



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA
DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
PARA A FACULDADE DE TECNOLOGIA
DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

Marcos Paulo Cezar Azevedo

Brasília, Dezembro de 2018

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA
DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
PARA A FACULDADE DE TECNOLOGIA
DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

Marcos Paulo Cezar Azevedo

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Departamento de Engenharia
Elétrica como requisito parcial para obtenção
do grau de Engenheiro Eletricista*

Banca Examinadora

Prof. Marco Aurélio G. de Oliveira, FT/UnB
Orientador

Prof. Rafael Amaral Shayani
Coorientador

Anésio de Leles Ferreira Filho
Professor Convidado

Ronaldo Sérgio Chacon Camargos
Professor Convidado

FICHA CATALOGRÁFICA

AZEVEDO, MARCOS PAULO CEZAR

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA A FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA [Distrito Federal] 2018.

xvi, 111 p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro, Engenharia Elétrica, 2018).

Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Energia Fotovoltaica

2. Análise Técnica

3. Análise Econômica

4. Programa Brasília Solar

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

AZEVEDO, M. P. C. (2018). *ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA A FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA*.

Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 111 p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Marcos Paulo Cezar Azevedo

TÍTULO: ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA A FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA.

GRAU: Engenheiro Eletricista ANO: 2018

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste Trabalho de Conclusão de Curso e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. Os autores reservam outros direitos de publicação e nenhuma parte desse Trabalho de Conclusão de Curso pode ser reproduzida sem autorização por escrito dos autores.

Marcos Paulo Cezar Azevedo

Depto. de Engenharia Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pela minha vida, por proporcionar momentos e experiências incríveis e por ter me dado o maior presente, minha família.

À minha família, por sempre me apoiarem e me incentivarem a perseguir meus sonhos.

À minha mãe, por ser um amor de pessoa, mulher forte, sábia e maravilhosa. Sem ela eu não seria nada.

Ao meu pai, meu herói, meu mestre, meu exemplo, meu amigo. Sem ele eu não seria nada.

À minha irmã, pelo carinho, por ser companheira e por ser engraçada.

Ao professor Marco Aurélio, por ter aceitado me orientar e pelo tema de suma importância.

Ao professor Rafael Shayani, pelo apoio, pelos conselhos, pela paciência e por tornar este trabalho realidade.

Se você quiser alguém em quem confiar, confie em si mesmo. Quem acredita sempre alcança.

-Renato Russo

RESUMO

A utilização da geração fotovoltaica tem crescido significativamente nos últimos anos, se tornando uma fonte de energia competitiva frente às demais fontes, principalmente após a publicação da Resolução nº 482/2012 da ANEEL, que regulamentou o sistema de compensação de energia elétrica no Brasil. No Distrito Federal, foi criado em 2016 o Programa Brasília Solar e também a chamada da ANEEL nº 001/2016 - Projeto Prioritário de Eficiência Energética e Estratégico de P&D: Eficiência Energética e Minigeração em Instituições Públicas de Educação Superior, que tem como um de seus objetivos a instalação de sistemas fotovoltaicos em edifícios públicos desejando a promoção da tecnologia fotovoltaica. Assim, surgiu a ideia de projetar um sistema fotovoltaico para a Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, localizada no Campus Darcy Ribeiro. O sistema fotovoltaico projetado possui 153,44 kWp de potência nominal, gerando 262,49 MWh/ano de energia elétrica, composta por 548 painéis fotovoltaicos de 280 Wp e 8 inversores fotovoltaicos de 15 kW. As simulações para se encontrar a geração anual foram feitas pelo programa PVSyst. A estimativa do investimento inicial foi de R\$ 885.574,64 (5,77 R\$/Wp), resultando em um valor presente líquido (VPL) de R\$ 472.464,50, uma taxa interna de retorno (TIR) de 13,55%, um tempo de retorno de 10 anos e um índice de lucratividade (IL) de 1,52. Estes resultados mostram que o investimento é atrativo financeiramente. Após, realiza-se uma análise de sensibilidade onde se avalia os parâmetros econômicos com relação à variação do investimento inicial, reajuste da tarifa da energia elétrica, degradação dos módulos e taxa mínima de atratividade (TMA). A análise de sensibilidade mostra que para valores de investimento inicial acima de 9,0 R\$/Wp, reajuste da tarifa da energia elétrica menor que -3% em relação à inflação ou quando a taxa mínima de atratividade é superior aos 14% ao ano, o investimento deixa de ser viável.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica, Programa Brasília Solar, ANEEL nº 001/2016, Análise Técnica, Análise Econômica

ABSTRACT

The use of photovoltaic power has grown significantly in recent years, becoming a competitive power supply compared to others sources, mostly after the ANEEL Resolution n° 482/2012 was published. It regulates the electric power compensation system in Brazil. The Brasília Solar Program and the ANEEL Resolution n° 001/2016 were created in Distrito Federal in 2016 with the objective to install photovoltaic systems in public buildings willing to promote photovoltaic technology. Therefore, the idea of designing a photovoltaic system for the Faculdade de Tecnologia of University of Brasília, located on the Darcy Ribeiro Campus, came up. The photovoltaic solar system has 153.44 kWp, generating 262.49 MWh/year of electric power, composed of 548 PV panels of 280 Wp and 8 inverters of 15 kW. The simulations to compute the annul energy generation were done by the program PVSyst. The initial investment was estimated at R\$ 885,574.64 (5.77 R\$/Wp), resulting a net present value of R\$ 472,464.50, an internal rate of return of 13.55%, a payback of 10 years and a profitability index of 1.52. These results shows that the investment is financially attractive. After that, a sensitivity analysis is made to evaluate these economic parameters varying the initial investment, the energy tariff, the degradation of the modules and the minimum rate of attractiveness. The sensitivity analysis shows that an initial investment over 9.0 R\$/Wp, an energy tariff less than -3% compared to the inflation or a minimum rate of attractiveness above 14% year, the investment ceases to be viable.

Key words: Photovoltaic Solar Energy, Brasília Solar Program, ANEEL n° 001/2016, Technical Analysis, Economic Analysis

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Declinação solar e sua variação ao longo do ano.....	8
Figura 2.2	Ângulo da geometria solar.....	9
Figura 2.3	Componentes da radiação incidente em um painel FV	10
Figura 2.4	Disposição e componentes de um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede elétrica	17
Figura 3.1	Fluxograma simplificado de toda metodologia utilizada no projeto	20
Figura 3.2	Fluxograma detalhado da metodologia da análise técnica	21
Figura 3.3	Fluxograma detalhado da metodologia da análise econômica	24
Figura 3.4	Fluxograma detalhado da metodologia da análise econômica	27
Figura 3.5	Composição do custo total de um projeto de um sistema fotovoltaico	28
Figura 4.1	Vista aérea da Faculdade de Tecnologia	36
Figura 4.2	Modelagem 3D da Faculdade de Tecnologia.....	38
Figura 4.3	Estudo de sombreamento - 21 de Junho às 8:00	39
Figura 4.4	Estudo de sombreamento - 21 de Junho às 16:00	39
Figura 4.5	Estudo de sombreamento - 21 de Dezembro às 8:00	40
Figura 4.6	Estudo de sombreamento - 21 de Dezembro às 16:00	40
Figura 4.7	Vista aérea da Faculdade de Tecnologia	41
Figura 4.8	Resultado do estudo de sombreamento	42
Figura 4.9	Área que possibilita a visualização dos módulos fotovoltaicos	43
Figura 4.10	Divisão em partes da Faculdade de Tecnologia.....	45
Figura 4.11	Orientação da Faculdade de Tecnologia em relação ao norte geográfico	46
Figura 4.12	Disposição dos painéis na área amarela	47
Figura 4.13	Disposição dos painéis na área verde - caso 1	48
Figura 4.14	Disposição dos painéis na área verde - caso 2	49
Figura 4.15	Disposição dos painéis do sistema fotovoltaico definitivo	50
Figura 4.16	Localização da sala do transformador e do qgbt.....	54
Figura 4.17	Sala do transformador e do qgbt.....	54
Figura 4.18	Diagrama unifilar da conexão dos módulos com o inversor para o corredor da elétrica.....	59
Figura 4.19	Diagrama unifilar da conexão dos módulos com o inversor para o corredor da civil	60
Figura 4.20	Diagrama unifilar da conexão dos módulos com o inversor para o corredor da mecânica.....	61
Figura 4.21	Diagrama unifilar da conexão dos módulos com o inversor para o corredor da direção.....	62

Figura 4.22 Diagrama unifilar da conexão dos módulos com o inversor para a parte escrito UnB/FT.....	63
Figura 4.23 Diagrama unifilar da conexão dos inversores com o qgbt.....	64

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1	Evolução anual da potência instalada de geração solar fotovoltaica.....	3
Gráfico 2.2	Evolução anual da produção de módulos fotovoltaicos.....	4
Gráfico 2.3	Evolução total da potência instalada de geração solar fotovoltaica.....	5
Gráfico 2.4	Percentual da energia renovável na matriz energética total brasileira.....	6
Gráfico 2.5	Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil.....	6
Gráfico 2.6	Mapa da irradiância solar global total anual.....	11
Gráfico 2.7	Curva característica da célula fotovoltaica.....	12
Gráfico 2.8	Curva IxV de uma célula fotovoltaica para diferentes níveis de irradiância .	14
Gráfico 2.9	Curva IxV de uma célula fotovoltaica para diferentes valores de temperatura	14
Gráfico 2.10	Curva característica da associação de duas células fotovoltaicas	15
Gráfico 4.1	Sensibilidade do VPL ao Investimento Inicial	68
Gráfico 4.2	Sensibilidade da TIR ao Investimento Inicial	69
Gráfico 4.3	Sensibilidade do Tempo de Retorno ao Investimento Inicial.....	69
Gráfico 4.4	Sensibilidade do IL ao Investimento Inicial	70
Gráfico 4.5	Sensibilidade do VPL ao Reajuste da Tarifa da Energia Elétrica	71
Gráfico 4.6	Sensibilidade da TIR ao Reajuste da Tarifa da Energia Elétrica.....	71
Gráfico 4.7	Sensibilidade do Tempo de Retorno ao Reajuste da Tarifa da Energia Elétrica.....	72
Gráfico 4.8	Sensibilidade do IL ao Reajuste da Tarifa da Energia Elétrica.....	72
Gráfico 4.9	Sensibilidade do VPL à Degradação dos Painéis Fotovoltaicos	73
Gráfico 4.10	Sensibilidade da TIR à Degradação dos Painéis Fotovoltaicos	74
Gráfico 4.11	Sensibilidade do IL à Degradação dos Painéis Fotovoltaicos	74
Gráfico 4.12	Sensibilidade do VPL à TMA	75
Gráfico 4.13	Sensibilidade do Tempo de Retorno à TMA	76
Gráfico 4.14	Sensibilidade do IL à TMA	76

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1	Modelo para elaboração do fluxo de caixa.....	29
Tabela 4.1	Médias mensais de irradiação global por dia.....	37
Tabela 4.2	Dados técnicos do módulo fotovoltaico CS6K-280P.....	44
Tabela 4.3	Geração fotovoltaica para a parte escrito Unb/FT.....	47
Tabela 4.4	Geração fotovoltaica para os caso 1 e caso 2.....	50
Tabela 4.5	Geração fotovoltaica do sistema fotovoltaico definitivo	51
Tabela 4.6	Dados técnicos do inversor Fornius Symo 15.0-3.....	51
Tabela 4.7	Distribuição dos inversores nas partes da FT.....	52
Tabela 4.8	Distribuição dos painéis FV em string, em série e respectivos valores de máxima corrente e tensão.....	53
Tabela 4.9	Parâmetros para calculo de perdas	55
Tabela 4.10	Dimensionamento do condutor antes do inversor	57
Tabela 4.11	Dimensionamento do condutor depois do inversor	57
Tabela 4.12	Dimensionamento dos dispositivos de proteção antes do inversor	58
Tabela 4.13	Dimensionamento dos dispositivos de proteção depois do inversor	58
Tabela 4.14	Pesquisa de preço dos módulos e inversores fotovoltaicos.....	64
Tabela 4.15	Composição do custo de investimento inicial.	65
Tabela 4.16	Parâmetros de entrada para a formação do fluxo de caixa	65
Tabela 4.17	Resultado dos indicadores econômicos.....	66
Tabela 4.18	Fluxo de caixa	67

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEB	Companhia Energética de Brasília
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica
DF	Distrito Federal
FDI	Fator de Dimensionamento de Inversores
FV	Fotovoltaico
FT	Faculdade de Tecnologia
I	Corrente
IEA	International Energy Agency
IL	Índice de Lucratividade
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt-pico
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
NBR	Norma Brasileira
NOVACAP	Companhia Urbanizadora da Nova Capital do Brasil
NR	Norma Regulamentadora
NTD	Norma Técnica de Distribuição
O&M	Operação e Manutenção
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica da Aneel
SEMA	Secretaria de Meio Ambiente do Distrito Federal
SFV	Sistema Fotovoltaico
SPMP	Seguidor do Ponto de Máxima Potência
STC	Standard Test Conditions
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TIR	Taxa Interna de Retorno
TLP	Taxa de Longo Prazo
TWh	Terawatt-hora

UnB	Universidade de Brasília
V	Volt
VP	Valor Presente
VPL	Valor Presente Líquido
W	Watt
Wp	Watt-pico

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	REVISAO BIBLIOGRÁFICA	3
2.1	CENÁRIO ENERGÉTICO	3
2.1.1	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA MUNDIAL	3
2.1.2	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NACIONAL	5
2.2	ENERGIA SOLAR.....	7
2.3	GEOMETRIA SOL-TERRA	7
2.4	ÂNGULOS DA GEOMETRIA SOLAR	8
2.5	IRRADIÂNCIA E IRRADIAÇÃO	9
2.6	EFEITO FOTOVOLTAICO	11
2.7	MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	11
2.7.1	CURVA CARACTERÍSTICA	12
2.7.2	INFLUÊNCIA DA IRRADIÂNCIA SOLAR E DA TEMPERATURA	13
2.7.3	ASSOCIAÇÃO EM SÉRIE E EM PARALELO	15
2.7.4	EFEITO DE SOMBREAMENTO	15
2.8	INVERSOR FOTOVOLTAICO	16
2.9	SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	16
2.10	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	17
2.11	RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482/2012 DA ANEEL	18
2.12	RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 626/2014 DA ANEEL	19
3	MÉTODO E MATERIAIS	20
3.1	MÉTODO.....	20
3.1.1	ANÁLISE TÉCNICA	21
3.1.1.1	ESPECIFICAÇÃO DO PROJETO.....	22
3.1.1.2	LEVANTAMENTO DE DADOS	22
3.1.1.3	AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR	22
3.1.1.4	MODELAGEM 3D	23
3.1.1.5	ESTUDO DE SOMBREAMENTO	23
3.1.1.6	ÁREA DISPONÍVEL.....	23
3.1.1.7	ESCOLHA DO PAINEL FOTOVOLTAICO	23
3.1.1.8	ESTUDO DA DISTRIBUIÇÃO DOS PAINÉIS.....	24
3.1.1.9	ESCOLHA DO INVERSOR FOTOVOLTAICO	24
3.1.1.10	ESTIMATIVA DE PERDAS	25
3.1.1.11	PROJETO ELÉTRICO.....	26
3.1.2	ANÁLISE ECONÔMICA	26

3.1.2.1	INVESTIMENTO INICIAL	27
3.1.2.2	FLUXO DE CAIXA	28
3.1.2.3	VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL)	30
3.1.2.4	TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)	31
3.1.2.5	TEMPO DE RETORNO DE INVESTIMENTO	31
3.1.2.6	ÍNDICE DE LUCRATIVIDADE	31
3.1.2.7	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	32
3.2	MATERIAIS	33
3.2.1	SKETCH UP	33
3.2.2	PVSYST	34
3.2.3	MICROSOFT EXCEL	34
3.2.4	AUTOCAD	34
4	RESULTADOS	35
4.1	ANÁLISE TÉCNICA	35
4.1.1	ESPECIFICAÇÃO DO PROJETO	35
4.1.2	LEVANTAMENTO DE DADOS	35
4.1.3	AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR	36
4.1.4	MODELAGEM 3D	37
4.1.5	ESTUDO DE SOMBREAMENTO	38
4.1.6	ÁREA DISPONÍVEL	42
4.1.7	ESCOLHA DO PAINEL FOTOVOLTAICO	43
4.1.8	ESTUDO DA DISTRIBUIÇÃO DOS PAINÉIS	44
4.1.9	ESCOLHA DO INVERSOR FOTOVOLTAICO	51
4.1.10	ESTIMATIVA DE PERDAS	55
4.1.11	PROJETO ELÉTRICO	55
4.2	ANÁLISE ECONÔMICA	64
4.2.1	INVESTIMENTO INICIAL	64
4.2.2	FLUXO DE CAIXA	65
4.2.3	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	68
5	CONCLUSÃO	77
	BIBLIOGRAFIA	79
	APÊNDICE	82

1 INTRODUÇÃO

A utilização da tecnologia solar fotovoltaica tem-se intensificado com o passar dos anos, tornando uma das mais importantes fontes de energia elétrica renovável, devido ao crescimento do interesse em práticas sustentáveis pelos países. A energia solar fotovoltaica, além de ser renovável e limpa, traz diversos benefícios nas mais diversas áreas, reduz a emissão dos gases causadores do efeito estufa e diversifica a matriz energética.

No Brasil, o incentivo à utilização da energia solar fotovoltaica ainda está amadurecendo. Somente em 2012, com a publicação da REN nº 482/2012 da Aneel, é que foi estabelecido um sistema de compensação de energia elétrica para geração distribuída utilizando a energia solar. O consumidor é recompensado com um crédito de energia, caso haja um excedente de produção de energia, que pode ser utilizado para abater o consumo em contas de energia elétrica do futuro. Esse sistema permite que o consumidor tenha a sua própria geração, utilizando para autoconsumo ou exportando o excedente e ganhando créditos.

No Distrito Federal, em 2016, por meio do decreto nº 37.717/2016, foi criado o Programa Brasília Solar que surgiu com o intuito de promover o uso da energia solar na região, resultado de debates realizados por órgãos públicos, organizações da sociedade civil, empresas privadas e institutos associados, que discutiram a possibilidade de utilizar prédios públicos de forma a garantir o autoconsumo energético. Neste trabalho é abordado a realização de um projeto de um sistema fotovoltaico para a Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília.

A Faculdade de Tecnologia, instituída em 1967, já graduou, em toda sua história, milhares de engenheiros. Com a inserção da geração solar nesses espaços como forma de promover a tecnologia fotovoltaica, espera-se influenciar positivamente o pensamento das pessoas, fazendo-as ver que a energia solar fotovoltaica é uma realidade nem um pouco distante. Uma tecnologia sendo altamente utilizada mundo afora, não poderia deixar de ser utilizada no Brasil, uma potência em energia renovável.

Portanto, o objetivo geral deste trabalho é realizar uma análise técnico-econômica de um sistema fotovoltaico para a Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília que tem como inspiração a chamada da ANEEL nº 001/2016 - Projeto Prioritário de Eficiência Energética e Estratégico de P&D: Eficiência Energética e Minigeração em Instituições Públicas de Educação Superior. Que possa reter a atenção das pessoas

que frequentam a FT, influenciando-os de forma a despertar o interesse pela tecnologia fotovoltaica e que possa ser futuramente implementado de tal forma que possa gerar energia elétrica e, assim, reduzir o valor pago pela energia comprada da distribuidora local.

São vários os objetivos específicos deste trabalho: desenvolver uma metodologia tanto para a análise técnica quanto para a análise econômica; seguindo a metodologia, implementar os módulos fotovoltaicos de modo a ficarem visíveis ao público; projetar um sistema fotovoltaico de aproximadamente 150 kWp de potência nominal seguindo a metodologia da análise técnica e, seguindo a metodologia da análise econômica, realizar uma análise financeira do projeto e verificar sua viabilidade, assim como realizar um análise de sensibilidade dos parâmetros de entrada.

Com o intuito de facilitar a leitura e a compreensão do texto pelo leitor, o trabalho foi dividido em cinco capítulos. Ao final, é apresentado o apêndice com informações adicionais pertinentes para a realização do trabalho, como simulações realizadas.

O segundo capítulo expõe a referência bibliográfica necessária para compreender o texto. Mostra o cenário atual da tecnologia fotovoltaica no Brasil e no mundo, conceitos relacionados ao aproveitamento da energia solar e à tecnologia fotovoltaica, além de normas brasileiras, de grande importância para a compreensão do texto.

O terceiro capítulo expõe os materiais e a metodologia utilizada para desenvolver o estudo e chegar aos resultados, tanto para a análise técnica quanto para a análise econômica, com o objetivo de contextualizar melhor a Faculdade de Tecnologia, as premissas e considerações adotadas para o desenvolvimento do trabalho. O capítulo também traz as ferramentas computacionais utilizadas para a realização do projeto tanto na esfera técnica quanto na econômica.

O quarto capítulo expõe os resultados obtidos seguindo o método apresentado no terceiro capítulo. É o capítulo mais importante e mais extenso do trabalho, pois os resultados obtidos são apresentados e discutidos. Além de se utilizar figuras, tabelas e gráficos sempre que possível para facilitar a compreensão do texto pelo leitor.

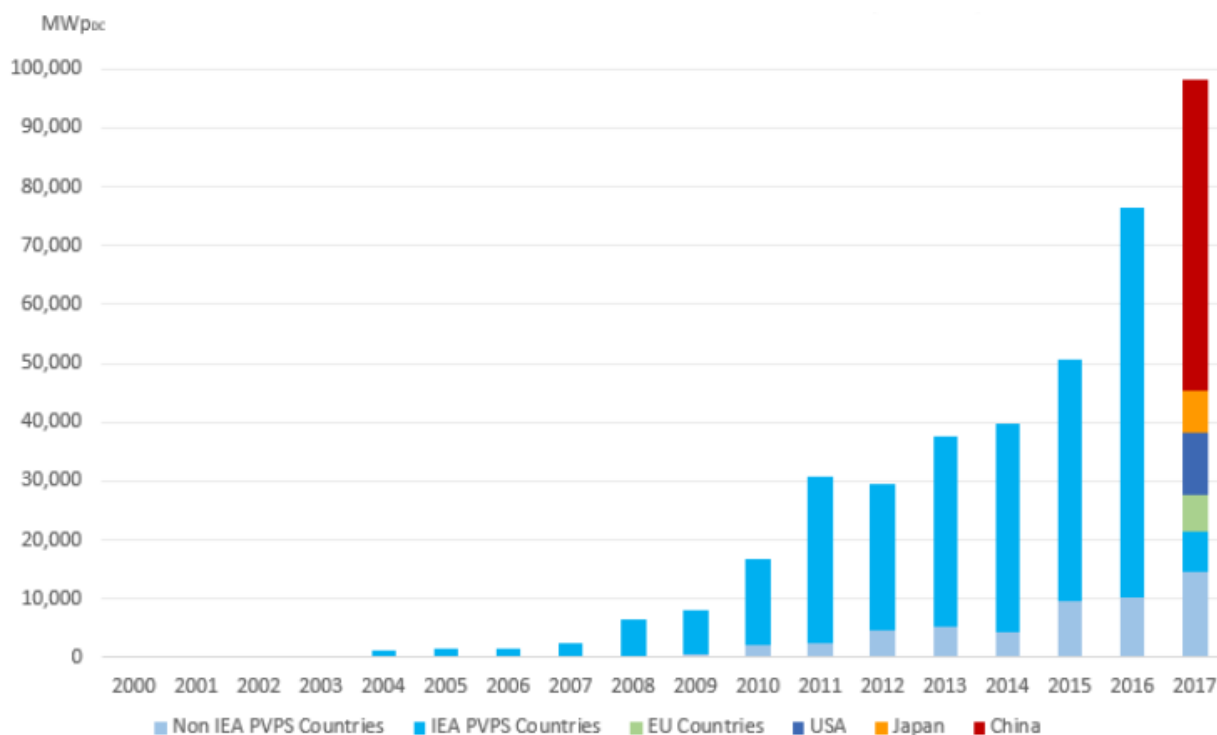
Por fim, o quinto capítulo expõe a conclusão, onde é feito um resumo dos principais resultados e alguns comentários. Além de ser sugerido temas para futuros estudos relacionado ao conteúdo abordado neste trabalho.

2 REVISAO BIBLIOGRÁFICA

2.1 CENÁRIO ENERGÉTICO

2.1.1 Energia Solar Fotovoltaica Mundial

De acordo com a International Energy Agency (IAE), a geração fotovoltaica vem crescendo ano após ano, produzindo 500 TWh de energia no final de 2017, representando 2,1% da demanda mundial de energia elétrica. Apenas no ano de 2017 foi instalada uma potência de 98 GWp, moderavelmente superior à potência instalada no ano de 2016, que foi de 76 GWp, sendo que apenas a China contribuiu com 53 GWp dos 98 GWp instalados. Em 2017, 29 países alcançaram a marca de 1 GWp de potência instalada de geração fotovoltaica, o que demonstra um aumento do investimento em energia fotovoltaica pela maioria dos países do mundo [IEA, 2018].

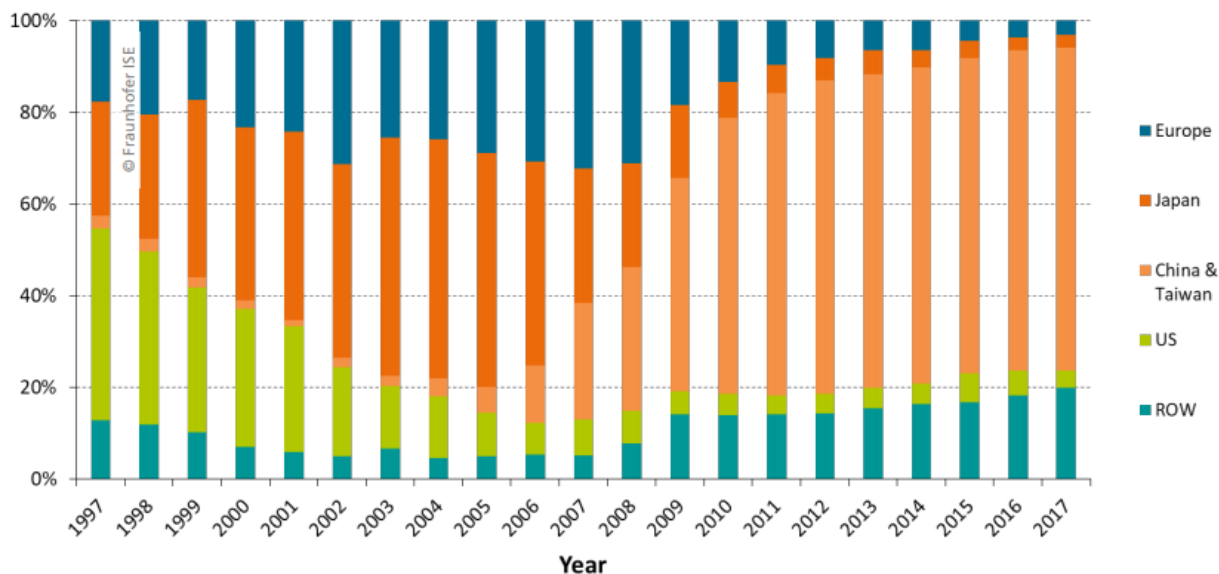


Fonte: (IEA, 2018)

Gráfico 2.1: Evolução anual da potência instalada de geração solar fotovoltaica

É interessante notar que os dez países com mais potência instalada de geração fotovoltaica representam

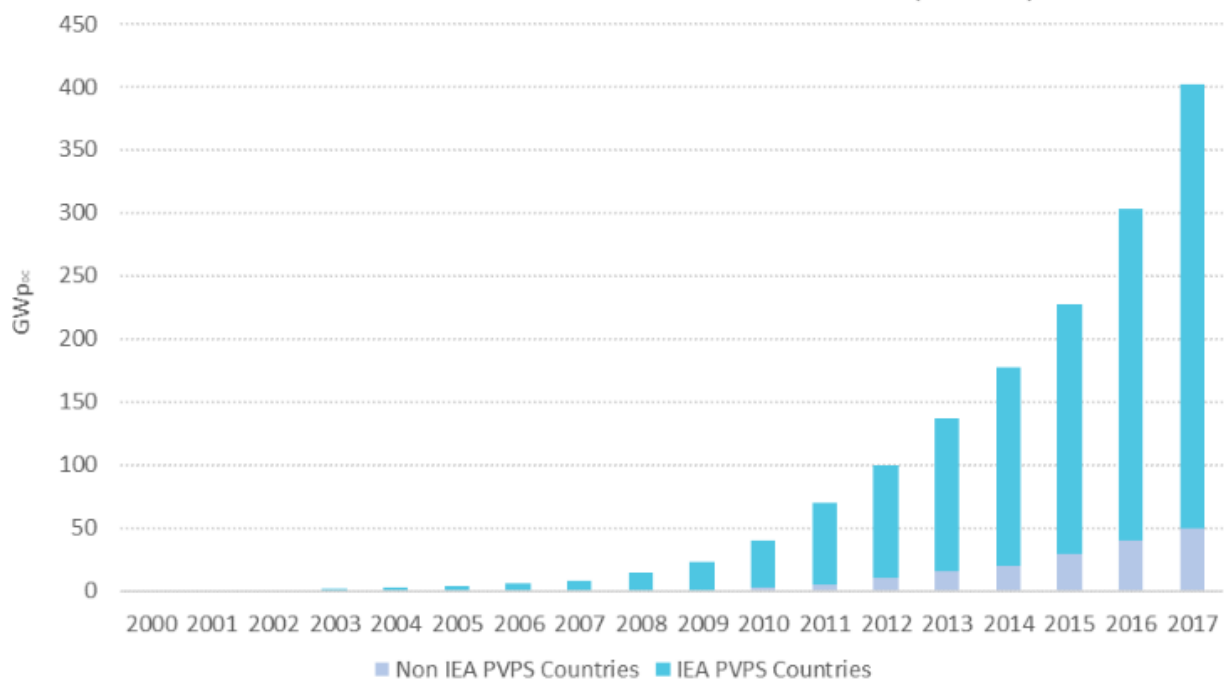
90% da geração mundial de energia fotovoltaica. No Gráfico 2.1, observa-se que a China é a líder de potência instalada com 131 GWp, em segundo, os EUA com 51 GWp, logo em seguida, em terceiro, o Japão com 49 GWp, e em quarto, com 42 GWp, a Alemanha, que perdeu a liderança em 2015 [IEA, 2018], motivado pelo fato de perderem incentivos devido a crises econômicas na Europa e também pelo alto investimento por parte dos países asiáticos, sendo que 80% das placas fotovoltaicas são produzidas na Ásia, como pode ser observado no Gráfico 2.2 [FRAUNHOFER, 2018].



Fonte: (FRAUNHOFER, 2018)

Gráfico 2.2: Evolução anual da produção de módulos fotovoltaicos

Já no Gráfico 2.3, observa-se que a potência instalada total cresce de forma exponencial a cada ano que se passa, alcançando a marca de 402,5 GWp ao final de 2017, um crescimento de 32,1% se comparado com o ano de 2016 e 70 vezes mais que a capacidade instalada total no ano de 2006. Crescimento justificado pelo aumento de incentivo fiscal pelos países, principalmente países asiáticos, e pelo sistema de créditos, mecanismos implementado por muitos países [IEA, 2018].

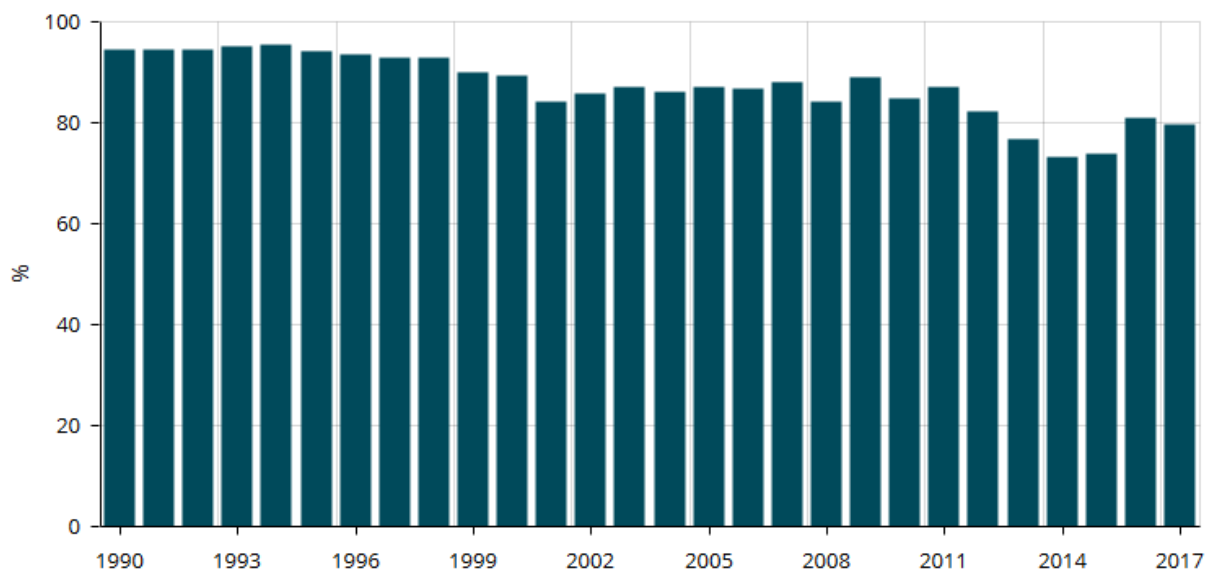


Fonte: (IEA, 2018)

Gráfico 2.3: Evolução total da potência instalada de geração solar fotovoltaica

2.1.2 Energia Solar Fotovoltaica Nacional

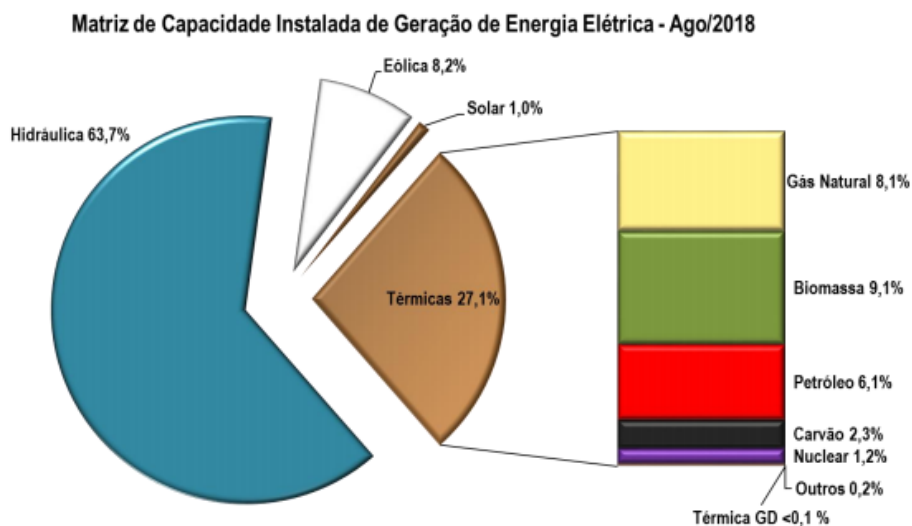
O Brasil sempre foi uma referência mundial quando o assunto é energia renovável. De acordo com a Global Energy Statistical Yearbook 2018, como pode ser observado no Gráfico 2.4, a porcentagem que a energia renovável representa da matriz energética total vem caindo nos últimos anos, alcançando a marca de 79,7%, sendo a quarta nação com a maior participação de energia renovável da matriz energética total de seu país, ficando atrás apenas da Noruega, Colômbia e Nova Zelândia [ENERDATA, 2018]. Em 1994, o Brasil chegou a ter 95,4% de sua matriz energética total provida de energia renovável, principalmente de hidrelétricas, mas isso não quer dizer que não esteja havendo investimento na área de energia renovável atualmente, apenas no ano de 2017, o Brasil instalou um total de 910 MWp de potência de geração solar fotovoltaica, ficando em décimo lugar entre os países que mais instalaram geração solar fotovoltaica em 2017 [IEA, 2018].



Fonte: (ENERDATA, Global Energy Statistical Yearbook 2018 disponível em <<https://yearbook.enerdata.net>>)

Gráfico 2.4: Percentual da energia renovável na matriz energética total brasileira

Porém, mesmo com esses investimentos em 2017, foi alcançado a marca de 1678 MWp de geração solar fotovoltaica, isso representa apenas 1% do total do sistema elétrico brasileiro como pode ser observado no Gráfico 2.5. Sendo que 355 MWp são referentes à geração distribuída [MME].



Fonte: (MME, Boletim de monitoramento do sistema elétrico)

Gráfico 2.5: Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil

O Brasil está longe de alcançar os líderes de geração solar fotovoltaica, mesmo o Brasil sendo privilegiado pela quantidade de irradiância solar que recebe. Isso se deve ao fato do incentivo tardio à energia solar,

porém observa-se que está crescendo e que há ainda mais espaço para crescimento. A perspectiva do mercado nacional de energia solar e a possibilidade de financiamento pelo Finame do BNDES, junto com outros incentivos, têm atraído a atenção de fabricantes mundiais de painéis solares e inversores no Brasil. E esse investimento no país, no qual experimentou crescimento econômico muito pequeno na última década, é muito positiva e possibilita a geração de empregos e renda.

