.

BANDEIRA TARIFÁRIA. Neoenergia Elektro. Brasil, 2021. Disponível em: <<https://www.neoenergiaelektro.com.br/poder-publico/bandeira-tarifaria>>

BRASIL. Projeto de Lei N°5829 de 2019. Dispõe sobre regras e taxação à utilização da energia solar em residências e empreendimentos. Câmara dos Deputados, Brasília, DF. Disponível em: <www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1829917&filename=PL+5829/2019>. Acesso em: 05 Set 2021.

BRASIL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, PRODIST. Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-M%C3%B3dulo3_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99>. Acesso em 05 Set 2021.

CAMARA, C.F; Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. Monografia (especialização) – Universidade Federal de Lavras. Minas Gerais, 2011.

CLIMATEMPO. Base de Dados históricos e climatológica. Disponível em: <<https://www.climatempo.com.br/climatologia/400/aruja-sp>>

CRESESB. Potencial Energético Solar – SunData: Base de dados de radiação solar incidente – localidades próximas. Disponível em: <www.cresesb.cepel.br/sundata/index.php#sundata>.

CRESESB - CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. Energia Solar: Princípios e Aplicações. 2006. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=tutorial_solar>. Acesso em: 05 de Setembro 2021.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. Solar Engineering of Thermal Processes. 3rd ed. New Jersey, U.S.A., Wiley, 2006. Includes Index. ISBN 13 978-0-471-69867-8; 10 0-471-69867-9 (cloth)

EFEITO FOTOELÉTRICO x FOTOVOLTAICO. Brasil, Jan 2021. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/efeito-fotoeletrico-fotovoltaico/>>

EPE. Estudo do Plano Decenal de Energia 2031 – Micro e Minigeração Distribuída e Baterias. Rio de Janeiro, julho de 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-591/Caderno_MMGD_Baterias_vfinal.pdf

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS. Características e Associações. Joaquim Carneiro, Universidade do Minho. Guimarães, Portugal, 2010. Disponível em: <http://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16961/1/M%c3%b3dulos%20Fotovoltaicos_Caracteristicas%20e%20Associa%c3%a7%c3%b5es.pdf>

PINHO JOÃO TAVARES E GALDINO, M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: Cepel-Cresesb, 2014.

PORTALSOLAR. Tipos de painel solar fotovoltaico. Brasil, 2020. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>>.

REN21: RENEABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY. Renewables 2011: global status report. Paris, 2020.

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA. Zilles Roberto et alii. Oficina de Textos. São Paulo. 2012.

TARIFAS TAXAS E TRIBUTOS. Elektro, Brasil. Setembro 2021. Disponível em: <<https://elektro.com.br/sua-casa/tarifas-taxas-e-tributos>>

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO. Diretrizes para apresentação de dissertações e teses: documento eletrônico e impresso - 4^a. edição. Escola Politécnica, Divisão de Biblioteca, São Paulo, 2013.

ANEXOS

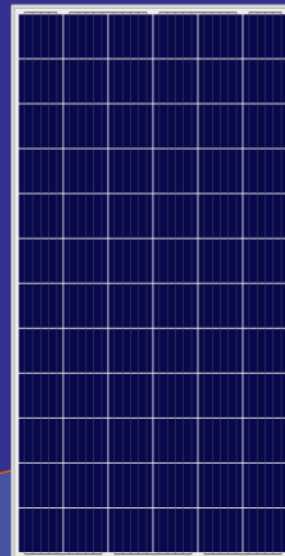
Poly PV Module

Poly

DHP72

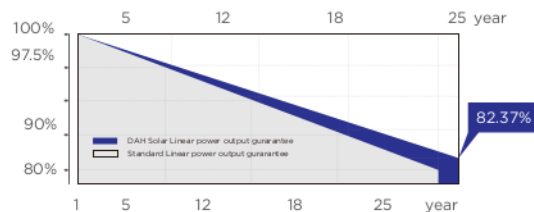
330W-335W

O módulo fotovoltaico padrão é composto por uma pluralidade de células monocristalinas ou policristalinas em série (geralmente 60 células e 72 células), combinadas com duas camadas de EVA, vidro, folha traseira e estrutura. Tem uma eficiência de geração de energia muito estável entre 17% e 19%. Devido a fatores como estabilidade, segurança e excelente preço, os módulos fotovoltaicos padrão são amplamente utilizados em coberturas industriais e comerciais, estações de energia subterrâneas, usinas domésticas e usinas geradoras para suprir a demanda.



