



Universidade Federal
do Rio de Janeiro
Escola Politécnica

SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE – ESTUDO DE CASO NO CENTRO DE TECNOLOGIA DA UFRJ

Rachel Besso

Projeto de Graduação apresentado ao curso de Engenharia Ambiental da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Heloisa Teixeira Firmo

Rio de Janeiro

Fevereiro de 2017

SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE – ESTUDO DE CASO NO
CENTRO DE TECNOLOGIA DA UFRJ

Rachel Besso

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE
ENGENHARIA AMBIENTAL DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS
PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO AMBIENTAL.

Examinado por:

Profª Heloisa Teixeira Firmo, D. Sc.

Prof. Giovani Manso Ávila, D. Sc.

Prof. Luís Guilherme Barbosa Rolim, Dr.-Ing

Rio de Janeiro – RJ, Brasil

Fevereiro de 2017

Besso, Rachel

Sistema Solar Fotovoltaico conectado à rede – Estudo de caso no Centro de Tecnologia da UFRJ / Rachel Besso. – Rio de Janeiro: UFRJ/Escola Politécnica, 2017.

XIII, 97,p.: il.; 29,7cm.

Orientador: Heloisa Teixeira Firmo

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia Ambiental, 2017.

Referências Bibliográficas: p. 87

1. Introdução 2. Princípios da Energia Solar Fotovoltaica
3. Conjuntura e Aspectos Econômicos da Energia Fotovoltaica
4. Análise Ambiental da Tecnologia Fotovoltaica
5. Caracterização do Ambiente Estudado. 6. Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico
7. Conclusões e Recomendações I. Firmo, Heloisa Teixeira. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. III. Sistema Solar Fotovoltaico conectado à rede – Estudo de Caso no Centro de Tecnologia da UFRJ

"De nada serve ao homem queixar-se dos tempos em que vive. A única coisa boa que pode fazer é tentar melhorá-los."

Thomas Carlyle (1795-1881)

Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer à professora Heloisa por ter orientado este trabalho com tanta atenção e cuidado, sempre trazendo ideias, se colocando à disposição para dúvidas e buscando apoio de outros professores para ampliar a visão sobre o tema.

Agradeço ao professor Giovani pela participação no processo de elaboração do trabalho e, principalmente, pelo entusiasmo em tornar a ideia deste projeto real. Agradeço também ao professor Luiz Guilherme Rolim pelo apoio na parte teórica sobre sistemas fotovoltaicos e pelos dados disponibilizados, sem os quais não seria possível realizar este projeto.

Agradeço aos meus pais, Sandra e Isaac, e meus irmãos, Elie e Carlos, pelo amor e carinho de todo dia, por serem a base da minha formação pessoal e acadêmica e pelo entusiasmo com as minhas conquistas.

Agradeço às minhas amigas e grandes companheiras da Engenharia Ambiental, Bibi, Dani, Gabi, Luiza e Mari, por todos momentos maravilhosos que vivemos juntas dentro e fora da universidade e também por compartilhar as ansiedades e as vitórias de cada etapa desse processo.

Agradeço às minhas amigas-irmãs Dafne, Juliana, Luana, Luna, Suzana e Tamara pela inexplicável conexão que nos une desde pequenas e que parece só crescer, por serem as melhores companhias para conversas filosóficas, viagens, festas e também para momentos difíceis.

Agradeço ao Christopher por disponibilizar seu trabalho final e pelo empenho em ajudar na produção deste trabalho. Agradeço ao querido amigo Maycon pela capacidade de escuta, por me guiar nas crises existenciais e pela animação com as minhas vitórias.

Por último, gostaria de agradecer à colega de curso Marianna Otoni pelo interesse no tema e esforço em viabilizar a elaboração deste projeto, e à Anny Elena por disponibilizar seu trabalho sobre a utilização do *software* SAM, que foi fundamental no processo de entendimento do programa.

Resumo do Projeto de Graduação Apresentado à Escola Politécnica/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Ambiental.

SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE – ESTUDO DE CASO NO CENTRO DE TECNOLOGIA DA UFRJ

Rachel Besso

Fevereiro/2017

Orientador: Heloisa Teixeira Firmo

Curso: Engenharia Ambiental

Os padrões atuais de exploração e utilização de recursos energéticos, para atender à crescente demanda por eletricidade e combustíveis, estão relacionados com diversas questões ambientais, como emissão de gases de efeito estufa. A energia solar fotovoltaica apresenta-se como uma possível alternativa por ser uma fonte de energia renovável. A tecnologia, quando aplicada na modalidade conectada à rede, pode auxiliar também na redução da fatura de energia elétrica, de acordo o sistema de compensação de energia da Resolução Normativa 687/2015 da Aneel. Visto que o Centro de Tecnologia da UFRJ é uma das unidades que mais consome energia dentro da universidade e que vem experimentando aumento da conta de luz nos últimos anos, a proposta deste trabalho é o dimensionamento de um sistema de geração fotovoltaica conectado à rede para o Bloco D do Centro.

Inicialmente serão apresentados os princípios da energia solar fotovoltaica, os aspectos econômicos e a estrutura tarifária do setor energético brasileiro, bem como uma análise preliminar do ciclo de vida dos painéis. Em seguida, serão descritos o local de estudo e seu perfil de demanda de energia elétrica. O dimensionamento do sistema será então elaborado com o auxílio do programa *System Advisor Model* (SAM) a partir do perfil de radiação solar no local e respeitando as características construtivas do Bloco D. Por último será estimado o investimento inicial do empreendimento, assim como a análise de viabilidade econômica a partir dos parâmetros de Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e Tempo de Retorno.

Palavras chaves: Sistema Fotovoltaico, System Advisor Model, Viabilidade Econômica, Análise de Ciclo de Vida

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Environmental Engineer

GRID-TIE PHOTOVOLTAIC SYSTEM – CASE OF STUDY IN THE TECHNOLOGY
CENTER OF UFRJ

Rachel Besso

February/2017

Advisor: Heloisa Teixeira Firmo

Course: Environmental Engineering

The current energy exploitation and usage standards, which aim to meet with the growing up electricity and fuel demand, are related with environmental issues, such as greenhouse gases emission. Solar photovoltaic power appears as an alternative because it is a renewable energy source. Grid-tie solar systems can reduce the expenses with electricity bill, according to the Net Metering System presented in the latest Resolution 687/2015 of ANEEL. Since the Technology Center of UFRJ is one of the most intensive in energy consumption facility and has been, in past few years, experimenting an increase in its energy bill, this project propose is to size a grid-tie photovoltaic system to the Block D of the Center.

In the first place, it will be explained the solar energy principles, the economic aspects and the Brazilian electricity charging structure, as well as a preliminary life cycle analysis of solar modules. After that, the area of study and its electricity demand profile will be described. Then, the grid-tie photovoltaic system will be designed with the support of System Advisor Model (SAM) software in line with local solar resources and with the block construction features. In addition, the initial investment costs will be estimated and an economic feasibility study will be prepared with the parameters Net Present Value (NPV), Intern Rate of Return (IRR) and Payback (turnaround time on investment).

Key Words: Photovoltaic Systems, System Advisor Model, Economic Feasibility, Life Cycle Analysis

Sumário

Índice de Figuras	9
Índice de Tabelas	11
1. Introdução.....	1
1.1. Motivação	1
1.2. Justificativa	2
1.3. Objetivos	3
1.4. Estrutura do Trabalho	3
2. Princípios da Energia Solar Fotovoltaica	4
2.1. Energia	4
2.2. Radiação Solar	5
2.3. Efeito Fotovoltaico	10
2.4. Células Fotovoltaicas.....	13
2.5. Componentes de um Sistema Fotovoltaico.....	15
2.5.1. Módulos Fotovoltaicos	16
2.5.2. Inversores.....	22
2.5.3. Baterias	23
2.5.4. Controladores de Carga	24
2.5.5. Seguimento de Ponto de Máxima Potência (SPPM)	24
2.6. Modalidades de Sistemas Fotovoltaicos	24
2.6.1. Sistemas Isolados (<i>Off-grid</i>)	25
2.6.2. Sistemas Conectados à Rede (<i>Grid-Tie</i>)	26
3. Conjuntura e Aspectos Econômicos da Energia Fotovoltaica	27
3.1. Panorama mundial.....	27
3.2. Panorama nacional.....	28
3.3. Tarifação de Energia	31
3.3.1. Estrutura Tarifária	35
3.3.2. Bandeiras Tarifárias.....	36
3.3.3. Tributação	37

3.4.	Legislações e Incentivos Governamentais.....	37
3.4.1.	Resolução Normativa N° 482/2012 da ANEEL	38
3.4.2.	Resolução Normativa N° 687/2015 da ANEEL	39
3.4.3.	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD) 40	
3.4.4.	Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) Estratégico da ANEEL .	40
3.5.	Ferramentas de Análise de Investimento.....	41
4.	Análise Ambiental da Tecnologia Fotovoltaica.....	42
4.1.	Análise de Ciclo de Vida.....	42
4.1.1.	Extração de Matéria-prima.....	44
4.1.2.	Produção das Células e Componentes.....	44
4.1.3.	Montagem do Painel e Instalação do Sistema	46
4.1.4.	Desativação.....	47
4.2.	Comparação com outras tecnologias.....	47
5.	Caracterização do Ambiente Estudado.....	48
5.1.	A Universidade Federal do Rio de Janeiro.....	48
5.2.	Centro de Tecnologia da UFRJ.....	50
5.3.	Bloco D.....	54
5.4.	Demanda e Custo de Energia Elétrica	55
6.	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico	61
6.1.	System Advisor Model – SAM	61
6.2.	Localização e Recurso Solar	62
6.3.	Módulo Fotovoltaico e Inversor.....	65
6.4.	<i>Design</i> do Sistema e Sombreamento.....	68
6.5.	Perdas e Tempo de Vida do Sistema.....	73
6.6.	Simulação.....	75
6.7.	Análise de Viabilidade Econômica	79
7.	Conclusões e Recomendações	85
	Referências Bibliográficas	87

Anexo I – Folha de Dados da Célula Fotovoltaica: Canadian Solar – CS6P-265P	94
Anexo II – Folha de Dados do Inversor: Fronius USA Symo 12.5-3 – 480V	96

Índice de Figuras

Figura 1: Origem e Transformações Energéticas da Radiação Solar	5
Figura 2: Declinação Solar.....	6
Figura 3: Variação da Irradiância solar Extraterrestre ao longo do ano	7
Figura 4: Diagrama das interações da Radiação Solar com a Atmosfera – W/m^2	8
Figura 5: Movimento Solar Diurno no Hemisfério Sul.....	9
Figura 6: Radiação Solar no Plano Inclinado – Média Anual – Brasil	10
Figura 7: Estrutura de Bandas de Energia	11
Figura 8: Célula Fotovoltaica	13
Figura 9: Tecnologias de Primeira Geração - Silício Mono e Policristalino	14
Figura 10: Camadas de um Módulo Fotovoltaico Típico	16
Figura 11: Curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico.....	17
Figura 12: Efeito de variação da irradiância solar	19
Figura 13: Efeito de variação da temperatura	19
Figura 14: Arranjo e Curva I-V para associação de módulos em série.....	20
Figura 15: Arranjo e Curva I-V para associação de módulos em paralelo	21
Figura 16: Símbolo para Inversor.....	22
Figura 17: Sistemas Isolados (<i>Off Grid</i>)	25
Figura 18: Sistemas Conectados à Rede (<i>Grid Tie</i>).....	26
Figura 19: Evolução da Capacidade Fotovoltaica acumulada – 2000 até 2014.....	28
Figura 20: Redução do preço de placas fotovoltaicas	28
Figura 21: Número de conexões de geração distribuída por fonte – 2015	29
Figura 22: Matriz de Energia Elétrica Brasileira – 2016.....	31
Figura 23: Evolução da Curva de Carga diária do SIN no Verão - 2000 a 2014.....	34
Figura 24: Evolução da Curva de Carga diária do SIN no Inverno - 2000 a 2014	35
Figura 25: Compensação de Energia.....	38
Figura 26: Etapas do Ciclo de Vida de um produto	43
Figura 27: Ciclo de Vida da Tecnologia Fotovoltaica	44
Figura 28: Processos de purificação do Silício Grau Metalúrgico (SiGM).....	45
Figura 29: Classificação das Coberturas na Cidade Universitária.....	50
Figura 30: Localização das Subestações do CT	52
Figura 31: Localização do Bloco D no Centro de Tecnologia da UFRJ	54
Figura 32: Consumo médio de energia elétrica (kWh/mês) nas unidades da Cidade Universitária – maio/2013 a abril/2014.....	55
Figura 33: Demanda Contratada x Demanda Registrada nas unidades da Cidade Universitária - maio/2013 a abril/2014.....	56

Figura 34: Curva de Carga do CT - Média dos dias úteis de Abril entre 2012 - 2014..	57
Figura 35: Curva de Carga do CT - Média dos dias úteis de Setembro entre 2012 - 2014	57
Figura 36: Bandeiras Tarifárias da Light S.A. em 2015	59
Figura 37: Distância entre o Centro de Tecnologia e o Aeroporto Santos Dumont.....	63
Figura 38: Dados de radiação solar Aeroporto Santos Dumont - SWERA	64
Figura 39: Perfil de radiação solar mensal em W/m^2 – SWERA.....	65
Figura 40: Curva I-V do módulo Canadian Solar - CS6P-265P	66
Figura 41: Eficiência x Potência de Saída - Fronius USA Symo 12.5-3 – 240V.....	67
Figura 42: Parâmetros para Cálculo do Espaçamento entre as Fileiras	69
Figura 43: Vista Superior do Bloco D do Centro de Tecnologia	70
Figura 44: Corte Transversal do Bloco D do Centro de Tecnologia (em metros).....	71
Figura 45: Vista Superior do Sistema Proposto.....	72
Figura 46: Vista 3D do Sistema Proposto	72
Figura 47: Energia mensal gerada pelo sistema no primeiro ano.....	75
Figura 48: Geração de Energia Anual (kWh)	76
Figura 49: Consumo e Geração do Sistema	78

Índice de Tabelas

Tabela 1: Potencial Fotovoltaico Residencial por Estado.....	30
Tabela 2: Horário de Ponta em diferentes capitais brasileiras.....	33
Tabela 3: Subgrupos Tarifários.....	35
Tabela 4: Potência Instalada por Subestação do CT (kVA).....	51
Tabela 5: Características do Estacionamento Solar da UFRJ.....	53
Tabela 6: Estrutura Tarifária Horo sazonal Verde da Light S.A. – 2016	58
Tabela 7: Consumo de Energia no Centro de Tecnologia (kWh) - 2015 e 2016.....	59
Tabela 8: Fatura de Energia no Centro de Tecnologia (R\$) - 2015 e 2016	60
Tabela 9: Características do Módulo Canadian Solar - CS6P-265P.....	66
Tabela 10: Características do Inversor Fronius USA Symo 12.5-3 – 480V	67
Tabela 11: Parâmetros Auto Sombreamento	71
Tabela 12: Características dos módulos e inversores no sistema.....	73
Tabela 13: Rastreamento e Orientação	73
Tabela 14: Perdas no Sistema.....	74
Tabela 15: Geração de Energia nos Solstícios de Verão e de Inverno	77
Tabela 16: Demanda, Geração e Percentual de Atendimento à Demanda	78
Tabela 17: Estrutura Capex de Sistema de Geração Fotovoltaica Conectado à Rede	79
Tabela 18: Custos do Sistema	80
Tabela 19: Geração de Energia e Bandeiras Tarifárias - Julho e Agosto de 2015	81
Tabela 20: Análise de Viabilidade Econômica - Cenário 1	82
Tabela 21: Análise de Viabilidade Econômica - Cenário 2	84

1. Introdução

1.1. Motivação

A criação de instrumentos e máquinas movidos por fontes energéticas externas ao corpo humano foi uma das maiores transformações que permitiu ao homem alterar de maneira irreversível o meio ambiente à sua volta (HÉMERY *et al.*, 1993). Todas as sociedades contemporâneas, inclusive as menos desenvolvidas, buscam permanentemente quantidades adicionais de energia para atender à crescente demanda por eletricidade e combustíveis, responsáveis por fazer funcionar os diferentes instrumentos, máquinas e atividades modernas.