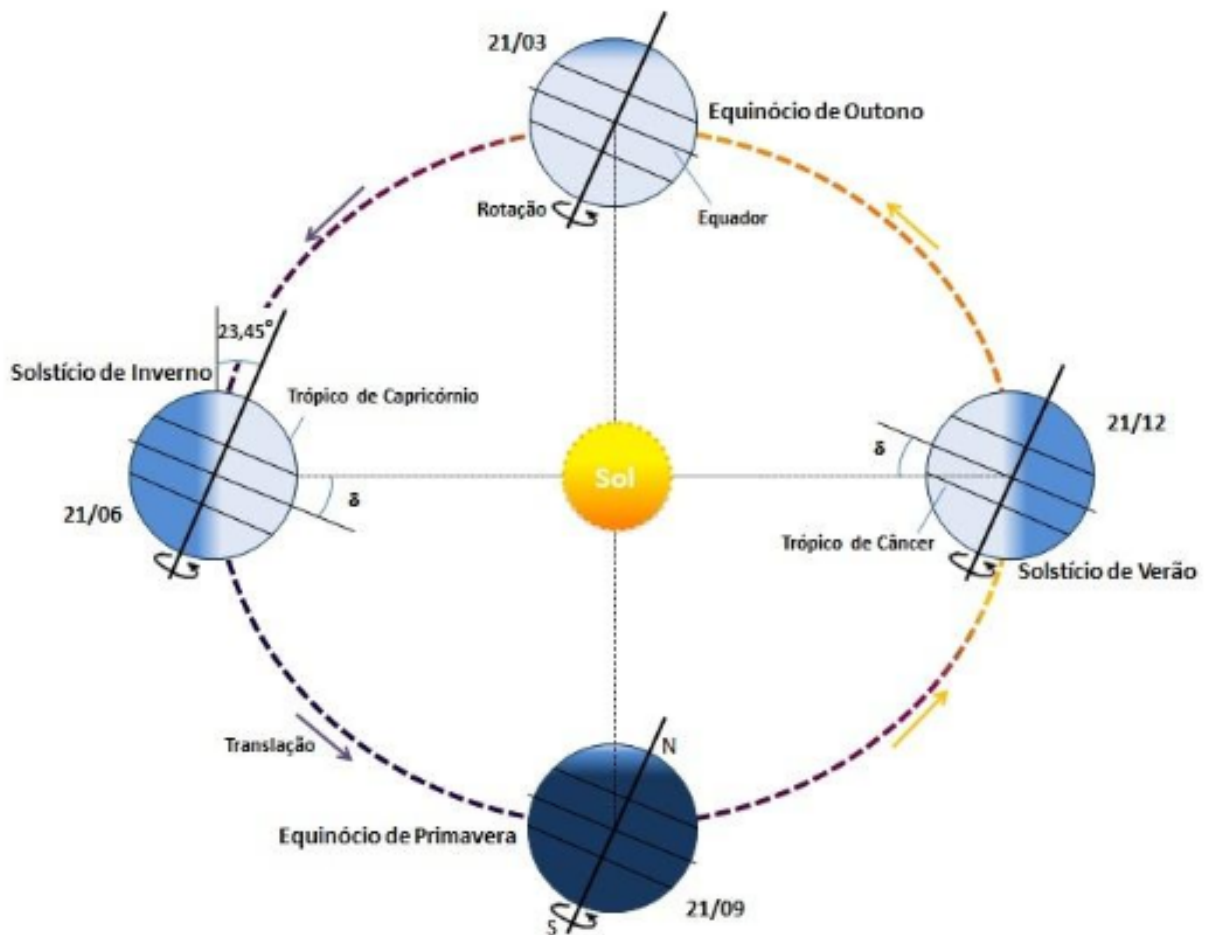
2.2 ENERGIA SOLAR

O Sol é a principal fonte de energia para a Terra e o responsável pela manutenção da vida na mesma. A energia do Sol é transmitida para o nosso planeta através do espaço na forma de radiação eletromagnética, uma inesgotável fonte energética, tendo um enorme potencial de utilização e aproveitamento. Essa radiação é constituída de ondas eletromagnéticas que possuem frequências e comprimentos de onda diferentes, sendo que a energia transmitida é diretamente proporcional à frequência da onda, ou seja, quanto maior a frequência, maior a energia transmitida [VILLALVA, 2015].

As ondas eletromagnéticas vindas do Sol podem produzir diversos efeitos sobre os objetos, ao incidirem sobre corpos que tem a capacidade de absorver radiação, a energia eletromagnética é transformada em energia cinética e transmitida para as moléculas e átomos que compõem esse corpo, gerando calor. Porém, ao incidirem sobre determinados materiais, em vez de transmitir calor, podem produzir alterações nas propriedades elétricas, um desses efeitos é o efeito fotovoltaico que é a base dos sistemas de energia solar fotovoltaica [VILLALVA, 2015].

2.3 GEOMETRIA SOL-TERRA

O movimento anual da Terra em volta do Sol descreve uma trajetória elíptica como pode ser observado na Figura 2.1. O eixo do planeta, em relação ao plano normal à elipse, tem aproximadamente 23.45° , dando origem às estações do ano. Observando o movimento do Sol, observa-se que o ângulo entre os seus raios e o plano do Equador varia entre $+23.45^\circ$ por volta do dia 21 de julho (solstício de inverno) e -23.45° por volta do dia 21 de dezembro (solstício de verão). Esse ângulo é chamado de declinação solar (δ). Portanto, é recomendado que a superfície dos módulos fotovoltaicos instalados no hemisfério sul sejam direcionados para o norte, aumentando o aproveitamentos durante o ano. Logo, deduz-se que no hemisfério norte os módulos fotovoltaicos sejam direcionados para o sul [CRESESB, 2014].



Fonte: (CRESESB, 2014, p.70)

Figura 2.1: Declinação solar e sua variação ao longo do ano

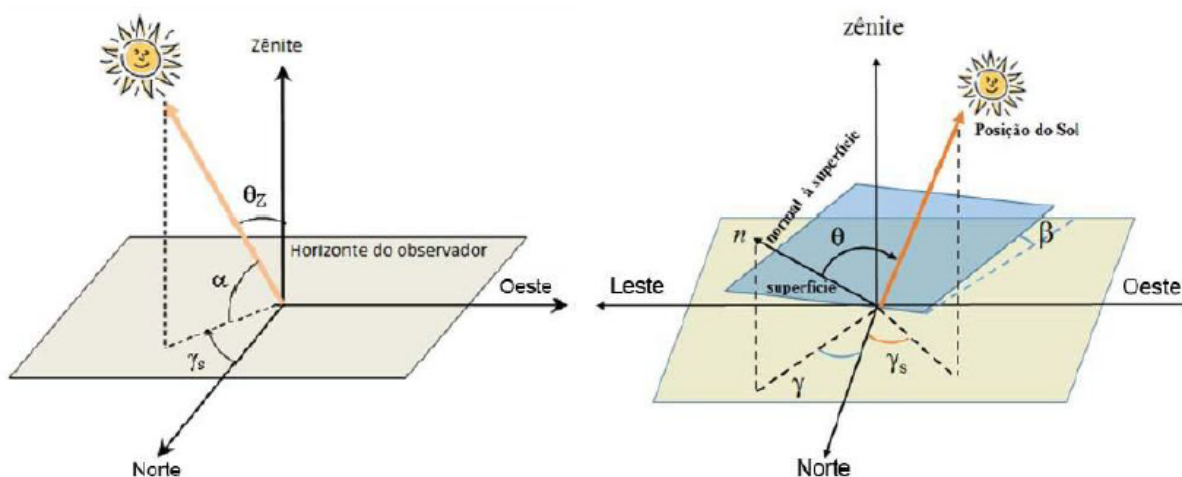
2.4 ÂNGULOS DA GEOMETRIA SOLAR

Os ângulos que descrevem as relações geométricas entre os raios solares, que variam de acordo com o movimento do Sol e a superfície terrestre, exibidos na Figura 2.2, são definidos a seguir [CRESESB, 2014, p. 72].:

- Ângulo Zenital (θ_z): ângulo formado entre os raios do Sol e a vertical local (Zênite);
- Elevação Solar (α): ângulo compreendido entre os raios do Sol e a projeção dos mesmos sobre o plano horizontal do observador. É o complemento do ângulo zenital (θ_z);
- Ângulo Azimutal do Sol (γ_s): é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a

direção Norte-Sul (horizonte do observador). O deslocamento angular é tomado a partir da direção norte, sendo, por convenção, positivo quando a projeção se encontrar à direita do Sul (a Leste) e negativo quando se encontrar a esquerda (a Oeste);

- Ângulo Azimutal da Superfície (γ): ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul. Segue as mesmas convenções do azimute solar;
- Inclinação da Superfície de Captação (β): ângulo entre o plano da superfície em questão e o plano horizontal;
- Ângulo de Incidência (θ): ângulo formado entre os raios do Sol e a normal à superfície de captação.



Fonte: (CRESESB, 2014, p.73)

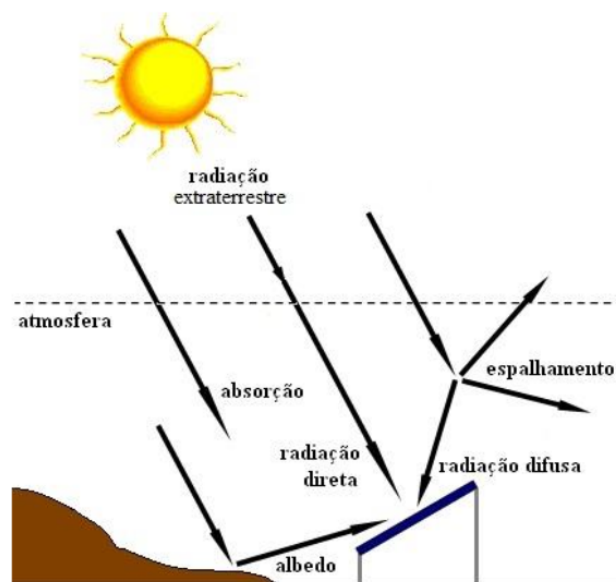
Figura 2.2: Ângulo da geometria solar

2.5 IRRADIÂNCIA E IRRADIAÇÃO

A densidade de potência da radiação solar sobre determinada superfície, empregada para quantificar a radiação solar, é a irradiância, dada em $[W/m^2]$. A integral da irradiância no tempo é a irradiação, dada em $[Wh/m^2]$. Quanto maior a potência da radiação solar, mais energia ela transporta em um determinado intervalo de tempo.

A radiação solar sofre a influência do ar atmosférico, das nuvens, da poluição, ou seja, do que estiver em seu caminho, antes de chegar ao solo e poder ser captada pelos módulos fotovoltaicos. A radiação global é a soma da radiação direta e da radiação difusa. Como pode ser observado na Figura 2.3, a radiação

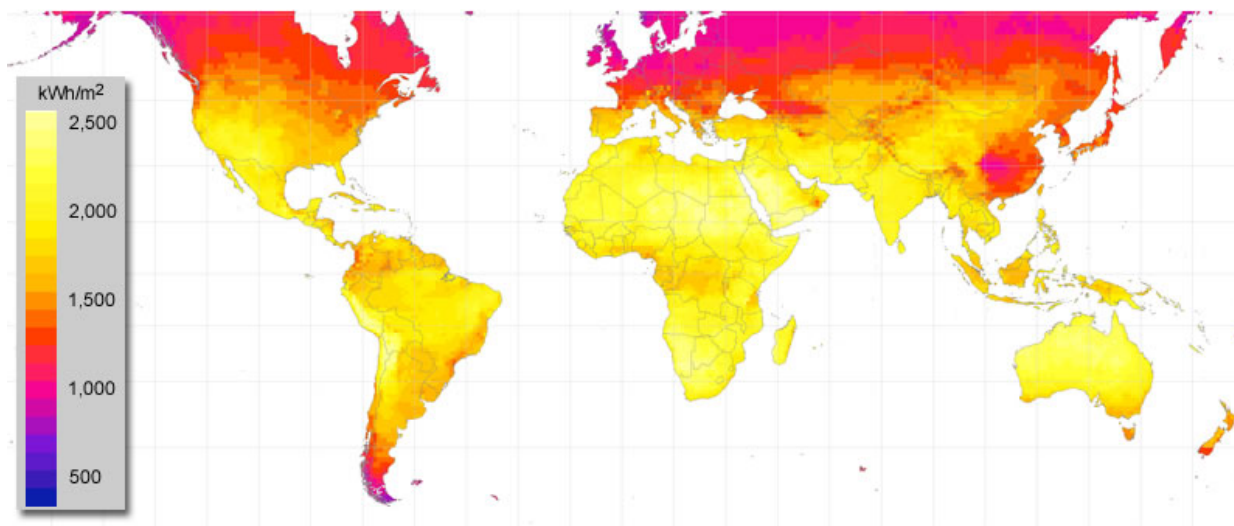
direta corresponde aos raios solares que chegam em linha reta e incidem sobre o plano horizontal com uma inclinação que depende do ângulo zenital do Sol. Já a radiação difusa corresponde aos raios solares que chegam indiretamente ao plano horizontal, resultado da difração e reflexão da luz nos objetos em seu caminho. A radiação global pode ser medida com um instrumento chamado piranômetro, assim como a radiação direta pode ser medida pelo instrumento pireliômetro [CRESESB, 2014, p.77].



Fonte: (CRESESB, 2014, p.78)

Figura 2.3: Componentes da radiação incidente em um painel FV

O Gráfico 2.6 mostra a média anual da irradiação solar no mundo. Podemos observar que o Brasil encontra-se bem posicionado sob o aspecto de recurso solar disponível, os níveis de irradiação anual ficam entre 1550 kWh/m²ano e 2350 kWh/m²ano. As regiões Nordeste e Centro-Oeste são as mais privilegiadas em termos de irradiação, logo o Distrito-Federal é um local com um alto recurso solar. Observando os mapas do Atlas Brasileiro de Energia Solar, observa-se que a média de irradiação global diária do DF situa-se entre 5,25 kWh/m²ano e 5,95 kWh/m²ano [METEONORM, 2018]. Além disso, a temperatura média do ar é em torno de 23,84, com índices de nebulosidade e pluviometria baixos, condições que tornam favoráveis a implementação de sistemas fotovoltaicos, aumentando o desempenho desse sistema. De acordo com um estudo da WWF com a parceria da UnB, é possível gerar toda energia demandada pelo DF ocupando 0,41% de sua área com sistemas fotovoltaicos [WWF-Brasil, UnB, 2016].



Fonte: (MÉTÉONORM, 2018 - Disponível em < <http://www.greenrhinoenergy.com>>)

Gráfico 2.6: Mapa da irradiância solar global total anual

2.6 EFEITO FOTOVOLTAICO

O efeito fotovoltaico, observado pela primeira vez em 1839 pelo físico francês Edmond Becquerel, consiste na transformação da radiação eletromagnética do Sol em energia elétrica através da criação de uma diferença de potencial sobre uma célula formada por materiais semicondutores, como o silício.

É necessário que haja camadas semicondutoras dopadas positivamente (tipo P) e camadas dopadas negativamente (tipo N). Desse modo, os fótons da luz solar incidente transferem energia para os elétrons presentes na junção dos materiais dopados, fazendo com que elétrons sejam conduzidos. Quanto maior a intensidade da luz solar, maior o fluxo de energia elétrica, contudo ainda opera com baixa intensidade de luz solar, operando em dias nublados a partir da radiação difusa [VILLALVA, 2015].

2.7 MÓDULO FOTOVOLTAICO

Os módulos fotovoltaicos, ou painéis fotovoltaicos, são construídos com a associação de células fotovoltaicas ligadas eletricamente entre si em série e em paralelo, cobertas por um encapsulamento que protege as mesmas e suas conexões da ação do tempo e contato. Os módulos fotovoltaicos só conseguem gerar corrente elétrica contínua.

As células fotovoltaicas podem ser classificadas em três gerações de acordo com a tecnologia empregada

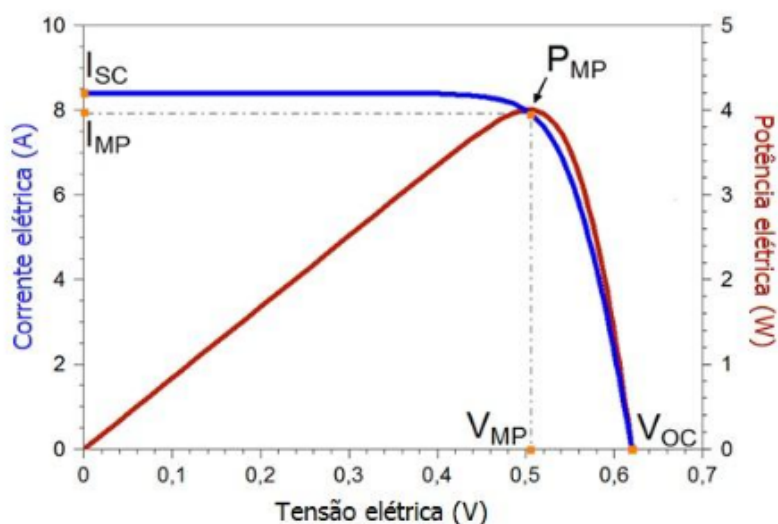
na produção. A primeira geração encontra-se duas cadeias produtivas, a de silício monocristalino (m-Si) e a de silício policristalino (p-Si), que possuem a melhor eficiência comercialmente disponível e, por serem a primeira a ser desenvolvida e mais antiga, são mais consolidadas no mercado. Por isso são as mais comercializadas e utilizadas em sistemas fotovoltaicos hoje.

A segunda geração, chamadas de filmes finos, são produzidas a partir de células de silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre e índio (CIS) ou disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe). Possuem uma menor eficiência comparada à primeira e tem uma modesta participação no mercado. A vantagem desse tipo de módulo é sua flexibilidade, possibilitando arranjos estéticos mais agradáveis.

A terceira geração, ainda em fase de pesquisa, é dividida em três cadeias produtivas: células fotovoltaica multijunção e célula fotovoltaica para concentração (CPV), célula sensibilizadas por corante (DSSC) e células orgânicas ou poliméricas (OPV). A tecnologia CPV demonstrou ter um potencial para produção de módulos com alta eficiência, embora seu custo ainda não ser competitivo com as tecnologias que dominam o mercado atualmente [CRESESB, 2014, p. 118].

2.7.1 Curva Característica

As placas solares são caracterizadas por suas curvas características de corrente versus tensão (IxV) e potência versus tensão (PxV). Através das curvas características dos módulos solares é possível observar alguns parâmetros que caracterizam um módulo fotovoltaico.



Fonte: (CRESESB, 2014, p.120)

Gráfico 2.7: Curva característica da célula fotovoltaica

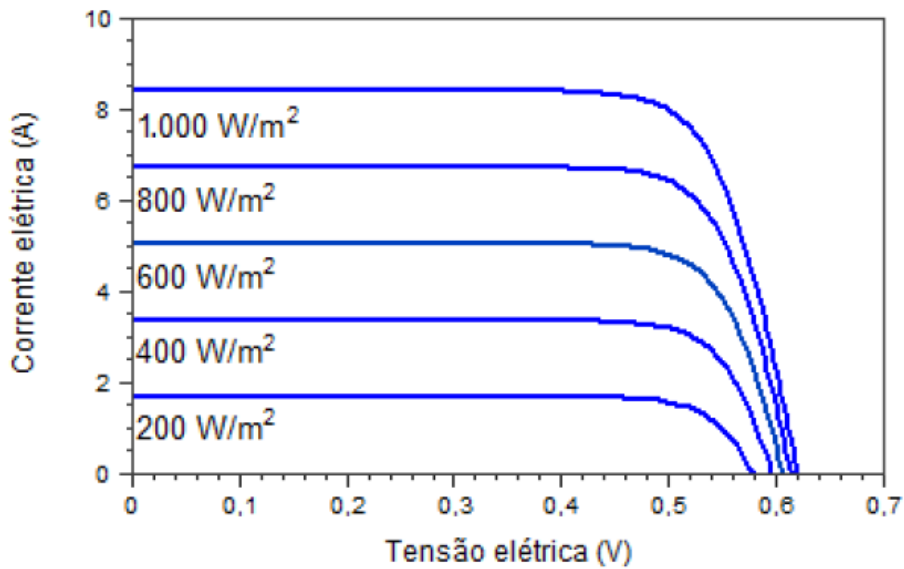
O Gráfico 2.7 ilustra cinco parâmetros que caracterizam um módulo fotovoltaico:

- Tensão de circuito aberto (V_{oc}): é a tensão que uma célula fotovoltaica consegue gerar entre seus terminais quando não há corrente elétrica circulando e é a máxima tensão que uma célula fotovoltaica pode produzir;
- Corrente de curto-circuito (I_{sc}): é a máxima corrente que se pode obter e é a medida na célula fotovoltaica quando a tensão elétrica em seus terminais é igual a zero;
- Ponto de máxima potência (P_{mp}): é a máxima potência de saída da célula fotovoltaica.;
- Tensão de máxima potência (V_{mp}): é a tensão onde a potência de saída é máxima;
- Corrente de máxima potência (I_{mp}): é a corrente onde a potência é máxima;
- Ângulo de Incidência (θ): ângulo formado entre os raios do Sol e a normal à superfície de captação.

Outro parâmetro importante que não pode ser obtido diretamente através das curvas características é a eficiência (η), parâmetro que define quão efetivo é o processo de conversão de energia solar em energia elétrica. Representa a relação entre a potência elétrica produzida pela célula fotovoltaica e a potência da energia solar incidente na célula fotovoltaica [CRESESB, 2014, p.120].

2.7.2 Influência da Irradiância Solar e da Temperatura

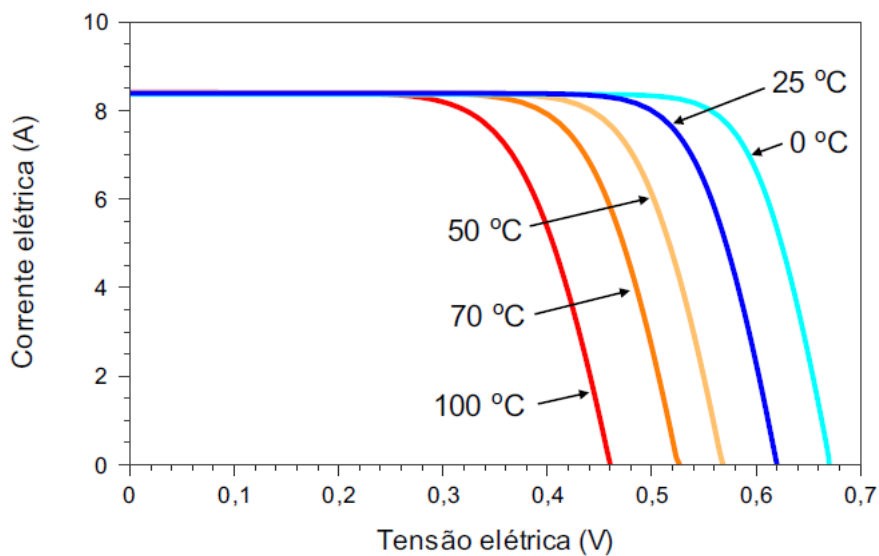
No Gráfico 2.8 observa-se o que a irradiância solar provoca na curva característica I-V de uma célula fotovoltaica de silício, mantida na temperatura de 25 °C. A corrente elétrica gerada por uma célula fotovoltaica aumenta linearmente com o aumento da irradiância solar incidente, já a tensão de circuito aberto (V_{oc}) aumenta de forma logarítmica, se a temperatura for mantida [CRESESB, 2014, p.125].



Fonte: (CRESESB, 2014, p.126)

Gráfico 2.8: Curva IxV de uma célula fotovoltaica para diferentes níveis de irradiância

A irradiância de 1000 W/m^2 é adotada como padrão na indústria fotovoltaica para a especificação e avaliação de módulos fotovoltaicos, sendo mencionada em praticamente todos os catálogos de fabricantes de dispositivos fotovoltaicos. Com esse valor padrão de irradiância as eficiências dos módulos fotovoltaicos de diversos fabricantes podem ser comparadas e avaliadas [VILLALVA, 2015, p.43].



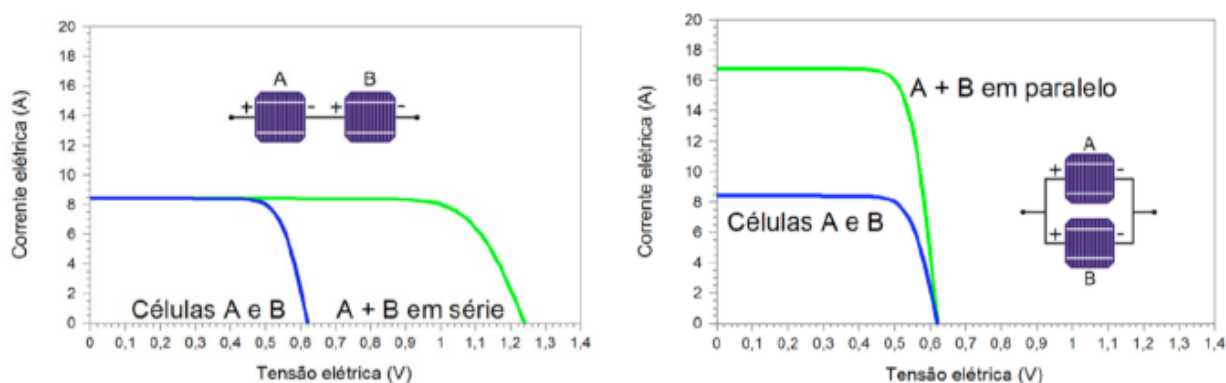
Fonte: (CRESESB, 2014, p.127)

Gráfico 2.9: Curva IxV de uma célula fotovoltaica para diferentes valores de temperatura

Já no Gráfico 2.9 observa-se o que a temperatura provoca na curva característica I-v de uma célula fotovoltaica, com irradiância de 1000 W/m^2 . O aumento da irradiância incidente e/ou da temperatura ambiente provoca um aumento da temperatura na célula, reduzindo sua eficiência. Isso ocorre porque a tensão da célula diminui significativamente com o aumento da temperatura, enquanto que a corrente sofre muito pouca elevação, sendo desprezível.

2.7.3 Associação em Série e em Paralelo

Associação em série e/ou em paralelo de módulos fotovoltaicos, descrito no Gráfico 2.9, permite a obtenção de níveis desejados de corrente e tensão. Na conexão em série, o terminal positivo de um dispositivo fotovoltaico é conectado ao terminal negativo de outro dispositivo, e assim por diante, somando as tensões e mantendo a corrente elétrica. Já na conexão em paralelo, os terminais positivos são interligados entre si, assim como os negativos, somando as correntes elétricas e mantendo a tensão. A associação de módulos diferentes não é recomendada pois causa superaquecimento.



Fonte: (CRESESB, 2014, p.124)

Gráfico 2.10: Curva característica da associação de duas células fotovoltaicas

2.7.4 Efeito de Sombreamento

Em uma associação em série, quando uma ou mais dispositivos fotovoltaicos recebe menos radiação solar do que as outras da mesma associação, a corrente elétrica de todo o conjunto série vai ser limitada. Esta redução de radiação incidente pode ocorrer por causa de um sombreamento parcial do módulo, depósito de sujeira sobre o dispositivo, dentre outras possibilidades. Essa redução da corrente elétrica causa a perda de potência, havendo o risco de danos ao módulo parcialmente sombreado, já que a potência elétrica gerada que não está sendo entregue ao consumo é dissipada no módulo afetado. De maneira geral, tenta-se evitar que haja sombreamento. Vale ressaltar que os módulos de filmes finos possuem melhor desempenho na

presença de sombreamento do que os outros modelos, sofrendo menos reduções em seu rendimento.

2.8 INVERSOR FOTOVOLTAICO

Um inversor é um dispositivo eletrônico que, a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (CC), fornece energia elétrica em corrente alternada (CA). Os painéis fotovoltaicos produzem energia em corrente contínua, porém a energia utilizada pela maioria dos equipamentos e que pode ser injetada na rede elétrica é corrente alternada.

Os inversores modernos utilizam chaves eletrônicas de estado sólido e o seu desenvolvimento está diretamente relacionado com a evolução da eletrônica de potência. A conversão de CC em CA pelos inversores fotovoltaicos se dá pelo chaveamento eletrônico. Os inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede devem ser adequados para tal. Eles usualmente possuem Seguidor de Ponto de Máxima Potência (SPMP), que atua para que o inversor mantenha o gerador fotovoltaico operando na tensão próxima da tensão de máxima potência, maximizando a potência extraída dos painéis fotovoltaicos, reduzindo perda [CRESESB, 2014, p. 243].

Um inversor é considerado de qualidade quando possui alta eficiência de conversão, tanto na carga nominal quanto em cargas parciais, baixa manutenção, ampla faixa de operação de tensão de entrada, boa regulação de tensão de saída, forma de onda senoidal com baixo conteúdo harmônico, tolerância aos surtos de partida das cargas a serem alimentadas, segurança tanto para as pessoas quanto para a instalação, garantia de fábrica, entre outras. Os inversores comercializados no Brasil devem ser registrados no INMETRO.

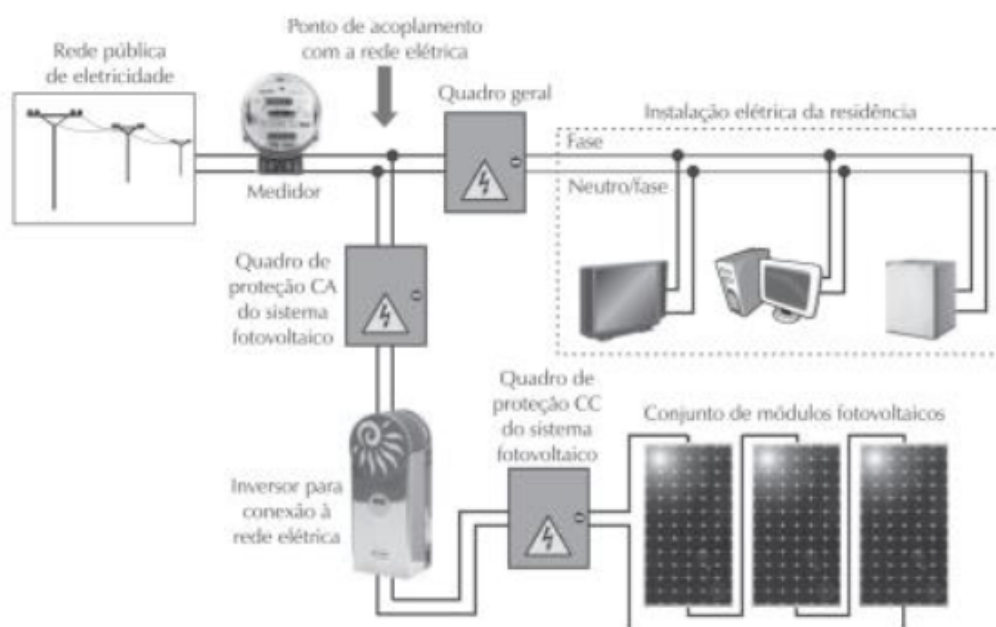
2.9 SISTEMA FOTOVOLTAICO

Na Figura 2.4 observa-se um sistema fotovoltaico típico, formado por um conjunto de módulos fotovoltaicos, um inversor, quadros elétricos e um medidor de energia. Esses sistemas são simples e requerem apenas alguns dispositivos de proteção, como proteção contra surto e proteção contra sobretensão (disjuntor ou fusível). Atenta-se que não são suficientes um bom dimensionamento e a especificação de equipamentos de qualidade, mas um bom gerenciamento da qualidade do projeto e da instalação como um todo, para tal é necessário ter critérios e especificações bem definidos para todas as etapas do projeto de um sistema fotovoltaico.

É importante ressaltar que os funcionários responsáveis à instalação do sistema fotovoltaico devem obe-

decer a todas as normas pertinentes a essa atividade, dado que algumas configurações podem apresentar níveis de tensão e corrente letais e que o cliente, normalmente, não é um profissional da área para ter esse tipo de conhecimento. Apesar da baixa tensão dos módulos fotovoltaicos, a conexão de vários em série ou o erro de uma conexão pode representar um grande perigo para o sistema fotovoltaico ou para as pessoas [VILLALVA, 2015, p.151].

Vale ressaltar que entrou em consulta pública a Norma Brasileira de Instalações Elétricas de Arranjos fotovoltaicos, ABNT NBR 16690. Esta Norma estabelece os requisitos de projeto das instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos, incluindo disposições sobre os condutores, dispositivos de proteção elétrica, dispositivos de manobra, aterramento e equipotencialização do arranjo fotovoltaico. Terá como objetivo especificar os requisitos de segurança que surgem das características particulares dos sistemas fotovoltaicos.



Fonte: (VILLALVA, Marcelo Grandella – Energia solar fotovoltaica : conceitos e aplicações, 2015, p.151

Figura 2.4: Disposição e componentes de um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede elétrica

2.10 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

De acordo com o decreto nº 5.1163 de 2004 o consumidor pode gerar energia elétrica em sua propriedade, utilizá-la para o seu próprio consumo e ainda exportar excedente para o sistema de distribuição.

A organização do setor elétrico, ao longo da história, se estruturou para fornecer energia elétrica na direção de onde há a geração para onde há o consumo, conceito de geração centralizada. Na geração distribuída, a produção de energia elétrica ocorre próxima do local onde ela é consumida, na mesma distribuidora, de forma que observa-se algumas vantagens e desvantagens. Nota-se como vantagem o baixo impacto ambiental, a melhoria do nível de tensão da rede em horário de carga pesada e a diversificação da matriz energética, além de não haver necessidade de investimentos na expansão do sistema de transmissão e distribuição, já que já existe tal sistema. Porém, nota-se como desvantagens o aumento da complexidade de operação da rede, a dificuldade na cobrança pelo uso do sistema elétrico, controle e proteção da rede [ANEEL, 2016, p. 7].

Com o objetivo de melhorar e ampliar os mecanismos de geração distribuída no país, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 482/2012, importante marco para o aumento da capacidade instalada de geração distribuída e expansão do uso de fontes renováveis.

2.11 RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482/2012 DA ANEEL

A Resolução Normativa Aneel Nº 482/2012, revisada pelas resoluções REN 517/2012, REN 687/2015 e REN 786/2017, que entrou em vigor em abril de 2012, regulamenta os mecanismos acerca da geração distribuída no país. Essa possibilita o consumidor brasileiro a gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade.

O sistema de compensação de energia estabelecido pela Resolução Normativa nº 482/2012 determina que, no caso de microgeração, potência instalada de até 75 kW, ou minigeração, potência instalada de 75 kW até 5 MW, a energia excedente gerada pela unidade consumidora seja injetada na rede da distribuidora e armazenada para posterior uso pelo consumidor.

O consumidor deve receber um crédito em energia nos meses em que o saldo entre a energia injetada e a energia consumida da rede for positivo, podendo ser usado para abater o consumo em outro posto tarifário ou na fatura dos meses subsequentes, os créditos de energia têm validade de 60 meses [ANEEL, 2016, p. 15].

2.12 RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 626/2014 DA ANEEL

A Resolução Normativa Nº 626/2014 da Aneel estabelece os procedimentos para a aplicação do sistema de bandeiras tarifárias, o qual está em vigor no Brasil desde janeiro de 2015 (ANEEL, 2014b).

A Aneel divulga mensalmente ao mercado a bandeira tarifária em vigor para cada região do País, com base em informações do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). As distribuidoras informam aos consumidores a bandeira tarifária na conta de energia. Em referência às cores do semáforo de trânsito, com o objetivo de facilitar a compreensão pelos consumidores, as bandeiras tarifárias sinalizam aos consumidores o preço real da energia no País e as condições de abastecimento do sistema, descritas a seguir:

- **Bandeira Verde:** hidrelétricas operando normalmente; condições favoráveis de geração de energia; a tarifa não sofre acréscimo.
- **Bandeira Amarela:** termelétricas operando; condições de geração menos favoráveis; acréscimo de 0,010 para cada kWh consumido.
- **Bandeira Vermelha (Patamar 1):** termelétricas operando; condições de geração custosa; acréscimo de 0,030 para cada kWh consumido.
- **Bandeira Vermelha (Patamar 2):** termelétricas operando; condições de geração ainda mais custosa; acréscimo de 0,050 para cada kWh consumido.

3 MÉTODO E MATERIAIS

Neste capítulo será descrito a metodologia e os materiais utilizados para desenvolver o estudo proposto, que envolve a elaboração do projeto técnico e da análise econômica da implementação de um sistema fotovoltaico para a Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília. O objetivo desse capítulo é descrever os passos seguidos e as considerações feitas para desenvolver o estudo afim de se chegar a um resultado.

No que se refere à análise técnica, serão abordados o levantamento de dados, critérios utilizados para a escolha do telhado, do painel e do inversor fotovoltaico, arranjo físico e elétrico dos painéis e inversores fotovoltaicos e simulações da energia gerada pelo sistema fotovoltaico. Já sobre a análise financeira, serão abordados as considerações feitas para estimar o investimento inicial, formação de fluxo de caixa, indicadores para avaliar a viabilidade econômica e análise de sensibilidade desses indicadores.

3.1 MÉTODO

A Figura 3.1 apresenta o fluxograma simplificado de toda a metodologia utilizada neste projeto.

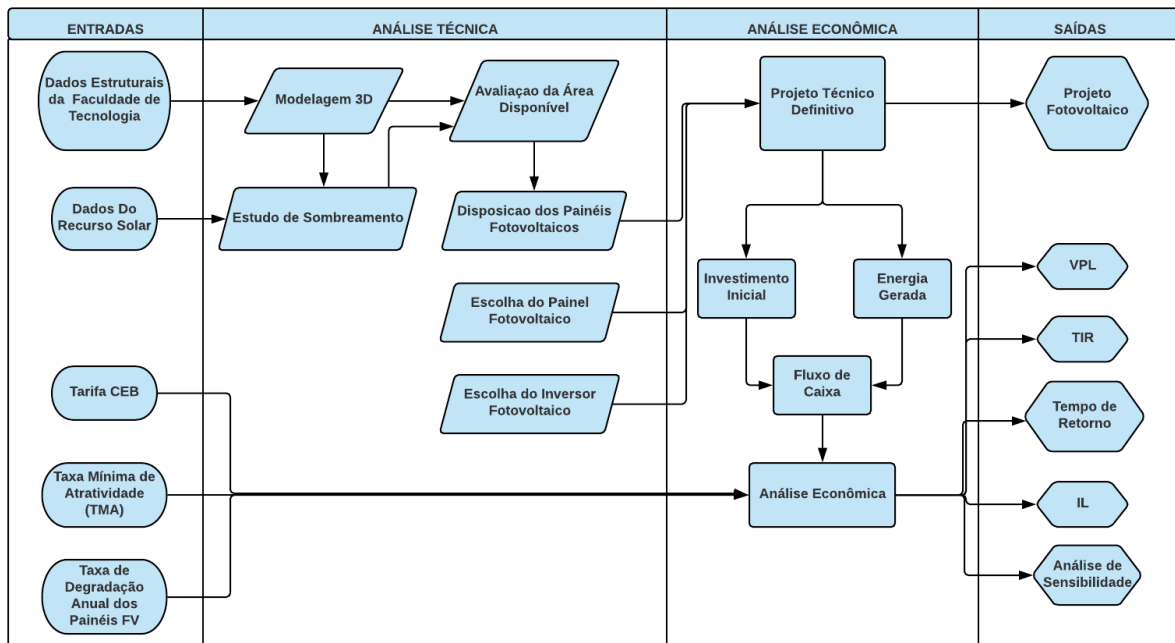


Figura 3.1: Fluxograma simplificado de toda metodologia utilizada no projeto

3.1.1 Análise Técnica

A Figura 3.2 apresenta o fluxograma detalhado da metodologia da análise técnica utilizada neste projeto.