QUALIDADE GARANTIDA

LINEAR POWER OUTPUT GUARANTEE



10
years

Garantia de material e tecnologia de 10 anos

25
years

Garantia linear de saída de 25 anos

0~+5W

Tolerância Positiva

17.28%

Efeito Módulo Máx. (%)

VANTAGENS DE DESEMPENHO DO PRODUTO



Células solares selecionadas de silício cristalino de Grau A, saída de alta potência com custo-benefício



Materiais de embalagem preferidos e tecnologia de processo rigorosa, excelente desempenho livre de PID



Certificado para poeira de areia, névoa de sal, amônia, etc., testes de resistência a intempéries, forte adaptabilidade ambiental



Vidro temperado revestido altamente transparente para aumentar a absorção de luz e reduzir a perda de energia



Projeto de estrutura otimizado para melhorar a capacidade de carga do módulo fotovoltaico e a proteção da aparência

DAHsolar

Top Runner of Smart PV Module

Endereço da Fábrica: N°358 Tianhe Road, Luyang Industrial Park, Hefei City, Anhui, China

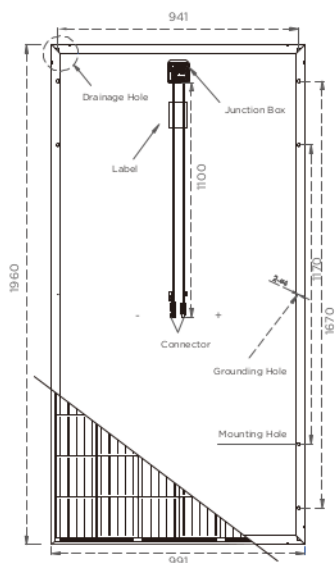
Endereço do Escritório: Andar 1-3, 6#A, Gongtuo Xinglu Industrial Park, Hefei City, Anhui, China

Email: sales@dh-solar.cn Tel: +86-0551-65655842

Poly PV Module

DHP72 330W-335W

Projeto



Especificação Mecânica

Tipo de célula	Poly 156.75x156.75mm
Peso	22.5kg
Dimensão (LxWxT)	1960x991x35mm
Cabos de saída	TUV, Length 1100mm, 4.0mm ²
Número de células	72 (6x12)
Vidro	3.2mm High Transmission, Antireflection Coating
Caixa de Junção	IP68, 3 Bypass Diodes
Conector	QC4
Embalagem	30pcs/pallet, 300pcs/20GP, 7920pcs/40HQ

Parâmetros operacionais

Tensão máxima do sistema	1000V/1500V DC
Temperatura de operação	-40 - +85°C
Classificação máxima de fusíveis em série	20A
Carga de neve, frente	5400Pa
Carga de vento, parte traseira	2400Pa
Temperatura nominal da célula operacional	45°C±2°C
Nível de aplicação	Class A

Características Elétricas | STC

Tipo de módulo	DHP72-330W	DHP72-335W
Potência máxima (Pmax)	330W	335W
Tensão de circuito aberto (Voc)	46.1V	46.3V
Tensão de potência máxima (Vmp)	37.3V	37.6V
Corrente de curto-circuito (Isc)	9.29A	9.39A
Corrente de potência máxima (Imp)	8.85A	8.91A
Eficiência do módulo (%)	17.02%	17.28%
Tolerância de Potência	0-+5W	
Coeficiente de temperatura de Isc	0.05%/°C	
Coeficiente de temperatura de Voc	-0.32%/°C	
Coeficiente de potência de Pmax	-0.41%/°C	
Ambiente de teste padrão	Irradiância 1000W/m ² , temperatura da célula 25°C, Espectro AM1.5	

Características Elétricas | NOCT

Tipo de módulo	DHP72-330W	DHP72-335W
Potência máxima (Pmax)	246W	249W
Tensão de circuito aberto (Voc)	42.7V	42.9V
Tensão de potência máxima (Vmp)	34.6V	34.9V
Corrente de curto-circuito (Isc)	7.57A	7.58A
Corrente de potência máxima (Imp)	7.11A	7.14A
Ambiente de teste padrão	Irradiância 800W/m ² , Temperatura da célula 20°C Espectro AM1.5, Velocidade do vento 1m/s	



Top Runner of Smart PV Module

Endereço da Fábrica: N°358 Tianhe Road, Luyang Industrial Park, Hefei City, Anhui, China

Endereço do Escritório: Andar 1-3, 6#A, Gongtuo Xinglu Industrial Park, Hefei City, Anhui, China

Email: sales@dh-solar.cn Tel: +86-0551-65655842

MIN3000TL-X

- Eficiência máxima 98.2%
- Suporta controle de exportação
- Tecla sensível ao toque e display OLED
- Proteção tipo II no lado CC
- 2 MPPTs