Os padrões atuais de exploração dos recursos energéticos estão relacionados a diversas questões ambientais. As alterações climáticas estão associadas à queima de materiais energéticos de origem fóssil, à emissão de metano e ao desmatamento como consequência do cultivo e produção de alimentos. A expansão dos desertos decorre da exploração vegetal para atender à demanda de combustíveis. Os impactos ambientais da navegação e a destruição da biologia marinha estão relacionados em grande parte aos resíduos energéticos (SCHEER, 1995).

É possível perceber, portanto, que o modelo de abastecimento energético baseado em fontes não renováveis leva à destruição acelerada dos estoques energéticos – petróleo, carvão, gás natural e energia nuclear – gerando consequências que ameaçam a continuidade do homem no meio em que vive. BERMEJO (2011) aponta para a necessidade de reproduzir os processos e regras dos ecossistemas naturais para atingir a sustentabilidade, fechando os ciclos de materiais e utilizando energias renováveis, como a energia solar.

Atualmente existem duas principais formas de aproveitamento da energia solar para geração elétrica. A primeira delas é a energia solar térmica (ou heliotérmica), baseada na utilização de espelhos que concentram a irradiação direta solar em um ponto focal, no qual está localizado um receptor por onde passa um fluido absorvedor (sal fundido, óleos sintéticos ou vapor d'água) que expande, gerando eletricidade. A outra forma de utilizar a energia solar, mais consolidada e empregada mundialmente, é a tecnologia fotovoltaica (MIT, 2015). Neste caso, a obtenção de energia elétrica acontece através da absorção da luz solar por material semicondutor, fenômeno conhecido como efeito fotovoltaico (EPE, 2016b).

Ainda que a energia solar não gere impactos ambientais significativos durante a sua operação, também existem, assim como em todos os sistemas energéticos, aspectos relacionados com outras etapas do seu ciclo de vida.

1.2. Justificativa

O Brasil se diferencia de outros países por possuir uma matriz energética com elevada presença de energias renováveis, como biomassa de cana e energia hidráulica. Em 2015, 75% da oferta de energia elétrica nacional estava associada a fontes renováveis – 64% hidráulica, 8% biomassa, 3,5 eólica e 0,01% solar (EPE, 2016a). A energia hidráulica foi utilizada como principal fonte de geração do sistema elétrico brasileiro durante décadas, devido à competitividade econômica e à abundância de recursos hídricos nacionalmente. Porém, desvantagens como incertezas hidrológicas e polêmicas em torno da construção de reservatórios vêm dificultando a construção de novas hidrelétricas (EPE, 2016b). A crise hídrica que afetou o país recentemente levou a um aumento da utilização de termelétricas e também a elevação do preço da energia (CERQUEIRA *et al*, 2015).

A Universidade Federal do Rio de Janeiro foi uma das instituições que sofreu com o aumento da tarifa energética. Ainda que o consumo de energia da universidade seja alto devido à elevada circulação de pessoas e existência de laboratórios e hospitais, em 2015 não houve crescimento significativo no consumo e, devido ao reajuste, a conta de luz praticamente dobrou, passando da previsão de R\$25,5 milhões para R\$ 46,2 milhões (UFRJ, 2016a).

Segundo o Informativo do Fundo Verde (2014), o Centro de Tecnologia (CT) da UFRJ é uma das unidades da Cidade Universitária que mais consumiu energia entre 2013 e 2014, perdendo somente para o Hospital Universitário. Além do alto consumo, as demandas médias registradas de diversas unidades ultrapassaram, no mesmo período, a demanda contratada com a concessionária.

Dentro do panorama apresentado sobre questões ambientais relacionadas ao nosso modelo de abastecimento energético e também questões econômicas associadas ao aumento na tarifa energética, uma das soluções que se apresenta é o aproveitamento de energia solar através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Além de ser uma energia renovável, outro benefício do uso da energia solar é a redução da conta de luz,

após período de amortização do investimento. O Centro de Tecnologia da UFRJ foi escolhido para a realização deste estudo de caso por apresentar alto consumo.

1.3. Objetivos

O objetivo principal do trabalho é dimensionar um sistema solar fotovoltaico conectado à rede para o Bloco D do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro com o auxílio do *software* SAM – System Advisor Model.

Dentre os objetivos específicos destacam-se:

- Estudar os princípios da energia solar fotovoltaica;
- Efetuar levantamento simplificado do ciclo de vida de painéis fotovoltaicos;
- Analisar o recurso solar no local de estudo a partir dos dados fornecidos pelo *software* SAM;
- Propor um sistema fotovoltaico para o Bloco D do CT de acordo com os aspectos construtivos do local;
- Estudar os aspectos específicos do sistema fotovoltaico proposto, como a orientação, inclinação, sombreamento e perdas;
- Estimar os custos para investimento inicial do projeto;
- Fazer análise estimada da viabilidade econômica do empreendimento.

1.4. Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está estruturado em sete capítulos. No primeiro, são apresentados o tema e a sua justificativa; os objetivos do trabalho; bem como a sua estrutura.

No segundo capítulo é realizada uma revisão bibliográfica sobre os princípios da energia solar: energia, radiação solar, efeito fotovoltaico, células e sistemas fotovoltaicos, componentes e modalidades de sistemas fotovoltaicos.

No terceiro capítulo são discutidos a conjuntura e os aspectos econômicos da energia solar fotovoltaica: panorama atual, mundial e nacional; legislações e incentivos governamentais; e tarifação de energia.

No capítulo seguinte é feita uma descrição simplificada dos aspectos relacionados ao ciclo de vida dos painéis fotovoltaicos. No quinto tópico é realizada a caracterização do ambiente estudado, com breve histórico da Universidade Federal do Rio de Janeiro, descrição do Bloco D do Centro de Tecnologia da universidade; e demanda de energia elétrica.

No sexto capítulo é realizado o dimensionamento do sistema fotovoltaico. Inicialmente é descrito o *software* SAM (System Advisor Model). Em seguida são explicadas cada etapa do dimensionamento e os resultados gerados pelo programa. Por último, são estimados o investimento inicial e a viabilidade econômica do empreendimento.

No sétimo e último capítulo são desenvolvidas as conclusões e recomendações para futuros estudos relacionados ao tema deste trabalho.

2. Princípios da Energia Solar Fotovoltaica

2.1. Energia

Energia é definida como algo que “se deve fornecer a um sistema material, ou retirar dele, para transformá-lo ou deslocá-lo”, sendo o elemento substancial para o funcionamento de todos os processos naturais e sociais (HÉMERY *et al.*, 1993; SCHEER, 1995).

A transformação da energia (luz solar, ventos, água, carvão mineral, lenha) com objetivo de utilização para fins precisos (eletricidade, calor, movimento) só é possível através de conversores, que são classificados em biológicos (plantas e seres vivos) ou artificiais (máquinas a vapor, centrais nucleares, placas fotovoltaicas). As leis da termodinâmica definem que a qualidade da energia é deteriorada através dos processos de transformação. Considerando que, dentro da escala temporal humana, a quantidade de energia primária presente no universo é infinita, o desafio de todas as sociedades sempre foi tentar retirar dessas fontes primárias o máximo de energia útil sob forma de trabalho. (HÉMERY *et al.*, 1993).

2.2. Radiação Solar

A energia do sol é proveniente da fusão nuclear do hidrogênio presente no seu interior como consequência das altas temperaturas e densidades. Esse processo origina energia e produz hélio como um subproduto. O sol possui hidrogênio suficiente para continuar produzindo energia por mais centenas de bilhões de anos. Portanto, a energia gerada pelo sol é considerada renovável na escala humana, mas, inevitavelmente, em algum momento, ela também se esgotará (TAVARES, 2000).

Praticamente todas as formas de energia existentes na Terra, tanto as renováveis quanto as não renováveis, provêm do sol em escalas de tempo distintas. A energia do sol possibilita a evaporação, dando origem ao ciclo das águas, e viabilizando o represamento e a geração de hidroeletricidade. Os ventos são originados pela conversão da radiação solar em energia cinética, devido à distribuição desigual da energia do sol no globo. Os combustíveis fósseis, como petróleo, carvão e gás natural, são energia solar acumulada durante milhões de anos. Os resíduos de plantas e animais que deram origem a estes combustíveis absorveram energia do sol para o seu desenvolvimento. (CEPEL, 2014). A Figura 1 ilustra a origem e as transformações energéticas da radiação solar.

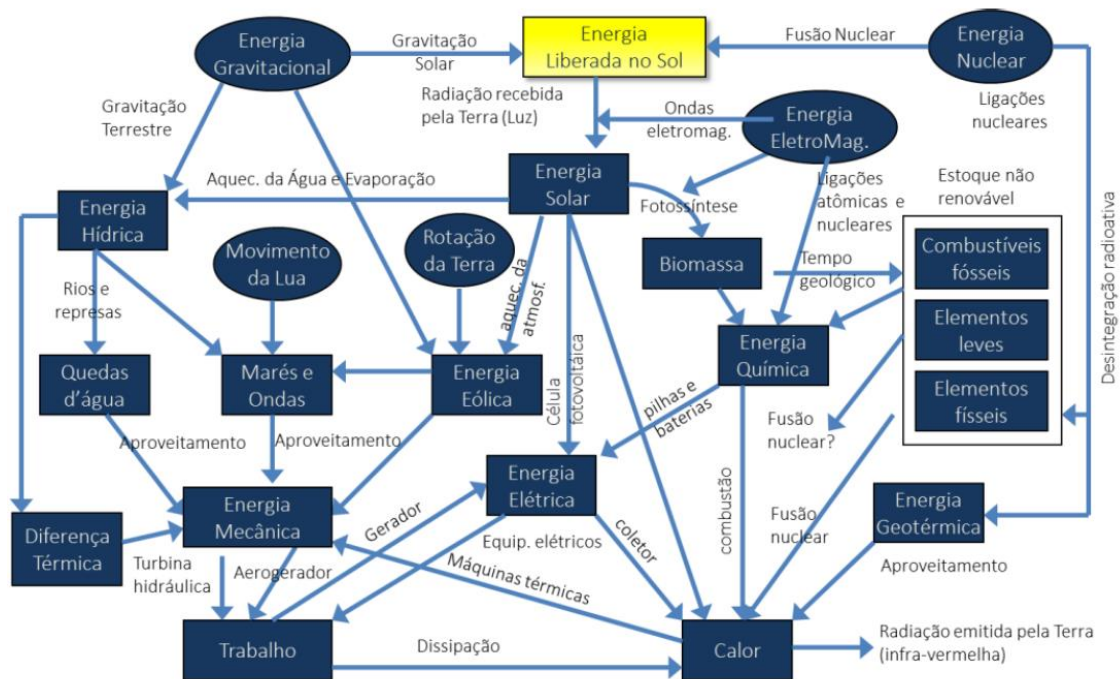


Figura 1: Origem e Transformações Energéticas da Radiação Solar

Fonte: Adaptado de LA ROVERE *et al.*, 1985

A existência e manutenção de vida na Terra só é possível devido à energia do sol. Os raios solares que atingem a superfície terrestre são captados pelas plantas, que, através da fotossíntese, os transformam em florestas, plâncton marinho, e outros. Os animais e o homem, por sua vez, incapazes de absorver energia do sol, consomem esta vegetação e fazem a energia avançar ao longo das cadeias tróficas. (HÉMERY *et al.*, 1993).

O planeta, em movimento anual de rotação em torno do sol, percorre em trajetória elíptica um plano inclinado em aproximadamente $23,5^\circ$ com relação ao plano equatorial. Esta inclinação, juntamente com o movimento de translação, causa variação da elevação do sol no horizonte em relação à mesma hora, ao longo dos dias, originando as estações do ano. A Declinação Solar (δ), representada na Figura 2, é definida como a posição angular do sol, ao meio dia solar, em relação ao plano do Equador, e varia de acordo com o dia do ano, dentro do limite entre $-23,45^\circ$ e $23,45^\circ$ (CEPEL, 2006).

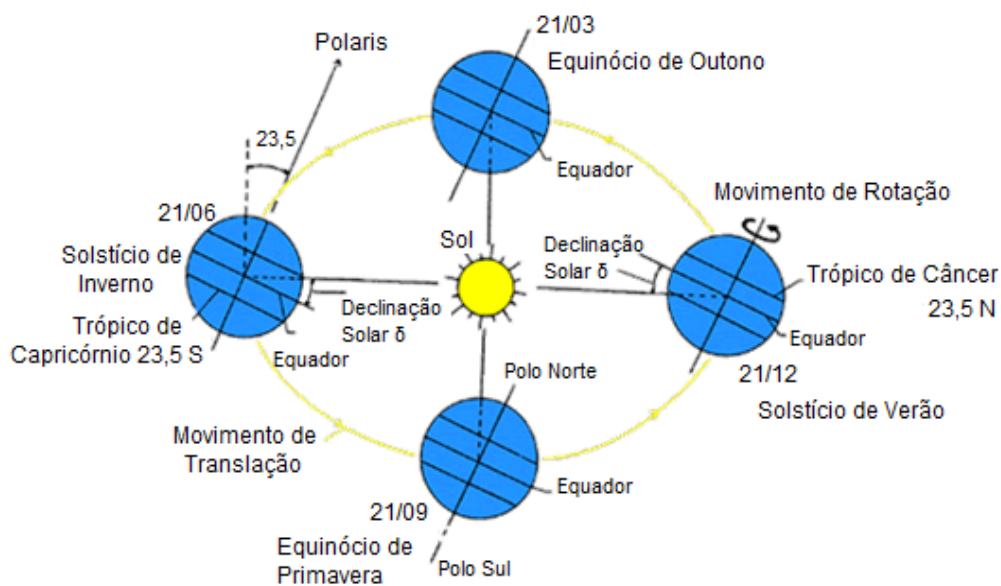


Figura 2: Declinação Solar

Fonte: Adaptado de CEPEL, 2006

O termo radiação solar é utilizado para referir-se ao fluxo de potência por unidade de área, a irradiância solar. Como nem toda superfície do planeta é perpendicular aos raios solares, a insolação no plano horizontal é reduzida. A irradiância solar varia, portanto, com a posição terrestre e o ângulo de incidência dos raios solares. Regiões próximas à linha do equador manifestam menor alteração da irradiância ao longo do ano quando comparadas com regiões em grandes latitudes, onde a energia anual total recebida é menor. (CEPEL, 2014; EPE, 2016b).

A Figura 3 mostra como o valor da intensidade de irradiância solar no topo da atmosfera varia ao longo do ano entre 1.325 W/m² e 1.412 W/m², sendo seu valor médio, conhecido como constante solar I_0 , de 1.367 W/m² (adotado pelo World Radiation Center).