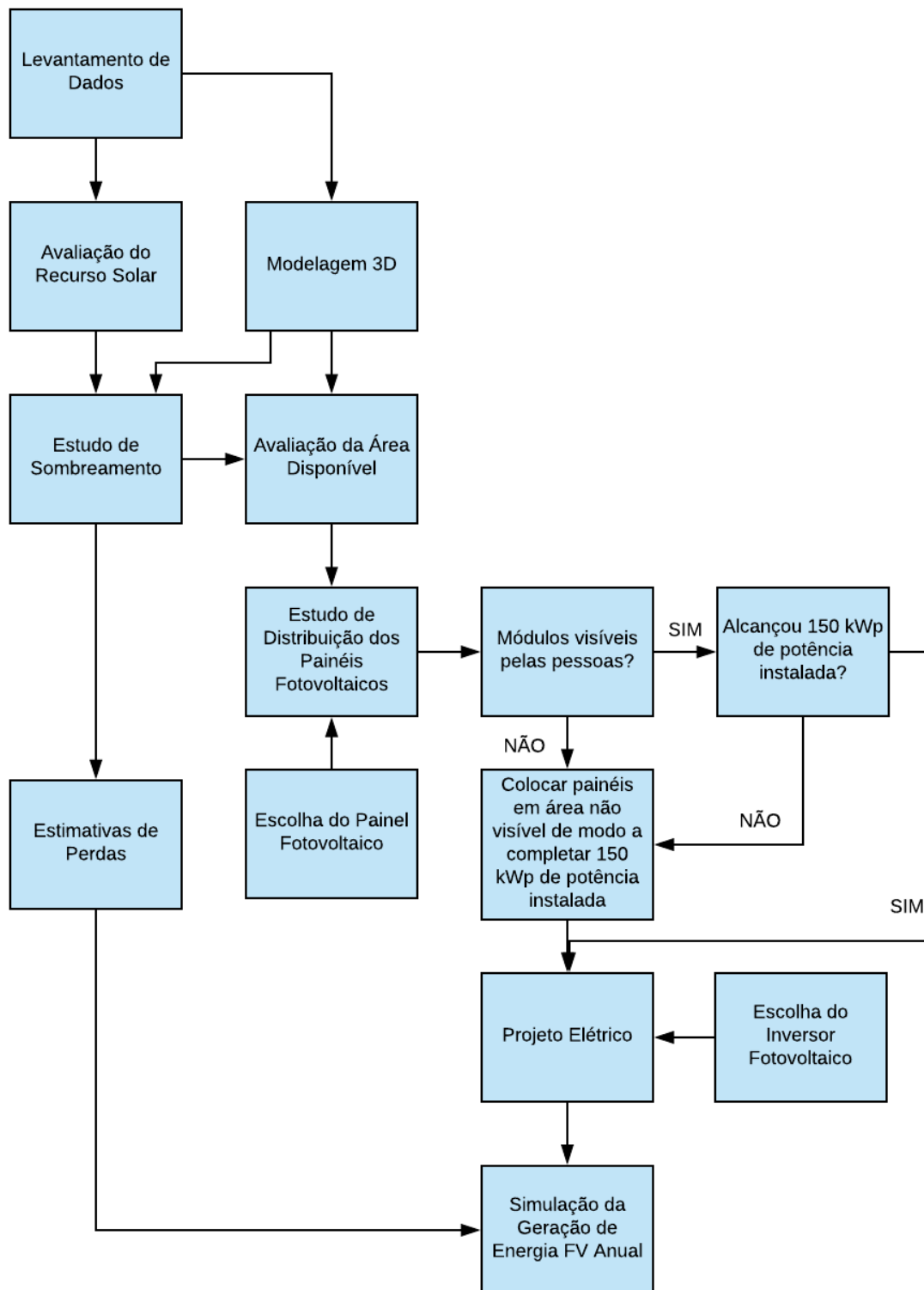


Figura 3.2: Fluxograma detalhado da metodologia da análise técnica

3.1.1.1 Especificação do Projeto

Normalmente, para a realização de um projeto de um sistema fotovoltaico, a maioria dos projeto parte com certos objetivos, como por exemplo: suprir determinada carga, capital disponível para investimento ou área disponível. Entretanto, a especificação deste projeto é instalar um sistema fotovoltaico com potência de aproximadamente 150 kWp priorizando a instalação dos módulos fotovoltaicos em locais que podem ser visualizados pelas pessoas que transitam o edifício da Faculdade de Tecnologia tendo como inspiração a chamada da ANEEL nº 001/2016 - Projeto Prioritário de Eficiência Energética e Estratégico de P&D: Eficiência Energética e Minigeração em Instituições Públicas de Educação Superior. A partir dessa especificação é que foi feita todas as considerações para a realização do projeto.

3.1.1.2 Levantamento de Dados

O levantamento de dados é um importante passo para a execução do projeto. Nesta etapa coleta-se informações pertinentes sobre a FT a partir do estudo da planta-baixa do prédio, fotos aéreas do local e visitas ao local. Para se obter as plantas-baixas do prédio, foi necessário entrar em contato com a CEPLAN, Centro de Planejamento Oscar Niemeyer, órgão responsável pelo planejamento físico e ambiental, patrimônio histórico e projetos de arquitetura da UnB. As fotos aéreas são facilmente obtidas na internet ou com auxílio de programas como Google Earth. Esse é um passo importante para a modelagem 3D.

A partir das imagens do Google Earth obtém-se a localização geográfica do local e a orientação do telhado onde será instalado o sistema fotovoltaico. Tais informações são de grande importância já que influencia na quantidade de energia solar em que o sistema fotovoltaico está exposto.

3.1.1.3 Avaliação do Recurso Solar

Um parâmetro muito importante que deve ser levado em consideração é a irradiação no local analisado, já que a quantidade de energia solar convertida em elétrica por um sistema fotovoltaico está fortemente associado á irradiância solar a que esse sistema está exposto.

Para realizar essa avaliação do recurso solar utilizou-se o programa PVSyst, que possui um banco de dados meteorológicos da Meteonorm. Informando a localização geográfica ao programa, o mesmo retorna todas as informações pertinentes sobre o recurso solar do local.

3.1.1.4 Modelagem 3D

Após obter todas as informações pertinentes sobre a FT, com o auxílio da planta-baixa e posição geográfica, realiza-se a modelagem 3D da FT com o auxílio do programa Sketch Up. A modelagem 3D é um recurso muito importante pois ajuda no estudo de sombreamento e na visualização de como os painéis fotovoltaicos ficarão dispostos.

3.1.1.5 Estudo de Sombreamento

Após a modelagem 3D, realiza-se o estudo de sombreamento da FT. É possível realizar tal estudo pelo próprio programa SketchUp, utilizando a ferramenta Shadows. Com essa ferramenta é possível simular o sombreamento para qualquer horário desejado. O estudo de sombreamento foi realizado em dois períodos, de manhã (8:00) e de tarde (16:00), horários na qual há um funcionamento aceitável do sistema fotovoltaico.

Esse passo é muito importante pois a FT possui em sua proximidade muitas árvores, o que influencia no sombreamento. É importante escolher uma área para a instalação dos módulos fotovoltaicos na qual a influência das sombras das árvores e da própria estrutura da FT não seja muito grande.

3.1.1.6 Área Disponível

Após realizar o estudo de sombreamento, seleciona-se as áreas na qual pode-se instalar os módulos fotovoltaicos, analisando se é possível instalar os módulos fotovoltaicos de modo que seja possível sua visualização. Sendo possível ou não, projeta-se um sistema fotovoltaico de aproximadamente 150 kWp de potência nominal utilizando a área disponível. A prioridade é alocar os módulos em locais que possibilitam sua visualização.

3.1.1.7 Escolha do Painel Fotovoltaico

Nesta parte há uma pesquisa de mercado para a escolha do painel fotovoltaico para o projeto do sistema fotovoltaico, considerando a tecnologia empregada na fabricação, parâmetros elétricos, dimensões físicas do painel, qualidade do painel e a garantia.

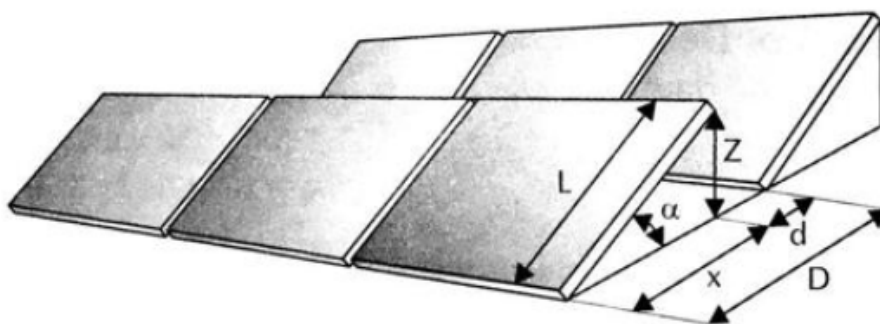
Para selecionar possíveis módulos fotovoltaicos, os mesmos precisam ser certificados pelo Inmetro, po-

dendo tanto ser painéis comercializados no Brasil ou comercializados no mercado internacional, desde que tenham certificado reconhecido pelo Inmetro.

3.1.1.8 Estudo da Distribuição dos Painéis

Com base nos estudos de sombreamento realizado anteriormente e no módulo fotovoltaico selecionado, faz-se aqui um estudo de distribuição dos painéis. Deve-se definir a quantidade, a posição e a orientação dos painéis a serem instalados baseando-se em critérios de otimização da área disponível a fim de se cumprir com os objetivos propostos. Prioriza-se a alocação dos módulos em locais que possibilita sua visualização e depois em locais menos visíveis, tentando projetar um sistema fotovoltaico de aproximadamente 150 kWp de potência nominal. Faz-se todas as comparações pertinentes para se determinar a melhor disposição.

É importante realizar aqui um cálculo de distância entre os módulos fotovoltaicos para evitar sombreamento entre os painéis e melhorar a eficiência do sistema. A Figura 3.3 e as equações demonstra o cálculo.



Fonte: (VILLALVA, Marcelo Grandella – Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações, 2015, p.62)

Figura 3.3: Fluxograma detalhado da metodologia da análise econômica

Em que:

$$Z = L \cdot \sin(\alpha) \quad (3.1)$$

$$d = 3,5 \cdot Z \quad (3.2)$$

3.1.1.9 Escolha do Inversor Fotovoltaico

Após ocorrer a seleção de qual módulo será utilizado e sua distribuição, escolhe-se qual o inversor será utilizado. Da mesma maneira como foi realizada a escolha do módulo fotovoltaico, nessa etapa também será realizada uma pesquisa de mercado, considerando principalmente sua potência nominal, eficiência,

tempo de vida e garantia. Os inversores também devem ser certificados pelo Inmetro, ser adequados à conexão à rede, ter pelo menos um sistema SPMP e possuir os certificados exigidos pela CEB.

3.1.1.10 Estimativa de Perdas

Para estimar a energia elétrica gerada por um sistema fotovoltaico com a maior precisão possível é necessário estimar as perdas do sistema. Para tal, o programa PVSyst realiza essa estimativa. O PVSyst utiliza os parâmetros descritos a seguir para estimar as perdas:

- Perdas térmicas: em razão do aumento da temperatura das células fotovoltaicas há uma queda de rendimento dos módulos fotovoltaicos. No modelo do PVSyst, as perdas térmicas variam em função da temperatura ambiente, velocidade do vento e se a montagem do sistema permite circulação de vento por detrás dos painéis;
- Perdas ôhmicas: perdas relacionadas à queda de tensão na instalação como um todo, potência dissipada na conexão entre os equipamento do sistema, tanto do lado CC, quanto do lado CA;
- Incompatibilidade: os módulos apresentam diferentes características de corrente, tensão e potência. Painéis em série podem ter correntes elétricas ligeiramente diferentes, tendo a corrente definida pela menor corrente dos módulos. Por padrão, o PVSyst utiliza um fator de 2,5%;
- Degradação por incidência de luz (LID): perda que ocorre nas primeiras horas de exposição dos módulos fotovoltaicos ao sol. Por padrão, o PVSyst utiliza um fator de 2%;
- Sujeira: perda relacionada com o acúmulo de sujeira sobre os painéis, variando conforme as condições climáticas, poluição, ecossistema e frequência de manutenção e limpeza. Por padrão, o PVSyst utiliza um fator de 5% para locais com chuva e 10% para locais de clima seco;
- Ângulo de incidência (IAM): parte da luz solar incidente é refletida pelos próprios materiais do módulo fotovoltaico, já que o ângulo de incidência (θ) é maior que zero em quase todos os períodos do ano. Quanto maior o ângulo de incidência, maior a perda;
- Qualidade dos módulos: perdas referentes à variação da eficiência dos módulos fotovoltaicos especificada pelos fabricantes. Por padrão, o PVSyst utiliza um fator de 2%.

3.1.1.11 Projeto Elétrico

Para atingir os valores desejados de tensão e corrente com os quais deseja-se que o sistema fotovoltaico trabalhe, determina-se a quantidade de módulos fotovoltaicos que ficarão em séries dentro de uma mesma string e quantos strings em paralelo. Para diminuir ao máximo as perdas por incompatibilidade, os strings em paralelo que serão conectados em um mesmo SPMP devem possuir, sempre que possível, quantidades iguais de módulos fotovoltaicos conectados em série.

Próxima etapa é especificar os demais componentes elétricos, como cabos, sistema de proteção e sua disposição. O primeiro método utilizado é o da capacidade de corrente. De acordo com a norma ABNT NBR 5410 de 2004, calcula-se a corrente de projeto do circuito corrigida conforme fatores de correção apresentadas na norma.

Outro método é pela queda de tensão. Neste método, de acordo com a ABNT NBR 5410, a queda de tensão consequente da passagem de corrente elétrica por todos os elementos do circuito tem que ter um limite e, portanto, a seção nominal é adotada de forma a limitar essa queda.

Próxima etapa é determinar disjuntores, dispositivos de proteção contra surtos, chaves seccionadoras e fusíveis. Todas as especificações de proteção devem obedecer a norma ABNT NBR 5410, dimensionados de acordo com o projeto fotovoltaico. O diagrama do projeto elétrico foi realizado com o auxílio do programa AutoCad, finalizando, portanto, a parte técnica do projeto do sistema fotovoltaico.

3.1.2 Análise Econômica

A análise econômica do sistema projetado é essencial para verificar a viabilidade do projeto do sistema fotovoltaico. Com o auxílio do programa Excel foi realizada a análise econômica e o estudo financeiro para avaliar essa viabilidade. A Figura 3.4 apresenta o fluxograma detalhado da metodologia da análise técnica utilizada neste projeto.

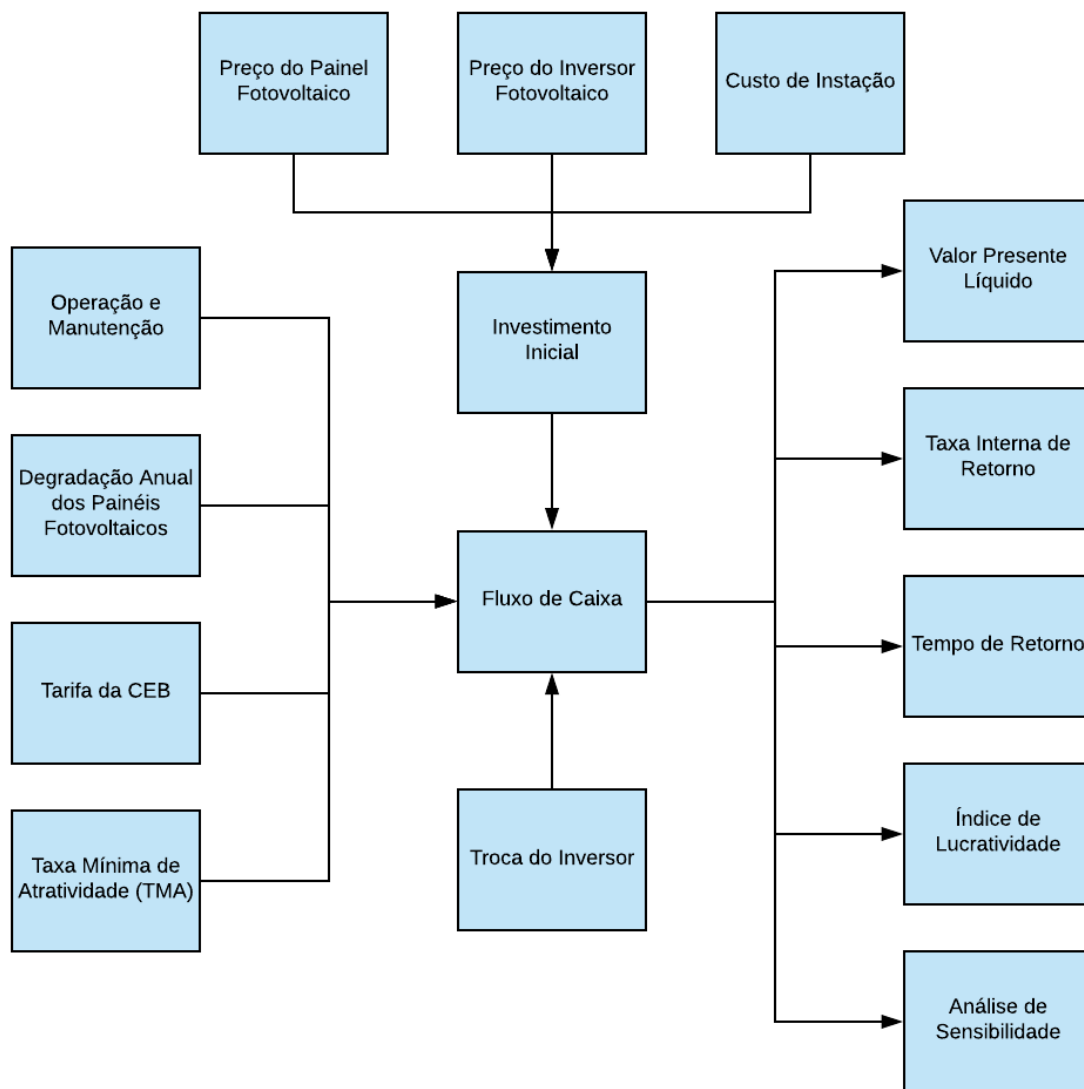


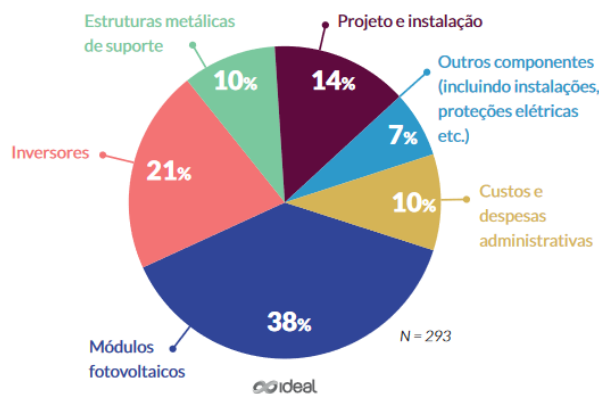
Figura 3.4: Fluxograma detalhado da metodologia da análise econômica

3.1.2.1 Investimento Inicial

O investimento inicial para a realização do projeto do sistema fotovoltaico depende da qualidade da tecnologia dos equipamentos utilizados e é proporcional à potência nominal do sistema. De maneira geral, sistemas fotovoltaicos com maior potência exigem uma maior confiabilidade e, portanto, exigem um investimento inicial maior.

Em um projeto desse porte, o investimento inicial, além de incluir o preço final dos equipamentos principais do sistema, como módulos e inversores fotovoltaicos, deve incluir todo o custo envolvido na instalação

do sistema, como custo de projeto e instalação, estrutura metálicas de suporte, projeto elétrico e custo administrativos. O levantamento do investimento inicial foi estimada com base no gráfico 3.5, pesquisa feita pelo Instituto Ideal, que descreve como é dividido o valor desse investimento [INSTITUTO IDEAL, 2018].



Fonte: (INSTITUTO IDEAL - O Mercado Brasileiro da Geração Distribuída Fotovoltaica - 2018)

Figura 3.5: Composição do custo total de um projeto de um sistema fotovoltaico

3.1.2.2 Fluxo de Caixa

A construção do fluxo de caixa é muito importante para se ter uma melhor compreensão da viabilidade financeira do projeto do sistema fotovoltaico. Para a formação do fluxo de caixa é necessário definir as fontes de receita e fontes de despesa ao longo da vida útil do projeto, além de parâmetros importantes como tempo de vida útil, taxa de juros e inflação. É uma ferramenta muito importante para realizar análises de viabilidade econômica, como o VPL, TIR, tempo de retorno e IL.

A receita do fluxo de caixa é representada pela economia na conta de energia elétrica ao longo dos anos, resultado da energia gerada pelo sistema fotovoltaico que é consumida no local ou injetada na rede. Já a despesa é representada pelo custo do investimento inicial, troca de inversores e operação e manutenção (OPEX). O período no qual o fluxo de caixa avalia é igual a 25 anos, que é, em média, o tempo de vida útil dos módulos. As receitas e despesas foram avaliadas em intervalos de iguais de 1 ano.

É importante estimar o valor investido com OPEX, limpeza dos módulos para evitar acúmulo de poeira, troca de cabos e de dispositivos de proteção, etc. Estudos sobre viabilidade econômica apresentam como estimativa comum para esse parâmetro um custo anual de operação de 1% do custo de investimento do sistema (CAPEX) [ABINEE, 2012].

Deve-se levar em consideração a despesa causada pela troca dos inversores já que estes possuem uma vida útil menor que os painéis fotovoltaicos, variando entre 10 e 15 anos. Então, foi considerado que os inversores serão trocados duas vezes durante o tempo de vida do projeto, que foi de 25 anos.

Deve-se também levar em consideração o valor da tarifa de energia elétrica cobrada pela CEB, já que faz parte do cálculo da receita financeira. Como a geração de energia pelo sistema fotovoltaico ocorre predominantemente entre 8:00 e 16:00, a tarifa utilizada na formação do fluxo de caixa é a para o período fora de ponta.

Por fim deve considerar também a redução gradual do desempenho dos painéis. A maioria dos painéis, de acordo com os fabricantes, fornecem a informação de que há uma queda percentual de rendimento de no máximo 20% em 25 anos de uso, ou seja, de no máximo 0,8% de queda percentual de rendimento ao ano. A informação da degradação será retirada dos dados técnicos do módulo FV.

A Tabela 3.1 demonstra a formação do fluxo de caixa:

Descrição	Ano			
	0	1	...	n
[A] Investimento inicial	A0	A1	...	An
[B] Economia Anual	B0	B1	...	Bn
[C] O&M (OPEX)	C0	C1	...	Cn
[D] Troca de inversor	D0	D1	...	Dn
[E] Saldo	E0	E1	...	En
[F] Valor Presente	F0	F1	...	Fn
[G] Valor Presente Acumulado	G0	G1	...	Gn

Tabela 3.1: Modelo para elaboração do fluxo de caixa

Em que:

- A: A0= Investimento Inicial;

$$A_n > 0 = 0;$$

- B: B0=0;

$$B_n > 0 = \text{Energia Gerada} \times \text{Tarifa CEB} \times [1 - \text{Degradação Painel} \times (1-n)];$$

- C: $C_0=0$;

$$C_n > 0 = 0,01 \times A_0;$$

- D: $D_{11}=D_{21}$ = Custo do Inversor no ano 0;

$$D_n \neq 11,21 = 0;$$

- E: $E_n = A_n + B_n - C_n - D_n$;

- F: $F_n = E_n / (1 + TMA)^n$;

- G: $G_n = G_{n-1} + F_n$;

3.1.2.3 Valor Presente Líquido (VPL)

O valor presente líquido permite verificar a viabilidade econômica de um projeto. Ele representa a diferença entre os valores atualizados, referenciados ao ano zero, valor presente, por uma determinada taxa de juros, das entradas e saídas de dinheiro durante esse período. Portanto, é importante determinar uma taxa de juros, a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), que será utilizada no cálculo do VPL. O VPL é dado por [CAMARGO, 1998]:

$$VPL(i) = \sum_{k=0}^n \frac{(R_k - D_k)}{(1 + i)^k} \quad (3.3)$$

Em que:

- VPL(i): Valor Presente Líquido a uma taxa i ;
- R_k : Receita no k -ésimo período;
- D_k : Despesa no k -ésimo período;
- i : Taxa Mínima de Atratividade (TMA);

- k: período;
- n: número total de anos da vida útil do projeto;

O projeto será viável economicamente se o VPL for positivo, caso contrário, o projeto não é atrativo economicamente. Quanto maior o VPL, mais economicamente viável o projeto é.

3.1.2.4 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A taxa interna de retorno é outro parâmetro que permite verificar a viabilidade econômica de um projeto. É a taxa de juros, desconto, que torna nulo o valor presente líquido. Para um melhor entendimento, a TIR é a taxa de remuneração de um capital investido.

O valor da TIR não pode ser encontrado algebricamente, portanto utiliza um modo iterativo para encontrá-lo com o auxílio do programa Microsoft Excel. O projeto será viável economicamente se a TIR for maior que a TMA, caso contrário não é viável. Quanto maior a TIR, mais economicamente viável o projeto é.

3.1.2.5 Tempo de Retorno de Investimento

O tempo de retorno de investimento determina quanto tempo levou para retornar totalmente o valor investido no projeto, é quando a receita acumulada é igual ao investimento total. Existem dois tipos de retorno: o simples e o descontado.

O tempo de retorno simples é calculado sobre o saldo acumulado, sem considerar uma taxa de juros, é igual ao instante do tempo em que o saldo acumulado do fluxo de caixa se torna zero. Por outro lado, o tempo de retorno descontado é calculado em cima do valor presente acumulado, é o instante do tempo em que o valor presente acumulado se iguala a zero. Nesta análise foi considerado o tempo de retorno descontado. Para que o projeto seja considerado viável, o tempo de retorno tem que ser menor que o tempo de sua vida útil, porém quanto menor o tempo de retorno, melhor é o investimento [CAMARGO, 1998].

3.1.2.6 Índice de Lucratividade

Compreende a relação entre o valor presente dos fluxos de caixa positivos e o valor presente dos fluxos de caixa negativos [SAMANEZ, 2002].

$$IL = \frac{VP(\text{Fluxos de Caixa Positivos})}{VP(\text{Fluxos de Caixa Negativos})} \quad (3.4)$$

Em que:

- IL: Índice de Lucratividade;
- VP(Fluxos de Caixa Positivos): soma dos valores positivos do fluxo de valor presente;
- VP(Fluxos de Caixa Negativos): soma dos valores negativos do fluxo de valor presente;

Esse índice indica o retorno apurado para cada R\$1,00 investido, em moeda atualizada pela taxa mínima de atratividade. Para investimentos feitos pelo governo, aceita-se um IL menor que 1,00, já que o governo não espera lucrar em seus investimentos.

3.1.2.7 Análise de Sensibilidade

Variações nos parâmetros de entradas acarretam em mudanças nos indicadores de viabilidade econômica, que são as saídas do fluxo de caixa. A análise de sensibilidade estuda o quanto um parâmetro de saída do fluxo de caixa é suscetível à variação de determinado parâmetro de entrada.

Alguns dos parâmetros de entrada utilizados na formação do fluxo de caixa, como a TMA e tarifa cobrada pela CEB podem variar ao longo do tempo. O investimento inicial nos projetos de sistemas fotovoltaicos também pode variar com o passar dos anos, assim como a degradação dos módulos fotovoltaicos.

A análise feita neste trabalho buscou averiguar a sensibilidade do VPL, da TIR, do tempo de retorno e do IL em relação às variações do investimento inicial, da tarifa cobrada pela CEB, da degradação dos módulos e da TMA. Foram realizadas as análises de sensibilidade listadas a seguir:

- VPL vs Investimento Inicial
- TIR vs Investimento Inicial
- Tempo de Retorno vs Investimento Inicial

- IL vs Investimento Inicial
- VPL vs Reajuste da Tarifa da Energia Elétrica
- TIR vs Reajuste da Tarifa da Energia Elétrica
- Tempo de Retorno vs Reajuste da Tarifa da Energia Elétrica
- IL vs Reajuste da Tarifa da Energia Elétrica
- VPL vs Degradação
- TIR vs Degradação
- IL vs Degradação
- VPL vs TMA
- Tempo de Retorno vs TMA
- IL vs TMA

3.2 MATERIAIS

Para auxiliar a realização do projeto e elaborar este estudo, alguns programas computacionais foram utilizados. Para realizar a modelagem 3D e realizar o estudo de sombreamento, foi utilizado o programa Sketch Up. Para cálculos de irradiação e potencia envolvendo módulos e inversores, foi utilizado o programa PVSyst. Para auxiliar na análise econômica, foi utilizado o programa Microsoft Excel. E por fim foi utilizado o programa AutoCad para a construção do diagrama elétrico.

3.2.1 Sketch up

O Sketch Up é um programa com interface amigável ao usuário que permite a criação de estruturas tridimensionais. O programa SketchUp foi utilizado na modelagem 3D do telhado selecionado para receber o arranjo FV.

A ferramenta Shadows, que permite analisar o sombreamento do telhado de acordo com a geolocalização informada e com os objetos modelados em 3D pelo usuário. Essa ferramenta permite observar as sombras da edificação para todas as horas, dias e meses do ano.

Com a extensão Skelion do programa também é possível visualizar como o arranjo ficaria disposto no telhado e analisar se o arranjo sugerido no dimensionamento é viável, dada as dimensões e posicionamento do telhado. Permite escolher o mesmo modelo de painel definido no dimensionamento do sistema e o espaçamento entre as fileiras de módulos para então dispô-los sobre a área do telhado selecionado.

3.2.2 PVSyst

O PVSyst permite o dimensionamento e simulação dos dados do sistema fotovoltaico, o programa conta com uma base de dados meteorológicos própria mas permite também a importação de outros arquivos climáticos, além de apresentar uma vasta gama de informações a cerca de módulos e inversores existentes no mercado.

3.2.3 Microsoft Excel

O Microsoft Excel é um programa de planilhas que permite o usuário trabalhar com operações matemáticas entre as células, construir gráficos e tabelas, além de muitas outras operações. Neste trabalho, o programa foi utilizado na análise econômica. Com ele foi elaborados os fluxos de caixa e partir destes, os indicadores de viabilidade, VPL, TIR e tempo de retorno.

O Microsoft Excel também foi bastante utilizado na análise de sensibilidade, pois facilita os cálculos já que os novos resultados já apareciam na tela do programa quase que instantaneamente após inserir novos valores de entrada. Além disso, todos os gráficos da análise de sensibilidade foram construídos no Microsoft Excel.

3.2.4 AutoCad

O programa AutoCad foi utilizado para elaborar os diagramas elétricos. É um programa robusto e apresenta comandos básicos de fácil aprendizagem, além de ser o mais utilizado por arquitetos e engenheiros por apresentar diversas funcionalidades.

4 RESULTADOS

Neste capítulo serão abordados os resultados das análises de viabilidade técnica e econômica para o estudo de caso realizado. Na análise técnica será apresentado os resultados da avaliação do recurso solar, os painéis e inversores fotovoltaicos escolhidos, a disposição do arranjo dos painéis, assim como o arranjo elétrico. Por fim, na análise econômica, será apresentado a estimativa do investimento inicial, a formação do fluxo de caixa, VPL, TIR, tempo de retorno, IL e análise de sensibilidade.

4.1 ANÁLISE TÉCNICA

4.1.1 Especificação do Projeto

Como já dito na seção 3.1.1.1, tendo como inspiração a chamada da ANEEL nº 001/2016 - Projeto Prioritário de Eficiência Energética e Estratégico de P&D: Eficiência Energética e Minigeração em Instituições Públicas de Educação Superior, a especificação desse estudo é projetar um sistema fotovoltaico com potência de aproximadamente 150 kWp de modo que há a possibilidade de visualização das placas fotovoltaicas pelas pessoas que transitam o edifício. A prioridade é colocar os módulos fotovoltaicos em um local visível pelas pessoas e depois nos locais menos visíveis, com o objetivo de alcançar os 150 kWp de potência desejada. Se não possuir área disponível o suficiente, o objetivo passa a ser projetar um sistema fotovoltaico com o máximo de potência que a área disponível permitir.

4.1.2 Levantamento de Dados

Inicialmente, foi realizada uma visita ao edifício público universitário FT, localizado no campus Darcy Ribeiro da Universidade de Brasília, para levantamento de informações pertinentes para o estudo em questão. O prédio possui no máximo dois andares, porém observa-se que, ao longo da edificação, a altura do mesmo não está em um mesmo nível, o que influenciará no estudo de sombreamento. A Figura 4.1 mostra o prédio que será alvo do estudo retirada com o auxílio do programa Google Earth.



Figura 4.1: Vista aérea da Faculdade de Tecnologia

Também com o auxílio do programa Google Earth é possível obter a latitude e longitude do local, que é, respectivamente, $15^{\circ}45'48.90''S$ e $47^{\circ}52'21.42''O$. A partir desses valores, já se pode obter a inclinação ideal que os módulos fotovoltaicos terão, que será de 15° , obtido pela latitude do local. Observa-se que o edifício possui muitas árvores em sua redondeza, o que será de grande influência na hora de determinar a área disponível para colocar os painéis fotovoltaicos.

4.1.3 Avaliação do Recurso Solar

Com o auxílio do programa PVSyst foram obtidas as informações referentes ao recurso solar do local de estudo, referentes ao banco de dados da Meteonorm. Infelizmente, o PVSyst não fornece dados exatos do local de estudo, mas fornece dados de Brasília, suficientes para a realização do projeto. A Tabela 4.1 nos mostra a média mensal da irradiação global por dia do local.

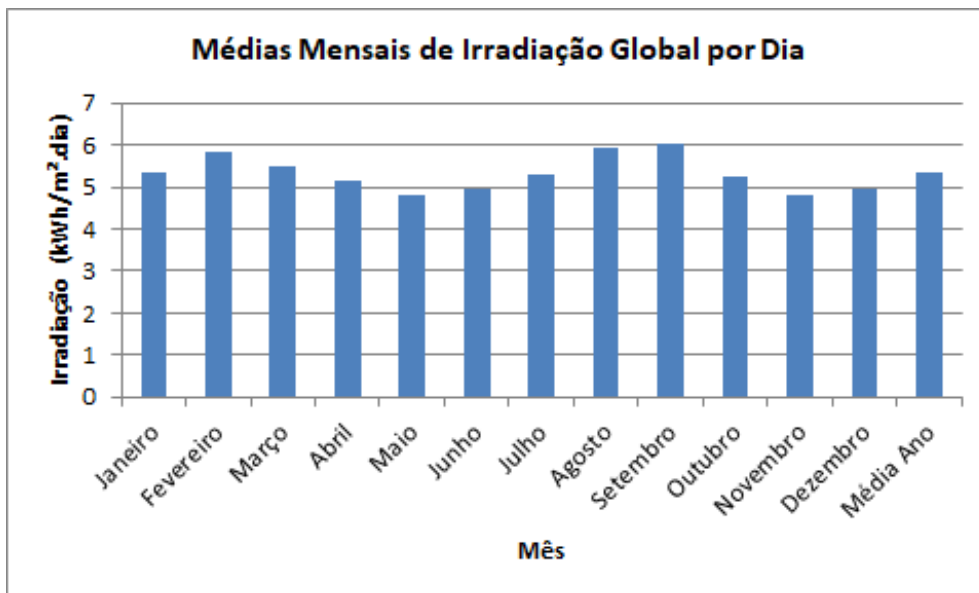


Tabela 4.1: Médias mensais de irradiação global por dia

Esses dados foram utilizados nos cálculos para determinar a quantidade de energia elétrica produzida pelo sistema fotovoltaico. Eles mostram também que Brasília é uma cidade privilegiada que recebe bons níveis de irradiação solar ao longo do ano, afirmando que Brasília é um ótimo local para se investir em sistemas fotovoltaicos. Percebe-se que os meses de agosto e setembro são os que apresentam as maiores médias por dia. Já as menores médias foram registradas nos meses de maio e novembro.

4.1.4 Modelagem 3D

Para melhor compreensão do projeto em estudo, realizou-se uma modelagem tridimensional do edifício que representa a Faculdade de Tecnologia da UnB, utilizando o programa SketchUp. A partir das visitas ao local e das plantas baixas chegou-se à modelagem 3D, como mostra a Figura 4.2.

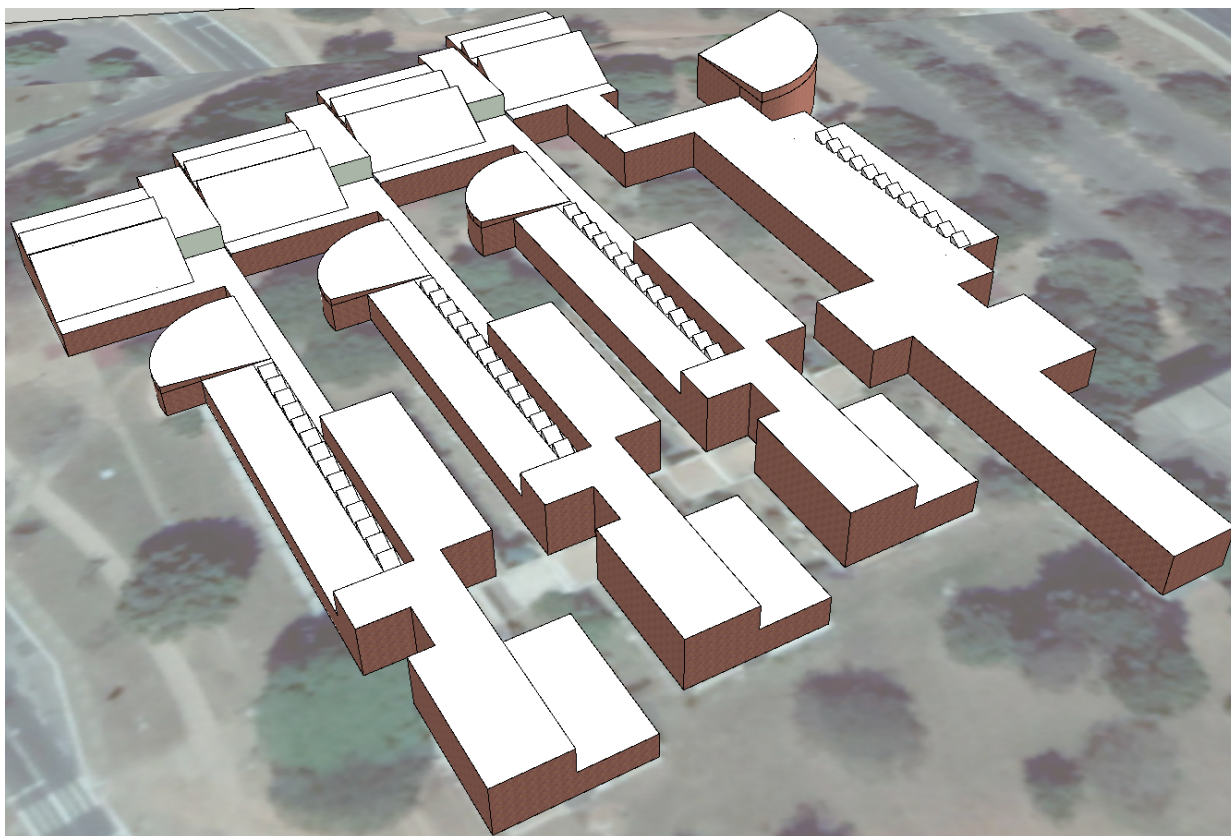


Figura 4.2: Modelagem 3D da Faculdade de Tecnologia

4.1.5 Estudo de Sombreamento

O estudo de sombreamento é importante para garantir que nas horas do dia com maior incidência de luz solar os módulos não estejam sombreados, o que afeta a eficiência do sistema como um todo. Através da informação das coordenadas geográficas e da modelagem 3D do edifício, o programa SketchUp é capaz de simular de forma precisa as sombras projetadas pelo Sol ao longo do ano.