P O W E R
- I N G O
T O M O -
R R O W O

Growatt

www.ginverter.com

Ficha de dados	MIN 3000TL-X
Dados de entrada	
Máxima potência fotovoltaica recomendada (para o módulo STC)	4200W
Máxima tensão CC	500V
Tensão de partida	
Faixa de tensão de MPPT / tensão nominal de MPPT	60V-500V /360V
Corrente máxima de entrada	13.5A/13.5A
Máxima corrente curto-circuito por trackers MPP	16A/16A
Número de MPPT / strings por MPPT	2/1
Saída (CA)	
Potência nominal de saída CA	3000W
Potência aparente máxima de CA	3000VA
Corrente máxima de saída	13.6A
Tensão nominal de saída (Faixa)	230V(160V-300V)
Frequência de rede CA(Faixa)	50Hz/60Hz ± 5Hz
Fator de potência ajustável	0.8-0.8c
THDi	<3%
Conexão CA	Fase única
Eficiência	
Máxima eficiência	98.2%
Eficiência europeia	97.1%
Eficiência MPPT	99.9%
Dispositivos de proteção	
Proteção de polaridade reversa de CC	sim
Interruptor CC	sim
Proteção de sobretensão CC	Tipoll
Proteção de sobrecorrente de saída	sim
Proteção de sobretensão CA	Tipolll
Monitoramento de falta à terra	sim
Monitoramento de grade	sim
Unidade de monitoramento de corrente de vazamento sensível a todos os pólos integrada	sim
Dados Gerais	
Dimensões (L/A/P)	375/350/160mm
Peso	10.8kg
Faixa de temperatura operacional	- 25°C... + 60°C
Emissão de ruído (típico)	≤35 dB(A)
Altitude	4000m
Auto-consumo à noite	< 1W
Topologia	Sem transformador
Resfriamento	Resfriamento Natural
Grau de proteção ambiental	IP65
Humidade relativa	100%
Características	
Conexão CC	H4 / MC4
Conexão CA	Conector
Exibição	OLED+LED
Interfaces: RS485 / USB	Sim/
Garantia: 5 anos	Sim/

CE, IEC62109, G98, G99, VDE0126-1-1, AS4777, AS/NZS 3100, VDE-AR-N4105, CQC, IEC61683, IEC60068, IEC61727, IEC62116, INMETRO

MONO_ERG_19-Gustavo_Damico_Zarantonello.pdf

RELATÓRIO DE GRADEMARK

NOTA FINAL

/0

GENERAL COMMENTS

Professor

PÁGINA 1

PÁGINA 2

PÁGINA 3

PÁGINA 4

PÁGINA 5

PÁGINA 6

PÁGINA 7

PÁGINA 8

PÁGINA 9

PÁGINA 10

PÁGINA 11

PÁGINA 12

PÁGINA 13

PÁGINA 14

PÁGINA 15

PÁGINA 16

PÁGINA 17

PÁGINA 18

PÁGINA 19

PÁGINA 20

PÁGINA 21

PÁGINA 22

PÁGINA 23

PÁGINA 24

PÁGINA 25

PÁGINA 26

PÁGINA 27

PÁGINA 28

PÁGINA 29

PÁGINA 30

PÁGINA 31

PÁGINA 32

PÁGINA 33

PÁGINA 34

PÁGINA 35

PÁGINA 36

PÁGINA 37

PÁGINA 38

PÁGINA 39

PÁGINA 40

PÁGINA 41

PÁGINA 42

PÁGINA 43

PÁGINA 44

PÁGINA 45

PÁGINA 46

PÁGINA 47

PÁGINA 48

PÁGINA 49

PÁGINA 50

PÁGINA 51

PÁGINA 52

PÁGINA 53

PÁGINA 54

PÁGINA 55

PÁGINA 56

PÁGINA 57

PÁGINA 58

PÁGINA 59

PÁGINA 60

PÁGINA 61

PÁGINA 62

PÁGINA 63

PÁGINA 64

PÁGINA 65

PÁGINA 66

PÁGINA 67

PÁGINA 68

PÁGINA 69

PÁGINA 70

PÁGINA 71

PÁGINA 72

PÁGINA 73

PÁGINA 74

PÁGINA 75

PÁGINA 76

PÁGINA 77

PÁGINA 78

PÁGINA 79

PÁGINA 80

PÁGINA 81

PÁGINA 82

PÁGINA 83

PÁGINA 84

PÁGINA 85

PÁGINA 86

PÁGINA 87

PÁGINA 88

PÁGINA 89

PÁGINA 90

PÁGINA 91

PÁGINA 92

PÁGINA 93

PÁGINA 94

PÁGINA 95

PÁGINA 96

PÁGINA 97

PÁGINA 98

PÁGINA 99

PÁGINA 100

PÁGINA 101

PÁGINA 102

PÁGINA 103

PÁGINA 104

PÁGINA 105

PÁGINA 106

PÁGINA 107

PÁGINA 108

PÁGINA 109

PÁGINA 110

PÁGINA 111

PÁGINA 112

PÁGINA 113

PÁGINA 114

PÁGINA 115

PÁGINA 116

PÁGINA 117

PÁGINA 118

PÁGINA 119

PÁGINA 120

PÁGINA 121

PÁGINA 122

PÁGINA 123

PÁGINA 124