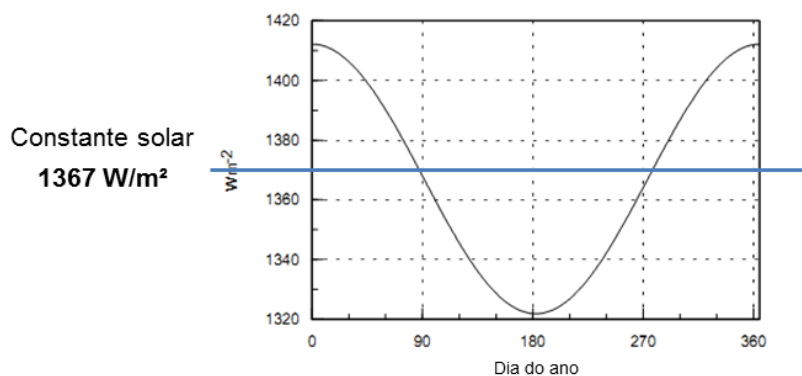


Figura 3: Variação da Irradiância solar Extraterrestre ao longo do ano

Fonte: Adaptado de CEPEL, 2014

A irradiação solar que chega ao topo da atmosfera não incide em sua totalidade na superfície da Terra. Ao atravessar a atmosfera, a radiação solar sofre processos físicos de espalhamento e absorção com constituintes atmosféricos e a superfície do planeta (PEREIRA *et al.*, 2006). A Figura 4 apresenta um diagrama simplificado das interações da radiação solar com a atmosfera com base em medições de março de 2000 a novembro de 2005. Dos 341,3 W/m² que incidem no topo da atmosfera ao longo de um dia, a superfície terrestre reflete cerca de 23 W/m² (7%) e absorve 161 W/m² (47%). O restante é refletido ou absorvido pela própria atmosfera. Do valor total de potência cedida pelo sol, cerca de 94 mil TW conseguem alcançar de fato a superfície terrestre (CEPEL, 2014).

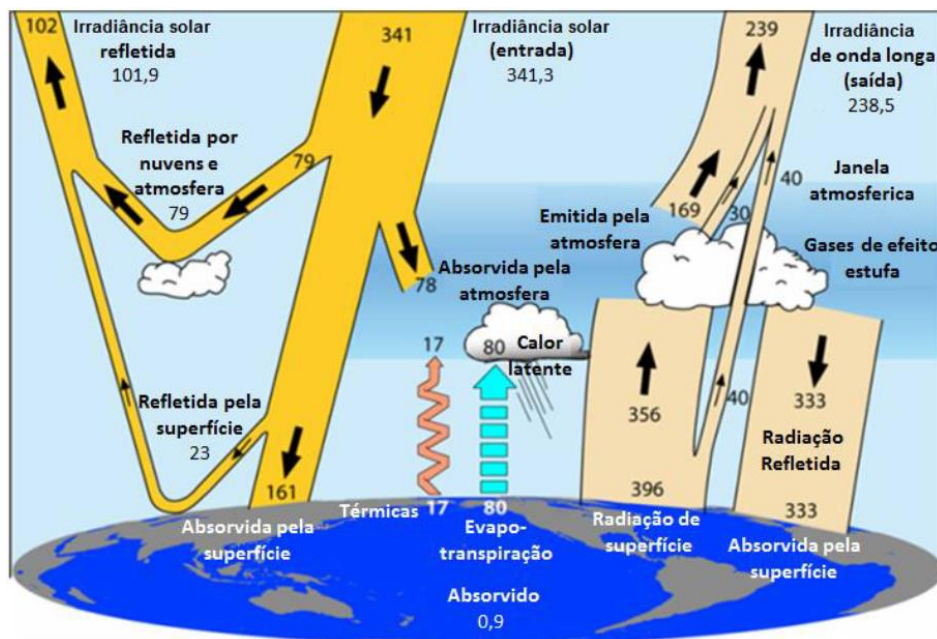


Figura 4: Diagrama das interações da Radiação Solar com a Atmosfera – W/m²

Fonte: Adaptado de TRENBERTH *et al.*, 2009.

O consumo mundial de energia primária em 2011 foi de aproximadamente 143 mil TWh. Em um intervalo de somente duas horas, a quantidade de energia recebida pela Terra é de 188 mil TWh (2 horas vezes 94 mil TW), valor que supera o consumo energético global.

A fração da energia solar que atinge o solo é constituída, portanto, de um componente direto e por um componente difuso. O primeiro refere-se à radiação que provém diretamente do sol e produz sombras. Já o outro componente, difuso, é proveniente de todas as direções pelo efeito de espalhamento que ocorre na atmosfera. Existe ainda um terceiro componente, quando a superfície é inclinada com relação à horizontal, chamado de albedo. Esse efeito é função da refletância da camada de cobertura do solo e de seu uso, variando no decorrer do ano dependendo da evolução do crescimento da vegetação, estação do ano e variações interanuais do clima (CEPEL, 2014; PEREIRA *et al.*, 2006).

O movimento diurno solar, assim como de todos os astros, é de leste para oeste. Essa trajetória é reflexo do movimento de rotação da Terra de oeste para leste. Com o passar do ano e mudança das estações, o movimento aparente se altera. Na Figura 5 é mostrado o movimento solar aparente no Hemisfério Sul durante um dia de verão, no qual o sol passa mais em pé, e durante um dia do inverno, movimento mais deitado.

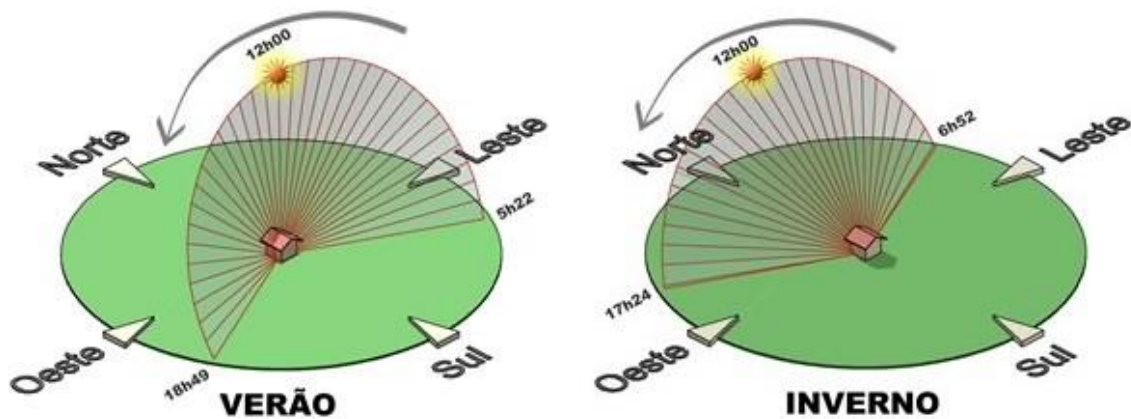


Figura 5: Movimento Solar Diurno no Hemisfério Sul

Fonte: Google Imagens, 2017

O Brasil está situado quase que inteiramente na região entre os Trópicos de Capricórnio e de Câncer, caracterizada por incidência mais vertical de raios solares. Esta conjuntura favorece elevados índices de radiação solar em quase todo o território nacional, inclusive durante o inverno, fato que proporciona ao país vantagens para o aproveitamento de energia solar (EPE, 2016b).

A Figura 6 apresenta o mapa com a média anual de irradiação global (soma da radiação difusa com a radiação direta) com inclinação igual à latitude do pixel em consideração. Essa configuração é a que permite a máxima captação da energia solar incidente. A irradiação solar sobre o plano inclinado sofre influência do albedo de superfície. Os maiores níveis de irradiação no plano inclinado concentram-se na faixa que vai do Nordeste ao Sudeste durante a primavera e os menores valores em todas as regiões acontecem durante o inverno (PEREIRA *et al.*, 2006).

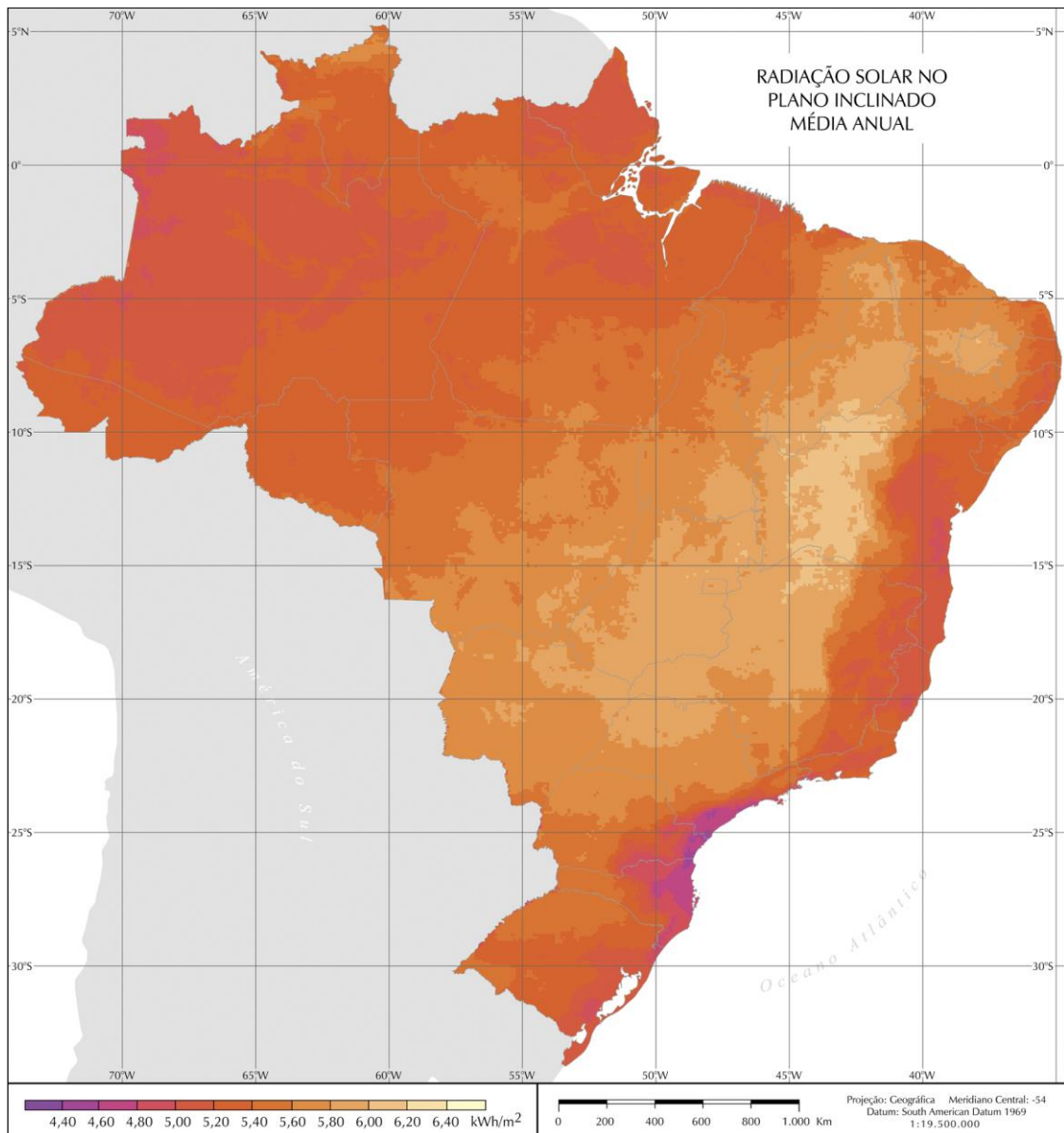


Figura 6: Radiação Solar no Plano Inclinado – Média Anual – Brasil

Fonte: PEREIRA *et al.*, 2006.

2.3. Efeito Fotovoltaico

A conversão da radiação solar em eletricidade está baseada no efeito fotovoltaico. Relatado pela primeira vez em 1839 pelo físico francês Edmond Becquerel, este efeito consiste na manifestação de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor gerada pela absorção de luz. Os materiais semicondutores, que possuem propriedades intermediárias entre condutores e isolantes, se caracterizam pela presença de bandas de energia nas quais é permitida a presença de elétrons (bandas de valência e de condução) e de outra totalmente “vazia” (banda vazia ou *gap*),

como ilustra a Figura 7. A 0 (zero) grau Kelvin, os semicondutores se comportam como isolantes, com a banda de valência completamente cheia e a banda de condução vazia. Com o aumento da temperatura, alguns elétrons atravessam o *gap* e passam para a banda de condução, momento no qual esses materiais começam a conduzir eletricidade. (EPE, 2016b).

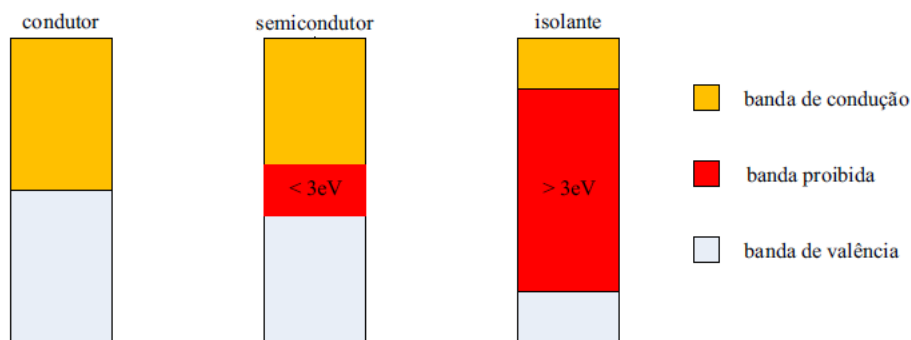


Figura 7: Estrutura de Bandas de Energia

Fonte: CEPEL, 2014.

Uma corrente elétrica é produzida no interior da estrutura cristalina do semicondutor quando os elétrons da banda de valência recebem fótons de radiação eletromagnética com frequência dentro do espectro da luz visível, podendo assim saltar da banda de valência para a banda de condução. À medida que cada elétron deixa sua posição original, surge um buraco que logo é preenchido por outro elétron, fazendo com que o cristal fique eletricamente neutro, fenômeno conhecido como recombinação. Um semicondutor puro, que não tem impurezas, é denominado de intrínseco. (CEPEL, 2006).

Como a quantidade de elétrons é pequena, para aproveitar a corrente elétrica no interior de um semicondutor, é necessário perturbar a sua formação cristalina pelo processo de dopagem. Esse processo consiste em acrescentar elementos químicos que atrapalharão a ligação atômica do semicondutor. A seguir serão apresentadas as três formas de realizar dopagem no silício. (CEPEL, 2006).

O silício é o semicondutor mais utilizado devido à sua abundância na crosta terrestre. Possui quatro elétrons de valência e, portanto, necessita de mais quatro átomos vizinhos para formar uma ligação covalente, estruturando dessa forma uma rede cristalina. Ao inserir átomos com cinco elétrons de valência, como o fósforo ou o arsênio, quatro

ligações covalentes serão criadas com os átomos de silício, enquanto um elétron estará em excesso. Com uma pequena quantidade de energia, esse elétron é liberado, movendo-se para a banda de condução e fazendo com que o cristal do silício dopado fique negativamente carregado. Dessa maneira, o fósforo e o arsênio são conhecidos como dopantes do tipo n (carga negativa). (CEPEL, 2006; EPE, 2016b).

Se, em contrapartida, são introduzidos átomos com apenas três elétrons de valência, como o boro, faltará um elétron para completar as ligações com os átomos de silício da estrutura cristalina, criando-se então um “buraco” ou “lacuna”. Em temperatura ambiente, um elétron vizinho passa a ocupar a posição livre, deixando o semiconductor positivamente carregado. O boro é, portanto, um aceitador de elétrons, chamado de dopante p (carga positiva). (CEPEL, 2006; EPE, 2016b).