A partir da modelagem 3D do edifício, observa-se que têm muita área disponível no telhado do edifício para colocar os módulos fotovoltaicos. Porém, tem que realizar um estudo de sombreamento para escolher a melhor localização do telhado para a implementação dos módulos fotovoltaicos, evitando-se partes que podem ser sombreadas ao longo do ano. Para isso, com o auxílio da ferramenta Shadows, do programa SketchUp, foi realizado o estudo de sombreamento. Os dias escolhidos para análise foram os dias críticos 21 de junho (solstício de inverno) e 21 de dezembro (solstício de verão). Os horários escolhidos foram 8:00 e 16:00, horários em que a radiação solar possui valores consideráveis. As Figuras 4.3, 4.4, 4.5 e 4.6 a seguir ilustram a simulação de sombreamento do prédio para esses dias e horários selecionados.

1. Solstício de Inverno - 21 de Junho

- 8:00



Figura 4.3: Estudo de sombreamento - 21 de Junho às 8:00

- 16:00

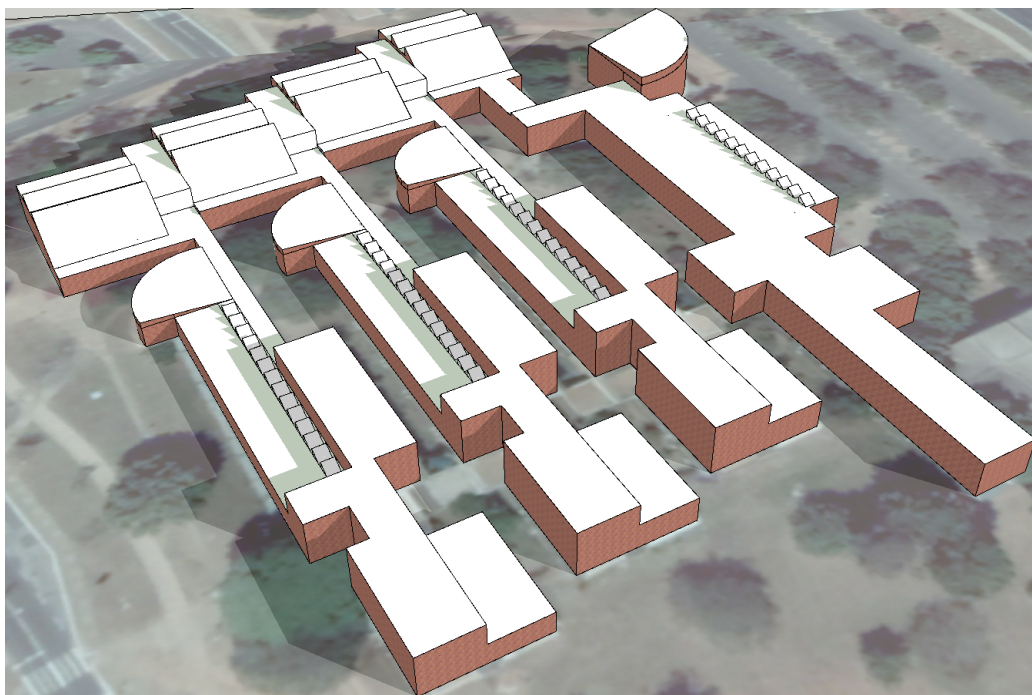


Figura 4.4: Estudo de sombreamento - 21 de Junho às 16:00

2. Solstício de Verão - 21 de Dezembro

- 8:00

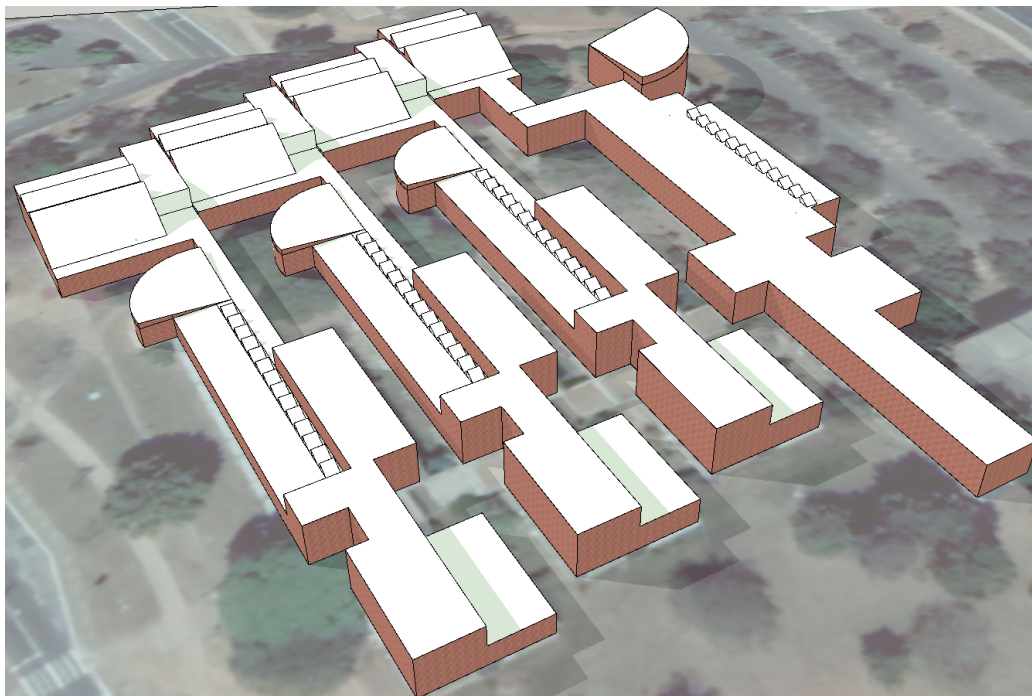


Figura 4.5: Estudo de sombreamento - 21 de Dezembro às 8:00

- 16:00

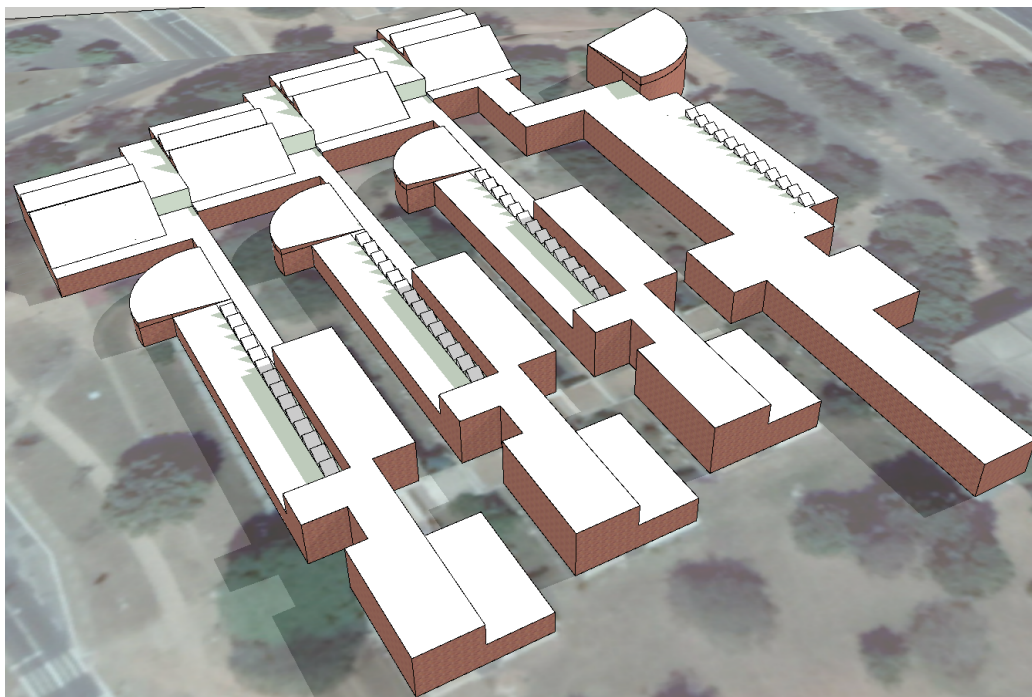


Figura 4.6: Estudo de sombreamento - 21 de Dezembro às 16:00

Pode-se observar das figuras acima que ao longo do ano existe um sombreamento considerável presente no telhado do edifício. Partes do telhado muito sombreadas pela própria estrutura serão desconsideradas para se instalar os módulos fotovoltaicos.

É importante também fazer o estudo de sombreamento que as sombras das árvores fazem sobre o edifício, observando a Figura 4.7 percebe-se que existe muitas árvores ao redor da FT. Somando os estudos de sombreamento dos horários críticos realizado com o auxílio do PVSyst e eliminando as partes do telhado na qual existe árvores na proximidade, chega-se na área disponível para a implementação dos módulos fotovoltaicos descrito na seção 4.1.6.



Figura 4.7: Vista aérea da Faculdade de Tecnologia

Por limitação de poder computacional, a análise de sombreamento das sombras ocasionado pelas árvores foi realizado por proximidade e eliminação, ou seja, caso haja árvore muito próximo de telhado, essa região está eliminada como área boa disponível para alocar os módulos fotovoltaicos. Infelizmente, é um método muito pessoal, que pode variar de resultado dependendo do projetista. Entretanto, cumpre com os objetivo desejado para esta parte do trabalho. Ao final do trabalho, será sugerido uma melhor maneira de realizar o estudo de sombreamento das sombras causado pelas árvores como ideia futura para melhorar este estudo.

4.1.6 Área Disponível

Observando a Figura 4.8, percebe-se que há pouca área disponível sem muita influência de sombreamento, na qual a cor verde representa uma área ótima para instalar os módulos fotovoltaicos, a cor amarela representa uma área razoável e a cor vermelha representa uma área ruim. Para se chegar à conclusão de que apenas a área representada pela cor verde é ótima para a implementação dos módulos fotovoltaicos, foram feitas algumas suposições.

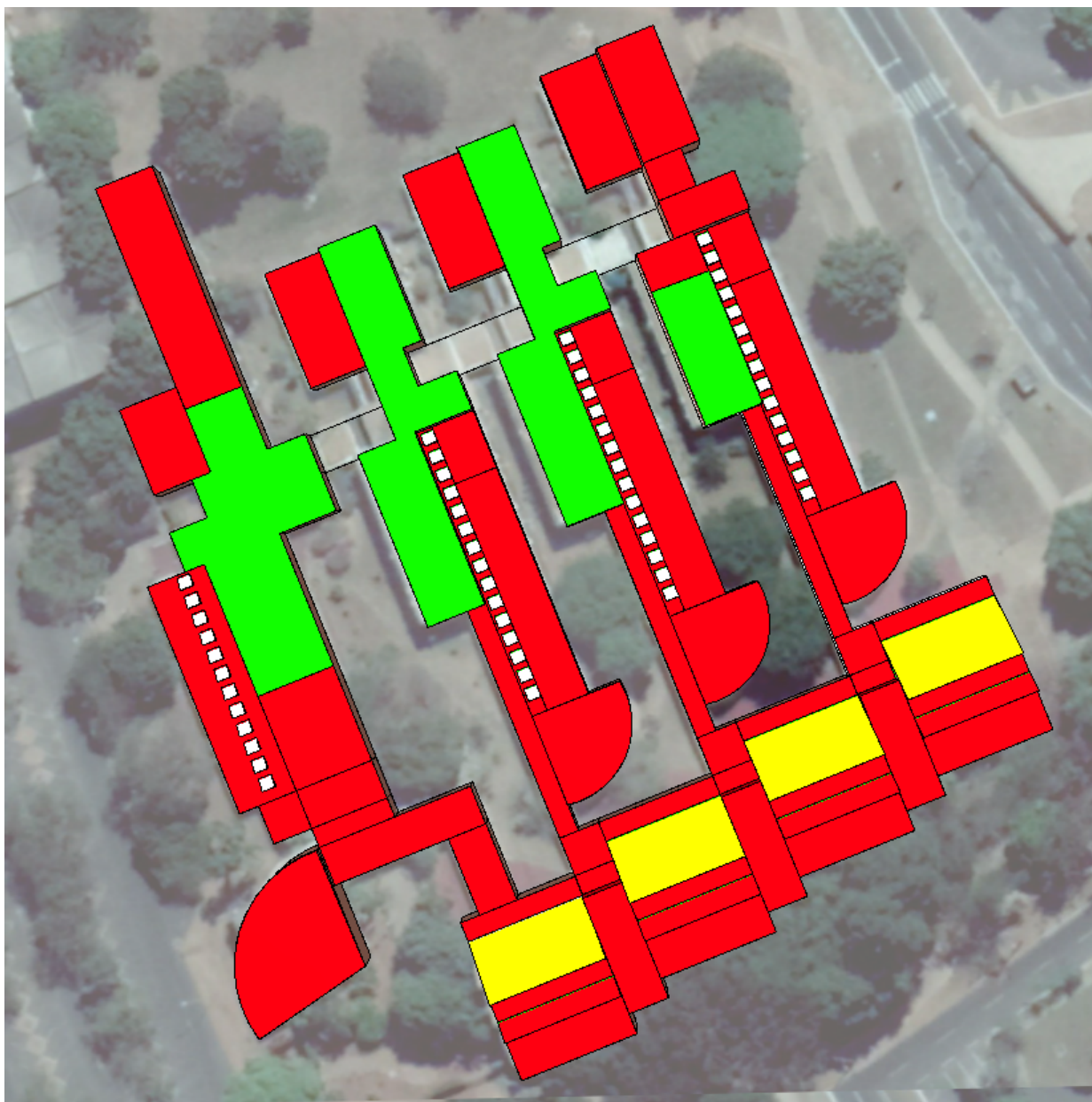


Figura 4.8: Resultado do estudo de sombreamento

Foi considerada uma área ruim, cor vermelha, para colocar os módulos fotovoltaicos, partes do telhado que

possuem árvores ao redor ou, a partir do estudo de sombreamento feito com auxílio do programa PVSyst, partes do telhado sombreadas pela própria estrutura do edifício. A parte verde foi considerado uma boa área porque não sofre nenhuma influência de sombreamento e, por ser uma área plana, os painéis fotovoltaicos podem ser colocados nos ângulos ideais para uma maior eficiência. A parte verde representa uma área total de 1809 m². Já a parte amarela foi considerada razoável porque o ângulo de inclinação dessa parte é de 30°, maior do que o ângulo ideal de inclinação desejado dos painéis de 15°, tendo, assim, uma perda de eficiência. A parte amarela representa uma área total de 720 m².

Portanto, apenas as áreas representadas pelas cores verde e amarela serão utilizadas para colocar os módulos fotovoltaicos. Analisando apenas essas duas áreas, percebe-se que a área amarela é a única na qual os módulos podem ser visualizados pelas pessoas, conforme a Figura 4.9. Logo a área amarela terá prioridade para se colocar os painéis fotovoltaicos e depois a área verde .



Figura 4.9: Área que possibilita a visualização dos módulos fotovoltaicos

4.1.7 Escolha do Painel Fotovoltaico

Para o estudo de caso foi selecionado o módulo fotovoltaico policristalino CS6K-280P, fabricado pela Canadian Solar. A tabela apresenta as especificações desse modelo fornecidos pelo fabricante em condições STC (Standard Test Conditions), ou seja, os testes foram feitos submetendo os módulos a um radiação de 1000 W/m², temperatura de 25 °C e uma massa de ar (AM) de 1,5.

Propriedades	Valor
Potência Máxima (Pmax)	280 Wp
Tensão de Máxima Potência (Vmp)	31,3 V
Corrente de Máxima Potência (Imp)	8,95 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	38,2 V
Corrente de Curto Circuito (Isc)	9,52 A
Dimensão	1650 x 992 x 40 mm
Peso	18,2 Kg
Eficiência Nominal	17,11%
NMOT	43 ± 2 °C

Tabela 4.2: Dados técnicos do módulo fotovoltaico CS6K-280P

Este módulo foi escolhido por apresentar uma potência máxima alta e, comparado com outros módulos de outras fabricantes com a mesma potência máxima, tem uma eficiência maior. O módulo tem um tempo de vida esperado de 25 anos com uma degradação anual média da eficiência de 0,7%. O módulo opera com uma temperatura NMOT (Nominal Module Operating Temperature) de 43 °C, uma temperatura perfeitamente adequada às condições climáticas de Brasília.

4.1.8 Estudo da Distribuição dos Painéis

Para um estudo mais aprofundado e de fácil entendimento da distribuição dos painéis fotovoltaicos, dividiu-se a FT em 5 partes conforme a Figura 4.10: corredor da elétrica, corredor da civil, corredor da mecânica, corredor da direção e a parte onde será escrito, utilizando os módulos fotovoltaicos, as letras da sigla UnB e o símbolo da FT.

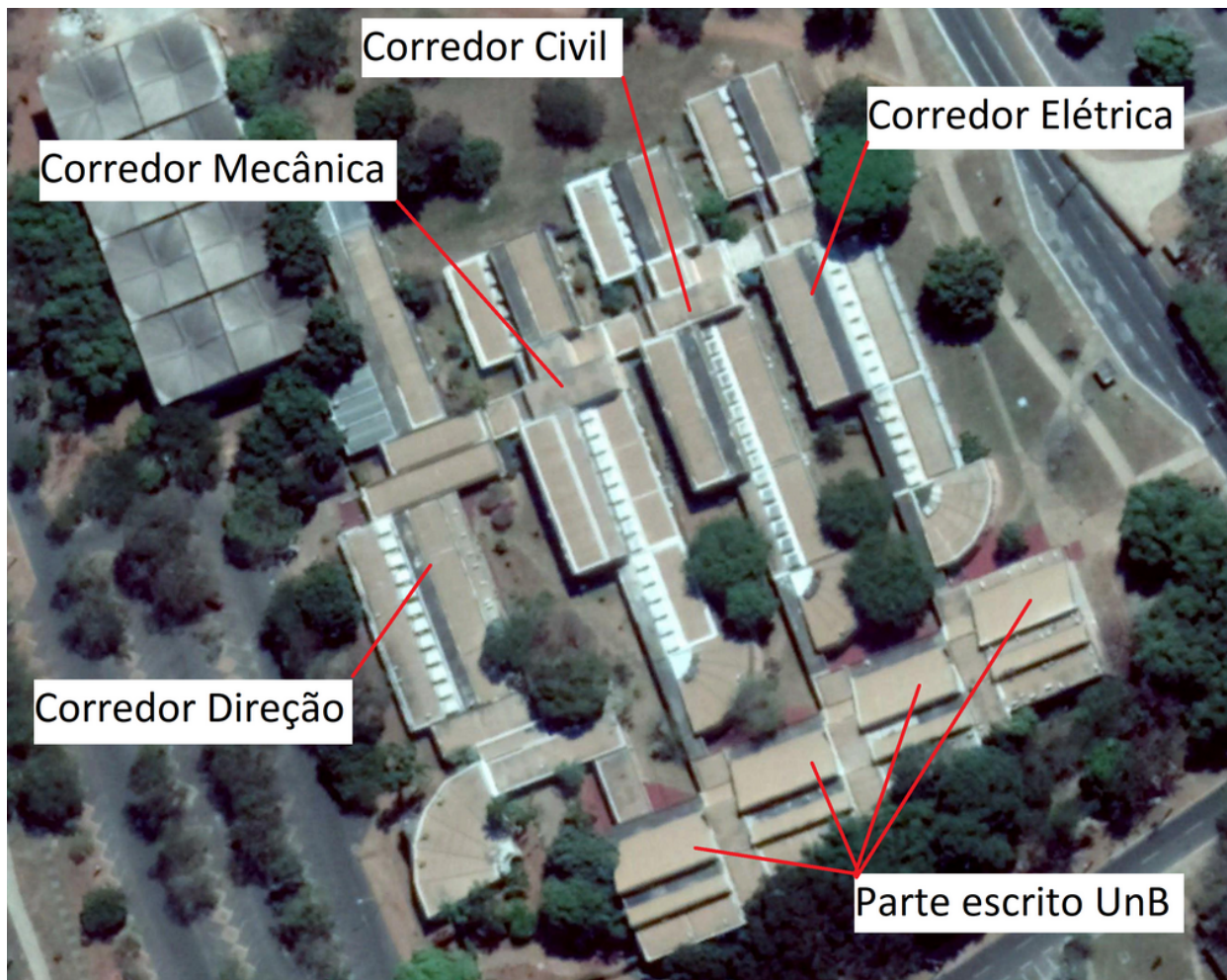


Figura 4.10: Divisão em partes da Faculdade de Tecnologia

No estudo em questão, a FT não está totalmente direcionada para o norte geográfico. Utilizando o Google Earth e a localização do prédio, com latitude de $15^{\circ}45'48.90''$ Sul e longitude de $47^{\circ}52'21.42''$ Oeste, foi obtido a Figura 4.11. Nela, observa-se que o prédio está orientado em um ângulo de 338° (-22°), ou seja, caso os módulos fotovoltaicos sejam orientados em um ângulo azimutal de 338° , na orientação do prédio, haverá uma perda de eficiência, já que os mesmos não estarão orientados no ângulo ideal de 0° , norte geográfico.



Figura 4.11: Orientação da Faculdade de Tecnologia em relação ao norte geográfico

Para a distribuição dos painéis fotovoltaicos foi utilizado a ferramenta Skelion do programa SketchUp. Primeiramente, o objetivo é colocar os módulos de modo a ser possível a visualização delas pelas pessoas que transitam a FT e depois colocar os módulos em lugares menos visíveis de modo a completar os 150 kWp de potência instalada desejada.

A parte amarela possui uma área total de 720 m², porém o telhado tem um o ângulo de inclinação de 30°, maior que o ângulo de inclinação ideal de 15° que deseja-se que os módulos fotovoltaicos tenham. Logo decidiu-se colocar a maioria dos painéis fotovoltaicos na área verde, já que nela é possível colocar os módulos nos ângulos ideais de modo a ter uma maior eficiência. Entretanto, a área amarela é a única na qual os módulos fotovoltaicos podem ser visualizados pelas pessoas. Logo, como forma de conscientização da comunidade acadêmica acerca de questões sobre a energia solar fotovoltaica e sustentabilidade, foi idealizado escrever, a partir de módulos fotovoltaicos, na parte representada pela cor amarela, as letras da

sigla Unb e o símbolo da FT, conforme a Figura 4.12. Dessa forma, consegue-se cumprir com o objetivo de conscientizar as pessoas, utilizando poucos módulos fotovoltaicos, amenizando a perda de eficiência por colocar os módulos na área amarela. Com os módulos fotovoltaicos dispostos dessa maneira, a atenção das pessoas será mais atraída e pessoas que nunca viram um painel fotovoltaico poderão visualizar os módulos. Esse arranjo com as siglas da Unb e símbolo da FT utilizou apenas 66 módulos fotovoltaicos.

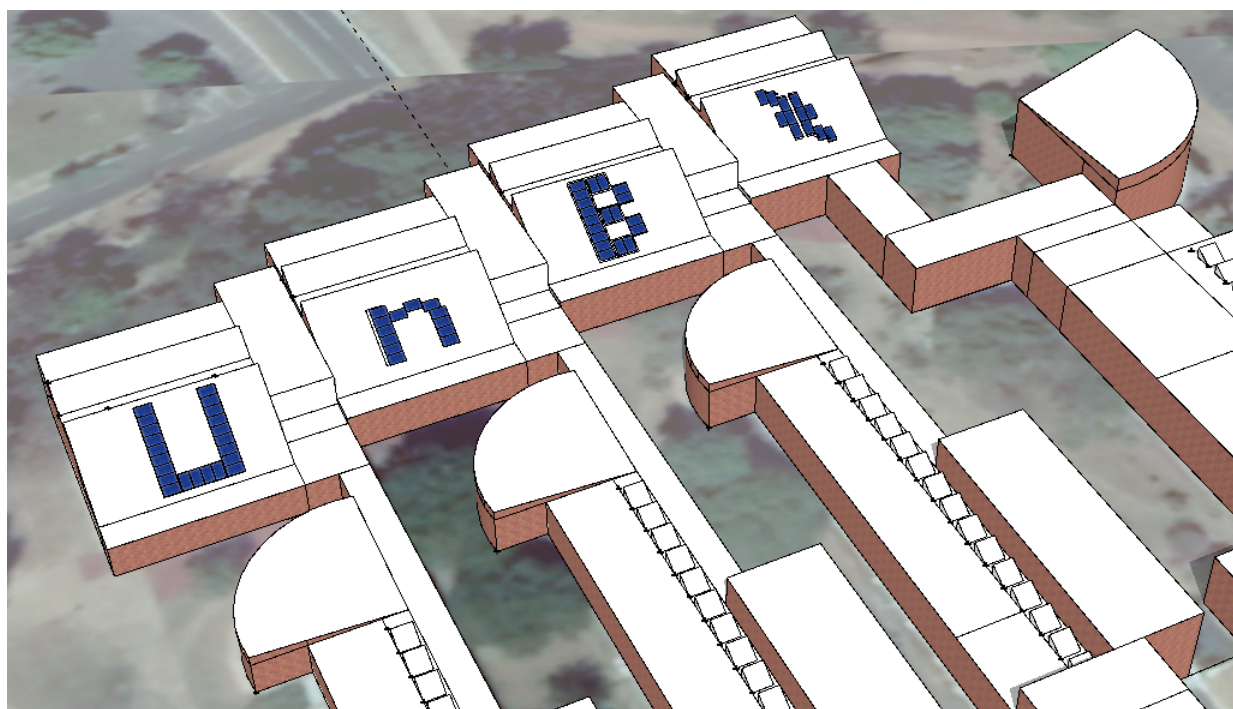


Figura 4.12: Disposição dos painéis na área amarela

Com o auxílio do programa PVSyst, calculou-se a quantidade de energia gerada anualmente por esse arranjo, conforme a Tabela 4.3. Observa-se que a energia anual gerada por esse arranjo é de 31,86 MWh/ano e possui uma potência nominal instalada de apenas 18,48 kWp. Logo, o próximo passo é projetar um sistema fotovoltaico de aproximadamente 130 kWp de potência nominal que será instalada na área verde.

Parte FT	Quantidade de Painéis	Potência Nominal Instalada (kWp)	Energia Anual Gerada (MWh/ano)	Energia Anual Gerada por Painel (kWh/ano)
Escrito UnB/FT	66	18,48	31,86	482,727

Tabela 4.3: Geração fotovoltaica para a parte escrito Unb/FT

A parte verde possui uma área total de 1809 m² e é totalmente plana, logo sendo possível colocar os painéis fotovoltaicos nos seu ângulos ideais para uma maior eficiência. Primeiramente será estudado dois casos: o primeiro caso é com os módulos com ângulo azimutal de 0°, direcionados para o norte geográfico, e com

um ângulo de inclinação de 15° , o que seria o ideal para uma maior eficiência; e o segundo caso com os módulos com um ângulo azimutal de 338° , direcionados na orientação do edifício, e com um ângulo de inclinação de 15° . Em ambos os casos será utilizada toda a área verde disponível.

É importante fazer aqui também um cálculo para saber a distância ideal entre os painéis dado que o telhado é plano, isso influencia na eficiência do sistema visto que um módulo pode sombrear o módulo imediatamente atrás dele. Utilizando as Equações 3.1 e 3.2 chegou-se numa distância de 1,87 m para D. Como existe bastante área disponível, foi escolhido uma distância de 2 metros entre os painéis, visto que tem bastante área disponível para distribuir os módulos, ganhando assim em eficiência.

O primeiro caso, conforme a Figura 4.13, demonstra como ficaria o arranjo dos módulo fotovoltaico direcionados ao norte geográfico (0°). Utilizando toda a área verde disponível, foi possível posicionar um total de 399 módulos fotovoltaicos direcionados ao norte geográfico. A vantagem desse arranjo é que os módulos estão na posição ideal, com uma melhor eficiência. Porém, observa-se como desvantagem que não cabe tantos módulos fotovoltaicos quanto se os módulos estivessem direcionados na orientação do edifício.

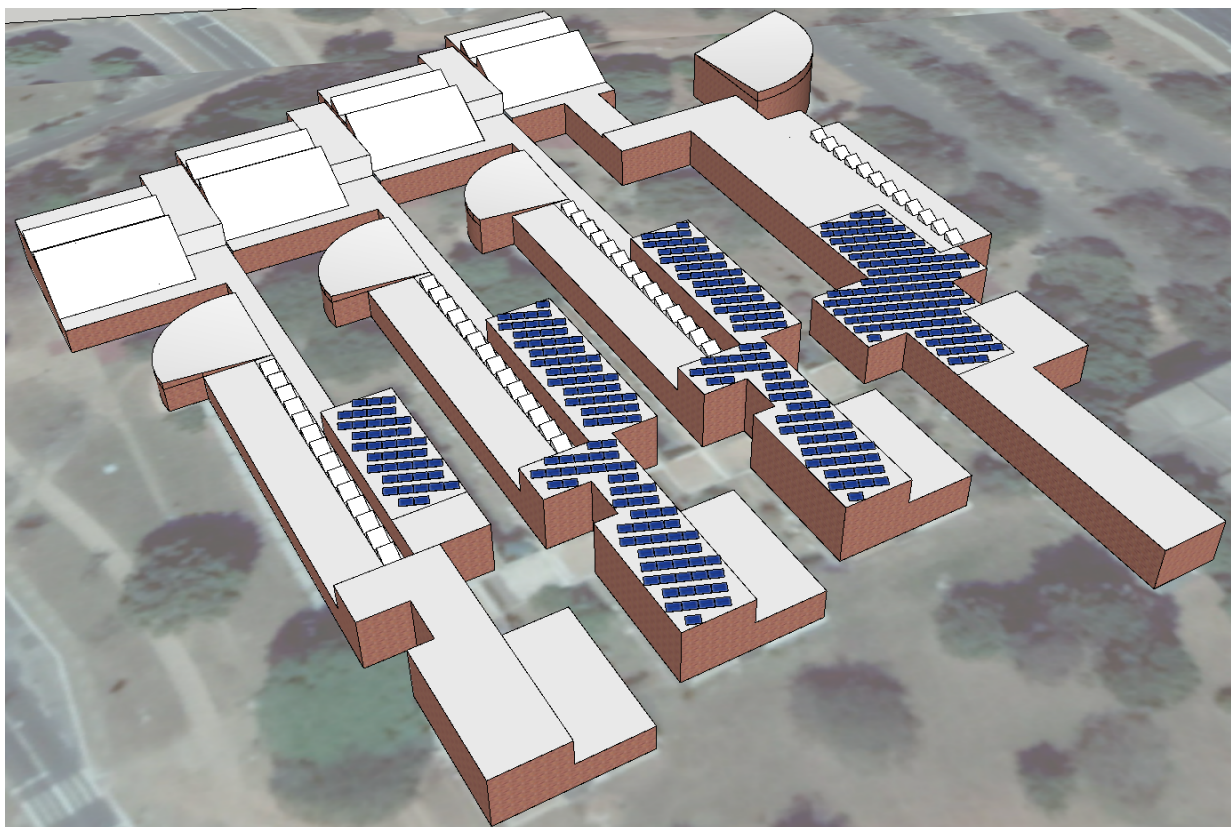


Figura 4.13: Disposição dos painéis na área verde - caso 1

O segundo caso, conforme as Figuras 4.14, demonstra como ficaria o arranjo dos módulo fotovoltaico dire-

cionados na orientação do edifício (338°). Utilizando toda a área verde disponível, foi possível posicionar um total de 482 módulos fotovoltaicos direcionados na orientação do edifício. A vantagem desse arranjo é que é possível colocar a maior quantidade possível de módulos, utilizando de forma mais eficiente a área disponível. Porém, observa-se como desvantagem a eficiência comprometida, já que os módulos não estão direcionados para a direção ideal, o norte geográfico.

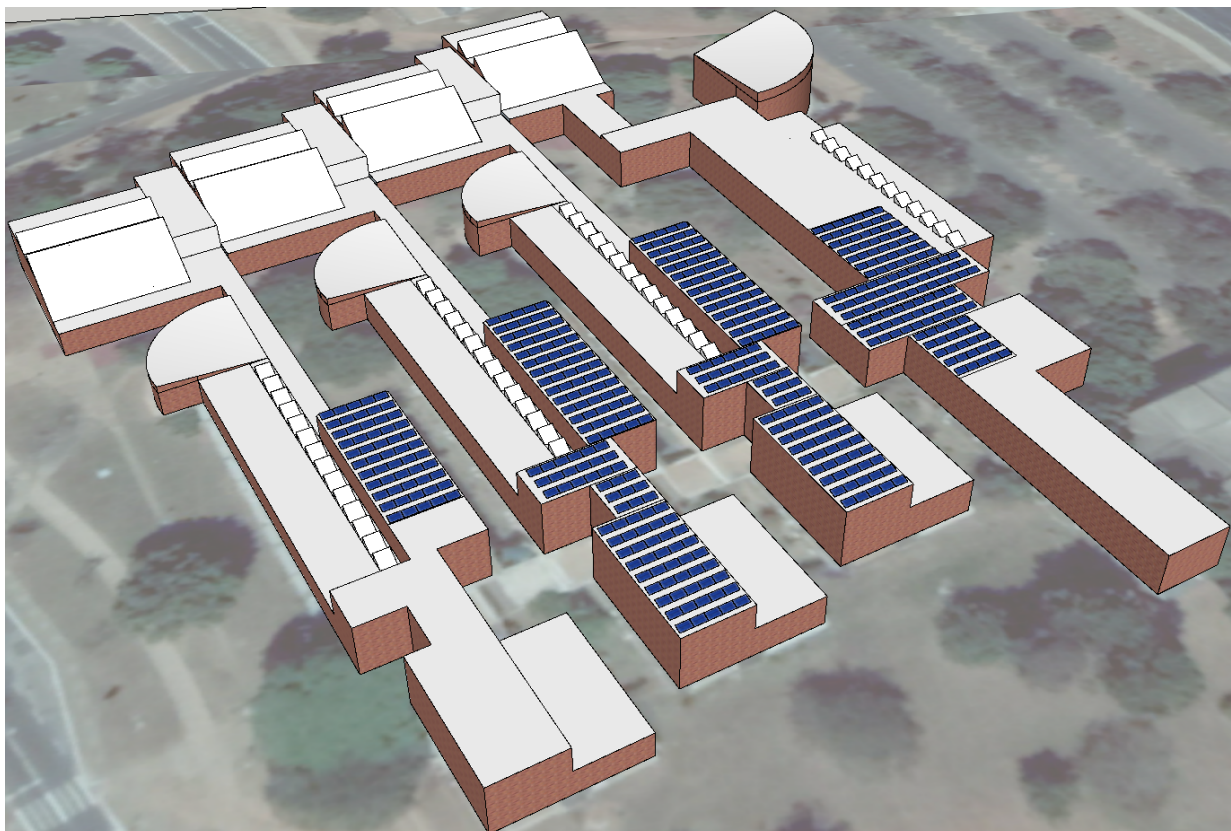


Figura 4.14: Disposição dos painéis na área verde - caso 2

Com o auxílio do programa PVSyst é possível encontrar quanto de energia elétrica é gerada pelo sistema fotovoltaico em cada caso, conforme descrito na Tabela 4.4. Observa-se que a eficiência do caso 1 é maior do que do caso 2, conforme o esperado, já que os módulos estão direcionados para a orientação ideal. Observa-se também que a energia anual gerada do caso 1 é menor, já que são 83 módulos fotovoltaicos a menos instalados. Entretanto, para se completar os 150 kWp desejados de potência nominal, o caso 2 foi o que chegou mais próximo do objetivo de 130 kWp de potência nominal.

Caso	Tipo de Instalação	Parte FT	Quantidade de Painéis	Quantidade Total de Painéis	Potência Nominal Instalada (kWp)	Energia Anual Gerada (MWh/ano)	Energia Anual Gerada por Painel (kWh/ano)
1	Norte Geográfico	Corredor Elétrica	41	399	111,72	194,07	496,39
		Corredor Civil	113				
		Corredor Mecânica	113				
		Corredor Direção	132				
2	Orientação do Telhado	Corredor Elétrica	55	482	134,96	230,63	478,485
		Corredor Civil	142				
		Corredor Mecânica	142				
		Corredor Direção	143				

Tabela 4.4: Geração fotovoltaica para os caso 1 e caso 2

Logo, já é possível escolher qual dos casos será implementado. Mesmo que o caso 1 tenha 3,74% a mais de eficiência por painel, o caso 2 tem 18,84% a mais de geração anual de energia e é o que chega mais perto para se completar os 150 kWp de potência nominal desejada. Portanto o segundo caso será escolhido para ser implementado. Vale ressaltar que, se não fosse o objetivo de se projetar um sistema fotovoltaico com 150 kWp de potência nominal, o caso 1 seria escolhido por apresentar uma melhor eficiência.

Portanto, o arranjo final do sistema fotovoltaico sera o conjunto do caso 2 com a parte em que foi escrito Unb/FT, conforme a Figura 4.15.