A última maneira de realizar dopagem em um semiconductor de silício é através da introdução de átomos de boro em uma metade e de fósforo em outra, formando o que se chama junção pn . Os elétrons livres do lado n migram para o lado p , onde há lacunas a serem ocupadas. Um acúmulo de elétrons é formado próximo à interface no lado p , convertendo-a em uma região negativamente carregada. Na região da interface do lado n , por sua vez, há uma redução de elétrons, criando uma parcela eletricamente positiva. Essas cargas retidas provocam um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons do lado n para o p . Esse processo atinge equilíbrio quando o campo elétrico produz um obstáculo capaz de impedir a transferência de elétrons livres em excesso no lado n (CEPEL, 2006; EPE, 2016b).

Quando uma junção pn recebe fótons de luz visível, com energia maior que o gap, os elétrons são energizados, ocorrendo a geração de pares elétron-lacuna. Caso isto ocorra na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas são aceleradas, produzindo uma corrente através da junção. O deslocamento de cargas origina uma diferença de potencial chamado efeito fotovoltaico. Se as duas extremidades do fragmento de silício forem conectadas externamente por um fio, haverá circulação de elétrons. Este processo é a base do funcionamento das células fotovoltaicas – Figura 8 (CEPEL, 2006; EPE, 2016b).

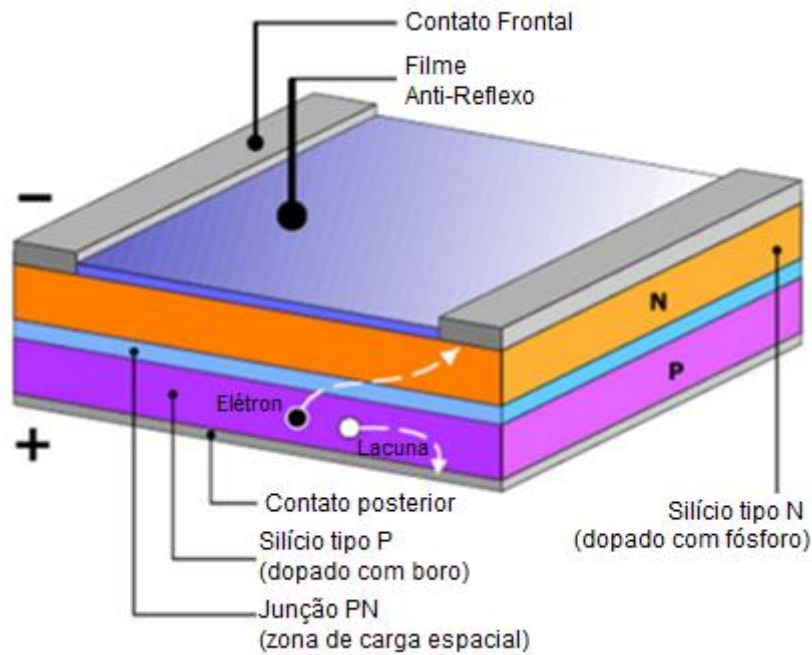


Figura 8: Célula Fotovoltaica

Fonte: Adaptado de CÂMARA, 2011

2.4. Células Fotovoltaicas

Existe uma ampla variedade de tecnologias para células fotovoltaicas que podem ser divididas em três categorias: Primeira, Segunda e Terceira Geração. As tecnologias de Primeira Geração são aquelas de Camada Única (*wafers*) de Silício Cristalino, separadas em duas cadeias produtivas: Silício Monocristalino (m-Si) e Silício Policristalino (p-Si). Por apresentarem estabilidade e altas eficiências, entre 15 e 20%, são as tecnologias mais utilizadas, compondo cerca de 85% do mercado. Em contrapartida, essas células são rígidas e demandam muita energia no processo de fabricação (SOBRINHO, 2016).

O Silício Monocristalino apresenta estrutura molecular uniforme, característica vantajosa que permite o transporte eficiente dos elétrons pelo material. Existe, por outro lado, a necessidade de dopagem tipo np para tornar a célula eficiente. Após extração do dióxido de silício, o silício passa por processo de purificação e, por último, introdução de impurezas. A purificação pode ser de grau solar 6N (99,9999%) ou de grau eletrônico 9N (99,999999%). Já o Silício Policristalino passa por processos de fabricação mais simples e de menor custo. Como a impureza é maior, a qualidade do material é inferior.

A Figura 9 a seguir mostra a diferença visual entre as duas tecnologias de Primeira Geração.

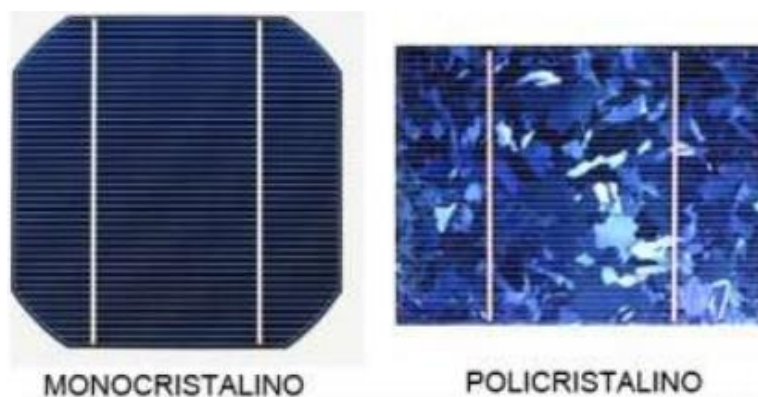


Figura 9: Tecnologias de Primeira Geração - Silício Mono e Policristalino

Fonte: SOBRINHO, 2016

As tecnologias de Segunda Geração, também conhecidas como filmes finos, são separadas em três cadeias produtivas: Silício Amorfo (a-Si); Telureto de Cádmio (CdTe); e Disseleneto de cobre índio (CuInSe₂ ou CIS) ou Disseleneto de cobre índio gálio (CIGS). A principal característica das tecnologias de segunda geração é a alta capacidade de absorção da radiação solar tendo como consequência espessuras finas, em torno de 1µm. A quantidade de semicondutor utilizado é, portanto, menor e a fabricação mais barata quando comparada com o silício. As desvantagens dessas tecnologias são: poluição ambiental durante processo de produção, baixa disponibilidade de matéria prima, baixo rendimento e vida útil curta, tornando-as pouco atrativas comercialmente (SOBRINHO, 2016).

Os materiais amorfos não apresentam estrutura cristalina, porém sua natureza de semicondutor é mantida. Devido à presença de defeitos estruturais e de colagem, é necessário adicionar hidrogênio para corrigir as falhas, formando o silício amorfo hidrogenado. Nesse tipo de célula é utilizada uma tripla junção, geometria que estabelece um campo elétrico entre as regiões p e n que se estende ao longo da camada intermediária. Essa camada do meio pode ser do tipo *i* ou sem dopagem. A tecnologia de Telureto de Cádmio é formada por um composto cristalino de cádmio e telúrio, material escasso. As células de CdTe mais comuns compõem-se de uma heterojunção (junção *pn* de condutores diferentes). Por último, o disseleneto de cobre e índio (CIS) é

composto por cobre, índio e selênio, elementos estáveis e com propriedades semicondutoras com boas características de absorção de radiação solar. As células fotovoltaicas de CIS são as mais eficientes dentro dos filmes finos, porém seus elementos constituintes são pouco abundantes e tóxicos.

A terceira e última classificação das tecnologias de células fotovoltaicas é a Terceira Geração, separada em três categorias: Células Orgânicas ou Poliméricas (OPV); Células Multijunção e Células Fotovoltaicas para Concentração (CPV); e Células Sensibilizadas por Corantes (DSSC). O objetivo da aplicação das tecnologias de terceira geração é atingir altos níveis de eficiência combinando as vantagens da primeira e segunda geração. São tecnologias que buscam a utilização de materiais não tóxicos e abundantes.

As células de concentração (CPV) baseiam-se em sistemas de concentradores óticos que focam a radiação solar direta em pequenas células de alta eficiência. Já as células são formadas por uma camada fina composta por moléculas orgânicas ou polímeros, misturas ou em múltiplas camadas, retidas em materiais condutores entre dois eletrodos. Essas células possuem uma camada óptica com a finalidade de conferir corrente fotogerada e tensão. Por último, as células sensibilizadas por corantes (DSSC) são fabricadas, geralmente, com o semicondutor dióxido de titânio – TiO_2 – material de baixo custo, alta disponibilidade e não tóxico. O corante, geralmente composto de metais de transição com destaque no rutênio, é colocado na superfície do semicondutor para sensibilizá-lo, absorvendo fóton e injetando elétron na banda de condução do TiO_2 . Ao final do processo, o sensibilizador é regenerado.

2.5. Componentes de um Sistema Fotovoltaico

Um sistema fotovoltaico é constituído por três principais conjuntos: bloco gerador, bloco de condicionamento de potência e, opcionalmente, bloco de armazenamento. O bloco gerador possui os arranjos fotovoltaicos, compostos por módulos fotovoltaicos em diferentes associações, o cabeamento elétrico que os conecta e a estrutura de suporte. O bloco de condicionamento de potência pode conter inversores, controladores de carga (caso haja armazenamento de energia), seguidor de ponto de potência máxima (SPPM), e outros dispositivos de proteção, supervisão e controle. Por último, o bloco de armazenamento possui baterias ou outras formas de armazenamento.

2.5.1. Módulos Fotovoltaicos

A norma NBR 10899 (ABNT, 2013) define o módulo fotovoltaico como a unidade básica de um sistema fotovoltaico, sendo formado por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica. O módulo fotovoltaico é composto por diversas camadas que podem ser visualizadas na Figura 10 a seguir.

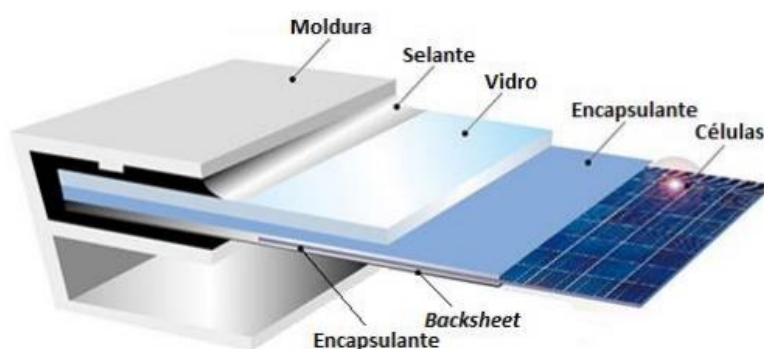


Figura 10: Camadas de um Módulo Fotovoltaico Típico

Fonte: EPE, 2016b

Para beneficiar-se da máxima captação de energia solar ao longo do ano é necessário observar a orientação e inclinação das placas solares. No Hemisfério Sul, onde está localizado o projeto estudado, as placas devem estar orientadas em direção ao Norte Geográfico (ou Verdadeiro). Na maioria das regiões, o Norte Verdadeiro não coincide com o Norte Magnético que é indicado pela bússola. A diferença entre a direção Norte Verdadeiro e Norte Magnético é conhecida como Declinação Magnética do local. No Rio de Janeiro, é necessário corrigir o Norte Magnético em 22° de leste a oeste. Dispositivos de GPS já indicam o Norte Verdadeiro sem necessidade de correção.

O ângulo de inclinação ótimo das placas solares, por sua vez, varia de acordo com a mudança da altura solar na latitude especificada ao longo do ano. No Brasil é comum utilizar a inclinação equivalente à latitude do local selecionado e nunca menor que 15°, de maneira a facilitar a limpeza dos módulos. Em locais com muita poeira, é necessário realizar limpeza da superfície dos módulos regularmente, posto que a sujeira pode afetar a captação de luz, reduzindo o seu desempenho (CEPEL, 2004).

Em geral, um módulo é identificado pela sua potência elétrica de pico (W_p), que corresponde à potência nas condições-padrão de ensaio (STC, do inglês *Standard Test Conditions*): irradiância de 1000 W/m^2 , distribuição espectral solar de AM1,5¹, e temperatura da célula de 25° C . Além da potência de pico, os módulos e as células fotovoltaicas podem ser descritos através de outras características elétricas. Um dos melhores métodos para determinar essas propriedades é o traçado da Curva Característica I-V. O módulo é sujeito às condições-padrão de ensaio enquanto uma fonte de tensão variável realiza uma varredura entre uma tensão negativa de poucos volts até ultrapassar a tensão de circuito aberto do módulo. Durante o processo são registrados os pares de dados de tensão e corrente.

Outra curva importante é de potência em função da tensão, chamada de P-V, que identifica o ponto com o valor máximo de potência. A este ponto corresponde um ponto na curva I-V, com valores de tensão e corrente específicos, denominados tensão e corrente de máxima potência (V_{MP} , I_{MP}). A Figura 11 representa as Curvas I-V e P-V para um módulo com potência nominal de 100 W_p (CEPEL, 2014).

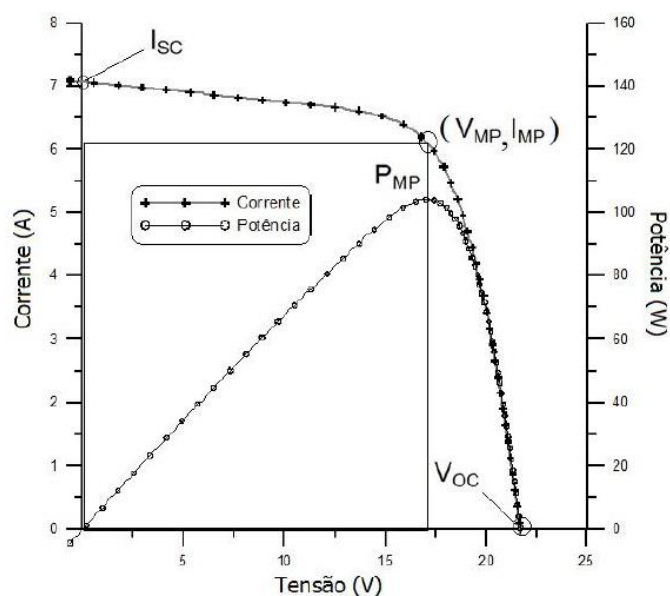


Figura 11: Curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico

Fonte: CEPEL, 2014.

¹ A distribuição solar espectral de referência é obtida através da inferência da posição geográfica da irradiância incidente, determinada pela massa de ar (*Air Mass*) AM 1,5. A massa de ar indica um múltiplo do percurso da radiação solar na atmosfera para um local preciso em um determinado momento (BELUSSO e CAINELLI, 2015)

Os parâmetros elétricos que podem ser determinados a partir da curva I-V são: tensão de circuito aberto, corrente de curto circuito, fator de forma e eficiência. Segue abaixo uma descrição mais detalhada de cada um desses parâmetros (CEPEL, 2014).

- **Tensão de circuito aberto (V_{oc}):** é definida como a tensão entre os terminais de uma célula fotovoltaica quando não há corrente elétrica, sendo a tensão máxima que uma célula pode produzir. Sua medição pode ser realizada diretamente com um voltímetro nos terminais do módulo. É uma grandeza que depende da corrente de saturação (I_0), da corrente elétrica fotogerada (I_L) e da temperatura.
- **Corrente de curto-circuito (I_{sc}):** é a corrente máxima que se pode obter. É medida na célula fotovoltaica quando a tensão elétrica nos terminais é zero. É função da área da célula, da irradiância solar e de sua distribuição espectral, das propriedades ópticas e da probabilidade de coleta dos pares elétron-lacuna formados.
- **Fator de forma (FF):** é a razão entre a máxima potência da célula e o produto da corrente de curto circuito com a tensão do circuito aberto.
- **Eficiência (η):** descreve o quão efetivo é o processo de conversão de energia solar em energia elétrica. É calculada através da relação entre a potência elétrica produzida pela célula fotovoltaica e a potência de energia solar incidente.