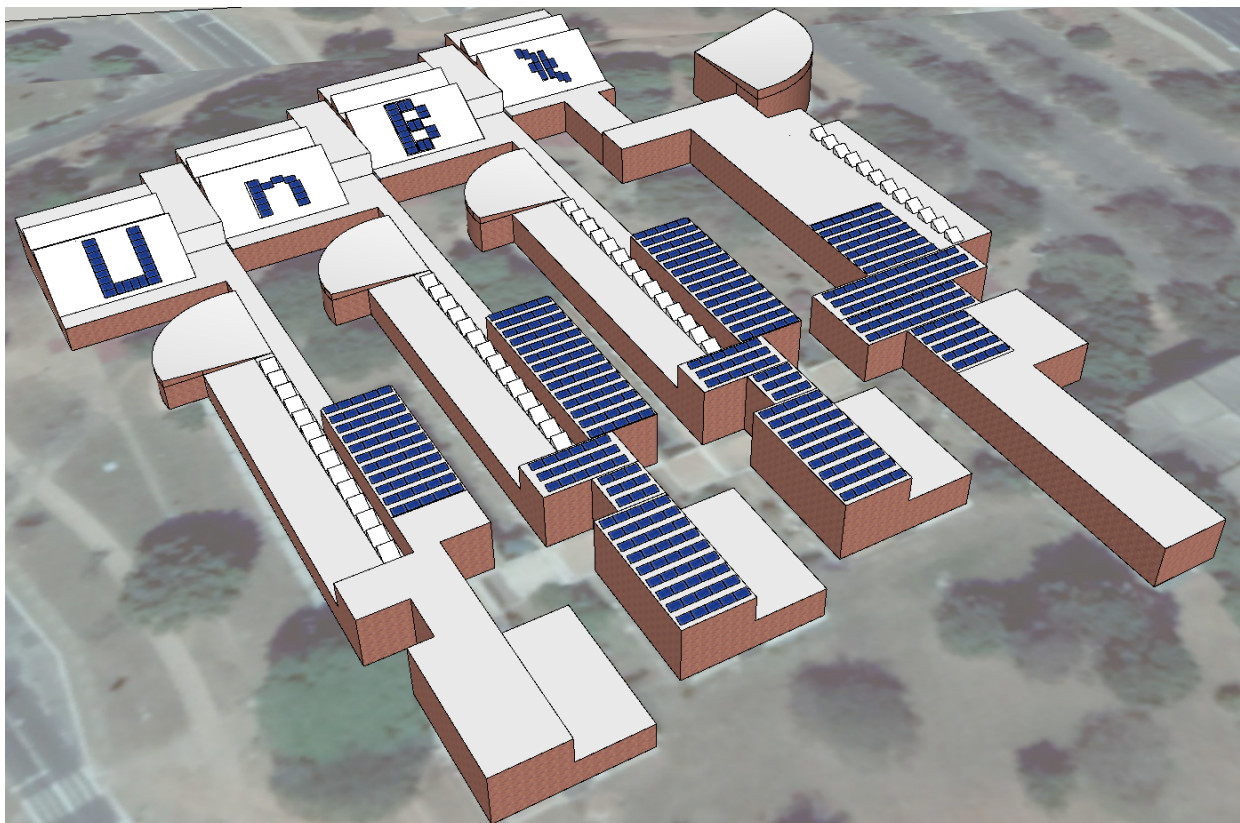


Figura 4.15: Disposição dos painéis do sistema fotovoltaico definitivo

Somando-se as simulação do PVSyst da primeira parte, com as letras da sigla Unb e o símbolo da FT, com o caso 2, chega-se ao valor de conforme a Tabela 4.5.

Tipo de Instalação	Quantidade de Painéis	Potência Nominal Instalada (kWp)	Energia Anual Gerada (MWh/ano)	Energia Anual Gerada por Painel (kWh/ano)
Arranjo Final	548	153,44	262,49	478,996

Tabela 4.5: Geração fotovoltaica do sistema fotovoltaico definitivo

O arranjo final terá um total de 548 painel com uma potência nominal de 153,55 kWp, com uma geração anual de energia de 262,48 MWh/ano. Observa-se que os objetivos de projetar um sistema com os módulos fotovoltaicos distribuídos de maneira a ser possível sua visualização pelas pessoas e com, aproximadamente, 150 kWp de potência nominal foram cumpridas.

4.1.9 Escolha do Inversor Fotovoltaico

Como os painéis fotovoltaicos geram energia em corrente contínua (CC), logo é essencial o uso de inversores para converter essa corrente para corrente alternada (CA) para que possa ser injetada na rede elétrica. Para o estudo de caso foi selecionado o inversor fotovoltaico Symo 15.0-3, fabricado pela Fronius. A tabela apresenta as especificações desse modelo fornecidos pelo fabricante.

Propriedades	Valor
Entrada	
Tensão Máxima de Entrada	1000 V
Faixa de Voltagem do SPMP	320 Vcc - 800Vcc
Tensão Mínima de Entrada	200 V
Corrente Máxima de Entrada (SPMP1/SPMP2)	33 A / 27 A
Saída	
Potência Nominal de Saída	15000 W
Tensão de Saída (Faixa)	400 V/ 230V ou 380 V/ 220 V
Frequência de Saída	60 Hz
Corrente Máxima de Saída	23,9 A
Outras Características	
Eficiência Máxima	98,00%
Consumo Interno (Noite)	< 1 W
Temperatura de Operação	-25 °C a +60 °C
Dimensão	725 x 510 x 225 mm
Peso	43.4 kg

Tabela 4.6: Dados técnicos do inversor Fornius Symo 15.0-3

Para o sistema fotovoltaico escolheu-se inversores grid-tie, que trabalham em sincronia com a rede elé-

trica. Alguns dos fatores determinantes para a escolha do inversor foram a confiabilidade do fabricante e a garantia do inversor.

O próximo passo agora é determinar a distribuição dos inversores e sua localização. Já que na maior parte do tempo os painéis operam com potências menores do que a especificada, é comum escolher um inversor com potência nominal menor que a do sistema fotovoltaico, com um fator de dimensionamento variando entre 0,75 e 0.85. O inversor escolhido para o sistema fotovoltaico tem potência nominal igual a 15kW e sua distribuição está descrita da Tabela 4.7.

Parte FT	Quantidade de Painéis	Potência Nominal Instalada (kWp)	Quantidade de Inversores	Quantidade Total de Inversores
Corredor Elétrica	55	15,4	1	8
Corredor Civil	142	39,76	2	
Corredor Mecânica	142	39,76	2	
Corredor Direção	143	40,04	2	
Parte Escrito UnB/FT	66	18,48	1	

Tabela 4.7: Distribuição dos inversores nas partes da FT

Aqui poderia ter sido escolhido apenas um inversor com potência nominal de aproximadamente 150 kW, porém decidiu-se optar por 8 inversores de 15 kW de potência nominal porque não se sabe a maneira na qual será feito o investimento nesse sistema fotovoltaico. Dessa maneira, caso seja disponibilizado apenas parte do capital necessário para implementar totalmente esse sistema fotovoltaico, é possível fazer a instalação de forma modular, ou seja, é possível instalar apenas a parte do sistema fotovoltaico referente as letras da sigla Unb e o símbolo da FT ou qualquer uma das outras partes. Também, como a FT é um prédio que ocupa uma grande área, conectar todas as placas fotovoltaicas entre si com cabos seria muito difícil e um gasto a mais, caso se utiliza-se apenas um inversor com potência nominal de 150 kW. Além de que, se o inversor de 150 kW estragar, todo o sistema fotovoltaico pararia de funcionar, mas com 8 inversores, se algum inversor vier a estragar, ainda parte do sistema fotovoltaica funcionaria.

Observa-se também que, para as partes do corredores da civil, da mecânica e da direção, poderia ter sido escolhido um inversor com potência nominal de aproximadamente 40 kW para cada parte, porém, para facilitar o cálculo do investimento inicial e facilitar o estoque reserva, caso necessite de manutenção, foi decidido ter vários inversores de mesmo valor. Dessa forma, caso algum inversor venha a quebrar, a manutenção é mais rápida.

Como o inversor escolhido possui 2 SPMP, a Tabela 4.8 mostra como os painéis ficarão divididos em cada SPMP. Observa-se que os níveis máximos de tensão e de corrente dos arranjos não são maiores do que aqueles suportados pelo inversor. Os valores de máxima tensão e máxima corrente são, respectivamente, diretamente proporcionais a quantidade de painéis em série e em paralelo. Para se encontrar o valor de máxima tensão do arranjo, pega-se o valor de tensão de circuito aberto (Voc) do módulo FV nos dados técnicos e multiplica pela quantidade de painéis em série. Para se encontrar o valor de máxima corrente do arranjo, pega-se o valor de corrente de curto circuito (Isc) do módulo FV nos dados técnicos e multiplica pela quantidade de strings.

Parte FT	Quantidade de Inversores	SPMP1		Tensão Arranjo Máxima	Corrente Arranjo Máxima	SPMP2		Tensão Arranjo Máxima	Corrente Arranjo Máxima
		Painéis				Painéis			
		String	Série			String	Série		
Corredor Elétrica	1	2	18	687,6 V	19,04 A	1	19	725,8 V	9,52 A
Corredor Civil	2	2	21	802,2 V	19,04 A	2	15	573 V	19,04 A
Corredor Mecânica	2	2	21	802,2 V	19,04 A	2	15	573 V	19,04 A
Corredor Direção	2	2	21	802,2 V	19,04 A	2	15	573 V	19,04 A
Parte Escrito UnB/FT	1	2	19	725,8 V	19,04 A	2	14	534,8	19,04 A

Tabela 4.8: Distribuição dos painéis FV em string, em série e respectivos valores de máxima corrente e tensão

Falta agora um local para se instalar os inversores. Decidiu-se colocar todos os inversores juntos, em um mesmo local, para facilitar o manuseio e manutenções caso necessário e porque os mesmos ficarão do lado do transformador. A Figura 4.16 indica o local da sala do transformador e do QGBT da FT. Percebe-se que a sala fica um tanto distante de onde os módulos fotovoltaicos ficarão, dessa forma terá certa perda ôhmica no cabeamento por conta da corrente contínua, porém a perda ôhmica por conta da corrente alternada, depois do inversor, será mínima, visto que os inversores estão perto do QGBT e do transformador.

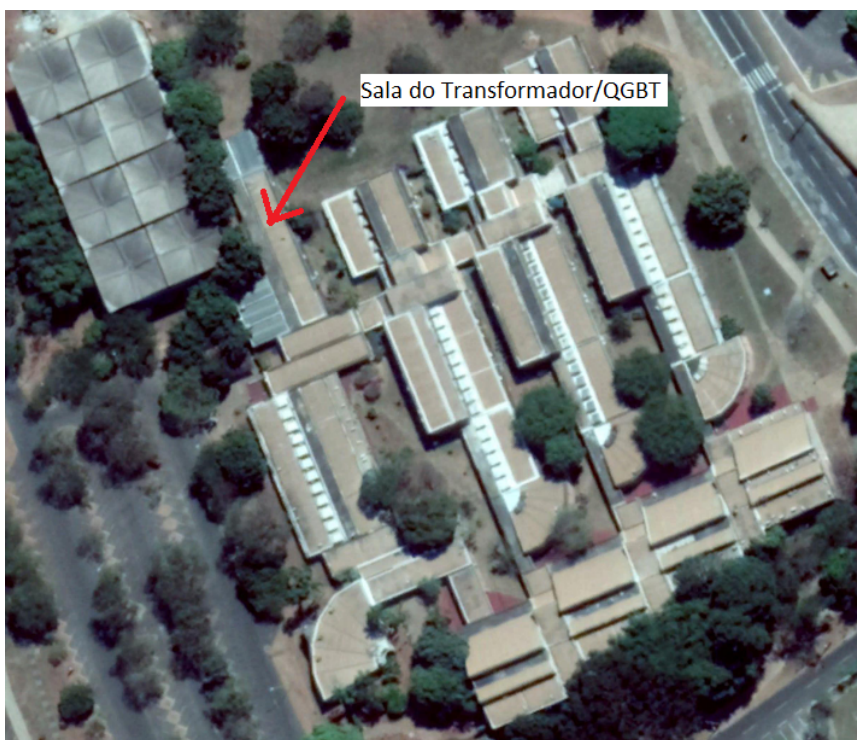


Figura 4.16: Localização da sala do transformador e do qgbt

Nesta sala, conforme a Figura 4.17, há área suficiente para se colocar os 8 inversores. Observa-se que essa sala possui uma péssima manutenção e falta de equipamentos de segurança. Não existe uma grade isolando o transformador e há muito sujeira presente.



Figura 4.17: Sala do transformador e do qgbt

4.1.10 Estimativa de Perdas

Conforme a Tabela 4.9, valores escolhidos de perdas foram os valores padrões que o PVSyst utiliza para fazer as simulações. O único valor escolhido foi o referente à perda térmica, de 29 W/m².K, visto que há livre circulação de ar por trás dos módulos fotovoltaicos, que mostrou uma perda de aproximadamente de 7,3%. Percebe-se que o valor referente à perda ôhmica é de apenas 1,5%. Logo, para o dimensionamento do condutor pelo método da queda de tensão, será utilizado o valor de 1,5% de queda de tensão máxima tanto para o lado CC, antes do inversor, quanto para o lado CA, depois do inversor.

Perdas	
Térmicas	29 W/m ² .K
Ôhmicas	1,5%
Incompatibilidade	2,5%
LID	2,0%
Sujeira	5,0%
IAM	2,1%
Qualidade dos Módulos	0,5%

Tabela 4.9: Parâmetros para cálculo de perdas

4.1.11 Projeto Elétrico

Para se realizar corretamente o projeto elétrico, utiliza-se as NBR 5410 e as normas da CEB (NTD 6.05, NTD 6.09) para tal. Inicialmente deve-se encontrar a seção do condutor e depois os dispositivos de proteção, como os disjuntores e os fusíveis. Os condutores devem ser calculados para a conexão entre os módulos fotovoltaicos, entre o arranjo dos módulos fotovoltaico e inversor e entre inversor e QGBT.

Para se determinar os condutores, serão utilizados dois métodos, o método da capacidade de corrente e o método da queda de tensão. Após realizado ambos métodos, escolhe-se aquele que apresentar como resultado o condutor com maior área transversal. E escolhe-se um condutor com área transversal com valor comercial.

Para o dimensionamento dos condutores pelo método da capacidade de corrente, deve-se determinar a corrente de projeto que leva em consideração a corrente de curto-circuito de cada caixa de junção. A partir dos dados técnicos do módulo fotovoltaico escolhido, tem-se a corrente de curto-circuito que é diretamente proporcional a quantidade de módulos em paralelo. Com os dados técnicos do módulo Canadian CS6K-280P, tem-se uma corrente de curto-circuito de 9,52 A, permanecendo o mesmo independentemente da

quantidade de painéis fotovoltaico em série. Como a quantidade máxima é de 2 conjuntos de painéis fotovoltaicos em paralelo, a corrente de curto-circuito nesses casos é de 19,04 A.

O método de instalação considerado foi o F (cabos unipolares afastados da parede mais de 0,3 vezes o diâmetro do cabo). Para se determinar o coeficiente de correção equivalente (K_{eq}), utilizou-se um valor de 0,87 para o coeficiente de correção de temperatura (k_1), referente a um temperatura ambiente de 45°C, e um valor de 0,87 para o coeficiente em função do número de eletrodutos ao ar livre (k_3). Os coeficientes referentes ao agrupamento de circuitos ou cabos multipolares (k_2) e em função do número de eletrodutos enterrados ou embutidos (k_4) tiveram um valor de 1. Resultando em um valor de 0,7569 para K_{eq} , referente à multiplicação de k_1 , k_2 , k_3 e k_4 .

Para o dimensionamento dos condutores pelo método da queda de tensão, deve-se determinar a tensão máxima que é diretamente proporcional a quantidade de módulos em série. Com os dados técnicos do módulo Canadian CS6K-280P, tem-se uma tensão de curto-circuito de 38,2 V, permanecendo o mesmo independentemente da quantidade de painéis fotovoltaico em paralelo. Utilizou-se um valor de 1,5% para a queda máxima de tensão aceitável, valor utilizado pelo PVSyst em suas simulações. Utiliza-se também como parâmetros os valores de distância entre os arranjos dos módulos e o inversor e a corrente de projeto, a mesma utilizada no método da capacidade de corrente.

Para os valores de corrente de projeto e de tensão para o dimensionamento do condutor após o inversor, utilizou-se os valores de corrente máxima de saída e de tensão de saída do inversor fornecidos pelos dados técnicos do inversor Fronius Symo 15.0-3.

As Tabelas 4.10 e 4.11 mostra os valores encontrados do dimensionamento dos condutores antes e depois do inversor. Percebe-se que em todos os casos do dimensionamento dos condutores antes do inversor prevaleceu os valores encontrados pelo método da queda de tensão porque o fator determinante foi os valores altos da distância entre módulos e os inversores. Para o dimensionamento dos condutores depois do inversor prevaleceu o método da capacidade de corrente, visto que o valor é baixo da distância, já que o inversor está perto do QGBT e do transformador.

Condutor Antes do Inversor								
Parte	SPMP 1							
	Método da Capacidade de Corrente						Condutor Escolhido (mm ²)	
Corredor Elétrica	Corrente de Projeto (A)	Coefficiente de Correção (Kec)	Corrente de Projeto Corrigida (A)	S (mm ²)	Capacidade do Condutor (A)			6
	19,04	0,7569	25,16	1,5	27			
	Método da Queda de Tensão						2,5	
	Tensão (V)	%	ΔV (V)	Distância (m)	Corrente (A)	S (mm ²)		
	687,6	1,5	10,314	130	19,04	4,14		
	SPMP 2							
	Método da Capacidade de Corrente						Condutor Escolhido (mm ²)	
	Corrente de Projeto (A)	Coefficiente de Correção (Kec)	Corrente de Projeto Corrigida (A)	S (mm ²)	Capacidade do Condutor (A)			
9,52	0,7569	12,58	0,5	13		2,5		
Método da Queda de Tensão								
Tensão (V)	%	ΔV (V)	Distância (m)	Corrente (A)	S (mm ²)			
725,8	1,5	10,887	130	9,52	1,96			
Corredor Direção Corredor Mecânica Corredor Civil	SPMP 1							
	Método da Capacidade de Corrente						Condutor Escolhido (mm ²)	
	Corrente de Projeto (A)	Coefficiente de Correção (Kec)	Corrente de Projeto Corrigida (A)	S (mm ²)	Capacidade do Condutor (A)			
	19,04	0,7569	25,16	1,5	27		2,5 2,5 4	
	Método da Queda de Tensão							
	Tensão (V)	%	ΔV (V)	Distância (m)	Corrente (A)	S (mm ²)		
	802,2	1,5	12,033	60 - 80 - 100	19,04	1,64 - 2,18 - 2,73		
	SPMP 2							
	Método da Capacidade de Corrente						Condutor Escolhido (mm ²)	
	Corrente de Projeto (A)	Coefficiente de Correção (Kec)	Corrente de Projeto Corrigida (A)	S (mm ²)	Capacidade do Condutor (A)			
	19,04	0,7569	25,16	1,5	27		2,5 4 4	
	Método da Queda de Tensão							
Tensão (V)	%	ΔV (V)	Distância (m)	Corrente (A)	S (mm ²)			
573	1,5	8,595	60 - 80 - 100	19,04	2,29 - 3,06 - 3,82			
Parte Escrito Unb/FT	SPMP 1							
	Método da Capacidade de Corrente						Condutor Escolhido (mm ²)	
	Corrente de Projeto (A)	Coefficiente de Correção (Kec)	Corrente de Projeto Corrigida (A)	S (mm ²)	Capacidade do Condutor (A)			
	19,04	0,7569	25,16	1,5	27		10	
	Método da Queda de Tensão							
	Tensão (V)	%	ΔV (V)	Distância (m)	Corrente (A)	S (mm ²)		
	725,8	1,5	10,887	200	19,04	6,03		
	SPMP 2							
	Método da Capacidade de Corrente						Condutor Escolhido (mm ²)	
	Corrente de Projeto (A)	Coefficiente de Correção (Kec)	Corrente de Projeto Corrigida (A)	S (mm ²)	Capacidade do Condutor (A)			
	19,04	0,7569	25,16	1,5	27		10	
	Método da Queda de Tensão							
Tensão (V)	%	ΔV (V)	Distância (m)	Corrente (A)	S (mm ²)			
534,8	1,5	8,022	200	19,04	8,18			

Tabela 4.10: Dimensionamento do condutor antes do inversor

Condutor Depois do Inversor						
Método da Capacidade de Corrente						Condutor Escolhido (mm ²)
Corrente de Projeto (A)	Coefficiente de Correção (Kec)	Corrente de Projeto Corrigida (A)	S (mm ²)	Capacidade do Condutor (A)		
23,9	0,7569	31,57616594	2,5	37		2,5
Método da Queda de Tensão						
Tensão (V)	%	ΔV (V)	Distância (m)	Corrente (A)	S (mm ²)	
220	1,5	3,3	10	23,9	1,248593939	

Tabela 4.11: Dimensionamento do condutor depois do inversor

Para o dimensionamento dos dispositivos de segurança, a corrente nominal (I_n) dos dispositivos de proteção precisa ser maior que a corrente de projeto (I_p) e menor que a capacidade real de condução do condutor (I_z), ou seja, $I_p < I_n < I_z$. Para o dimensionamento dos dispositivos de proteção para antes do inversor, I_p é referente a quantidade de módulos em paralelo e, para depois do inversor, I_p é o valor de corrente máxima de saída do inversor. Os fusíveis são necessários apenas nos condutores positivo e negativo dos módulos em série.

As Tabelas 4.12 e 4.13 mostra os valores encontrados do dimensionamento dos dispositivos de proteção antes e depois do inversor.

Dispositivos de Proteção Antes do Inversor				
Disjuntor				
Condutor (mm ²)	Capacidade do Condutor (Iz)	Capacidade Real do Condutor (Iz)	Corrente de Projeto (Ip)	Corrente Nominal do Disjuntor (In)
2,5	37 A	28,01 A	9,52 A	16 A
			19,04 A	25 A
4	50 A	37,85 A	19,04 A	25 A
6	65 A	49,20 A	19,04 A	25 A
10	90 A	68,12 A	19,04 A	25 A
Fusível				
Condutor (mm ²)	Capacidade do Condutor (Iz)	Capacidade Real do Condutor (Iz)	Corrente de Projeto (Ip)	Corrente Nominal do Fusível (In)
2,5	37 A	28,01 A	9,52 A	15 A

Tabela 4.12: Dimensionamento dos dispositivos de proteção antes do inversor

Dispositivos de Proteção Depois do Inversor				
Disjuntor				
Condutor (mm ²)	Capacidade do Condutor (Iz)	Capacidade Real do Condutor (Iz)	Corrente de Projeto (Ip)	Corrente Nominal do Disjuntor (In)
2,5	37 A	28,01 A	23,9 A	25 A

Tabela 4.13: Dimensionamento dos dispositivos de proteção depois do inversor

A seguir, observa-se os diagramas unifilares da conexão dos módulos com inversores e do inversor com o QGBT. Observa-se que foi decidido conectar de forma individual cada inversor ao QGBT, visto que a FT não possui uma caixa de medição.

• Corredor Elétrica

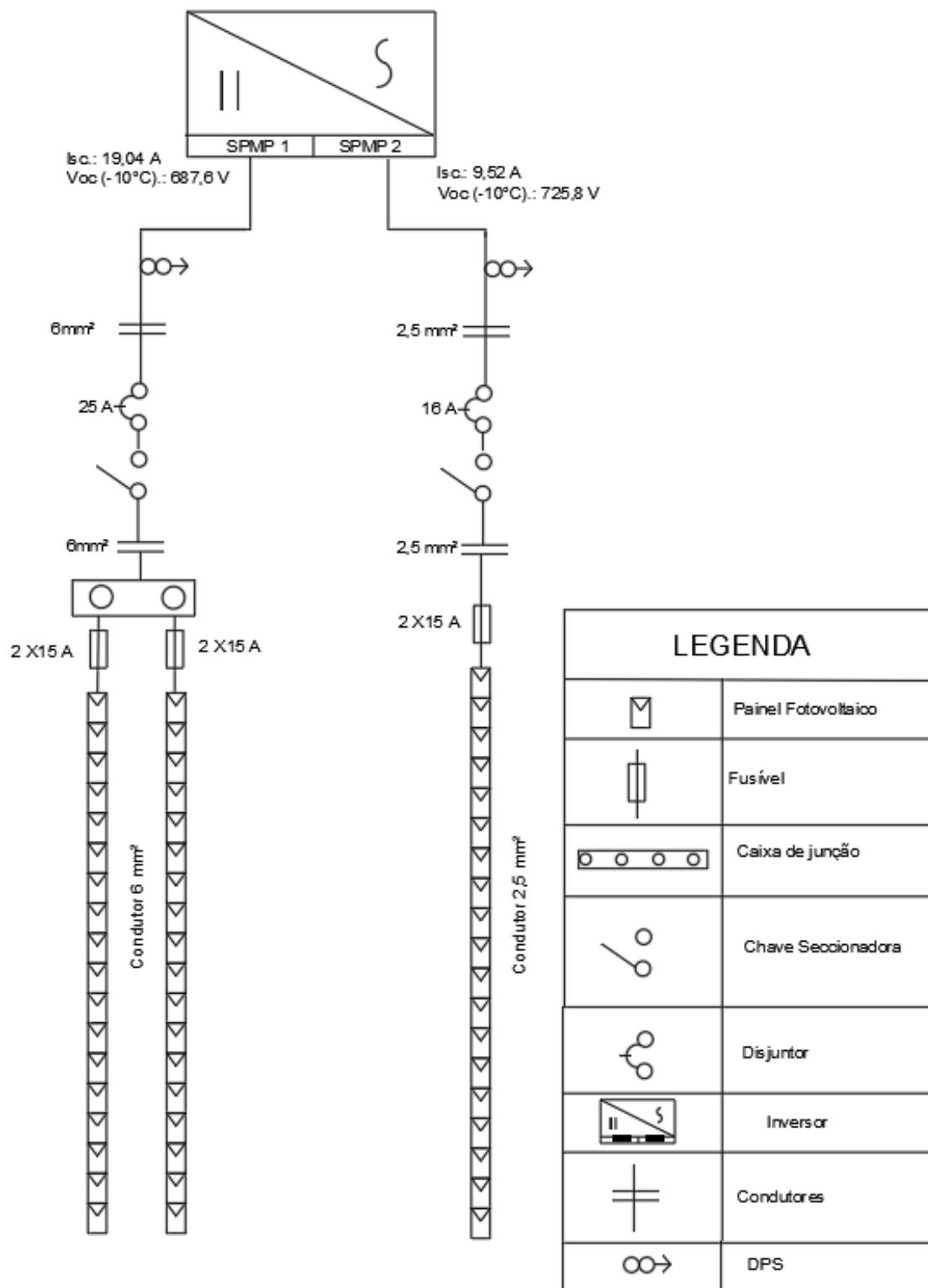


Figura 4.18: Diagrama unifilar da conexão dos módulos com o inversor para o corredor da elétrica

- Corredor Civil

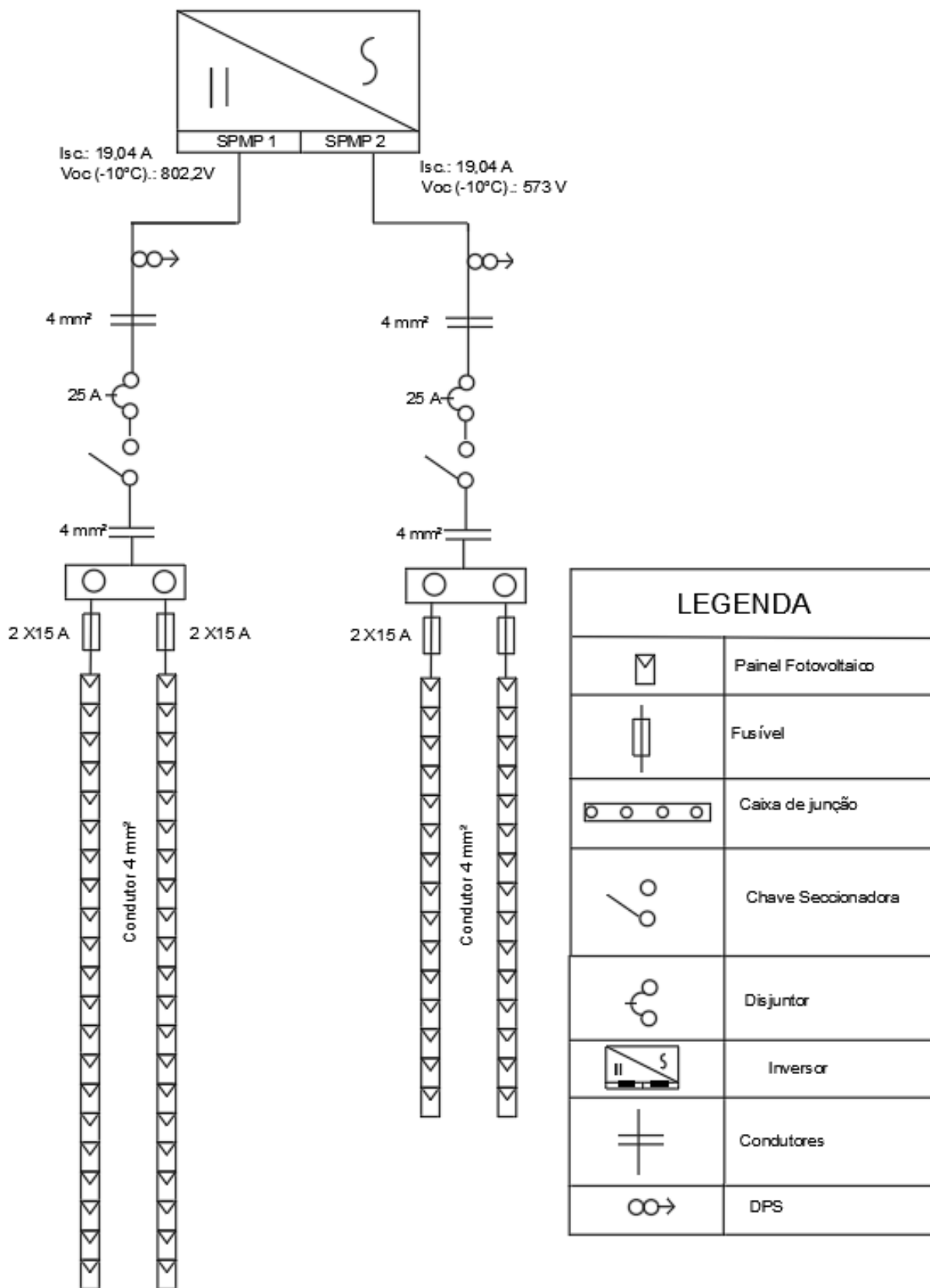


Figura 4.19: Diagrama unifilar da conexão dos módulos com o inversor para o corredor da civil

- Corredor Mecânica

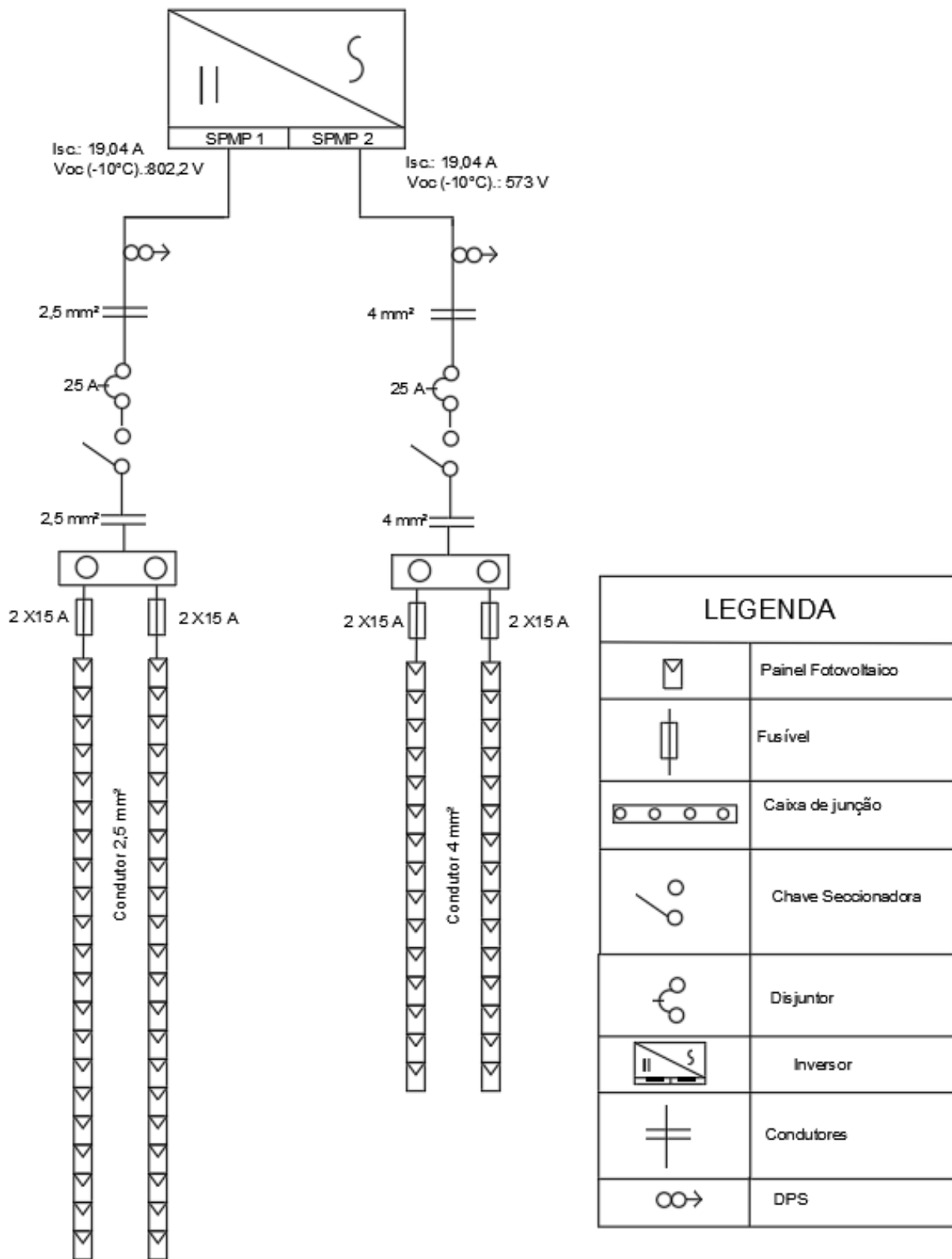


Figura 4.20: Diagrama unifilar da conexão dos módulos com o inversor para o corredor da mecânica

- Corredor Direção

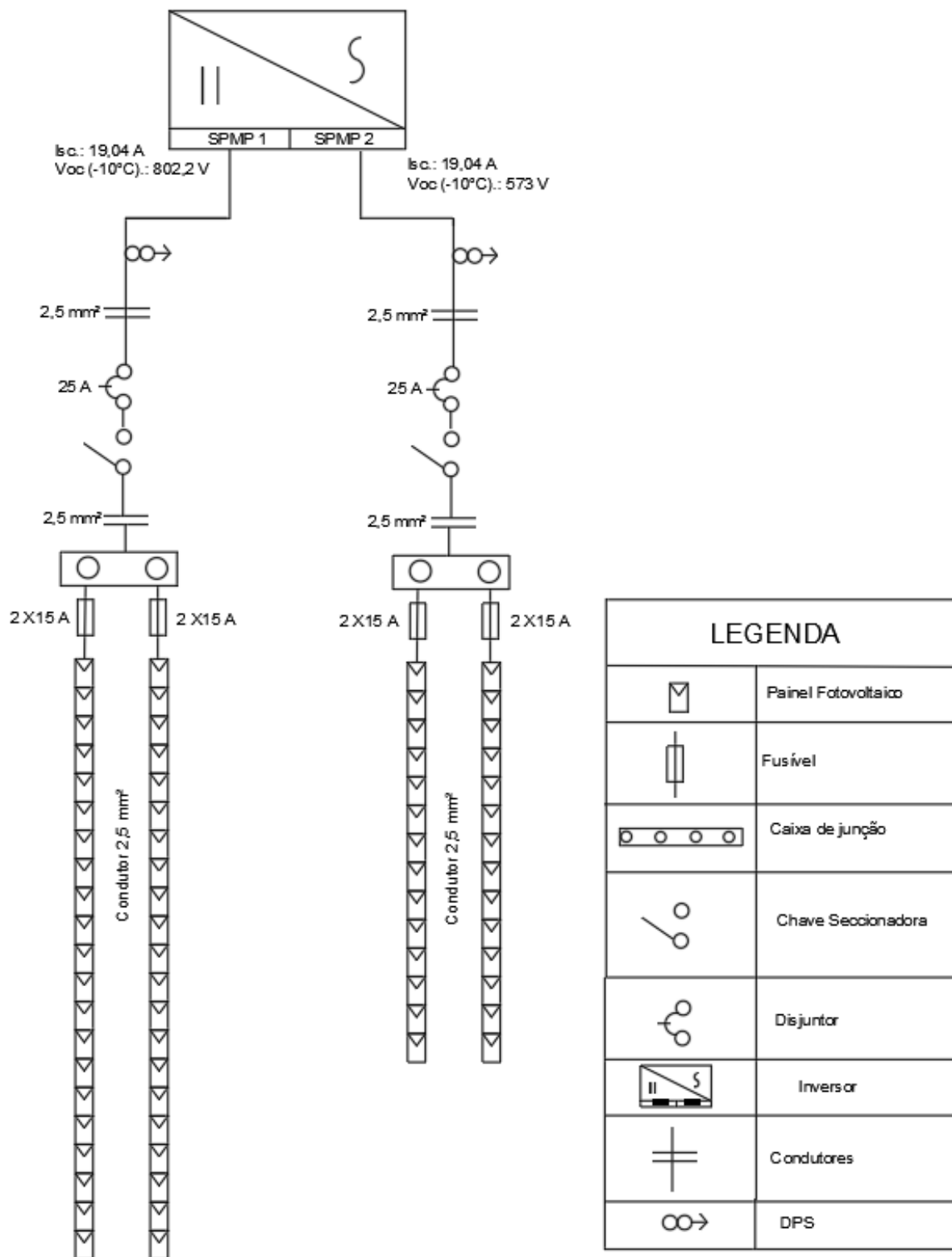


Figura 4.21: Diagrama unifilar da conexão dos módulos com o inversor para o corredor da direção

- Parte Escrito UnB/FT

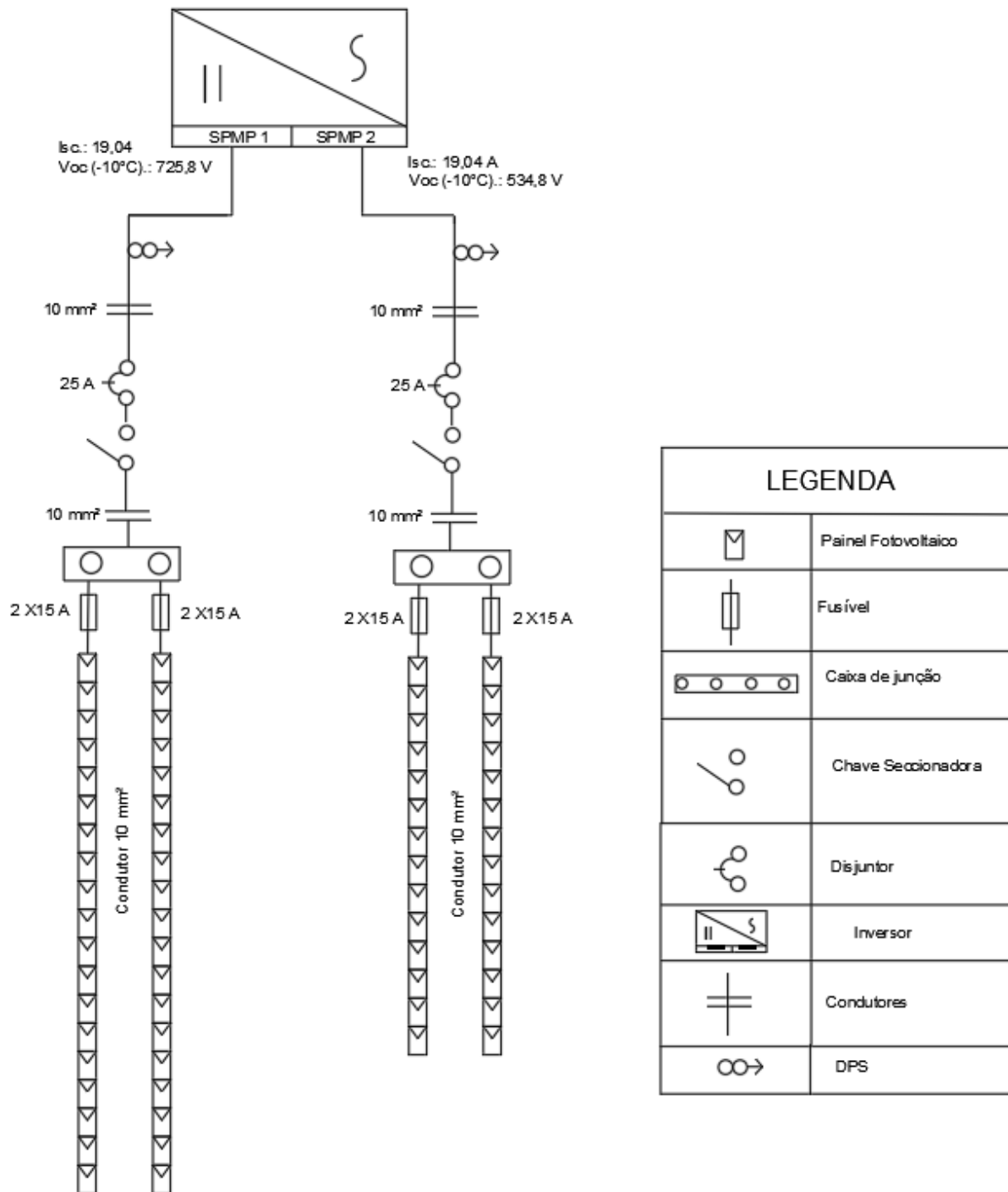


Figura 4.22: Diagrama unifilar da conexão dos módulos com o inversor para a parte escrito UnB/FT

- Depois do Inversor

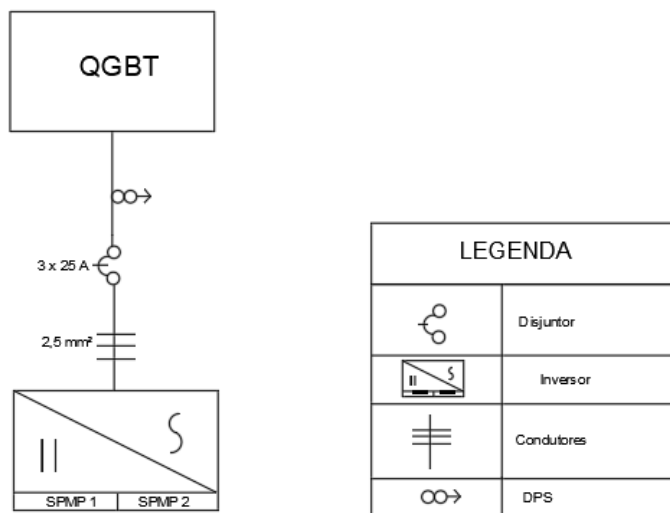


Figura 4.23: Diagrama unifilar da conexão dos inversores com o qgbt

4.2 ANÁLISE ECONÔMICA

4.2.1 Investimento Inicial

Para realizar o orçamento, primeiramente realiza-se uma pesquisa de mercado dos principais componentes do sistema fotovoltaico, painéis e inversores. Para os equipamentos internacionais, foi considerado um custo de importação de 40%. Foi adotado uma taxa de cambio de 3,75 R\$/US\$ e 4,28 R\$/€. A Tabela 4.14 demonstra como ficou o preço final dos módulos e dos inversores fotovoltaicos.

Equipamento	Fabricante	Tipo	Fonte	Preço	Cotação	Custo de Importação	Média Preço	Quantidade	Total
Painel Fotovoltaico	Canadian	280 W	Minha Casa Solar	R\$ 609,00	R\$ 1,00	40%	R\$ 682,28	548	R\$ 373.889,44
			i4wifi	\$ 130,00	R\$ 3,75				
			EV-Power	\$ 116,33	R\$ 3,75				
			Solar-Pur	€ 138,00	R\$ 4,28				
Inversor	Fronius	15 kW	Minha Casa Solar	R\$22.622,00	R\$ 1,00	40%	R\$18.574,95	8	R\$ 148.599,60
			Neo Solar	R\$22.790,00	R\$ 1,00				
			Extra	R\$21.322,35	R\$ 1,00				
			Solar Gear Supply	\$ 2.895,00	R\$ 3,75				
			Europe Solastore	€ 2.347,00	R\$ 4,28				
			Europe Solarshop	€ 2.579,00	R\$ 4,28				

Tabela 4.14: Pesquisa de preço dos módulos e inversores fotovoltaicos

Para estabelecer um investimento inicial, adotou-se a divisão percentual indicada pelo Instituto Ideal (2018), por causa da dificuldade de levantar os outros custos referentes ao projeto do sistema fotovoltaico. Sabendo que o custo dos módulos e dos inversores representam 59% do total do investimento, logo

encontra-se o valor final do investimento inicial. A Tabela 4.15 mostra como ficou dividido o custo do sistema fotovoltaico e o valor do investimento inicial.

Investimento Inicial		
Equipamento	Valor Final	Custo
Módulo	38%	R\$ 373.889,44
Inversor	21%	R\$ 148.599,60
Projeto e instalação	14%	R\$ 123.980,45
Estrutura	10%	R\$ 88.557,46
Outros	7%	R\$ 61.990,23
Despesa Administrativas	10%	R\$ 88.557,46
Total	100%	R\$ 885.574,64

Tabela 4.15: Composição do custo de investimento inicial.

Assim, o valor do investimento inicial é de R\$ 885.574,64 e, sabendo que o sistema fotovoltaico possui 153,44 kWp de potência nominal instalada, chega-se a um custo de 5,77 R\$/Wp, valor dentro do aceitável.

4.2.2 Fluxo de Caixa

Nessa seção será detalhado o fluxo de caixa utilizado para a realização da análise econômica para o sistema fotovoltaico. Os parâmetros utilizados para realizar o fluxo de caixa estão descritos na Tabela 4.16.

Parâmetro	Valor
Investimento Inicial	R\$ 885.574,64
Operação e Manutenção	R\$ 8.855,75
Geração de Energia (Ano 1)	262,490 MWh/ano
Tarifa CEB	0,5597674 R\$/kWh
TMA	7,40%
Preço dos Inversores	R\$ 148.599,60
Degradação Painél FV	0,7%/ano

Tabela 4.16: Parâmetros de entrada para a formação do fluxo de caixa

O custo de operação e manutenção é equivalente á 1% do investimento inicial, resultando em um valor R\$ 8.855,75. O valor da tarifa é a utilizada pela CEB, equivalente à tarifa sazonal azul, setor A4 (poder público), para fora de ponta seca pois o sistema produz, principalmente, em horário fora de ponta. Foi utilizado um valor de 7,4% para a TMA referente à taxa de longo prazo (TLP) fornecida pelo BNDES, referente ao mês de outubro de 2018. A degradação do painel fotovoltaico é obtido nos dados técnicos do módulo, utilizando um valor de 0,7% de degradação ao ano. Será realizada duas trocas de inversor durante os 25 anos do fluxo de caixa.

Na Tabela 4.18 está exposto o fluxo de caixa do sistema fotovoltaico. Todos os valores do fluxo de caixa estão em reais, os campos cuja cor do texto é vermelho são valores negativos e aqueles cuja cor do texto é preta são valores positivos.

Com os valores encontrados do fluxo de caixa, os indicadores de viabilidade econômica do investimento do sistema fotovoltaico puderam ser obtidos. A Tabela 4.17 mostra o resultado dos indicadores.

Resultado	
Indicador	Valor
VPL	R\$ 472.464,50
TIR	13,55%
Tempo de Retorno	10 anos
IL	1,52

Tabela 4.17: Resultado dos indicadores econômicos

Como pode ser observado, os indicadores de viabilidade econômica mostram que os resultados financeiros decorrente do projeto fotovoltaico são atraentes ao investidor. No final de 25 anos, após somar as receitas e subtrair as despesas, chega-se a um valor de VPL de R\$ 472.464,50, retorno de investimento de 53,35% do investimento inicial. Obteve-se uma TIR de 13,55%, resultado satisfatório porque é maior que a TMA utilizada de 7,4%. Um tempo de retorno de 10 anos, valor um pouco acima da média, porém ainda é resultado satisfatório, já que no décimo ano o valor investido é recuperado. E um IL de 1,52, valor também satisfatório, já que para cada R\$ 1,00 investido terá R\$ 1,52 de retorno como lucro.

Ano	0	1	2	3	4	5
Investimento inicial	R\$ 885.574,64					
Economia Anual		R\$ 146.933,34	R\$ 145.904,81	R\$ 144.883,48	R\$ 143.869,29	R\$ 142.862,21
O&M (OPEX)		R\$ 8.855,75	R\$ 8.855,75	R\$ 8.855,75	R\$ 8.855,75	R\$ 8.855,75
Troca de inversor						
Saldo	R\$ 885.574,64	R\$ 138.077,60	R\$ 137.049,07	R\$ 136.027,73	R\$ 135.013,55	R\$ 134.006,46
Valor Presente	R\$ 885.574,64	R\$ 128.563,87	R\$ 118.813,97	R\$ 109.803,10	R\$ 101.475,27	R\$ 93.778,73
VP Acumulado	R\$ 885.574,64	R\$ 757.010,77	R\$ 638.196,80	R\$ 528.393,69	R\$ 426.918,42	R\$ 333.139,70

Ano	6	7	8	9	10
Investimento inicial					
Economia Anual	R\$ 141.862,17	R\$ 140.869,14	R\$ 139.883,05	R\$ 138.903,87	R\$ 137.931,55
O&M (OPEX)	R\$ 8.855,75	R\$ 8.855,75	R\$ 8.855,75	R\$ 8.855,75	R\$ 8.855,75
Troca de inversor					
Saldo	R\$ 133.006,43	R\$ 132.013,39	R\$ 131.027,31	R\$ 130.048,13	R\$ 129.075,80
Valor Presente	R\$ 86.665,64	R\$ 80.091,79	R\$ 74.016,33	R\$ 68.401,49	R\$ 63.212,36
VP Acumulado	R\$ 246.474,06	R\$ 166.382,26	R\$ 92.365,93	R\$ 23.964,44	R\$ 39.247,92

Ano	11	12	13	14	15
Investimento inicial					
Economia Anual	R\$ 136.966,02	R\$ 136.007,26	R\$ 135.055,21	R\$ 134.109,82	R\$ 133.171,06
O&M (OPEX)	R\$ 8.855,75	R\$ 8.855,75	R\$ 8.855,75	R\$ 8.855,75	R\$ 8.855,75
Troca de inversor	R\$ 148.599,60				
Saldo	R\$ 20.489,32	R\$ 127.151,52	R\$ 126.199,46	R\$ 125.254,08	R\$ 124.315,31
Valor Presente	R\$ 9.342,87	R\$ 53.984,63	R\$ 49.888,66	R\$ 46.103,29	R\$ 42.604,98
VP Acumulado	R\$ 29.905,05	R\$ 83.889,68	R\$ 133.778,34	R\$ 179.881,63	R\$ 222.486,62

Ano	16	17	18	19	20
Investimento inicial					
Economia Anual	R\$ 132.238,86	R\$ 131.313,19	R\$ 130.393,99	R\$ 129.481,24	R\$ 128.574,87
O&M (OPEX)	R\$ 8.855,75	R\$ 8.855,75	R\$ 8.855,75	R\$ 8.855,75	R\$ 8.855,75
Troca de inversor					
Saldo	R\$ 123.383,11	R\$ 122.457,44	R\$ 121.538,25	R\$ 120.625,49	R\$ 119.719,12
Valor Presente	R\$ 39.371,98	R\$ 36.384,16	R\$ 33.622,96	R\$ 31.071,18	R\$ 28.712,96
VP Acumulado	R\$ 261.858,59	R\$ 298.242,76	R\$ 331.865,71	R\$ 362.936,89	R\$ 391.649,85

Ano	21	22	23	24	25
Investimento inicial					
Economia Anual	R\$ 127.674,84	R\$ 126.781,12	R\$ 125.893,65	R\$ 125.012,40	R\$ 124.137,31
O&M (OPEX)	R\$ 8.855,75	R\$ 8.855,75	R\$ 8.855,75	R\$ 8.855,75	R\$ 8.855,75
Troca de inversor	R\$ 148.599,60				
Saldo	R\$ 29.780,50	R\$ 117.925,37	R\$ 117.037,91	R\$ 116.156,65	R\$ 115.281,56
Valor Presente	R\$ 6.650,31	R\$ 24.519,58	R\$ 22.658,34	R\$ 20.938,30	R\$ 19.348,75
VP Acumulado	R\$ 384.999,54	R\$ 409.519,12	R\$ 432.177,46	R\$ 453.115,75	R\$ 472.464,50

Tabela 4.18: Fluxo de caixa

4.2.3 Análise de Sensibilidade

A análise econômica feita anteriormente foi desenvolvida utilizando parâmetros com valores que não variam ao longo do tempo de vida útil do projeto. Entretanto, deve-se considerar que o investimento inicial, a tarifa da energia elétrica, a degradação dos painéis e a TMA são parâmetros sensíveis e podem sofrer alterações. Para cada variação desses parâmetros, observa-se a variação do VPL, da TIR, do tempo de retorno e do IL.

- Sensibilidade ao Investimento Inicial

O primeiro parâmetro a ser variado é o investimento inicial. Os preços dos equipamentos podem ser alterados, assim como a taxa de câmbio, e estes interferem diretamente na formação do investimento inicial. Os Gráficos 4.1, 4.2, 4.3, 4.4 mostram como a variação do investimento inicial influencia os indicadores econômicos.

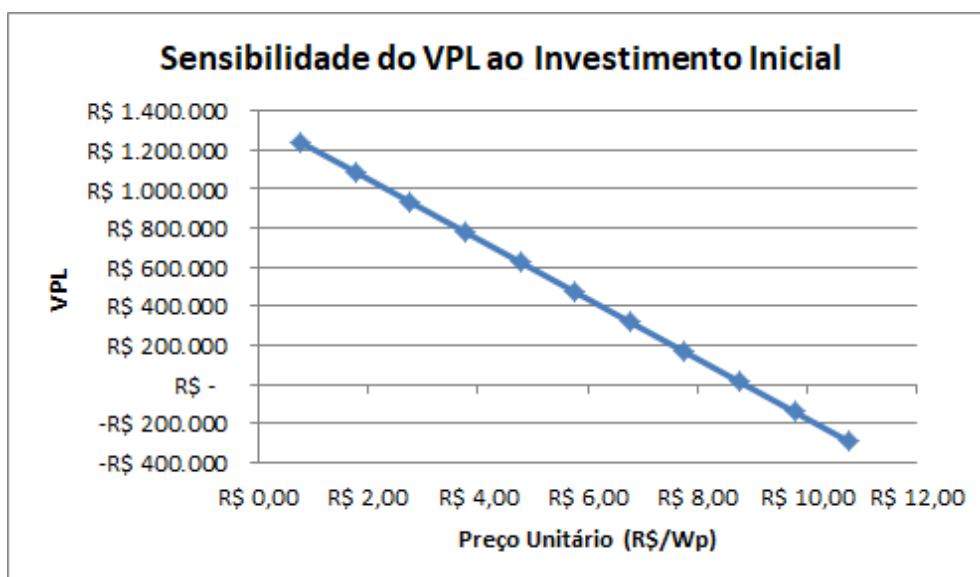


Gráfico 4.1: Sensibilidade do VPL ao Investimento Inicial

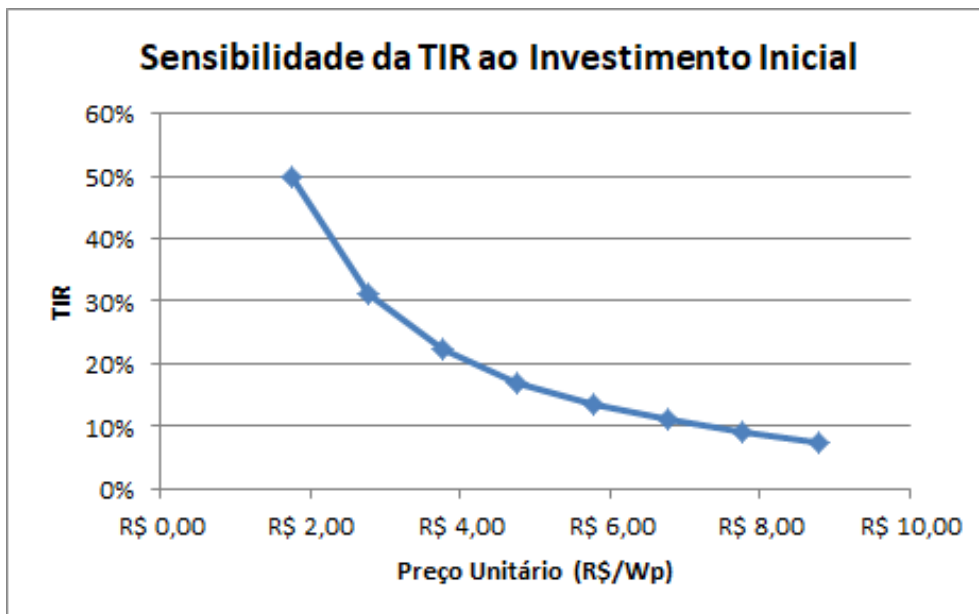


Gráfico 4.2: Sensibilidade da TIR ao Investimento Inicial

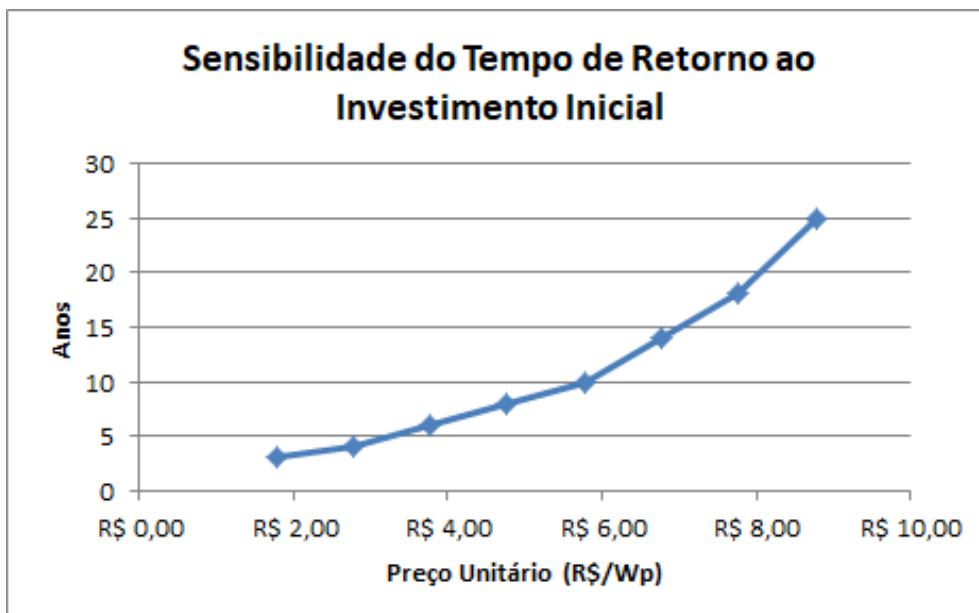


Gráfico 4.3: Sensibilidade do Tempo de Retorno ao Investimento Inicial

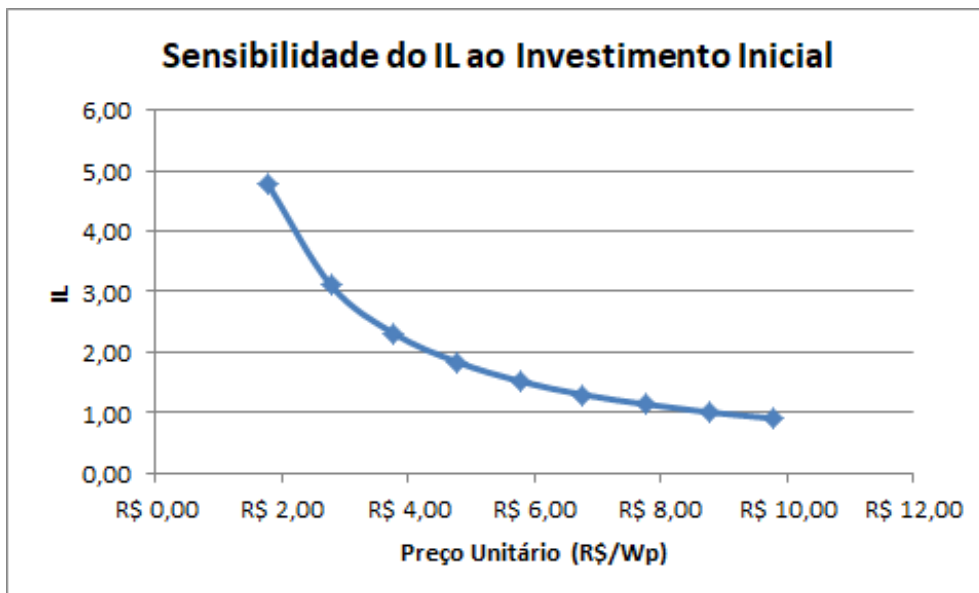


Gráfico 4.4: Sensibilidade do IL ao Investimento Inicial

Observa-se que todos os 4 indicadores econômicos são bem sensíveis à variação do investimento inicial. A medida que se aumenta o valor do investimento inicial, tanto o VPL, a TIR e o IL diminuem de valores. Quando o investimento inicial aproxima-se de aproximadamente 9,00 R\$/Wp, o VPL passa a ser negativo, a TIR passa a ser menor que a TMA e o IL passa a ser menor que 1,00, mostrando-se como prejuízo econômico. Observa-se também que o tempo de retorno aumenta com o aumento do valor do investimento inicial, ultrapassando os 25 anos de tempo de retorno quando o investimento inicial ultrapassa os 9,00 R\$/Wp.

- Sensibilidade ao Reajuste da Tarifa da Energia Elétrica

Nesta etapa do estudo considerou-se um reajuste percentual anual da tarifa da energia elétrica com relação à inflação. Quando o valor é zero, indica que a tarifa acompanha a inflação, quando positivo, aponta um reajuste tarifário superior à inflação e, quando negativo, abaixo da inflação. Os Gráficos 4.5, 4.6, 4.7, 4.8 mostra como o reajuste da tarifa da energia elétrica influencia os indicadores econômicos.

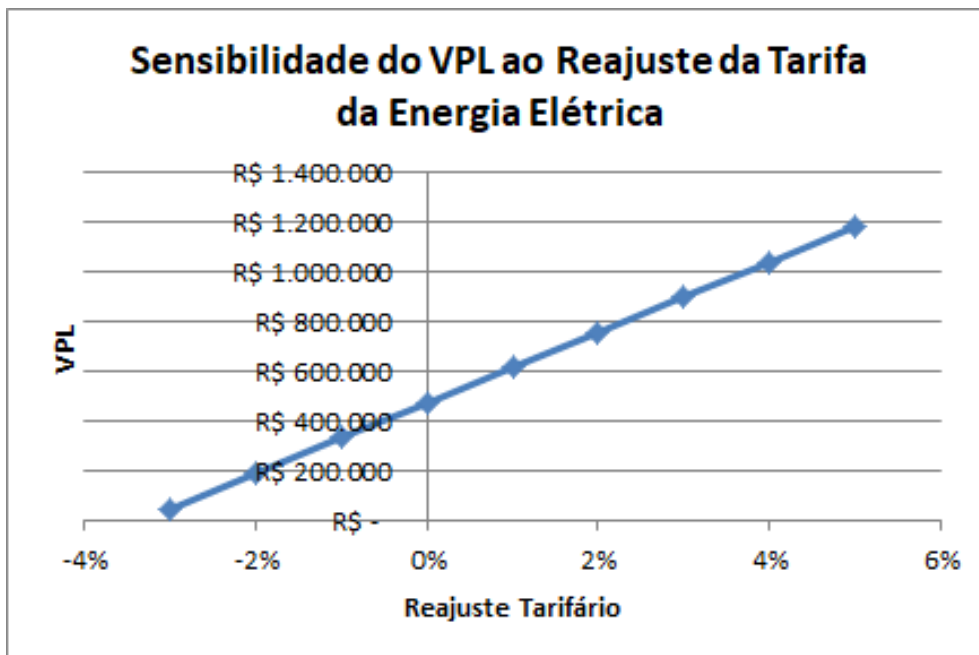


Gráfico 4.5: Sensibilidade do VPL ao Reajuste da Tarifa da Energia Elétrica

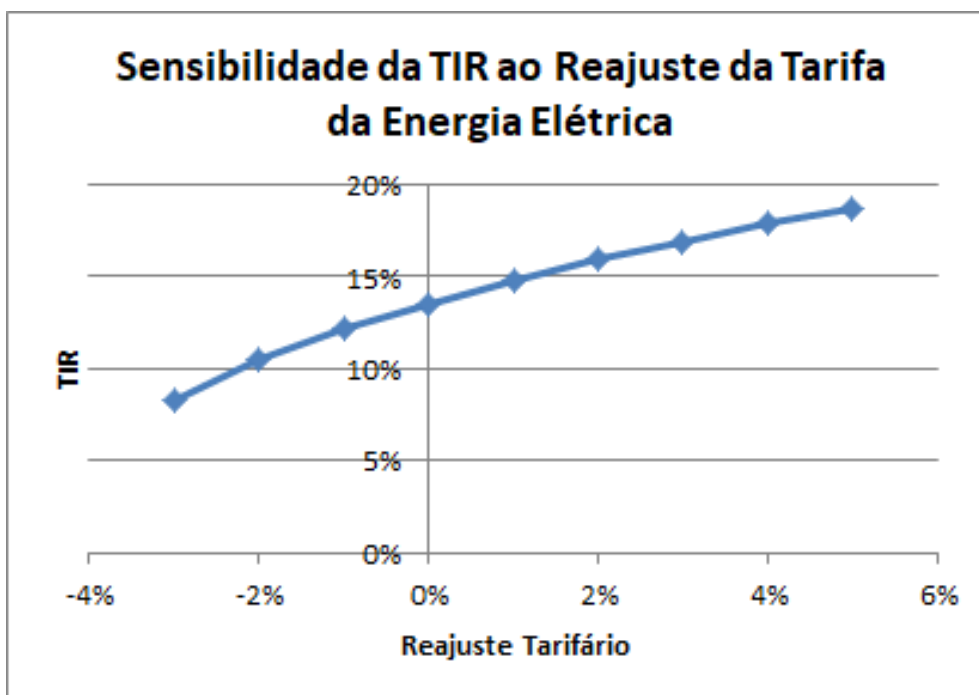


Gráfico 4.6: Sensibilidade da TIR ao Reajuste da Tarifa da Energia Elétrica

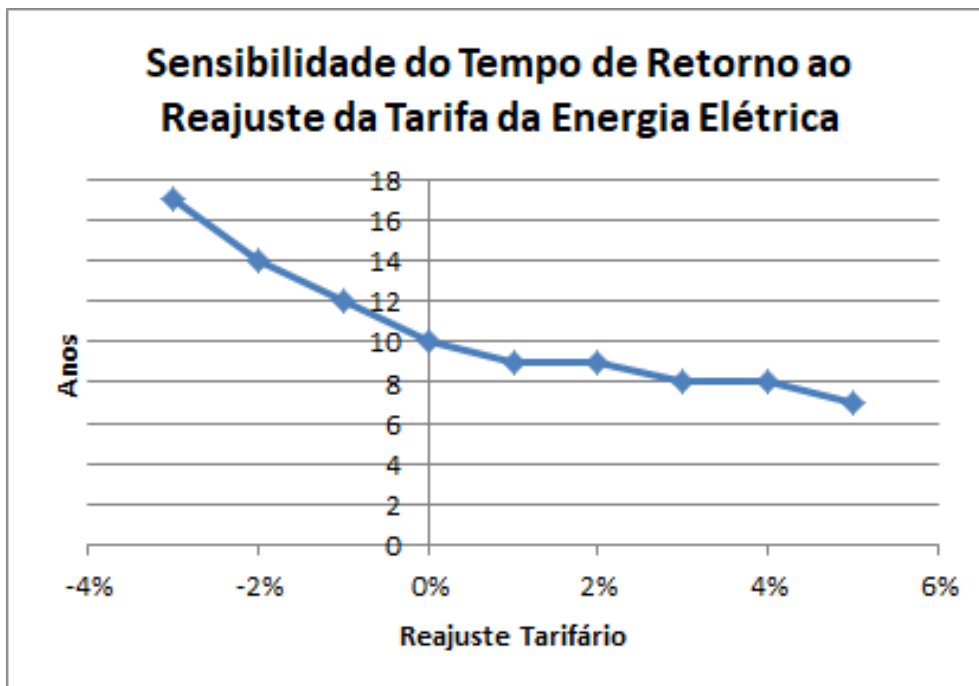


Gráfico 4.7: Sensibilidade do Tempo de Retorno ao Reajuste da Tarifa da Energia Elétrica

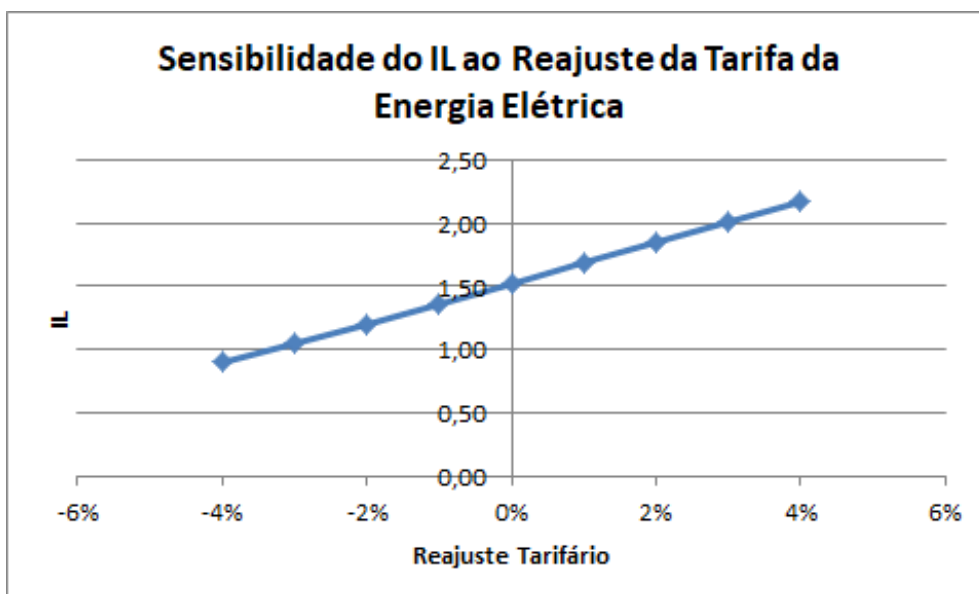


Gráfico 4.8: Sensibilidade do IL ao Reajuste da Tarifa da Energia Elétrica

Observa-se que todos os 4 indicadores econômicos são bem sensíveis ao reajuste da tarifa da energia elétrica. Quanto maior o reajuste da tarifa, maior é a viabilidade econômica do projeto. A medida que o reajuste da tarifa da energia elétrica aumenta, o VPL, a TIR e o IL aumentam de valores. A partir de um reajuste menor que -3%, o VPL passa a ser negativo, a TIR fica menor que a TMA e o IL fica menor que 1,00, mostrando-se como prejuízo econômico. Observa-se também que o tempo

de retorno diminui com o aumento do reajuste da tarifa da energia elétrica, ultrapassando os 17 anos de tempo de retorno quando o reajuste é menor que -3%.

- Sensibilidade à Degradação dos Painéis Fotovoltaicos

A degradação dos painéis fotovoltaicos influencia diretamente a produção de energia, influenciando, assim, os indicadores econômicos. Os Gráficos 4.9, 4.10, 4.11 mostra como a degradação anual dos painéis fotovoltaicos influencia os indicadores econômicos, variando entre 0,4% e 1,00%.

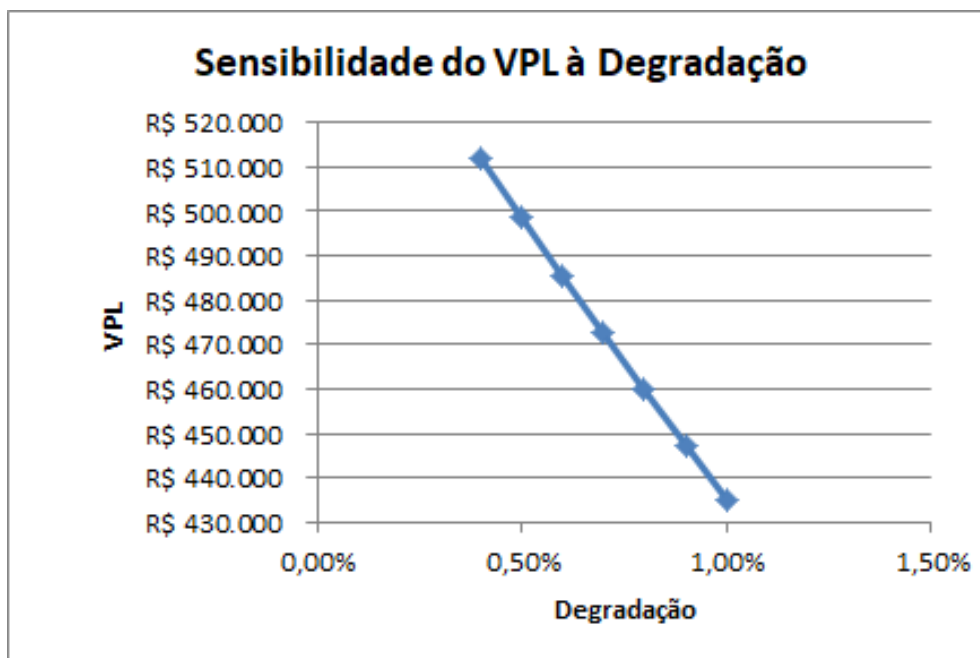


Gráfico 4.9: Sensibilidade do VPL à Degradação dos Painéis Fotovoltaicos

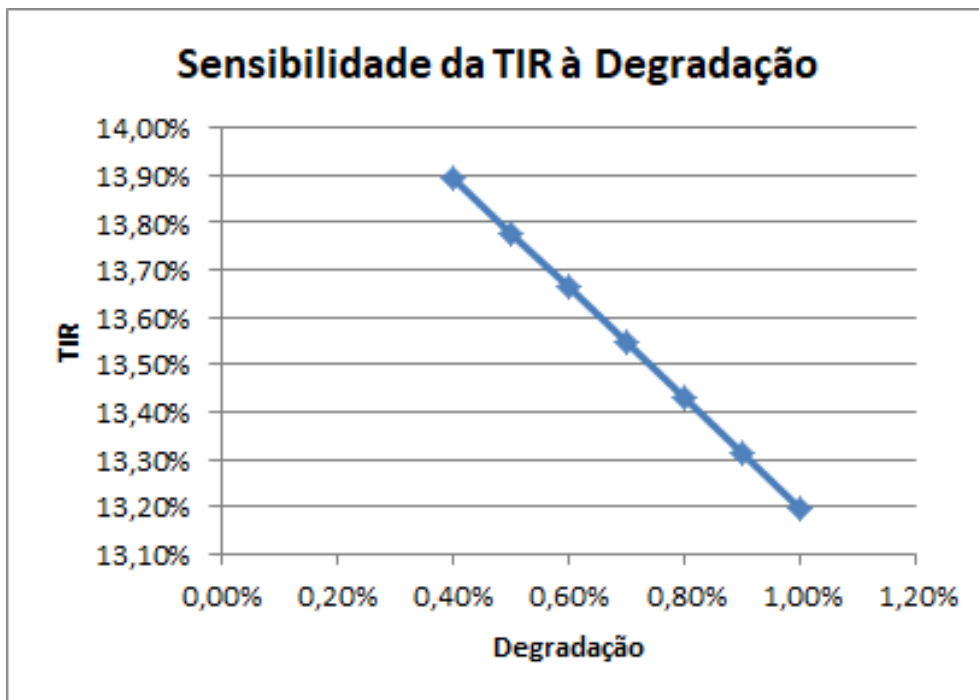


Gráfico 4.10: Sensibilidade da TIR à Degradação dos Painéis Fotovoltaicos

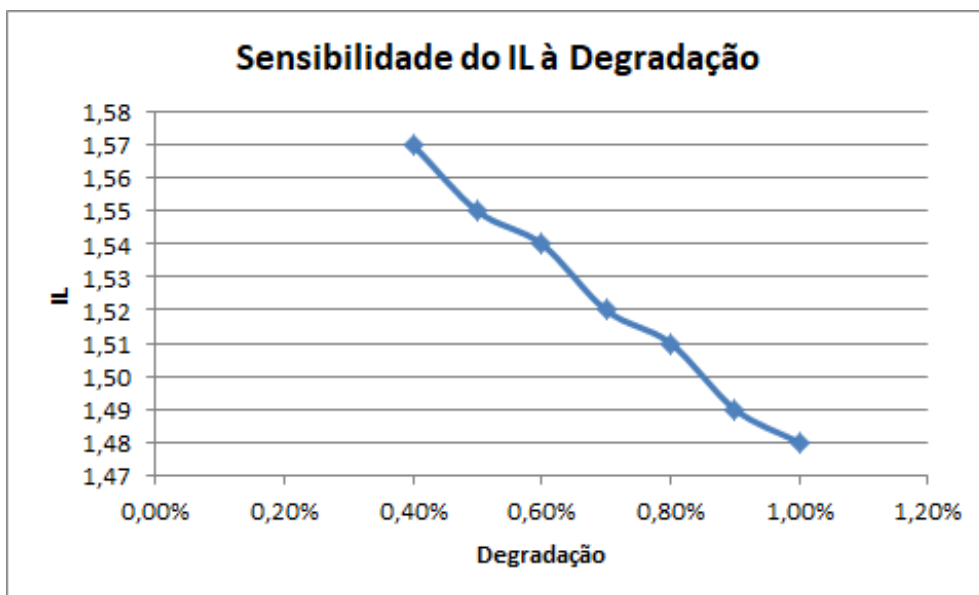


Gráfico 4.11: Sensibilidade do IL à Degradação dos Painéis Fotovoltaicos

Observa-se que, como há uma variação pequena da degradação anual dos painéis fotovoltaicos, os indicadores também variam pouco. O VPL apresenta uma variação total de aproximadamente apenas R\$ 80.000,00. A TIR também varia pouco, apresentando valores entre 13,2% e 13,9%. E o IL também varia pouco, apresentando valores entre 1,48 e 1,57. Observa-se que não tem gráfico analisando o tempo de retorno porque, com a variação da degradação anual dos painéis, não houve variação do

tempo de retorno, mantendo-se em 10 anos.