As características elétricas dos módulos fotovoltaicos podem ser afetadas pela irradiância solar e pela temperatura das células. A corrente elétrica produzida pelo módulo aumenta de acordo com o aumento da irradiância solar. A corrente de curto-circuito apresenta crescimento linear em função da irradiância. A Figura 12 mostra o efeito da variação da intensidade luminosa em um módulo composto por 36 células de Silício Cristalino (c-Si) a 25° C.

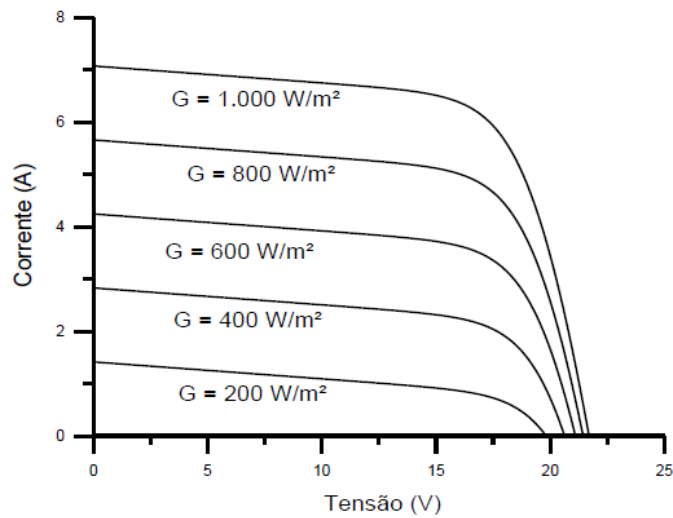


Figura 12: Efeito de variação da irradiância solar

Fonte: CEPEL, 2014.

Outro fator que afeta o desempenho dos módulos fotovoltaicos é a temperatura. O aumento da temperatura das células causa uma queda importante de tensão. A corrente experimenta uma elevação muito pequena que não supre a perda causada pela diminuição da tensão. Na Figura 13 são representadas curvas I-V para diversas temperaturas de um módulo de 36 células de Silício Cristalino sob irradiância de 1000 W/m².

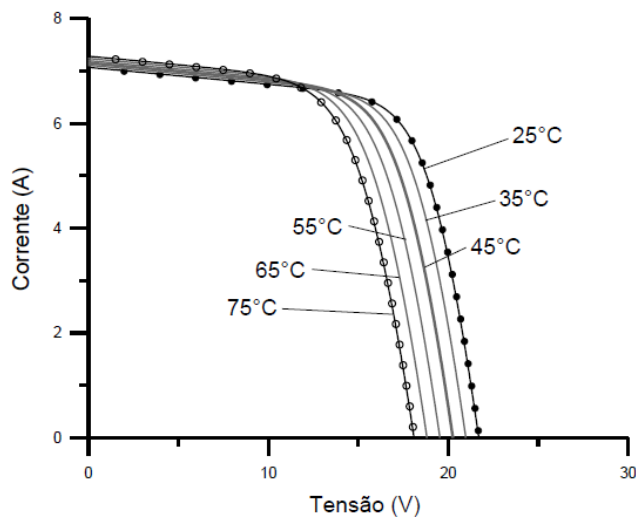


Figura 13: Efeito de variação da temperatura

Fonte: CEPEL, 2014.

As condições-padrão de ensaio (STC) não refletem, na maioria das vezes, as condições reais de operação. Portanto, as normas estabelecem uma temperatura nominal para a operação das células nos módulos, na qual as características elétricas podem se aproximar mais das características efetivas apuradas em campo. A definição da temperatura nominal é alcançada quando o módulo é exposto em circuito aberto a uma irradiância de 800 W/m^2 , temperatura ambiente do ar de 20° e ação do vento com velocidade de 1 m/s . O valor da temperatura nominal varia geralmente entre 40 e 50° C . As folhas de dados técnicos dos módulos normalmente identificam a temperatura nominal pela sigla NOCT – *Nominal Operating Cell Temperature* (CEPEL, 2014).

Os módulos fotovoltaicos podem ser associados em série, paralelo ou ambos para formar painéis fotovoltaicos. No primeiro caso, a conexão é realizada do terminal positivo de um módulo ao terminal negativo de outro. A tensão final é a soma das tensões, enquanto a corrente (para módulos iguais) não é afetada. O arranjo e o efeito da conexão em série de módulo idênticos podem ser visualizados através da curva I-V apresentada abaixo na Figura 14. No exemplo, cada módulo de 220 Wp tem $I_{SC} = 6,9 \text{ A}$ e $V_{OC} = 43,4 \text{ V}$.

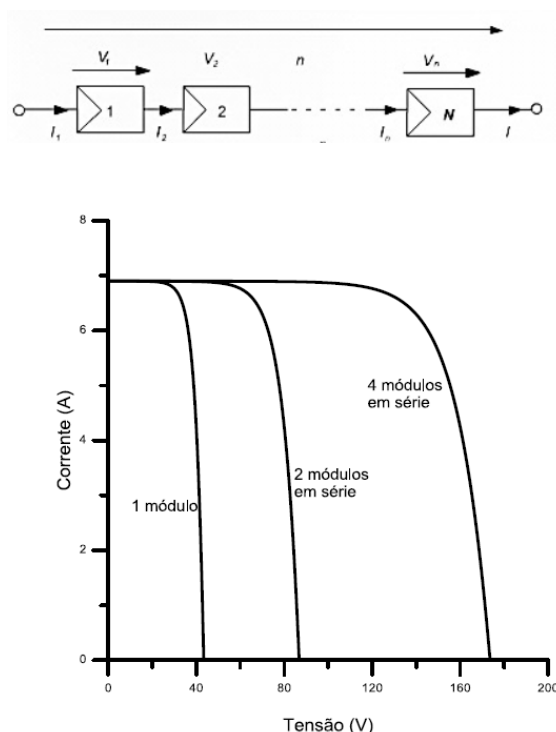


Figura 14: Arranjo e Curva I-V para associação de módulos em série

Fonte: Adaptado de MIRANDA, 2014 e CEPEL, 2014.

A associação em paralelo é realizada conectando-se os terminais positivos de todos os módulos entre si e fazendo o mesmo com os terminais negativos. Ao contrário do que ocorre na associação em série, a corrente final é a soma das correntes e a tensão é o parâmetro que permanece inalterado. O arranjo e o efeito da conexão em paralelo de módulos idênticos podem ser visualizados através da curva I-V apresentada na Figura 15. Os valores para cada módulo são iguais ao exemplo anterior (CEPEL, 2014).

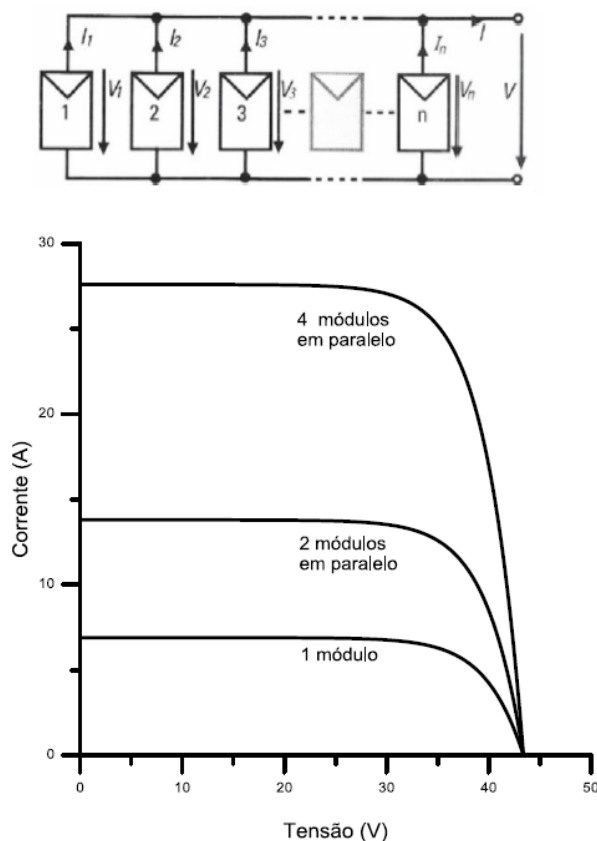


Figura 15: Arranjo e Curva I-V para associação de módulos em paralelo

Fonte: Adaptado de MIRANDA, 2014 e CEPEL, 2014.

Um dos pontos mais importantes a ser considerado no dimensionamento e disposição do arranjo fotovoltaico é o feito de sombreamento. Quando uma ou mais células, que formam os módulos, recebe menos radiação solar do que as outras, sua corrente é capaz de limitar a corrente de todo o conjunto de células em série. A redução da radiação é consequência de fatores como sombreamento parcial, depósito de sujeira sobre o vidro, entre outros. A redução de corrente dentro do conjunto de células de um módulo pode ser propagada para todos os módulos em série.

Outra consequência do sombreamento é 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. Em situações como essa pode ocorrer o fenômeno *hotspot* (ponto quente) que produz calor intenso sobre a célula afetada, causando ruptura do vidro e fusão de polímeros e metais. Com o objetivo de evitar a ocorrência de pontos quentes, os módulos são geralmente protegidos com diodos de desvio (*bypass*) que oferece um caminho alternativo para a corrente e, dessa forma, restringe a dissipação de potência no conjunto de células sombreadas.

2.5.2. Inversores

Os inversores, cujo símbolo é apresentado abaixo na Figura 16, são equipamentos eletrônicos utilizados para converter a corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA). O fluxo de elétrons na corrente contínua se movimenta de maneira uniforme. Já na corrente alternada, o fluxo de elétrons troca de sentido várias vezes por segundo, exibindo perfil senoidal. Os inversores são construídos com auxílio de dispositivos semicondutores de potência, que compõem chaves eletrônicas controláveis. Uma chave ideal possui as seguintes características: bloqueia elevadas tensões; conduz elevadas correntes, com mínima queda de tensão (baixa resistência); muda instantaneamente do estado de condução para bloqueio ou vice-versa; e requer baixa potência para o sinal de controle.

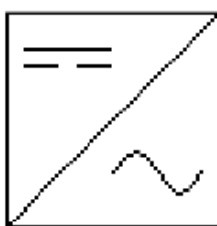


Figura 16: Símbolo para Inversor

Fonte: MIRANDA, 2014.

Existem três classificações básicas para os inversores: centrais, *string* (fileira) e microinversores. Os inversores centrais são inversores de grande porte, com potência da ordem de centenas de kW até MW, utilizados principalmente em Usinas Fotovoltaicas (UFVs). Os inversores *string* (mono ou trifásicos) são mais adequados para instalações

residenciais e comerciais em telhados em fachadas nas quais cada string (fileira) pode estar sujeito a diferentes condições de sombreamento e radiação solar.

Finalmente, os microinversores são inversores individuais, desenhados para serem vinculados a cada módulo de uma instalação, maximizando a produção individual dos módulos. Os efeitos de sombreamento ou defeitos nos módulos são isolados, evitando a danificação da produção de todo o arranjo. Outra vantagem é a simplificação do *design* e a redução do uso de cabos. Por outro lado, os microinversores exigem maior investimento inicial, maiores despesas com operação e manutenção e apresentam menor eficiência quando comparados a inversores maiores (CEPEL, 2014 e EPE, 2016b).

2.5.3. Baterias

O uso de dispositivos de armazenamento de energia é necessário em sistemas fotovoltaicos isolados da rede elétrica para atender a demanda energética em períodos nos quais a geração é inexistente ou insuficiente, por exemplo, durante a noite e em dias chuvosos ou nublados, nos quais há baixos níveis de radiação solar. Dessa forma, parte da energia elétrica proveniente da energia solar que incide durante o dia é armazenada para ser utilizada posteriormente. É possível empregar baterias em sistemas conectados à rede para operação do sistema de geração. Nestes casos, a bateria é acionada quando falta energia da rede elétrica. No Brasil ainda não há regulamentação prevendo este tipo de operação.

As baterias são conjuntos de células eletroquímicas capazes de armazenar energia elétrica de energia química através de um processo eletroquímico de oxidação e redução (redox) que acontece em seu interior. As baterias podem ser recarregáveis ou não recarregáveis (utilizadas uma única vez). A bateria de Chumbo-ácido é a tecnologia mais utilizada. Existem outras tecnologias como íon de Lítio (Li-ion), Níquel-Cádmio (NiCd), Níquel-hidreto metálico (NiMH). Apesar de apresentarem algumas vantagens técnicas como maior eficiência e vida útil, ainda não são economicamente viáveis para utilização em sistemas fotovoltaicos.

Existem ainda outras formas de armazenamento de energia menos utilizadas que o armazenamento eletroquímico das baterias. São elas: armazenamento na forma de campo elétrico (supercapacitores), energia mecânica (ar comprimido, volantes de

inércia, bombeamento de água), campo magnético (indutores com supercondutores) e hidrogênio (CEPEL, 2014).

2.5.4. Controladores de Carga

O objetivo principal da aplicação de controladores de carga em um sistema fotovoltaico é a proteção das baterias contra cargas e descargas excessivas através do controle da voltagem de entrada, ampliando a vida útil das baterias. São componentes essenciais em sistemas isolados porque, caso venham a falhar, a bateria pode sofrer danos irreversíveis. Os controladores devem ser projetados de acordo com as especificidades dos tipos de baterias (CEPEL, 2014).

2.5.5. Seguimento de Ponto de Máxima Potência (SPPM)

Um sistema fotovoltaico submetido à radiação solar uniforme (sem sombras parciais) e sem células ou módulos sem irregularidades apresenta uma curva P-V semelhante ao mostrado na Figura 11. O aumento da temperatura dos módulos faz com que a tensão e a potência decresçam substancialmente. Desse modo, os valores da corrente e tensão de potência máxima (I_{PM} , V_{PM} e P_{PM}) dependem das condições de irradiância e da temperatura.

Ainda que as variações de temperatura sejam mais lentas, a irradiância pode alterar-se radicalmente em poucos segundos, como consequência da passagem de nuvens. Essas alterações provocam distorções na Curva Característica do sistema. Por conta desse fenômeno, é muitas vezes necessário instalar um seguidor de ponto de máxima potência (SPPM) para monitorar continuamente as alterações na curva I-V e atuar sobre a eletrônica do inversor de maneira a manter o sistema operando na tensão correspondente à tensão de máxima potência. Esse processo maximiza a transferência de potência e evita perdas nas células (CEPEL, 2014).

2.6. Modalidades de Sistemas Fotovoltaicos

Os Sistemas Fotovoltaicos são classificados em duas modalidades principais: isolados (*off-grid*) ou conectados à rede (*on-grid* ou *grid-tie*). É possível também operar sistemas

híbridos, combinando mais de uma fonte de energia, por exemplo diesel-fotovoltaico. A escolha por uma das modalidades depende da aplicação e/ou disponibilidade dos recursos energéticos. A seguir serão apresentadas as principais características de cada aplicação.

2.6.1. Sistemas Isolados (*Off-grid*)

Os sistemas isolados, representados na Figura 17, são comumente instalados em locais afastados, nos quais a rede elétrica não chega. Existem basicamente dois tipos de sistemas isolados: individuais ou em mini redes. No primeiro caso a geração atende uma unidade consumidora apenas. Já no segundo caso, a produção de energia fotovoltaica é compartilhada em um grupo pequeno de unidades que se encontram próximas umas das outras. Os sistemas isolados necessitam de algum tipo de armazenamento, através de baterias por exemplo, para que seja possível utilizar energia elétrica em períodos nos quais não há radiação solar. Esses sistemas foram inicialmente regulamentados pela Resolução Aneel Nº 83/2004, que teve influência na inserção de sistemas fotovoltaicos nos programas de eletrificação rural no Brasil. Essa resolução foi substituída pela Resolução Aneel Nº 493/2012, que estabelece procedimentos e condições para Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI) além do Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFI) (CEPEL, 2014).



Figura 17: Sistemas Isolados (*Off Grid*)

Fonte: Adaptado de BENEVENUTO, 2016

2.6.2. Sistemas Conectados à Rede (*Grid-Tie*)

Os sistemas conectados à rede (Figura 18) são aqueles em que a potência produzida é entregue diretamente à rede elétrica, permitindo a substituição ou complementação da energia disponível na rede. É necessária a utilização de um inversor que atenda às exigências de qualidade e segurança da rede elétrica. Por outro lado, esse tipo de sistema dispensa o uso de baterias uma vez que, na falta de energia, é possível consumir energia da rede.



Figura 18: Sistemas Conectados à Rede (*Grid Tie*)

Fonte: Adaptado de BENEVENUTO, 2016

Existem dois tipos de configurações para a instalação de sistema fotovoltaico conectado à rede: sistemas distribuídos e centralizados. Na primeira opção, os módulos fotovoltaicos podem ser instalados de maneira integrada à edificação ou na fachada no prédio. A postergação de investimentos em expansão dos sistemas de distribuição e transmissão, a redução de perdas e a diversificação da matriz energética são alguns benefícios dos sistemas de geração distribuída. Em contraposição, o aumento da complexidade de operação da rede e a dificuldade na cobrança do uso de energia são pontos negativos (ANEEL, 2016d).

É necessário realizar medição da energia para calcular a diferença entre a energia produzida pelo sistema e a energia consumida da rede. Uma das opções é a medição bidirecional de registros independentes. A cada momento apenas o registro em um dos

sentidos será realizado, de acordo com a diferença entre a demanda e a potência produzida pelo sistema fotovoltaico. Outra opção é realizar medições simultâneas, sendo a medição de energia gerada pelo sistema independente da medição de energia consumida da rede.

Os sistemas centralizados, por sua vez, são usinas fotovoltaicas que podem atingir potências da ordem de MWp. Existe a necessidade de instalação de um transformador para elevar a tensão gerada ao nível de distribuição. A primeira usina implantada no Brasil está localizada no Ceará, no município de Tauá, com potência instalada de 1 MWp em 4680 módulo de Silício Policristalino (CEPEL, 2014).

3. Conjuntura e Aspectos Econômicos da Energia Fotovoltaica

3.1. Panorama mundial

Em 2014, a fonte solar fotovoltaica representou uma fração de 1% da energia elétrica produzida mundialmente. Apesar de ser uma parcela muito pequena, a capacidade instalada de tecnologias para geração elétrica baseadas em energia solar cresceu significativamente no período entre 2004 e 2014, passando de 3,7 GWp para 177 GWp (REN21, 2015). Inicialmente, este crescimento foi promovido por subsídios à geração solar, especialmente em países europeus como a Alemanha. Atualmente, liderança no número de instalações vem sendo transferida para os países asiáticos, principalmente a China, como pode ser observado no gráfico da Figura 19 abaixo.

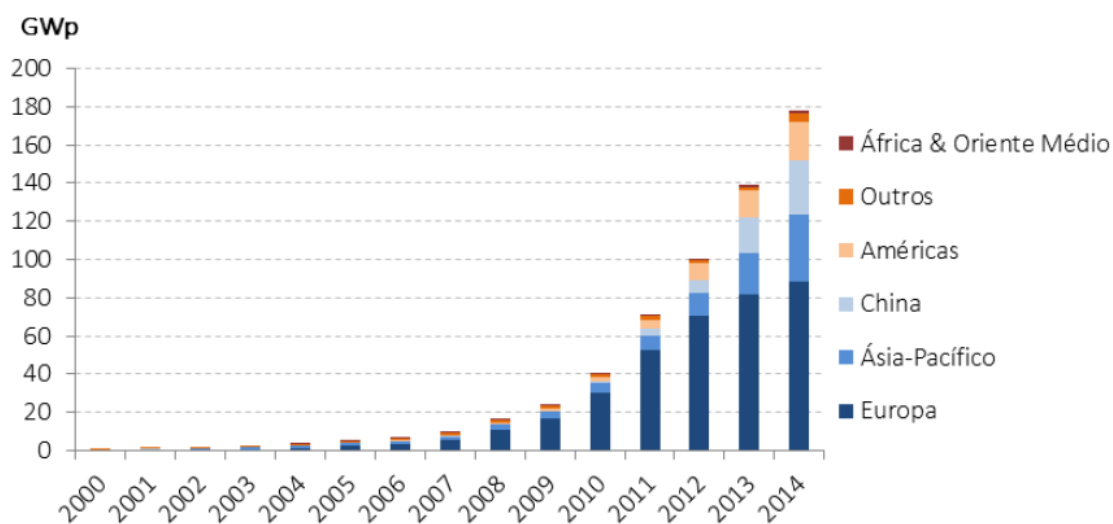


Figura 19: Evolução da Capacidade Fotovoltaica acumulada – 2000 até 2014

Fonte: EPE, 2016b.

Inicialmente, o desenvolvimento da energia fotovoltaica esteve atrelado a aplicações espaciais, em satélites por exemplo. Com o passar do tempo, essas tecnologias começaram a ser utilizadas para atender locais isolados, funcionando com baterias. Mais recentemente, no último século, observou-se um grande avanço no emprego de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, tanto na forma distribuída, através de pequenas unidades comerciais e residenciais, como de maneira centralizada em plantas geradoras (EPE, 2016b). Com o avanço das pesquisas no setor fotovoltaico, as tecnologias foram sendo aprimoradas e, conseqüentemente, os preços das placas solares reduzidos, como mostra a Figura 20.

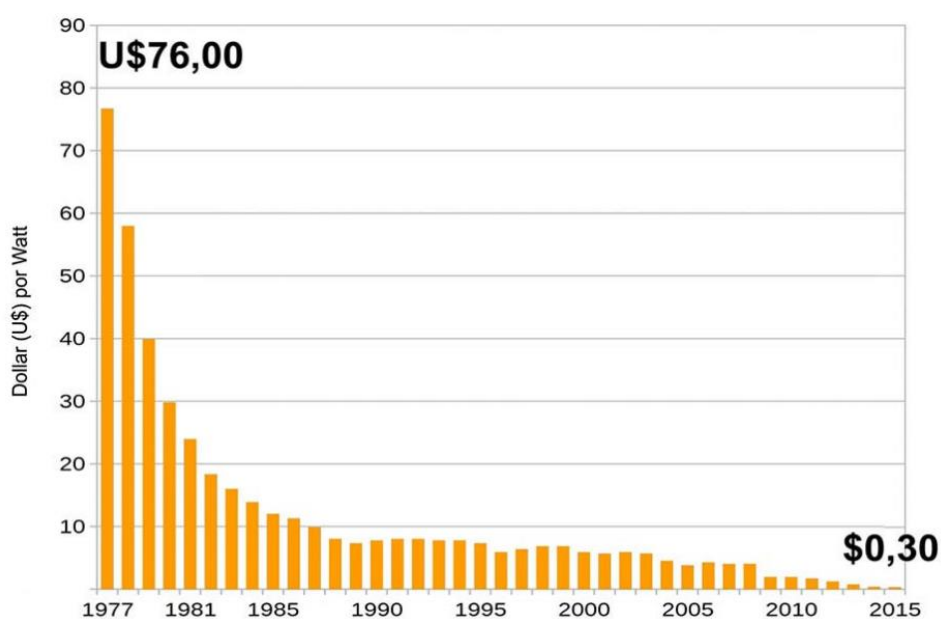


Figura 20: Redução do preço de placas fotovoltaicas

Fonte: Portal Solar (Acesso em 15 de janeiro de 2017)

3.2. Panorama nacional

O Brasil iniciou suas pesquisas em energia fotovoltaica a partir da década de 1950, buscando o desenvolvimento de células de silício cristalino e, mais tarde, filmes finos. A

partir da década de 1970, essa tendência foi impulsionada pelo aparecimento de diferentes grupos de pesquisas e laboratórios dedicados à energia fotovoltaica ao redor do país. Outras aplicações da energia solar também começaram a ser desenvolvidas, como em sistemas de bombeamento de água e no âmbito das telecomunicações.

A partir da década de 1990, a energia fotovoltaica foi introduzida no âmbito das soluções para atendimento de locais distantes da rede elétrica. Em 1994, o Governo Federal, por intermédio do Ministério de Minas e Energia, criou o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios, com o objetivo de promover a eletrificação rural principalmente através de sistemas fotovoltaicos. Em 2003, foi estabelecido o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – Programa Luz para Todos (LpT), que alavancou a instalação de Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFIs) no Brasil, incluindo sistemas fotovoltaicos. Estima-se que até 2012 o país possuía capacidade instalada de 30 a 40 MW em sistemas fotovoltaicos isolados (ABINEE, 2012; EPE, 2016b).

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede começaram a ser introduzidos no país no final dos anos 90 a partir de projetos pilotos. Porém, somente em 2012 essa modalidade foi regulamentada pela ANEEL, fato que estimulou a adesão dos consumidores. Em 2015, o Brasil alcançou 1731 conexões com um total de potência de 16,5 MW. A fonte mais utilizada é a solar, com 1675 conexões e 13,3 MW de potência instalada. A Figura 21 apresenta o número de conexões da geração distribuída por tipo de fonte (ANEEL, 2016c).

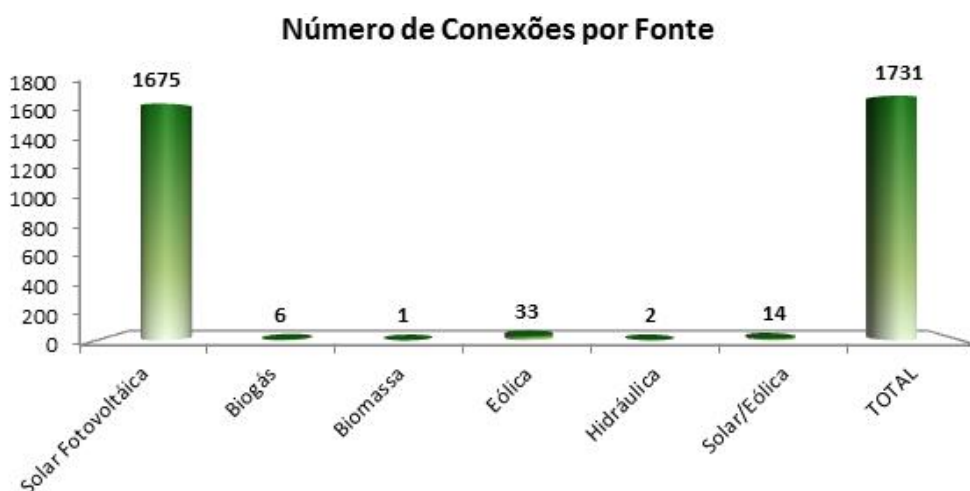


Figura 21: Número de conexões de geração distribuída por fonte – 2015

Fonte: ANEEL, 2016c.

Um estudo realizado em 2012 pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em parceria com a Agência de Cooperação Internacional da Alemanha (GIZ) investigou o potencial técnico de geração fotovoltaica distribuída em telhados residenciais. A Tabela 1 apresenta os resultados por unidade federativa. Em termos absolutos, esses resultados mostram que os maiores potenciais estão nas regiões mais povoadas do país, onde o alto número de domicílios compensa menor irradiação. O Rio de Janeiro possui 23521 GWh por ano de potencial fotovoltaico residencial, o segundo maior do país atrás de São Paulo. Em teoria, todos os estados conseguiriam suprir suas demandas de energia elétrica, considerando o consumo de 2013. Portanto, a área não é o fator limitante para a inserção da geração distribuída residencial, mas sim os altos valores de investimento inicial necessários para a sua implementação (EPE, 2016b). Observa-se que, por necessitar de área disponível para captação de irradiação solar, quanto menor o número de pavimentos, mais eficiente tende a ser a geração fotovoltaica, uma vez que a captação da irradiação solar é a mesma para um ou mais pavimentos e edificações com muitos pavimentos consomem mais energia.

Tabela 1: Potencial Fotovoltaico Residencial por Estado

UF	Potencial Fotovoltaico Residencial (MWmédio)	Potencial Fotovoltaico Residencial (GWh/ano)	UF	Potencial Fotovoltaico Residencial (MWmédio)	Potencial Fotovoltaico Residencial (GWh/ano)
Rondônia	265	2.321	Sergipe	350	3.066
Acre	110	964	Bahia	2.360	20.674
Amazonas	420	3.679	Minas Gerais	3.675	32.193
Roraima	65	569	Espírito Santo	595	5.212
Pará	1.020	8.935	Rio de Janeiro	2.685	23.521
Amapá	80	701	São Paulo	7.100	62.196
Tocantins	255	2.234	Paraná	1.960	17.170
Maranhão	1.020	8.935	Santa Catarina	1.075	9.417
Piauí	555	4.862	Rio Grande do Sul	1.970	17.257
Ceará	1.430	12.527	Mato Grosso do Sul	505	4.424
Rio Grande do Norte	555	4.862	Mato Grosso	570	4.993
Paraíba	655	5.738	Goiás	1.220	10.687
Pernambuco	1.410	12.352	Distrito Federal	410	3.592
Alagoas	505	4.424	Brasil	32.820	287.505

Fonte: LANGE, 2012.

Em relação à geração centralizada, segundo os dados do Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL apresentados na Figura 22, a energia solar fotovoltaica corresponde a somente 0,01%, da matriz de energia elétrica no Brasil, com capacidade instalada de 23 MW. O marco principal para a entrada da energia fotovoltaica na matriz brasileira foi o Leilão de Energia de Reserva de 2014, que garantiu a contratação de 890 MW. Em 2015, outros 1763 MW foram contratados.

As energias de origem hídrica e fóssil somam juntas 78,1% da capacidade instalada nacional, percentual que mostra a baixa diversidade da matriz. Considerando as altas taxas de radiação solar no país, conforme a Figura 6, a busca por fontes renováveis de energia, a necessidade de variação na matriz de energia elétrica e a tendência mundial de queda no seu custo (Figura 20), é possível perceber que a energia fotovoltaica possui grande potencial para crescer nos próximos anos no país.

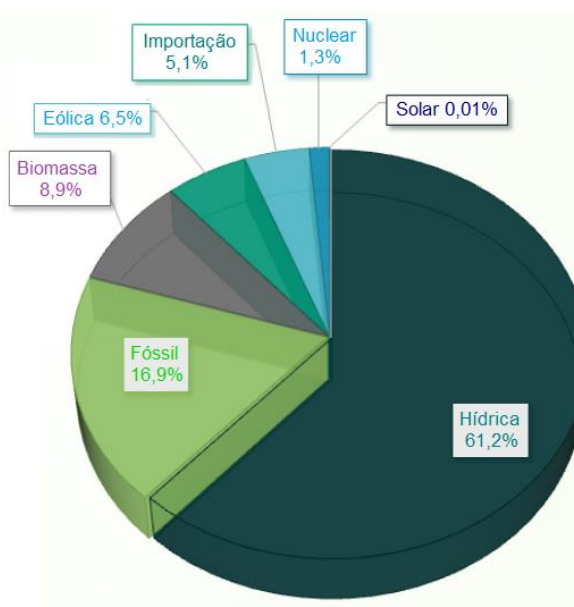


Figura 22: Matriz de Energia Elétrica Brasileira – 2016

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2017.