- Sensibilidade à TMA

A TMA é utilizada para referir todos os lançamentos do fluxo de caixa ao momento presente. Assim, variar a TMA interfere nos indicadores econômicos. Ressalta-se que a TIR não é sensível à variação da TMA, visto que a TIR representa uma taxa que zera o VPL, não considerando o valor presente. Os Gráficos 4.12, 4.13, 4.14 mostra como a variação do TMA influencia os indicadores econômicos.

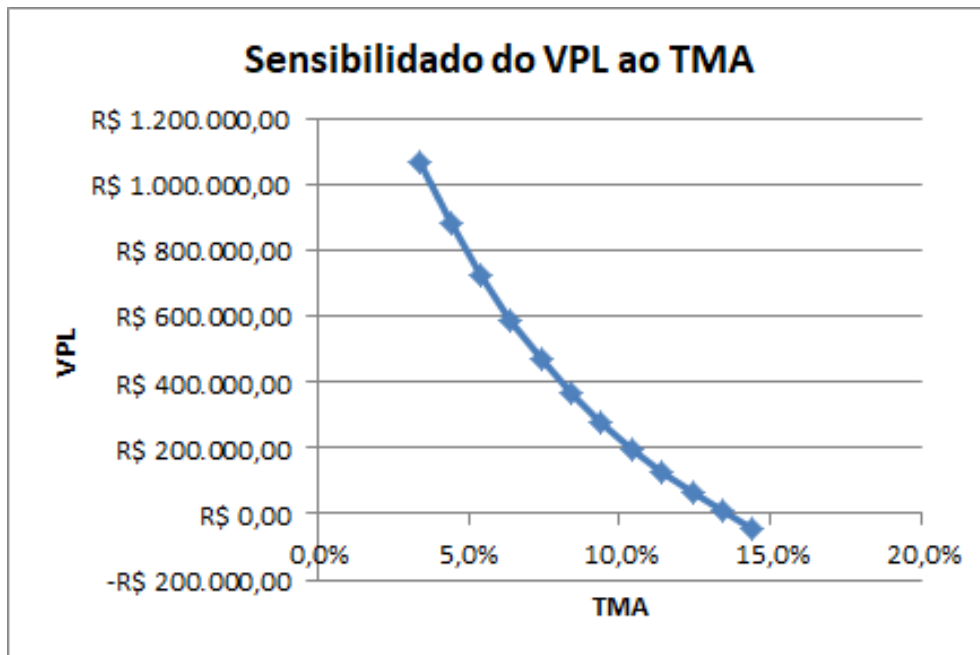


Gráfico 4.12: Sensibilidade do VPL à TMA

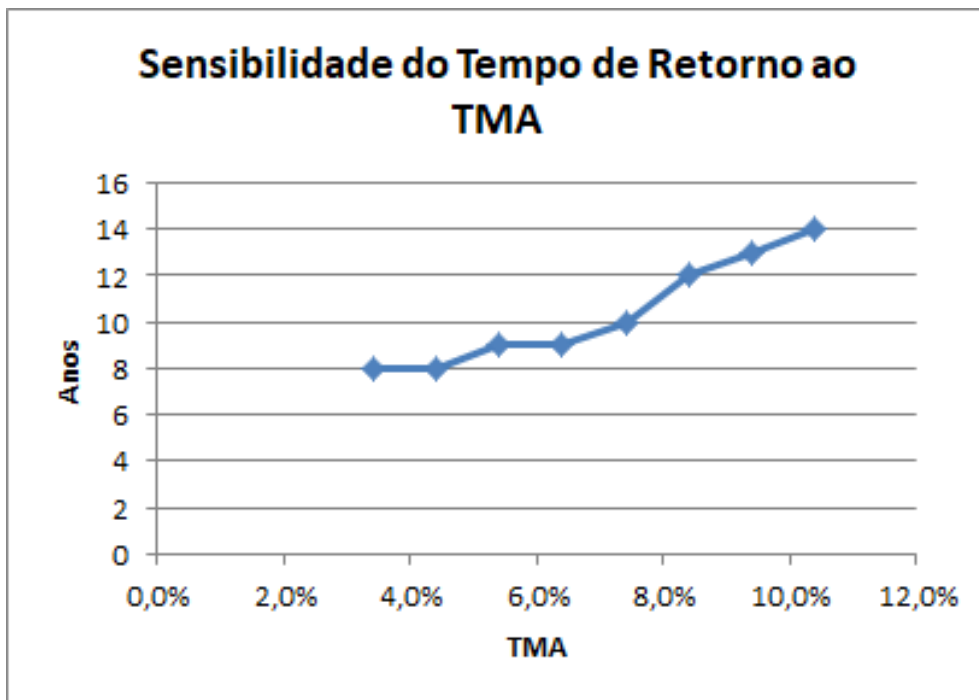


Gráfico 4.13: Sensibilidade do Tempo de Retorno à TMA

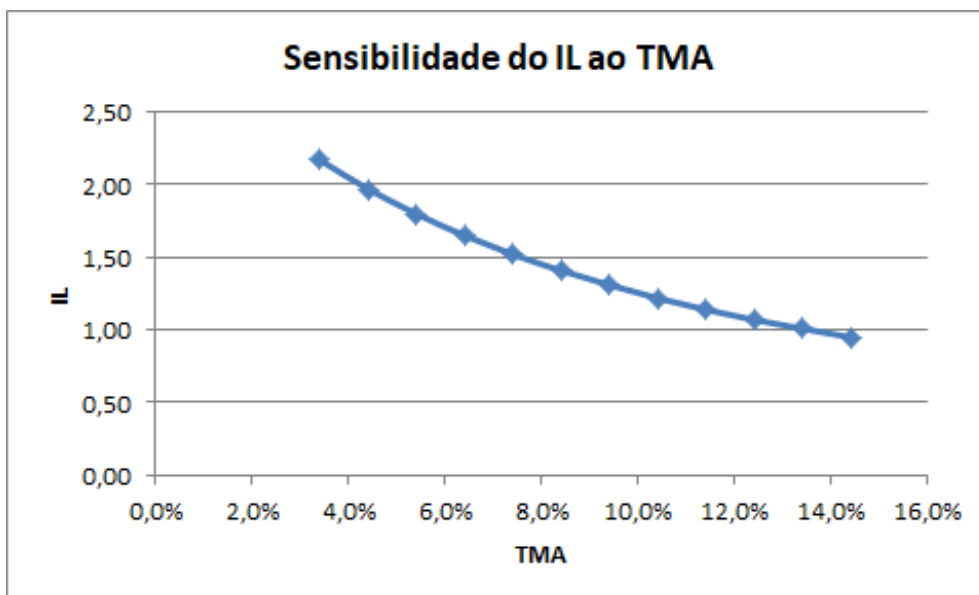


Gráfico 4.14: Sensibilidade do IL à TMA

Observa-se que os 3 indicadores econômicos são bem sensíveis à variação da TMA. A medida que a TMA aumenta, o VPL e o IL diminuem de valor. Para uma TMA a partir de aproximadamente 14%, o VPL fica negativo e o IL fica menor que 1,00. Observa-se também que o tempo de retorno aumenta com o aumento da TMA, ultrapassando os 13 anos de tempo de retorno quando a TMA é superior à 10%.

5 CONCLUSÃO

A partir dos resultados obtidos do estudo de viabilidade técnica e econômica de um projeto de um sistema fotovoltaico para a Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, localizado no Campus Darcy Ribeiro, chegou-se as seguintes conclusões.

A FT possui muita área livre de telhado para alocar os módulos fotovoltaicos, porém grande parte desta área não é útil, visto que sofre muito de sombreamento. Da área útil, foi dividido em duas cores: verde e amarelo. Na área amarela, com 720 m², única área na qual é possível visualizar os painéis fotovoltaico, foi instalada 66 módulos fotovoltaicos gerando 31,86 MWh/ano. Na área verde, com 1908 m², área na qual não é possível visualizar os módulos, foi analisado dois casos utilizando toda a área verde disponível: com os painéis orientados na direção do edifício e com os painéis orientados para o norte geográfico. Chegou-se á conclusão de que os painéis orientados na direção do edifício é a melhor opção visto que produzem 18,94% a mais de energia elétrica e chega mais perto do objetivo de o sistema fotovoltaico ter aproximadamente 150 kWp de potência nominal total, mesmo sendo 3,74% menos eficiente quando comparado com o outro caso. Na área verde foi instalada 482 módulos fotovoltaicos gerando 230,63 MWh/ano.

O arranjo final do sistema fotovoltaico projetado ficou com 54 painéis fotovoltaicos de 280 Wp, somando 153,44 kWp de potência nominal instalada, caracterizando como minigeração distribuída, nos termos da REN 482/2012, com uma geração de 262,49 MWh/ano de energia elétrica. Para facilitar o entendimento, a FT foi dividida em 5 partes: corredor da elétrica, corredor da civil, corredor da mecânica, corredor da direção e parte escrito Unb/FT. Nos corredores da civil, da mecânica e da direção, por terem mais painéis alocados, foram utilizados 2 inversores para cada parte; já no corredor da elétrica e da parte escrito UnB/FT, por terem menos painéis alocados, foi utilizado apenas 1 inversor para cada parte, totalizando 8 inversores de 15 kW no projeto. Dessa forma é possível fazer a instalação de forma modular, o sistema fotovoltaico pode ser instalado por etapas sem nenhum prejuízo.

Para se chegar ao valor de investimento inicial, foi adotado a divisão percentual do custo total de um sistema fotovoltaico indicado pelo Instituto Ideal. Após a pesquisa de preço dos módulos e inversores, chegou-se a um custo de R\$ 522.489,04 apenas para os módulos e inversores; sabendo que isso representa 59% do custo total de sistema fotovoltaico, de acordo com o Instituto Ideal, chega-se ao investimento inicial do sistema fotovoltaico completo de R\$ 885.574,64 (5,77 R\$/Wp). Na pesquisa de preço dos módulos e dos

inversores para composição do investimento inicial, observou-se que sua variedade no mercado nacional é bem baixa, tendo que ser pesquisado no mercado internacional. Isso fez com que o custo final ficasse maior visto que é necessário considerar o custo de importação.

O fluxo de caixa desenvolvido adotou uma TMA de 7,4% ao ano, um tempo de vida útil de 25 anos, uma tarifa de energia elétrica para o grupo A4, na bandeira verde, de 0,5597674 R\$/kWh, duas trocas de inversor e uma degradação de 0,7% ao ano dos painéis fotovoltaicos. Os indicadores de viabilidade econômica mostram que o investimento é viável. Teve como resultado um VPL de R\$ 472.464,50, uma TIR de 13,55%, um tempo de retorno de 10 anos e um IL de 1,52, resultados todos muito positivos que confirmam a viabilidade desse projeto.

A análise de sensibilidade mostrou que o investimento torna-se financeiramente inviável quando o investimento inicial ultrapassa os 9,00 R\$/Wp, quando o reajuste da tarifa da energia elétrica é menor que -3% em relação à inflação ou quando a TMA é superior aos 14% ao ano. Observa-se que o projeto se mostra pouco sensível à variação da degradação dos painéis fotovoltaicos, permanecendo economicamente viável.

Conclui-se que todos os objetivos almejados foram cumpridos da melhor forma possível. Conseguiu-se alocar os módulos de forma a possibilitar sua visualização pelas pessoas que transitam a Faculdade de Tecnologia; projetou-se um sistema fotovoltaico de aproximadamente 150 kWp de potência nominal e economicamente viável. É um projeto que agrega valor financeiro e social.

Espera-se que este trabalho incentive o investimento na tecnologia fotovoltaica e que aumente sua utilização em prédios públicos, de tal forma que aumente consideravelmente a matriz fotovoltaica do Distrito Federal e do Brasil. A implementação deste projeto na Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília é uma forma de incentivar e expor o quão vantajoso é utilizar a energia fotovoltaica. Por fim, para incentivo da continuação de estudos futuros, sugere-se:

- Projeto de estrutura que dá sustentação aos módulos fotovoltaicos;
- Analisar o impacto da inserção desta instalação fotovoltaica na rede local;
- Realizar um estudo mais aprofundado de sombreamento que as árvores provocam, de preferência com auxílio computacional;
- Analisar o impacto na conta de energia da UnB, visto que não tem uma conta única para a FT;
- Estudo de eficiência energética com o objetivo de reduzir o tamanho do sistema.

BIBLIOGRAFIA

ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira** – 2012. Disponível em: <www.abinee.org.br>

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. **ABNT NBR 5410: Instalações Elétricas de Baixa Tensão**. Rio de Janeiro, 2004.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Cadernos Temáticos ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída - Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Brasília: Aneel, 2016.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)**. Brasília: Aneel, 2016.

BNDES - Banco Nacional do Desenvolvimento. **Financiamento - Guia do Financiamento - Taxa de Longo Prazo - TLP**. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/>>.

CAMARGO, Ivan Marques de Toledo. **Noções básicas de engenharia econômica: aplicações ao setor elétrico**. Brasília: FINATEC, 1998. 160p.

CEB - Companhia Energética de Brasília. **Informações sobre Serviços - Padrão de Entrada de Energia e Geração Distribuída**. Disponível em: <<http://www.ceb.com.br/index.php/informacoes-ceb-separator/padrao-de-entrada-e-geracao-distribuida>>.

CEB - Companhia Energética de Brasília. **NTD 6.09 - Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição CEB-D - Conexão em Baixa e Média Tensão**. Brasília, 2016.

CEB - Companhia Energética de Brasília. **Tudo sobre a sua Conta de Luz - Tarifas Vigentes**. Disponível em: <<http://www.ceb.com.br/index.php/tudo-sobre-a-conta-de-luz/>>.

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/>>.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. 2012. Disponível em <www.epe.gov.br>.

FRAUNHOFER. **Photovoltaic Report**. 2018. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de>>.

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Sistema Nacional de Índices de Preços ao Consumidor - Séries Históricas**. Disponível em: <<https://ww2.ibge.gov.br/home/>>.

IEA - International Energy Agency. **2018 Snapshot of Global Photovoltaic Markets**. 2017. Disponível em: <<http://www.iea-pvps.org/>>.

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **Orientações Gerais para Fabricantes e Importadores sobre a Regulamentação de Equipamentos para Geração de Energia Fotovoltaica**. 2016. Disponível em: <<http://www2.inmetro.gov.br/pbe/>>.

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **Portaria nº 004, de 04 de janeiro de 2011**. 2011. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/>>.

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **Portaria nº 357, de 01 de agosto de 2014**. 2014. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/>>.

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **Programa Brasileiro de Etiquetação - Tabelas de Consumo / Eficiência Energética - Componentes Fotovoltaicos - Inversores Conectados à Rede (On Grid)**. 2017. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/>>.

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **Programa Brasileiro de Etiquetação - Tabela de Eficiência Energética - Sistema de Energia Fotovoltaica - Módulos - Edição 2017**. 2017. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/>>.

INSTITUTO IDEAL. **O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica - Edição 2017**. 2017. Disponível em: <https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/estudoidealmercadofv2017_web>.

MME - Ministério de Minas e Energia. **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro - Outubro/2018**. 2018. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/>>.

NASCIMENTO, R. L. **Energia Solar no Brasil: Situação e Perspectivas**. Brasília, 2017. Disponível em: <<http://bd.camara.gov.br/>>.

NISKIER, J; MACINTYRE, A.J. **Instalações Elétricas - 6º Edição**. Rio de Janeiro, 2016.

SAMANEZ, Carlos Patricio. **Matemática Financeira - Aplicações à Análise de Investimentos - 3º Edição**. São Paulo, 2002.

SEMA - Secretaria de Estado do Meio Ambiente do Distrito Federal. **Programa Brasília Solar - Consulta Pública**. Brasília, 2016. Disponível em: <<http://www.sema.df.gov.br/>>.

SEMA - Secretaria de Estado do Meio Ambiente do Distrito Federal. **Programa Brasília Solar - Decreto nº 37.717**. Brasília, 2017. Disponível em: <<http://www.sema.df.gov.br/programa-brasilia-solar-decreto/>>.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações - Sistemas Isolados e Conectados à Rede**. São Paulo: Érica, 2015.

WWF-Brasil, UnB. **World Wildlife Fund Brasil, Universidade de Brasília. Potencial da Energia Solar Fotovoltaica de Brasília**. Brasília, 2016.

APÊNDICE



Diretoria de Comercialização
Superintendência Comercial - SPC
Gerência de Faturamento - GRFA

SETEMBRO
2018

Tarifa Hora-Sazonal Azul
BANDEIRA VERMELHA PATAMAR 2

Comercial/Industrial acima de 1000 kWh Poder Público/Resid. > de 500 kWh Demais classes: qualquer consumo	ICMS	Demanda - R\$/kWh				Consumo - R\$/kWh			
		Ponta	Fora de Ponta	Ultrapas. na ponta	Ultrapas. f. de ponta	Ponta seca	Ponta úmida	F. de ponta seca	F. de ponta úmida
A2 - Comercial/Industrial	21%	12,7115308	7,4504893	25,4230617	14,9809786	0,7573668	0,7573668	0,5088547	0,5088547
A2 - Poder Público	25%	13,4154783	7,9053025	26,8309666	15,8106050	0,7993077	0,7993077	0,5370344	0,5370344
A2 - Saneamento (redução de 15%)	18%	10,3956834	6,1258361	20,7913669	12,2516723	0,6193863	0,6193863	0,4161491	0,4161491
A3a - Saneamento (redução de 15%)	18%	23,7738230	9,4301400	47,5478490	18,8602801	0,8370011	0,8370011	0,4337849	0,4337849
A3a - Comercial/Industrial	21%	29,0699199	11,5308933	58,1398399	23,0617866	0,7789059	0,7789059	0,5303948	0,5303948
A4 - Comercial/Industrial	21%	29,0699199	11,5308933	58,1398399	23,0617866	0,7789059	0,7789059	0,5303948	0,5303948
A4 - Poder Público	25%	30,6797729	12,1694698	61,3695458	24,3389173	0,8220407	0,8220407	0,5697674	0,5697674
A4 - Saneamento (redução de 15%)	18%	23,7738230	9,4301400	47,5478490	18,8602801	0,8370011	0,8370011	0,4337849	0,4337849
A4 - Serviço Público Tração Elétrica	18%	27,9692035	11,0942824	55,9384071	22,1885649	0,7494131	0,7494131	0,5103117	0,5103117
A4 - Rural (redução de 10%)	18%	25,1722832	9,9848542	50,3445684	19,9697084	0,6744717	0,6744717	0,4592805	0,4592805
A4 - Madrugada (redução de 80%)	18%	-	-	-	-	0,1498826	0,1498826	0,1020623	0,1020623
A4 - Cooperativa (redução de 50%)	18%	13,9846017	5,5471412	27,9692035	11,0942824	0,3747065	0,3747065	0,2551568	0,2551568
A4 - Residencial	25%	30,6797729	12,1694698	61,3695458	24,3389173	0,8220407	0,8220407	0,5697674	0,5697674
AS - Comercial/Industrial	21%	54,4536271	16,0435524	108,9072543	32,0871048	0,8091433	0,8091433	0,5606322	0,5606322
AS - Poder Público	25%	57,4681956	16,9320227	114,9383912	33,8640454	0,8539526	0,8539526	0,5916793	0,5916793

Tarifa Hora-Sazonal Verde

Comercial/Industrial acima de 1000 kWh Poder Público/Residencial acima de 500 kWh Demais classes: qualquer consumo	ICMS	Demanda - R\$/kWh		Consumo - R\$/kWh	
		Normal	Ultrapas.	Ponta seca	Ponta úmida
A3a - (30 a 44 kV)	21%	11,5308933	23,0617866	1,4837465	1,4837465
A4 - Comercial/Industrial	21%	11,5308933	23,0617866	1,4837465	1,4837465
A4 - Poder Público	25%	12,1694698	24,3389173	1,5659144	1,5659144
A4 - Saneamento (redução de 15%)	18%	9,4301400	18,8602801	1,2134305	1,2134305
A4 - Rural (redução de 10%)	18%	9,9848542	19,9697084	1,2848087	1,2848087
A4 - Madrugada (redução de 80% no consumo)	18%	-	-	-	-
A4 - Cooperativa (redução de 50%)	18%	5,5471412	11,0942824	0,7137826	0,7137826
A4 - Residencial	25%	12,1694698	24,3389173	1,5659144	1,5659144
A4 - Serviço Público Tração Elétrica	18%	11,0942824	22,1885649	1,4275663	1,4275663
AS - Comercial/Industrial	21%	16,0435524	32,0871048	2,1308277	2,1308277
AS - Poder Público	25%	16,9320227	33,8640454	2,2488301	2,2488301

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : **New Project**

Geographical Site	Brasilia-FT	Country	Brazil
Situation	Latitude	Longitude	-47.87° W
Time defined as	Legal Time	Altitude	1042 m
	Albedo		0.20
Meteo data:	Brasilia-FT	Meteonorm 7.2 (2008-2012) - Synthetic	

Simulation variant : **Parte Escrito UnB/FT - Inversor 15 kW**

Simulation date 18/11/18 16h12

Simulation parameters	System type	No 3D scene defined	
Collector Plane Orientation	Tilt	30°	Azimuth -22°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)			
PV module	Si-poly	Model	CS6K - 280P
Original PVsyst database		Manufacturer	Canadian Solar Inc.
Sub-array "Sub-array #1"			
Number of PV modules	In series	19 modules	In parallel 2 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	38	Unit Nom. Power 280 Wp
Array global power	Nominal (STC)	10.64 kWp	At operating cond. 9.55 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	530 V	I mpp 18 A
Sub-array "Sub-array #2"			
Number of PV modules	In series	14 modules	In parallel 2 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	28	Unit Nom. Power 280 Wp
Array global power	Nominal (STC)	7.84 kWp	At operating cond. 7.04 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	391 V	I mpp 18 A
Total Arrays global power	Nominal (STC)	18 kWp	Total 66 modules
	Module area	108 m²	Cell area 96.4 m ²
Inverter			
Original PVsyst database	Model	Symo 15.0-3 / 480	
Characteristics	Manufacturer	Fronius USA	
	Operating Voltage	200-800 V	Unit Nom. Power 15.0 kWac
Sub-array "Sub-array #1"	Nb. of inverters	1 * MPPT 0.57	Total Power 8.6 kWac
			Pnom ratio 1.23
Sub-array "Sub-array #2"	Nb. of inverters	1 * MPPT 0.43	Total Power 6.4 kWac
			Pnom ratio 1.23
Total	Nb. of inverters	1	Total Power 15 kWac
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m ² K	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Array#1	497 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Array#2	366 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Global		Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.5 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %

Grid-Connected System: Simulation parameters

Incidence effect (IAM): User defined IAM profile

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

User's needs :

Unlimited load (grid)

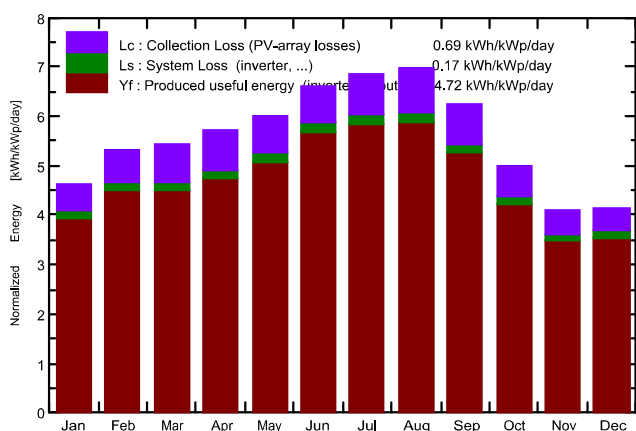
Grid-Connected System: Main results

Project : New Project
Simulation variant : Parte Escrito UnB/FT - Inversor 15 kW

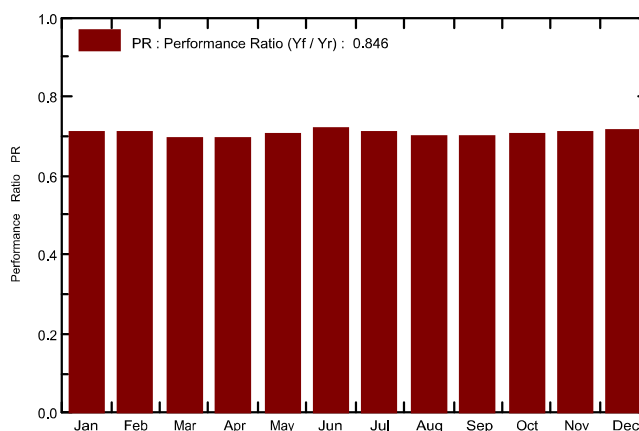
Main system parameters		System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation		tilt	30°	azimuth	-22°
PV modules		Model	CS6K - 280P	Pnom	280 Wp
PV Array		Nb. of modules	66	Pnom total	18.48 kWp
Inverter		Model	Symo 15.0-3 / 480	Pnom	15.00 kW ac
User's needs		Unlimited load (grid)			

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 31.86 MWh/year** Specific prod. 1724 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **84.63 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 18.48 kWp



Performance Ratio PR



Parte Escrito UnB/FT - Inversor 15 kW Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	
January	166.0	84.41	22.60	143.4	139.3	2.346	2.259	0.852
February	164.0	76.89	22.50	148.3	144.8	2.416	2.329	0.850
March	169.8	75.00	22.22	168.5	164.8	2.681	2.586	0.831
April	154.8	56.15	21.94	171.0	167.8	2.720	2.625	0.831
May	149.8	43.75	20.59	185.4	182.5	3.011	2.907	0.848
June	149.5	36.17	19.06	197.7	194.7	3.254	3.145	0.861
July	163.8	34.71	19.40	212.7	209.8	3.465	3.349	0.852
August	183.4	37.56	20.91	216.6	213.3	3.477	3.360	0.839
September	182.0	60.16	22.50	187.7	184.1	3.021	2.916	0.841
October	163.6	77.86	23.64	154.7	151.1	2.513	2.421	0.847
November	143.5	68.21	21.97	123.3	119.7	2.014	1.936	0.850
December	153.9	82.83	22.30	128.0	124.1	2.109	2.029	0.857
Year	1944.2	733.68	21.63	2037.3	1996.0	33.027	31.863	0.846

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane PR Performance Ratio

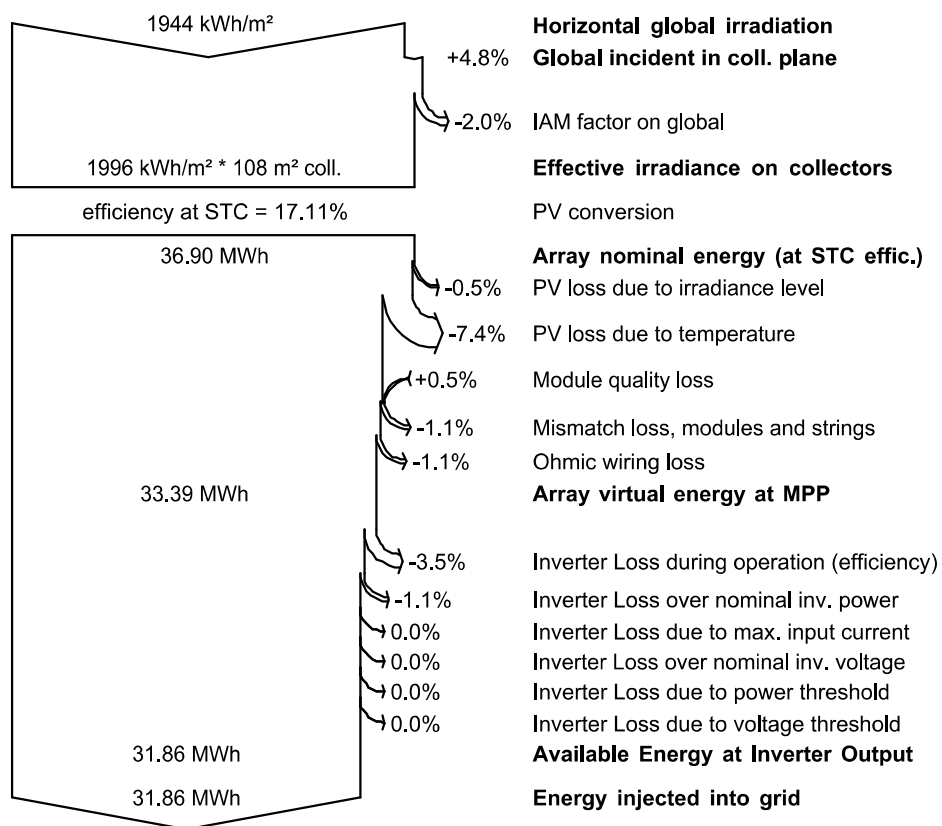
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : New Project

Simulation variant : Parte Escrito UnB/FT - Inversor 15 kW

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth	-22°
PV modules	Model	CS6K - 280P	Pnom	280 Wp
PV Array	Nb. of modules	66	Pnom total	18.48 kWp
Inverter	Model	Symo 15.0-3 / 480	Pnom	15.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : **New Project**

Geographical Site	Brasilia-FT	Country	Brazil	
Situation	Latitude	-15.76° S	Longitude	-47.87° W
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	1042 m
	Albedo	0.20		
Meteo data:	Brasilia-FT	Meteonorm 7.2 (2008-2012) - Synthetic		

Simulation variant : **Norte Geográfico - Inversor 15 kW - Corredor Elétrica**

Simulation date 18/11/18 16h18

Simulation parameters	System type	Unlimited sheds	
Collector Plane Orientation	Tilt	15°	Azimuth 0°
Sheds configuration	Nb. of sheds	5	Unlimited sheds
	Sheds spacing	5.00 m	Collector width 3.00 m
Inactive band	Top	0.02 m	Bottom 0.02 m
Shading limit angle	Limit profile angle	20.6°	Ground cov. Ratio (GCR) 60.0 %
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	Mutual shadings of sheds		
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)			
PV module	Si-poly	Model	CS6K - 280P
Original PVsyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.	
Sub-array "Sub-array #1"			
Number of PV modules	In series	14 modules	In parallel 2 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	28	Unit Nom. Power 280 Wp
Array global power	Nominal (STC)	7.84 kWp	At operating cond. 7.04 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	391 V	I mpp 18 A
Sub-array "Sub-array #2"			
Number of PV modules	In series	13 modules	In parallel 1 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	13	Unit Nom. Power 280 Wp
Array global power	Nominal (STC)	3640 Wp	At operating cond. 3267 Wp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	363 V	I mpp 9.0 A
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	11 kWp
		Module area	67.1 m²
		Total	41 modules
		Cell area	59.9 m ²
Inverter			
Original PVsyst database	Model	Symo 15.0-3 / 480	
Characteristics	Manufacturer	Fronius USA	
	Operating Voltage	200-800 V	Unit Nom. Power 15.0 kWac
Sub-array "Sub-array #1"	Nb. of inverters	1 * MPPT 0.57	Total Power 10.2 kWac
			Pnom ratio 0.77
Sub-array "Sub-array #2"	Nb. of inverters	1 * MPPT 0.43	Total Power 4.8 kWac
			Pnom ratio 0.77
Total	Nb. of inverters	1	Total Power 15 kWac
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m ² K	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Array#1	366 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Array#2	680 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Global		Loss Fraction 1.5 % at STC

Grid-Connected System: Simulation parameters

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.5 %

Module Mismatch Losses

Loss Fraction 1.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.10 %

Incidence effect (IAM): User defined IAM profile

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

User's needs :

Unlimited load (grid)

Grid-Connected System: Main results

Project : New Project

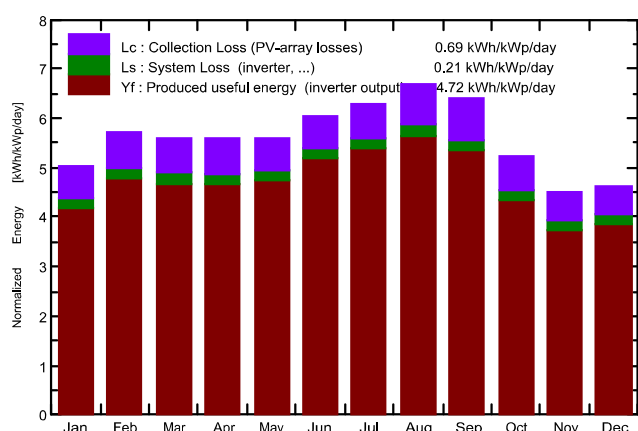
Simulation variant : Norte Geográfico - Inversor 15 kW - Corredor Eléctrica

Main system parameters		System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	15°	azimuth	0°
PV modules	Model	CS6K - 280P	Pnom	280 Wp
PV Array	Nb. of modules	41	Pnom total	11.48 kWp
Inverter	Model	Symo 15.0-3 / 480	Pnom	15.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

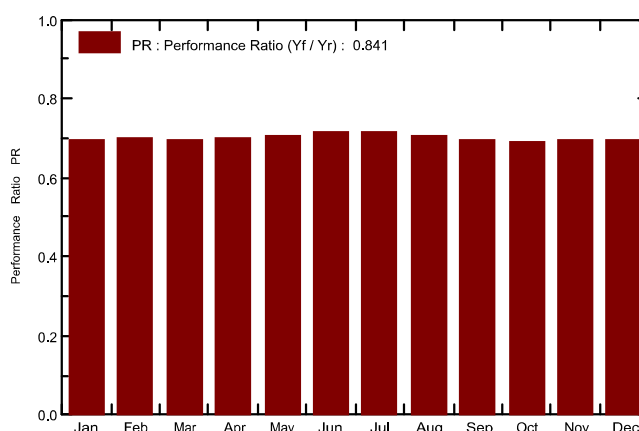
Main simulation results

System Production **Produced Energy 19.77 MWh/year** Specific prod. 1722 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 84.06 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 11.48 kWp



Performance Ratio PR



Norte Geográfico - Inversor 15 kW - Corredor Eléctrica

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	166.0	84.41	22.60	156.1	150.0	1.565	1.495	0.834
February	164.0	76.89	22.50	160.0	154.4	1.605	1.536	0.837
March	169.8	75.00	22.22	173.9	168.1	1.740	1.667	0.835
April	154.8	56.15	21.94	167.9	162.9	1.684	1.614	0.837
May	149.8	43.75	20.59	173.4	168.9	1.761	1.689	0.849
June	149.5	36.17	19.06	180.7	176.2	1.856	1.782	0.859
July	163.8	34.71	19.40	195.2	190.8	1.995	1.916	0.855
August	183.4	37.56	20.91	207.8	203.1	2.095	2.013	0.844
September	182.0	60.16	22.50	192.1	186.6	1.918	1.840	0.834
October	163.6	77.86	23.64	162.0	156.2	1.613	1.542	0.829
November	143.5	68.21	21.97	135.6	130.1	1.356	1.294	0.831
December	153.9	82.82	22.30	143.7	137.7	1.444	1.378	0.835
Year	1944.2	733.67	21.63	2048.3	1984.9	20.632	19.766	0.841

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane PR Performance Ratio

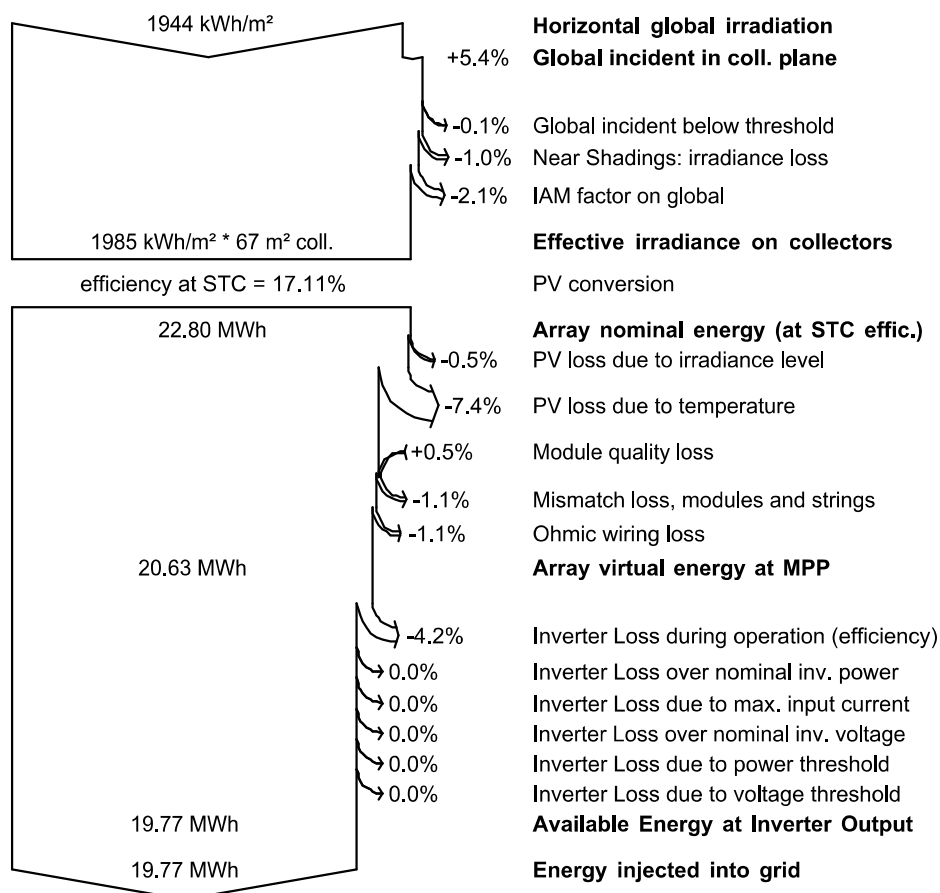
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : New Project

Simulation variant : Norte Geográfico - Inversor 15 kW - Corredor Eléctrica

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	15°	azimuth 0°
PV modules	Model	CS6K - 280P	Pnom 280 Wp
PV Array	Nb. of modules	41	Pnom total 11.48 kWp
Inverter	Model	Symo 15.0-3 / 480	Pnom 15.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : **New Project**

Geographical Site	Brasilia-FT	Country	Brazil	
Situation Time defined as	Latitude	-15.76° S	Longitude	-47.87° W
	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	1042 m
	Albedo	0.20		
Meteo data:	Brasilia-FT	Meteonorm 7.2 (2008-2012) - Synthetic		