3.3. Tarifação de Energia

É necessário conhecer a maneira como é realizada a cobrança da energia elétrica no Brasil para fazer os cálculos da economia gerada pela implementação de um sistema fotovoltaico de geração distribuída. A conta de luz é um reflexo do modo como a energia elétrica é utilizada por cada tipo de consumidor. A Resolução Normativa Nº 414/2010

da ANEEL estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica e estrutura da cobrança pelo uso de energia.

Antes de entender como funciona a estrutura tarifária, é preciso compreender alguns conceitos básicos (ANEEL, 2010; PROCEL, 2011).

- **Consumo**, expresso em quilowatt-hora (kWh) ou em megawatt-hora (MWh), é a quantidade de energia elétrica consumida em um período de tempo longo (dia, semana, mês ou ano).
- **Carga**, expressa em quilowatt (kW) ou em megawatt (MW), é a demanda de potência em determinado instante ou intervalo de tempo curto. É uma informação de extrema importância porque o sistema de geração deve estar preparado para atender às solicitações instantâneas do consumidor.
- **Demanda** é a média, durante um intervalo de tempo especificado, das potências ativas (relacionadas diretamente com a geração de energia) e reativas (responsáveis por manter o campo magnético ativo em motores, reatores, lâmpadas e outros).
- **Demanda contratada** é aquela que a concessionária deve continuar e obrigatoriamente disponibilizar no ponto de entrega.
- **Demanda de ultrapassagem** é a parcela da demanda que excede a demanda contratada em kW.
- **Tarifa de Energia (TE)** é o valor monetário utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia, em R\$/MWh.
- **Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição (TUSD)** refere-se ao valor do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema.
- **Tarifa Binômia** é aquela composta por valores aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável.
- **Tarifa Monômia** é formada somente pelo valor referente ao consumo de energia elétrica ativa.
- **Período seco** vai de maio até novembro, inclusive.
- **Período úmido** vai de dezembro de um ano até abril do ano seguinte.
- **Posto tarifário ponta** é o período de três horas consecutivas, definido pela concessionária em função das características do seu sistema elétrico, no qual as tarifas são mais elevadas, com exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi, e os seguintes feriados:

Dia e mês	Feriados nacionais	Leis federais
01 de janeiro	Confraternização Universal	662, de 06/04/1949
21 de abril	Tiradentes	662, de 06/04/1949
01 de maio	Dia do Trabalho	662, de 06/04/1949
07 de setembro	Independência	662, de 06/04/1949
12 de outubro	Nossa Senhora Aparecida	6.802, de 30/06/1980
02 de novembro	Finados	662, de 06/04/1949
15 de novembro	Proclamação da República	662, de 06/04/1949
25 de dezembro	Natal	662, de 06/04/1949

A maioria das concessionárias de energia elétrica no Brasil estabelecem o horário de ponta no período entre 17:00 e 21:00 horas, como pode ser observado na Tabela 2 para seis capitais brasileiras. A atribuição da ponta nesse intervalo é consequência do histórico de alto consumo de energia elétrica no final do dia quando a população volta para suas residências e liga eletrodomésticos (televisão, chuveiro, ventilador, entre outros) e lâmpadas (CELG, 2015).

Tabela 2: Horário de Ponta em diferentes capitais brasileiras

Estado	Cidade	Concessionária	Horário de Ponta
Rio de Janeiro	Rio de Janeiro	Light	17:30 às 20:30
Paraná	Curitiba	Copel	18:00 às 21:00
São Paulo	São Paulo	AES Eletropaulo	17:30 às 20:30
Pernambuco	Recife	Celpe	17:30 às 20:30
Pará	Belém	Celipa	18:30 às 21:30
Goiás	Goiânia	Celg	18:00 às 21:00

Fonte: Elaboração Própria a partir de AES Eletropaulo, Celg, Celipa, Celpe, Copel e Light (Acesso em 05 de fevereiro de 2017)

Contudo, o perfil da curva de carga brasileira vem se alterando nos últimos anos, principalmente nas regiões Sul e Sudeste. Os picos acentuados que ocorriam entre 18 e 22 horas estão sendo reduzidos. Na Figura 23, que ilustra a evolução da curva de carga diária do Sistema Interligado Nacional (SIN) no verão de 2000 a 2014, é possível observar nitidamente o deslocamento da ponta para a tarde, entre 13 e 16 horas (EPE, 2015).

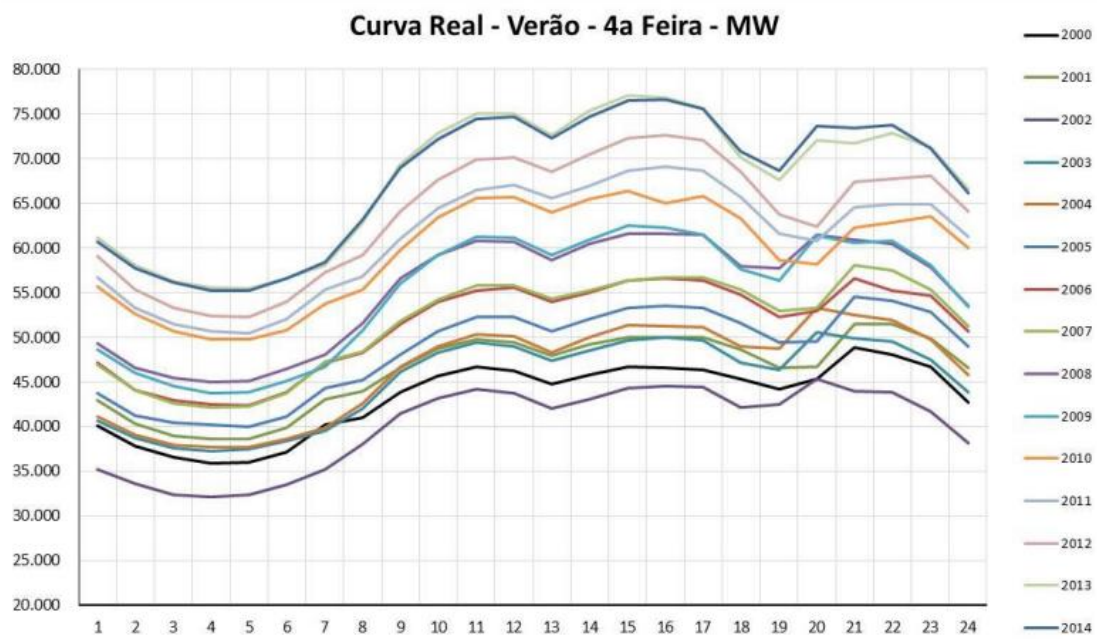


Figura 23: Evolução da Curva de Carga diária do SIN no Verão - 2000 a 2014

Fonte: EPE, 2015.

Já na Figura 24, que mostra a evolução da curva de carga no inverno para o mesmo período, nota-se que a ponta se mantém no horário clássico de 17 às 21 horas, mas que já há uma redução da diferença entre o patamar da carga nesse horário e na parte da tarde (EPE, 2015).

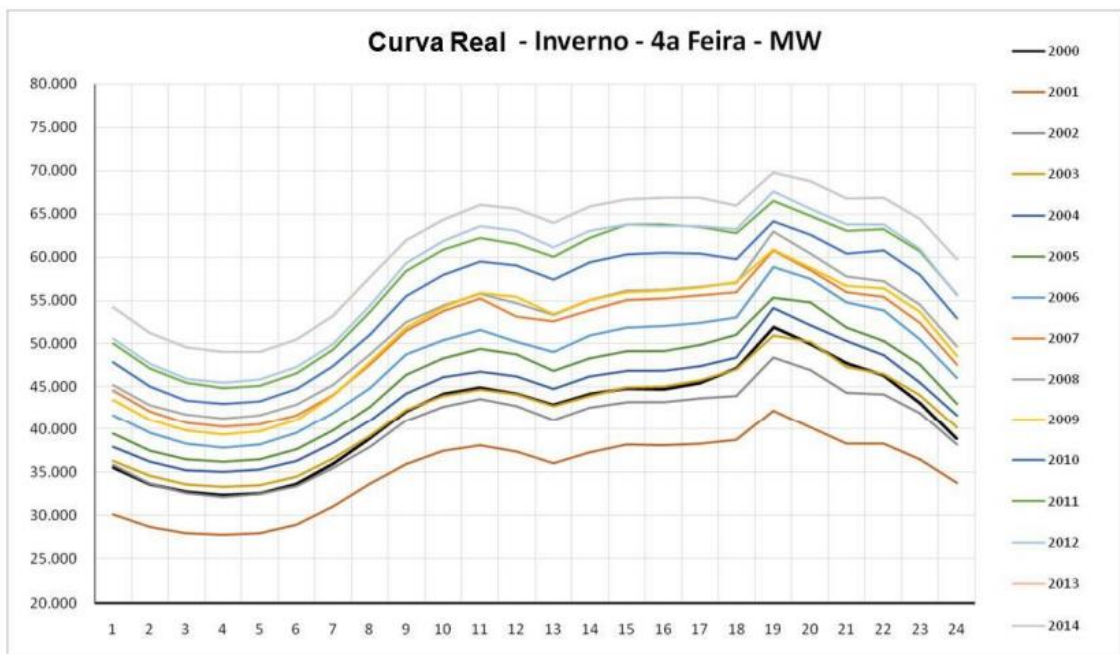


Figura 24: Evolução da Curva de Carga diária do SIN no Inverno - 2000 a 2014

Fonte: EPE, 2015.

Os principais motivos para a mudança observada incluem a intensificação no uso de aparelhos de ar condicionado nos setores residencial e comercial, a adoção do horário de verão, que afeta a iluminação pública, alterações no expediente do setor comercial e de algumas indústrias, e o aumento da geração distribuída atuando no horário de ponta. O deslocamento da ponta é benéfico para a tecnologia fotovoltaica, uma vez que a geração de energia nas horas com maior radiação solar compensaria o alto custo da energia elétrica neste posto tarifário, tornando o investimento no sistema mais atrativo (EPE; VALLE, 2015).

3.3.1. Estrutura Tarifária

Estrutura tarifária é o conjunto de tarifas praticadas no faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica que retratam a distinção entre os grupos de consumidores. No Brasil, existem dois grandes grupos de consumidores de energia elétrica: Grupo A, tensão superior a 2,3 kV e sistema subterrâneo, caracterizado pela tarifa binômica; e Grupo B, tensão inferior a 2,3 kV caracterizado pela tarifa monômica. O Grupo A é subdividido de acordo com tensão de atendimento, enquanto o Grupo B é subdividido de acordo com a atividade do consumidor. A Tabela 3 apresenta as subdivisões de cada grupo tarifário.

Tabela 3: Subgrupos Tarifários

Subgrupos A	Nível de Tensão (kV)	Subgrupos B	Atividade
A1	≥ 230	B1	Residencial e residencial baixa renda
A2	88 - 138	B2	Rural e cooperativa de eletrificação rural
A3	69	B3	Demais classes
A3a	30 - 44	B4	Iluminação pública
A4	2,3 - 25		
AS	< 2,3 em sistema subterrâneo		

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2010.

As tarifas do Grupo A são constituídas por três modalidades de fornecimento: Convencional, Horo-sazonal Verde ou Horo-sazonal Azul. Em todos os casos, a fatura da energia é a soma do consumo, demanda e, quando houver, demanda de ultrapassagem. No primeiro caso, a concessionária pactua um único valor de demanda desejada pelo consumidor (A3a, A4 ou AS) independente do período do ano (seco ou úmido) ou da hora do dia (ponta ou fora da ponta).

A tarifa Horo-sazonal Verde é aplicável aos subgrupos A3a, A4 e AS e varia de acordo com o período do ano. As tarifas de consumo de ponta e fora da ponta são mais caras no período seco (maio a novembro), enquanto a tarifa de demanda é única, independente da hora do dia ou do período do ano.

Por último, a tarifa Horo-sazonal Azul enquadra obrigatoriamente os subgrupos A1, A2 e A3. Neste caso, a tarifa de consumo depende da hora do dia (ponta e fora da ponta) e do período do ano (seco ou úmido). Já a tarifa de demanda varia somente de acordo com a hora do dia.

O principal objetivo da tarifação Horo-sazonal é dar indícios econômicos aos consumidores para que a curva de carga do sistema possa avançar de maneira a contribuir para um menor custo sistêmico. Os usuários de energia seriam, dentro desta lógica, responsáveis por gerenciar sua demanda e seus custos de forma ótima (EPE, 2015).

3.3.2. Bandeiras Tarifárias

A Resolução Normativa Nº 593/2013 da ANEEL estabelece o sistema de Bandeiras Tarifárias, que entrou em vigor a partir de janeiro de 2015. A estratégia é sinalizar aos consumidores que a energia consumida foi proveniente de uma fonte diferente da hidrelétrica. Quando os reservatórios das usinas hidrelétricas estão baixos, o país geralmente passa a aproveitar energia de termelétricas, que é mais cara.

Enquanto a tarifa energética engloba todos os custos envolvidos na geração, transmissão e distribuição da energia elétrica, as bandeiras refletem os custos variáveis da geração, que dependem da fonte utilizada. Antes das bandeiras, essas variações de custos só eram introduzidas no reajuste do ano seguinte. A partir da implementação do

sistema, os consumidores possuem a informação no momento em que esses custos acontecem (ANEEL, 2016b).

O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha. A partir de fevereiro de 2016, a bandeira vermelha passou a ter dois patamares: 1 e 2. A bandeira verde indica que as condições hidrológicas para geração são favoráveis e, portanto, não há acréscimo nas contas. Quando as condições são menos favoráveis, a bandeira passa a ser amarela e há um aumento na cobrança de R\$ 1,5 por 100 kWh (ou suas frações). Se as condições são ainda mais desfavoráveis, a bandeira fica vermelha. No Patamar 1 há um acréscimo de R\$ 3 por 100 kWh, e no Patamar 2 o aumento é de R\$ 4,5 por 100 kWh (ou suas frações). Os valores apresentados não incluem os impostos vigentes. A divulgação da bandeira ocorre aproximadamente uma semana antes do início de cada mês (ANEEL, 2016b; LIGHT, 2017a)

3.3.3. Tributação

Os tributos federais, estaduais e municipais já vêm incluídos nas faturas de energia elétrica que os consumidores devem pagar. Posteriormente, as distribuidoras de energia repassam os respectivos valores aos cofres públicos. O governo federal, para sustentar programas voltados ao trabalhador e também programas sociais, realiza cobrança de dois tributos na conta de luz: COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) e PIS (Programas de Integração Social).

No âmbito estadual incide o ICMS (Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços) que é regulamentado pelo código tributário de cada estado, o que significa dizer que é estabelecido pelas casas legislativas, variando de estado para estado. Na esfera municipal, por sua vez, é cobrado o CIP – Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública. Este tributo está previsto na Constituição Federal de 1988, atribuindo ao município a responsabilidade pelos serviços de projeto, implantação, expansão, operação e manutenção das instalações de iluminação pública (PROCEL, 2011).

3.4. Legislações e Incentivos Governamentais

3.4.1. Resolução Normativa Nº 482/2012 da ANEEL

O primeiro grande avanço para a regulamentação da energia elétrica distribuída foi elaborado pela ANEEL através da Resolução Normativa (REN) Nº 482 de 17/04/2012. Essa resolução estabelece as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, além de criar o sistema de compensação de energia elétrica, também conhecido como *Net Metering*. A microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW. Já a minigeração trata-se de centrais com potência superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW, para fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes (ANEEL, 2016d).

O sistema de compensação é um incentivo às fontes renováveis uma vez que permite a injeção na rede elétrica da energia que não é consumida na unidade geradora. O crédito de energia é compensado com desconto na conta de luz dos meses seguintes. A Figura 25 exemplifica o funcionamento do sistema de compensação.