Simulation variant : **Norte Geográfico - Inversor 15 kW - Corredor Civil e Mecânica**

Simulation date 18/11/18 16h17

Simulation parameters	System type	Unlimited sheds	
Collector Plane Orientation	Tilt	15°	Azimuth 0°
Sheds configuration	Nb. of sheds	5	Unlimited sheds
	Sheds spacing	5.00 m	Collector width 3.00 m
Inactive band	Top	0.02 m	Bottom 0.02 m
Shading limit angle	Limit profile angle	20.6°	Ground cov. Ratio (GCR) 60.0 %
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	Mutual shadings of sheds		
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)			
PV module	Si-poly	Model	CS6K - 280P
Original PVsyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.	
Sub-array "Sub-array #1"			
Number of PV modules	In series	19 modules	In parallel 2 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	38	Unit Nom. Power 280 Wp
Array global power	Nominal (STC)	10.64 kWp	At operating cond. 9.55 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	530 V	I mpp 18 A
Sub-array "Sub-array #2"			
Number of PV modules	In series	19 modules	In parallel 1 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	19	Unit Nom. Power 280 Wp
Array global power	Nominal (STC)	5.32 kWp	At operating cond. 4775 Wp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	530 V	I mpp 9.0 A
Total Arrays global power	Nominal (STC)	16 kWp	Total 57 modules
	Module area	93.3 m²	Cell area 83.2 m ²
Inverter			
Original PVsyst database	Model	Symo 15.0-3 / 480	
Characteristics	Manufacturer	Fronius USA	
	Operating Voltage	200-800 V	Unit Nom. Power 15.0 kWac
Sub-array "Sub-array #1"	Nb. of inverters	1 * MPPT 0.57	Total Power 10.0 kWac
			Pnom ratio 1.06
Sub-array "Sub-array #2"	Nb. of inverters	1 * MPPT 0.43	Total Power 5.0 kWac
			Pnom ratio 1.06
Total	Nb. of inverters	1	Total Power 15 kWac
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m ² K	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Array#1	497 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Array#2	993 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Global		Loss Fraction 1.5 % at STC

Grid-Connected System: Simulation parameters

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.5 %

Module Mismatch Losses

Loss Fraction 1.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.10 %

Incidence effect (IAM): User defined IAM profile

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

User's needs :

Unlimited load (grid)

Grid-Connected System: Main results

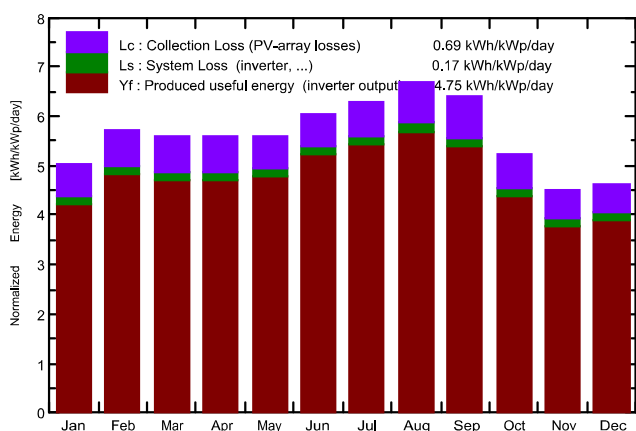
Project : New Project

Simulation variant : Norte Geográfico - Inversor 15 kW - Corredor Civil e Mecânica

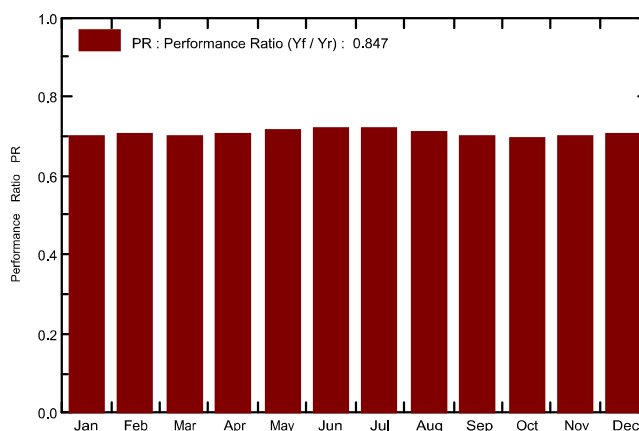
Main system parameters		System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	15°	azimuth	0°
PV modules	Model	CS6K - 280P	Pnom	280 Wp
PV Array	Nb. of modules	57	Pnom total	15.96 kWp
Inverter	Model	Symo 15.0-3 / 480	Pnom	15.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 27.69 MWh/year** Specific prod. 1735 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **84.70 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 15.96 kWp



Performance Ratio PR



Norte Geográfico - Inversor 15 kW - Corredor Civil e Mecânica Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	166.0	84.41	22.60	156.1	150.0	2.175	2.096	0.842
February	164.0	76.89	22.50	160.0	154.4	2.231	2.153	0.843
March	169.8	75.00	22.22	173.9	168.1	2.417	2.333	0.841
April	154.8	56.15	21.94	167.9	162.9	2.341	2.260	0.843
May	149.8	43.75	20.59	173.4	168.9	2.449	2.366	0.855
June	149.5	36.17	19.06	180.7	176.2	2.581	2.496	0.866
July	163.8	34.71	19.40	195.2	190.8	2.774	2.682	0.861
August	183.4	37.56	20.91	207.8	203.1	2.913	2.817	0.849
September	182.0	60.16	22.50	192.1	186.6	2.667	2.576	0.840
October	163.6	77.86	23.64	162.0	156.2	2.242	2.162	0.836
November	143.5	68.21	21.97	135.6	130.1	1.885	1.814	0.839
December	153.9	82.82	22.30	143.7	137.7	2.007	1.933	0.843
Year	1944.2	733.67	21.63	2048.3	1984.9	28.681	27.689	0.847

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane PR Performance Ratio

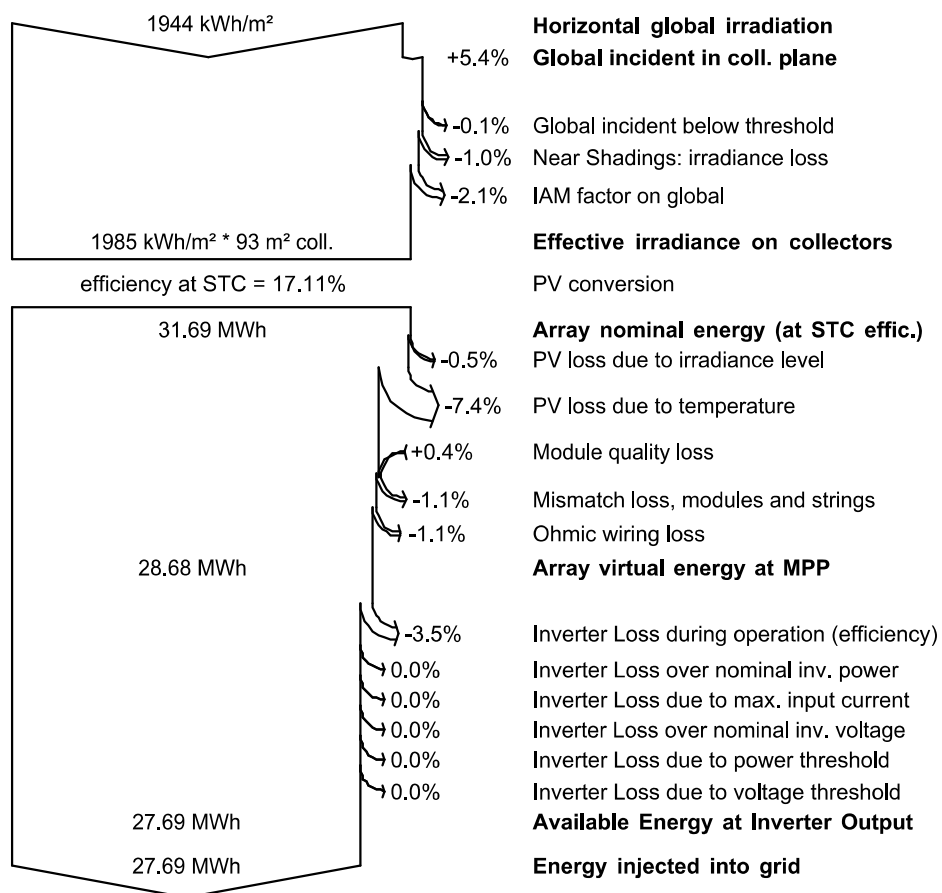
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : New Project

Simulation variant : Norte Geográfico - Inversor 15 kW - Corredor Civil e Mecânica

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	15°	azimuth 0°
PV modules	Model	CS6K - 280P	Pnom 280 Wp
PV Array	Nb. of modules	57	Pnom total 15.96 kWp
Inverter	Model	Symo 15.0-3 / 480	Pnom 15.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : **New Project**

Geographical Site	Brasilia-FT	Country	Brazil	
Situation	Latitude	-15.76° S	Longitude	-47.87° W
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	1042 m
	Albedo	0.20		
Meteo data:	Brasilia-FT	Meteonorm 7.2 (2008-2012) - Synthetic		

Simulation variant : **Norte Geográfico - Inversor 15 kW - Corredor Direção**

Simulation date 18/11/18 16h18

Simulation parameters	System type	Unlimited sheds	
Collector Plane Orientation	Tilt	15°	Azimuth 0°
Sheds configuration	Nb. of sheds	5	Unlimited sheds
	Sheds spacing	5.00 m	Collector width 3.00 m
Inactive band	Top	0.02 m	Bottom 0.02 m
Shading limit angle	Limit profile angle	20.6°	Ground cov. Ratio (GCR) 60.0 %
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	Mutual shadings of sheds		
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)			
PV module	Si-poly	Model	CS6K - 280P
Original PVsyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.	
Sub-array "Sub-array #1"			
Number of PV modules	In series	17 modules	In parallel 2 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	34	Unit Nom. Power 280 Wp
Array global power	Nominal (STC)	9.52 kWp	At operating cond. 8.54 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	475 V	I mpp 18 A
Sub-array "Sub-array #2"			
Number of PV modules	In series	16 modules	In parallel 2 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	32	Unit Nom. Power 280 Wp
Array global power	Nominal (STC)	8.96 kWp	At operating cond. 8.04 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	447 V	I mpp 18 A
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	18 kWp
		Module area	108 m²
		Total	66 modules
		Cell area	96.4 m ²
Inverter			
Original PVsyst database	Model	Symo 15.0-3 / 480	
Characteristics	Manufacturer	Fronius USA	
	Operating Voltage	200-800 V	Unit Nom. Power 15.0 kWac
Sub-array "Sub-array #1"	Nb. of inverters	1 * MPPT 0.57	Total Power 7.7 kWac
			Pnom ratio 1.23
Sub-array "Sub-array #2"	Nb. of inverters	1 * MPPT 0.43	Total Power 7.3 kWac
			Pnom ratio 1.23
Total	Nb. of inverters	1	Total Power 15 kWac
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m ² K	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Array#1	444 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Array#2	418 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Global		Loss Fraction 1.5 % at STC

Grid-Connected System: Simulation parameters

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.5 %

Module Mismatch Losses

Loss Fraction 1.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.10 %

Incidence effect (IAM): User defined IAM profile

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

User's needs :

Unlimited load (grid)

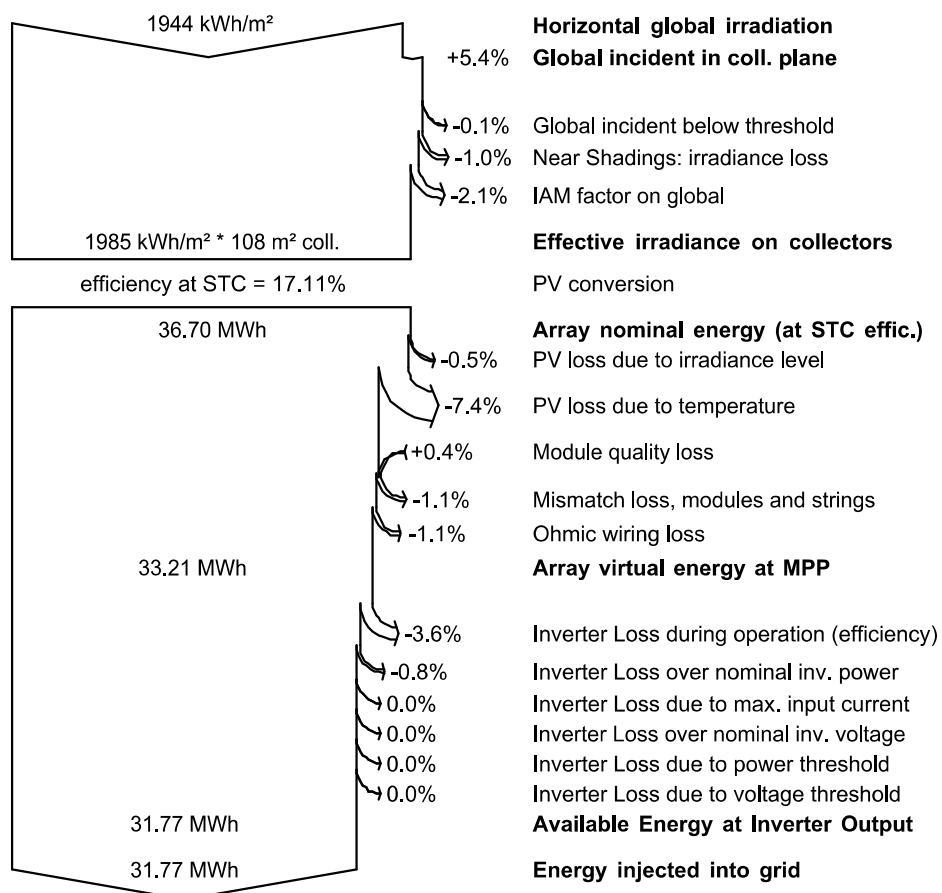
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : New Project

Simulation variant : Norte Geográfico - Inversor 15 kW - Corredor Direção

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	15°	azimuth 0°
PV modules	Model	CS6K - 280P	Pnom 280 Wp
PV Array	Nb. of modules	66	Pnom total 18.48 kWp
Inverter	Model	Symo 15.0-3 / 480	Pnom 15.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : **New Project**

Geographical Site	Brasilia-FT	Country	Brazil	
Situation Time defined as	Latitude	-15.76° S	Longitude	-47.87° W
	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	1042 m
	Albedo	0.20		
Meteo data:	Brasilia-FT	Meteonorm 7.2 (2008-2012) - Synthetic		

Simulation variant : **Orientação Telhado - Inversor 15 kW - Corredor Elétrica**

Simulation date 18/11/18 16h13

Simulation parameters	System type	Unlimited sheds	
Collector Plane Orientation	Tilt	15°	Azimuth -22°
Sheds configuration	Nb. of sheds	5	Unlimited sheds
	Sheds spacing	5.00 m	Collector width 3.00 m
Inactive band	Top	0.02 m	Bottom 0.02 m
Shading limit angle	Limit profile angle	20.6°	Ground cov. Ratio (GCR) 60.0 %
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	Mutual shadings of sheds		
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)			
PV module	Si-poly	Model	CS6K - 280P
Original PVsyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.	
Sub-array "Sub-array #1"			
Number of PV modules	In series	18 modules	In parallel 2 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	36	Unit Nom. Power 280 Wp
Array global power	Nominal (STC)	10.08 kWp	At operating cond. 9.05 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	502 V	I mpp 18 A
Sub-array "Sub-array #2"			
Number of PV modules	In series	19 modules	In parallel 1 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	19	Unit Nom. Power 280 Wp
Array global power	Nominal (STC)	5.32 kWp	At operating cond. 4775 Wp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	530 V	I mpp 9.0 A
Total Arrays global power	Nominal (STC)	15 kWp	Total 55 modules
	Module area	90.0 m²	Cell area 80.3 m ²
Inverter			
Original PVsyst database	Model	Symo 15.0-3 / 480	
Characteristics	Manufacturer	Fronius USA	
	Operating Voltage	200-800 V	Unit Nom. Power 15.0 kWac
Sub-array "Sub-array #1"	Nb. of inverters	1 * MPPT 0.57	Total Power 9.8 kWac
			Pnom ratio 1.03
Sub-array "Sub-array #2"	Nb. of inverters	1 * MPPT 0.43	Total Power 5.2 kWac
			Pnom ratio 1.03
Total	Nb. of inverters	1	Total Power 15 kWac
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m ² K	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Array#1	470 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Array#2	993 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Global		Loss Fraction 1.5 % at STC

Grid-Connected System: Simulation parameters

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.5 %

Module Mismatch Losses

Loss Fraction 1.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.10 %

Incidence effect (IAM): User defined IAM profile

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

User's needs :

Unlimited load (grid)

Grid-Connected System: Main results

Project : New Project

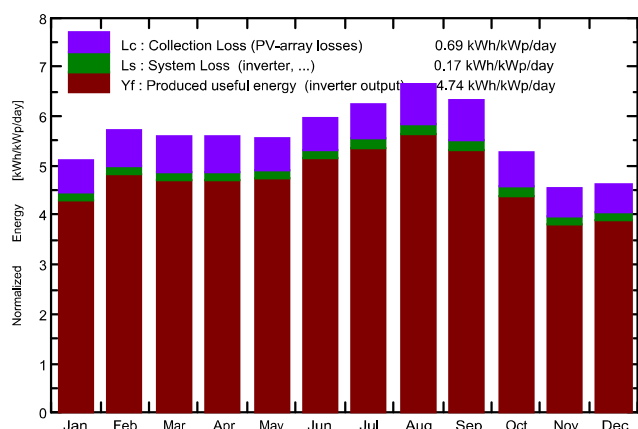
Simulation variant : Orientação Telhado - Inversor 15 kW - Corredor Elétrica

Main system parameters		System type	Grid-Connected
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	15°	azimuth -22°
PV modules	Model	CS6K - 280P	Pnom 280 Wp
PV Array	Nb. of modules	55	Pnom total 15.40 kWp
Inverter	Model	Symo 15.0-3 / 480	Pnom 15.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

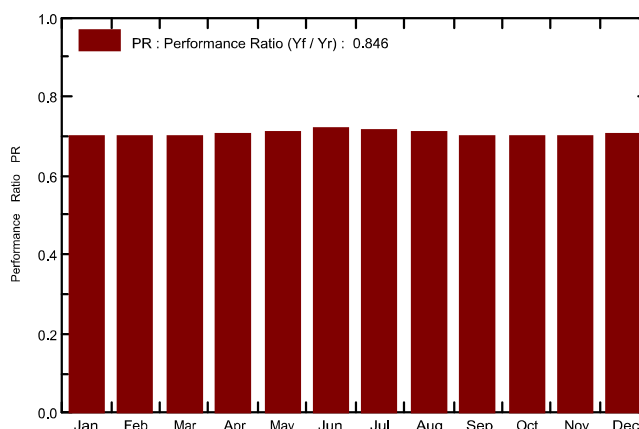
Main simulation results

System Production **Produced Energy 26.63 MWh/year** Specific prod. 1729 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **84.61 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 15.40 kWp



Performance Ratio PR



Orientação Telhado - Inversor 15 kW - Corredor Elétrica

Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	
January	166.0	84.41	22.60	158.3	152.1	2.128	2.049	0.840
February	164.0	76.89	22.50	160.2	154.5	2.153	2.076	0.841
March	169.8	75.00	22.22	173.6	167.7	2.328	2.245	0.840
April	154.8	56.15	21.94	167.5	162.4	2.253	2.174	0.843
May	149.8	43.75	20.59	172.5	167.7	2.350	2.268	0.854
June	149.5	36.17	19.06	178.8	173.6	2.457	2.374	0.862
July	163.8	34.71	19.40	193.9	188.7	2.652	2.563	0.858
August	183.4	37.56	20.91	206.0	201.1	2.787	2.693	0.849
September	182.0	60.16	22.50	189.9	184.4	2.546	2.458	0.840
October	163.6	77.86	23.64	163.0	157.5	2.181	2.101	0.837
November	143.5	68.21	21.97	136.2	131.0	1.833	1.763	0.841
December	153.9	82.83	22.30	143.8	137.9	1.941	1.867	0.843
Year	1944.2	733.68	21.63	2043.8	1978.8	27.611	26.631	0.846

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane PR Performance Ratio

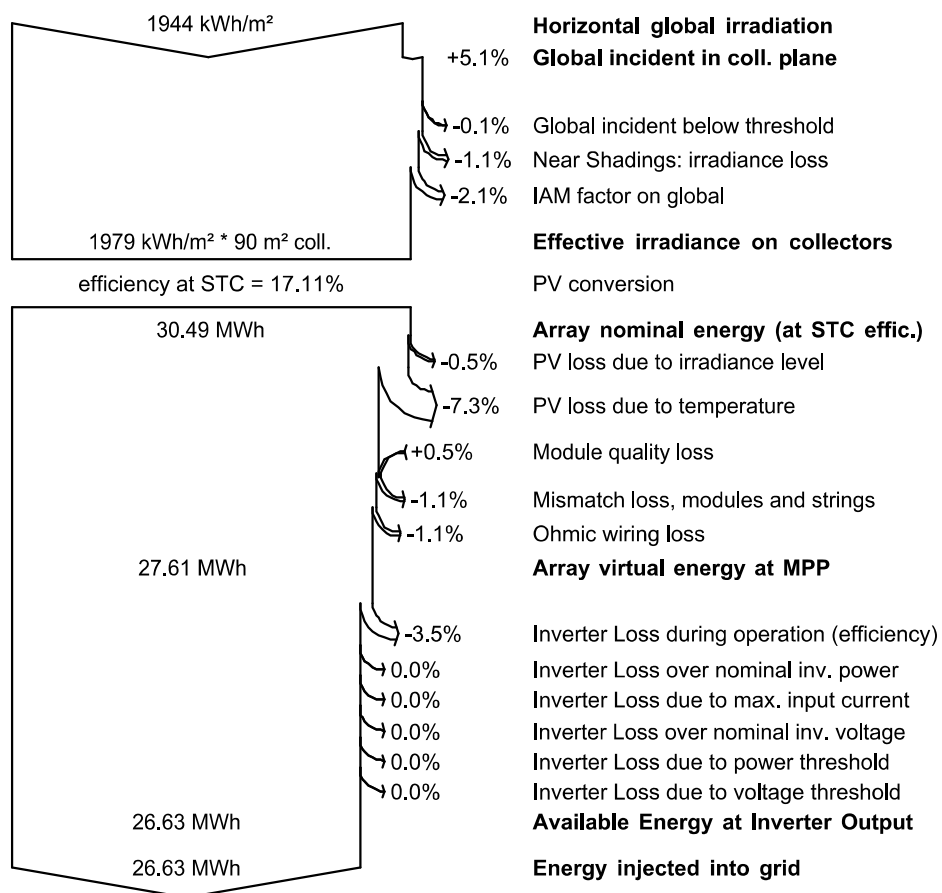
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : New Project

Simulation variant : Orientação Telhado - Inversor 15 kW - Corredor Elétrica

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	15°	azimuth -22°
PV modules	Model	CS6K - 280P	Pnom 280 Wp
PV Array	Nb. of modules	55	Pnom total 15.40 kWp
Inverter	Model	Symo 15.0-3 / 480	Pnom 15.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : **New Project**

Geographical Site	Brasilia-FT	Country	Brazil	
Situation Time defined as	Latitude	-15.76° S	Longitude	-47.87° W
	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	1042 m
	Albedo	0.20		
Meteo data:	Brasilia-FT	Meteonorm 7.2 (2008-2012) - Synthetic		

Simulation variant : **Orientação Telhado - Inversor 15 kW - Corredor Civil e Mecânica**

Simulation date 18/11/18 15h54

Simulation parameters	System type	Unlimited sheds	
Collector Plane Orientation	Tilt	15°	Azimuth -22°
Sheds configuration	Nb. of sheds	5	Unlimited sheds
	Sheds spacing	5.00 m	Collector width 3.00 m
Inactive band	Top	0.02 m	Bottom 0.02 m
Shading limit angle	Limit profile angle	20.6°	Ground cov. Ratio (GCR) 60.0 %
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	Mutual shadings of sheds		
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)			
PV module	Si-poly	Model	CS6K - 280P
Original PVSyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.	
Sub-array "Sub-array #1"			
Number of PV modules	In series	21 modules	In parallel 2 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	42	Unit Nom. Power 280 Wp
Array global power	Nominal (STC)	11.76 kWp	At operating cond. 10.56 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	586 V	I mpp 18 A
Sub-array "Sub-array #2"			
Number of PV modules	In series	15 modules	In parallel 2 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	30	Unit Nom. Power 280 Wp
Array global power	Nominal (STC)	8.40 kWp	At operating cond. 7.54 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	419 V	I mpp 18 A
Total Arrays global power	Nominal (STC)	20 kWp	Total 72 modules
	Module area	118 m²	Cell area 105 m ²
Inverter			
Original PVSyst database	Model	Symo 15.0-3 / 480	
Characteristics	Manufacturer	Fronius USA	
	Operating Voltage	200-800 V	Unit Nom. Power 15.0 kWac
Sub-array "Sub-array #1"	Nb. of inverters	1 * MPPT 0.57	Total Power 8.8 kWac
			Pnom ratio 1.34
Sub-array "Sub-array #2"	Nb. of inverters	1 * MPPT 0.43	Total Power 6.3 kWac
			Pnom ratio 1.34
Total	Nb. of inverters	1	Total Power 15 kWac
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m ² K	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Array#1	549 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Array#2	392 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Global		Loss Fraction 1.5 % at STC

Grid-Connected System: Simulation parameters

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.5 %

Module Mismatch Losses

Loss Fraction 1.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.10 %

Incidence effect (IAM): User defined IAM profile

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

User's needs :

Unlimited load (grid)

Grid-Connected System: Main results

Project : New Project

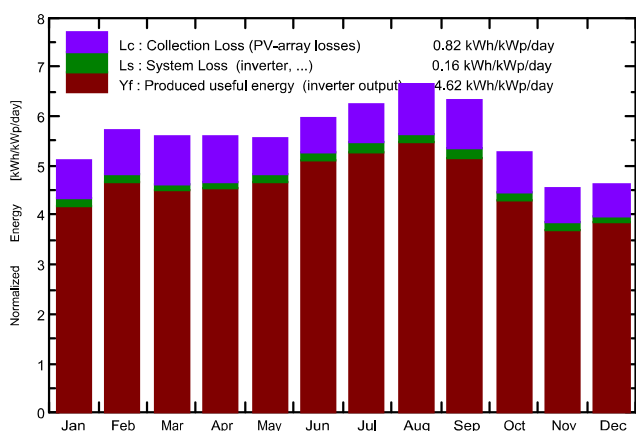
Simulation variant : Orientação Telhado - Inversor 15 kW - Corredor Civil e Mecânica

Main system parameters		System type	Grid-Connected
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	15°	azimuth -22°
PV modules	Model	CS6K - 280P	Pnom 280 Wp
PV Array	Nb. of modules	72	Pnom total 20.16 kWp
Inverter	Model	Symo 15.0-3 / 480	Pnom 15.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

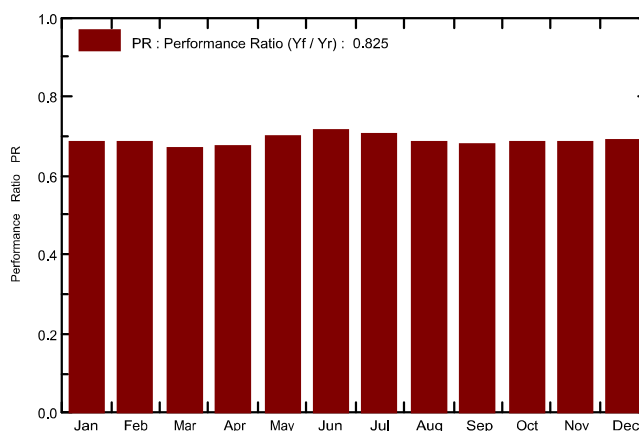
Main simulation results

System Production **Produced Energy 34.00 MWh/year** Specific prod. 1686 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **82.51 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 20.16 kWp



Performance Ratio PR



Orientação Telhado - Inversor 15 kW - Corredor Civil e Mecânica

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	166.0	84.41	22.60	158.3	152.1	2.707	2.614	0.819
February	164.0	76.89	22.50	160.2	154.5	2.734	2.643	0.818
March	169.8	75.00	22.22	173.6	167.7	2.902	2.805	0.802
April	154.8	56.15	21.94	167.5	162.4	2.832	2.739	0.811
May	149.8	43.75	20.59	172.5	167.7	3.018	2.919	0.839
June	149.5	36.17	19.06	178.8	173.6	3.183	3.081	0.855
July	163.8	34.71	19.40	193.9	188.7	3.410	3.301	0.844
August	183.4	37.56	20.91	206.0	201.1	3.532	3.419	0.823
September	182.0	60.16	22.50	189.9	184.4	3.233	3.127	0.817
October	163.6	77.86	23.64	163.0	157.5	2.791	2.696	0.821
November	143.5	68.21	21.97	136.2	131.0	2.329	2.247	0.818
December	153.9	82.83	22.30	143.8	137.9	2.493	2.406	0.830
Year	1944.2	733.68	21.63	2043.8	1978.8	35.164	33.997	0.825

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane PR Performance Ratio

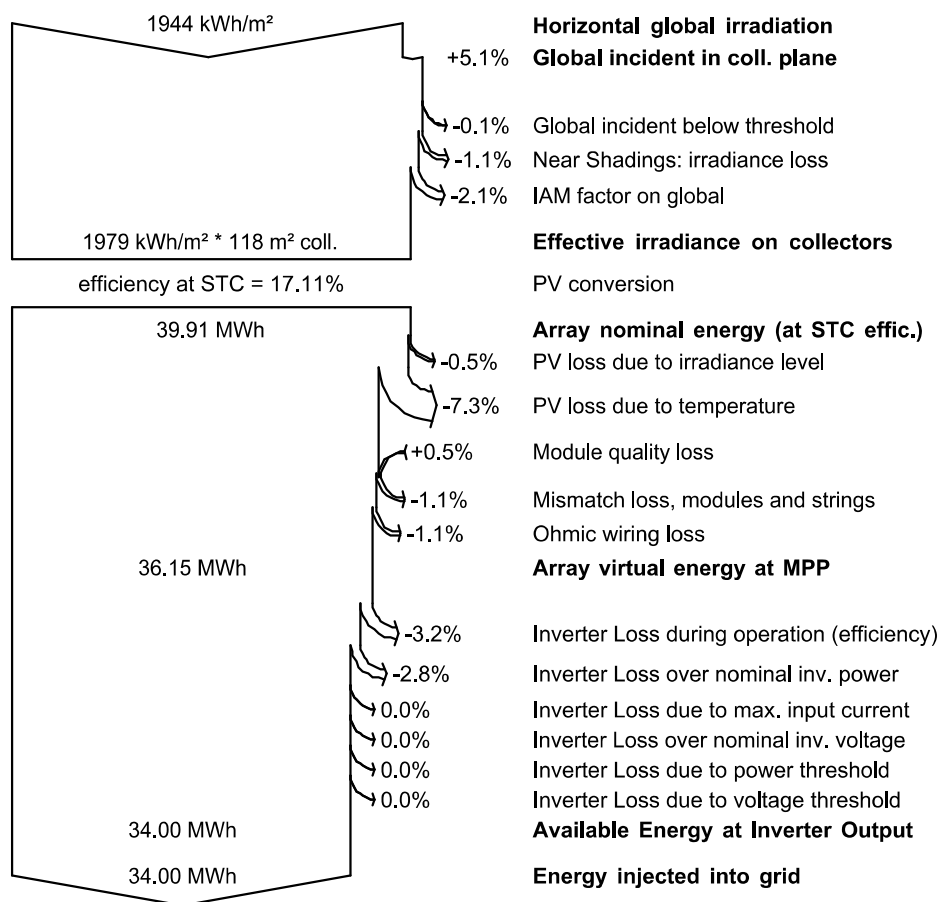
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : New Project

Simulation variant : Orientação Telhado - Inversor 15 kW - Corredor Civil e Mecânica

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	15°	azimuth -22°
PV modules	Model	CS6K - 280P	Pnom 280 Wp
PV Array	Nb. of modules	72	Pnom total 20.16 kWp
Inverter	Model	Symo 15.0-3 / 480	Pnom 15.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : **New Project**

Geographical Site	Brasilia-FT	Country	Brazil	
Situation Time defined as	Latitude	-15.76° S	Longitude	-47.87° W
	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	1042 m
	Albedo	0.20		
Meteo data:	Brasilia-FT	Meteonorm 7.2 (2008-2012) - Synthetic		

Simulation variant : **Orientação Telhado - Inversor 15 kW - Corredor Direção**

Simulation date 18/11/18 16h16

Simulation parameters	System type	Unlimited sheds	
Collector Plane Orientation	Tilt	15°	Azimuth -22°
Sheds configuration	Nb. of sheds	5	Unlimited sheds
	Sheds spacing	5.00 m	Collector width 3.00 m
Inactive band	Top	0.02 m	Bottom 0.02 m
Shading limit angle	Limit profile angle	20.6°	Ground cov. Ratio (GCR) 60.0 %
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	Mutual shadings of sheds		
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)			
PV module	Si-poly	Model	CS6K - 280P
Original PVsyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.	
Sub-array "Sub-array #1"			
Number of PV modules	In series	21 modules	In parallel 2 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	42	Unit Nom. Power 280 Wp
Array global power	Nominal (STC)	11.76 kWp	At operating cond. 10.56 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	586 V	I mpp 18 A
Sub-array "Sub-array #2"			
Number of PV modules	In series	15 modules	In parallel 2 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	30	Unit Nom. Power 280 Wp
Array global power	Nominal (STC)	8.40 kWp	At operating cond. 7.54 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	419 V	I mpp 18 A
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	20 kWp
		Module area	118 m²
		Total	72 modules
		Cell area	105 m ²
Inverter			
Original PVsyst database	Model	Symo 15.0-3 / 480	
Characteristics	Manufacturer	Fronius USA	
	Operating Voltage	200-800 V	Unit Nom. Power 15.0 kWac
Sub-array "Sub-array #1"	Nb. of inverters	1 * MPPT 0.57	Total Power 8.8 kWac
			Pnom ratio 1.34
Sub-array "Sub-array #2"	Nb. of inverters	1 * MPPT 0.43	Total Power 6.3 kWac
			Pnom ratio 1.34
Total	Nb. of inverters	1	Total Power 15 kWac
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m ² K	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Array#1	549 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Array#2	392 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Global		Loss Fraction 1.5 % at STC

Grid-Connected System: Simulation parameters

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.5 %

Module Mismatch Losses

Loss Fraction 1.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.10 %

Incidence effect (IAM): User defined IAM profile

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

User's needs :

Unlimited load (grid)

Grid-Connected System: Main results

Project : New Project

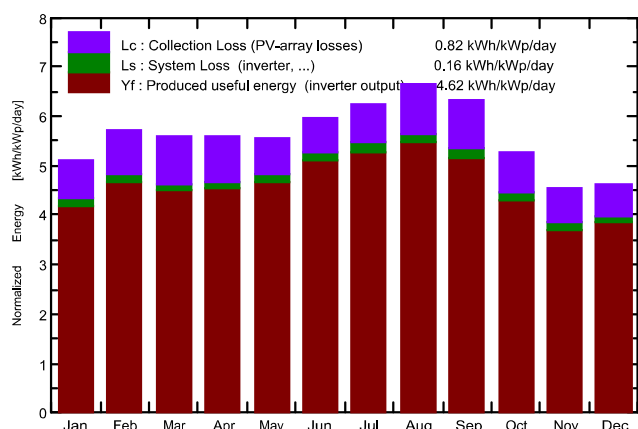
Simulation variant : Orientação Telhado - Inversor 15 kW - Corredor Direção

Main system parameters		System type	Grid-Connected
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	15°	azimuth -22°
PV modules	Model	CS6K - 280P	Pnom 280 Wp
PV Array	Nb. of modules	72	Pnom total 20.16 kWp
Inverter	Model	Symo 15.0-3 / 480	Pnom 15.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

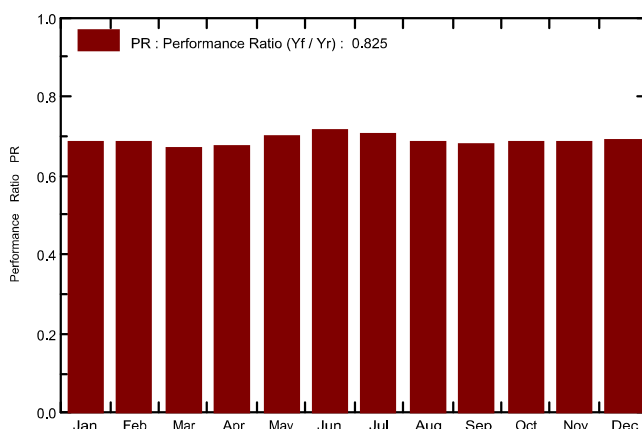
Main simulation results

System Production **Produced Energy 34.00 MWh/year** Specific prod. 1686 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **82.51 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 20.16 kWp



Performance Ratio PR



Orientação Telhado - Inversor 15 kW - Corredor Direção

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	166.0	84.41	22.60	158.3	152.1	2.707	2.614	0.819
February	164.0	76.89	22.50	160.2	154.5	2.734	2.643	0.818
March	169.8	75.00	22.22	173.6	167.7	2.902	2.805	0.802
April	154.8	56.15	21.94	167.5	162.4	2.832	2.739	0.811
May	149.8	43.75	20.59	172.5	167.7	3.018	2.919	0.839
June	149.5	36.17	19.06	178.8	173.6	3.183	3.081	0.855
July	163.8	34.71	19.40	193.9	188.7	3.410	3.301	0.844
August	183.4	37.56	20.91	206.0	201.1	3.532	3.419	0.823
September	182.0	60.16	22.50	189.9	184.4	3.233	3.127	0.817
October	163.6	77.86	23.64	163.0	157.5	2.791	2.696	0.821
November	143.5	68.21	21.97	136.2	131.0	2.329	2.247	0.818
December	153.9	82.82	22.30	143.8	137.9	2.493	2.406	0.830
Year	1944.2	733.67	21.63	2043.8	1978.8	35.164	33.997	0.825

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane PR Performance Ratio

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : New Project

Simulation variant : Orientação Telhado - Inversor 15 kW - Corredor Direção

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	15°	azimuth -22°
PV modules	Model	CS6K - 280P	Pnom 280 Wp
PV Array	Nb. of modules	72	Pnom total 20.16 kWp
Inverter	Model	Symo 15.0-3 / 480	Pnom 15.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year