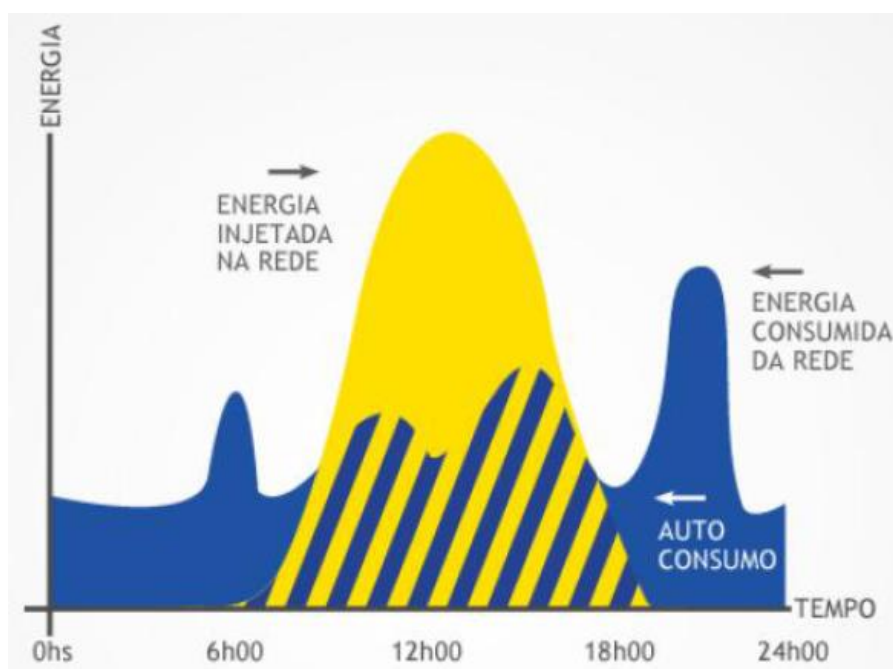


Figura 25: Compensação de Energia

Fonte: Solarvolt (Acesso em 15 de janeiro de 2017)

O art. 7º da REN 482 explicita duas maneiras de realizar o faturamento do sistema de compensação de energia, uma quando a micro ou minigeração distribuída está instalada no mesmo local de consumo, outra quando o sistema está situado em local diferente do consumo. Como neste projeto o sistema será instalado junto à carga, a seguir segue o resumo dos procedimentos para seu faturamento (ANEEL, 2016d):

- A energia introduzida em determinado posto tarifário (ponta ou fora da ponta) deve ser utilizada para compensar a energia nesse mesmo posto;
- Caso haja excedente, os créditos de energia devem ser utilizados para suprir o consumo em outro posto tarifário, após aplicação de um fator de ajuste, na mesma unidade consumidora e na mesma rodada de faturamento;
- O fator de ajuste é a razão do valor da componente da tarifa TE (Tarifa de Energia) do posto tarifário que apresenta excedente pela mesma componente do outro posto tarifário que receberá o crédito;
- O valor a ser cobrado na fatura é a diferença positiva entre a energia consumida e a injetada, levando em consideração também possíveis créditos de meses anteriores. Caso esse valor seja menor que o custo de disponibilidade – valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico) – para consumidores classificados dentro do Grupo B, será cobrado este valor;
- Para os consumidores classificados no Grupo A, não existe valor mínimo a ser pago, porém, esses continuam sendo cobrados pela demanda;
- Se ainda houver excedente na mesma unidade consumidora onde está instalado o sistema, uma fração dos créditos poderá ser repassada para outras unidades selecionadas pelo usuário no mesmo ciclo de faturamento;
- Os créditos restantes podem ser utilizados para compensação até 60 meses após a data do faturamento.

3.4.2. Resolução Normativa Nº 687/2015 da ANEEL

Com o objetivo de aumentar o público alvo, melhorar as informações na fatura, diminuir os custos e o tempo para conexão da micro e minigeração bem como compatibilizar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica com as Condições Gerais de Fornecimento, a ANEEL revisou a REN 482, criando a Resolução Normativa 687 de 2015.

O período para utilização dos créditos de energia de compensação aumentou de 36 para 60 meses. Outras novidades da resolução são as possibilidades de instalação do sistema fotovoltaico em locais remotos da carga e em empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, nos quais a energia pode ser compartilhada entre os condôminos em percentuais definidos por eles mesmos.

O processo de registro do sistema solar pelas companhias locais de energia foi simplificado. Antes demorava aproximadamente 90 dias e possuía diversas etapas. Com a mudança da resolução, o processo passou a demorar em média 35 dias e a ter somente uma única etapa.

3.4.3. Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD)

O Ministério de Minas e Energia (MME) lançou em 2015, através da Portaria N° 538/2015, o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD) com o objetivo de expandir e aprofundar as atividades de incentivo à geração de energia pelos consumidores através de fontes renováveis, com destaque para a energia solar fotovoltaica. De acordo com o MME, o ProGD poderá movimentar aproximadamente R\$ 100 bilhões em investimentos e 2,7 milhões de unidades produzirão sua própria energia até 2030.

Um dos aspectos mais relevantes previstos na Portaria é a atualização dos Valores Anuais de Referência Específicos (VRES). Outras ações de fomento à expansão de geração distribuída incluem a isenção de ICMS PIS/Cofins sobre a energia injetada pelo consumidor na rede e a redução de imposto de importação incidente sobre bens de capital destinados à fabricação de equipamentos de geração fotovoltaica (MME, 2015).

3.4.4. Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) Estratégico da ANEEL

As empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica são obrigadas pela Lei N° 9.991/2000 (alterada pela Lei N° 13.280/2016) a destinar, anualmente, um percentual mínimo de sua receita operacional líquida (ROL) para projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) do setor de energia elétrica. A

ANEEL, por se enquadrar na descrição, realiza chamadas anuais para projetos de pesquisa.

A Chamada de Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) Estratégico 013/2011 da ANEEL teve um papel importante para a disseminação da energia fotovoltaica no país. Ao todo, 17 projetos fotovoltaicos foram aprovados, somando 24,6 MWp.

Aberta em novembro de 2016, a Chamada de Projeto Prioritário de Eficiência Energética e Estratégico de P&D nº 001/2016 visa a implantação de projetos pilotos em Instituições Públicas de Educação Superior. Como um dos principais gastos nas universidades está relacionado com energia elétrica, ações de eficiência energética e introdução de geração distribuída podem contribuir para redução das despesas com energia (ANEEL, 2016b).

3.5. Ferramentas de Análise de Investimento

Um dos objetivos deste estudo é realizar análise estimada da viabilidade econômica do empreendimento fotovoltaico. Para tanto, serão utilizadas as ferramentas de matemática financeira descritas a seguir.

- **Fluxo de Caixa Simples** é a projeção para períodos futuros de todas as entradas e saídas de recursos financeiros do empreendimento (SEBRAE, 2011).
- **Valor Presente Líquido (VPL)** é o cálculo do valor atual de todos os fluxos de caixa futuros descontando-se uma determinada taxa de juros. O VPL considera que o dinheiro de hoje vale mais que o dinheiro no futuro. O empreendimento é considerado viável quando o VPL é positivo (BREALEY *et al.*, 2011).
- **Fluxo de Caixa Descontado** avalia o empreendimento baseado no valor presente para cada ano a partir de uma taxa de juros (GOUVÊA, 2013).
- **Taxa Interna de Retorno (TIR)** representa uma taxa de remuneração do capital investido para que o VPL seja zero. Em geral, para analisar a aceitabilidade de um projeto, compara-se a TIR com uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA), que considera a inflação e o risco de cada investimento (LANDEIRA, 2013).
- **Tempo de Retorno do Investimento Descontado** é o momento em que as entradas e saídas do fluxo de caixa se igualam no tempo, considerando uma taxa de juros (LANDEIRA, 2013).

- **Horizonte de projeto** é o tempo de vida estimado para o projeto. Os fabricantes dos módulos fotovoltaicos, em geral, garantem durabilidade e performance para 25 anos, o que torna a tecnologia confiável (ABINEE, 2012).

4. Análise Ambiental da Tecnologia Fotovoltaica

A visão de que o uso de energia solar fotovoltaica constitui uma fonte totalmente limpa de energia tem se fortalecido ao longo dos últimos anos. Essa percepção está baseada apenas na geração de energia elétrica final depois da fabricação e instalação dos componentes do sistema fotovoltaico. As vantagens de o sistema não produzir emissões de gases efeito estufa durante a sua operação e de apresentar a possibilidade de geração distribuída, reduzindo os efeitos negativos da transmissão de energia, são colocadas em cheque quando os aspectos e impactos ambientais relacionados ao ciclo de vida da tecnologia são analisados (ROSA, 2008).

4.1. Análise de Ciclo de Vida

Um dos métodos utilizados para avaliar os aspectos e impactos ambientais potenciais ao longo da vida de um produto é a Análise de Ciclo de Vida (ACV). A família de normas NBR ISO 14040 oferece os princípios, estruturas e requisitos metodológicos para a condução de estudos de ACV. O ciclo de vida de um produto é constituído pelas várias etapas que vão desde a extração da matéria-prima até a disposição dos resíduos em aterro ou reciclagem. Em cada etapa existem fluxos de entrada de materiais, energia e água e emissões gasosas e/ou líquidas, como é mostrado na Figura 26 a seguir.

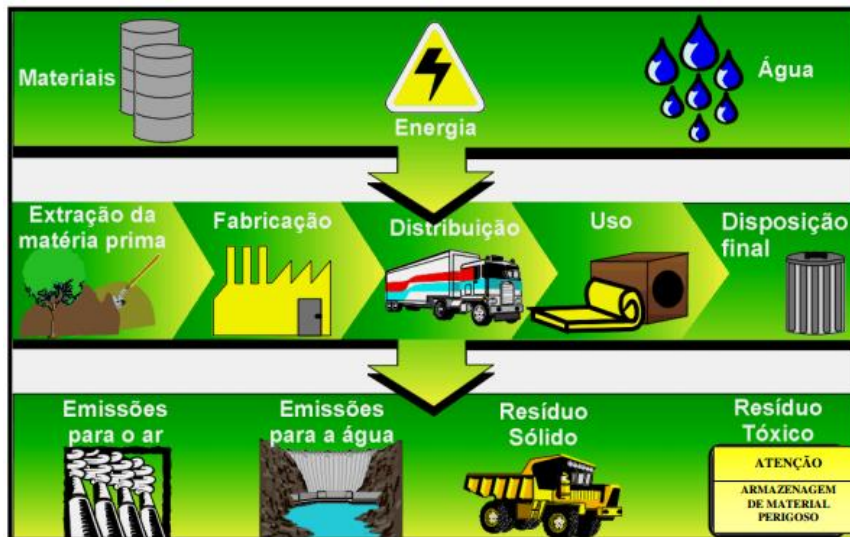


Figura 26: Etapas do Ciclo de Vida de um produto

Fonte: OMETTO, 2015.

A Análise de Ciclo de Vida, assim como outras técnicas, possui suas vantagens e limitações. A ACV pode auxiliar na identificação de oportunidades de melhoria dos aspectos ambientais e também na tomada de decisões em indústrias e organizações. Por outro lado, as suposições realizadas podem ser subjetivas, as condições locais podem não ser adequadamente representadas em condições regionais e/ou globais (ABNT, 2014).

O ciclo de vida da tecnologia fotovoltaica é constituído por várias etapas, desde a extração de matéria-prima à sua disposição em aterro ou reciclagem. Os fluxos de entrada e saída em cada uma das fases do ciclo de vida fotovoltaico estão apresentados na Figura 27. Não é objetivo deste trabalho fazer uma Análise de Ciclo de Vida detalhada da tecnologia fotovoltaica. A seguir será realizado um levantamento simplificado dos principais processos e impactos relacionados a cada etapa do ciclo de vida dos painéis que compõem os sistemas fotovoltaicos, formados por células de Silício, sem levar em conta a utilização de baterias.

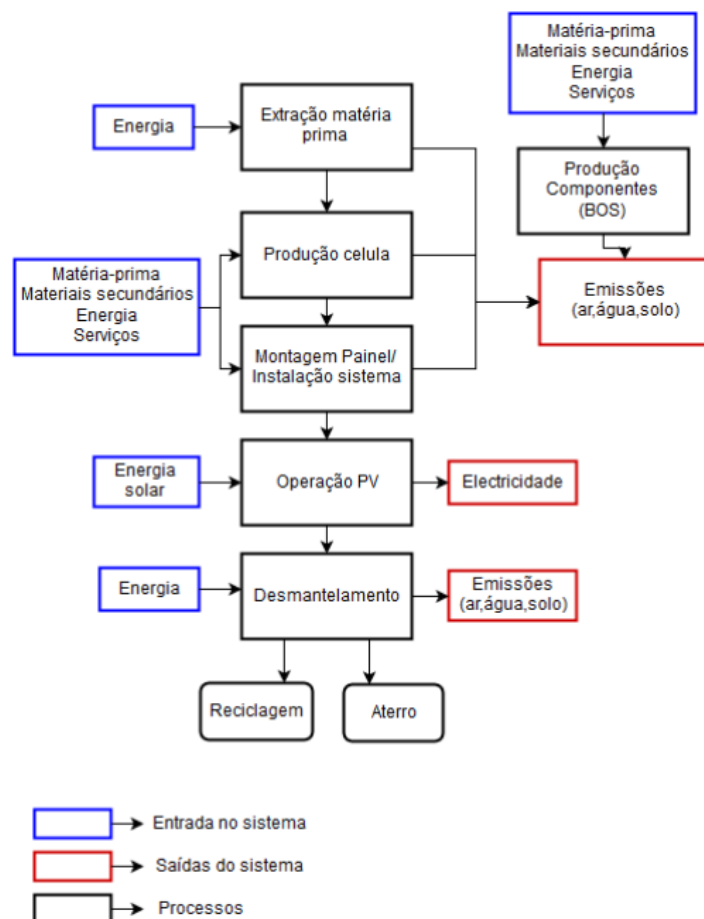


Figura 27: Ciclo de Vida da Tecnologia Fotovoltaica

Fonte: ADRIANO, 2015

4.1.1. Extração de Matéria-prima

A matéria-prima mais utilizada para produção de placas solares é o silício, material proveniente principalmente da areia, SiO_2 , que é abundante na superfície terrestre. Além do silício, o alumínio, utilizado na estrutura de suporte dos painéis e o cobre, utilizado na parte elétrica, são outros elementos que devem ser extraídos no ciclo de vida fotovoltaico.

A extração de materiais pode gerar diversos impactos ambientais como o agravamento de processos erosivos, perda de vegetação devido ao desmate para realizar exploração de minérios, e desapropriação e desalojamento de moradores locais (ROSA, 2008).

4.1.2. Produção das Células e Componentes

A produção das células fotovoltaicas é o processo mais crítico do ciclo de vida analisado. A areia é colocada em um forno para que ocorra redução e transformação em Silício Grau Metalúrgico (SiGM), que tem 98% grau de pureza, não sendo suficiente para utilização em células fotovoltaicas. Em seguida, ocorre a purificação do SiGM através de processos que variam de acordo com o seu uso final, como mostrado na Figura 28. O processo Siemens, em azul, é a técnica original da indústria eletrônica que produz um material com grau de pureza eletrônico 9N (99,99999%). O silício resultante é policristalino. É necessário utilizar um método de crescimento de cristais para ser obtido um lingote monocristalino, caso se queira fabricar uma célula com essa tecnologia. O mais utilizado é o crescimento Czochralski, através do qual o silício é fundido e extraído lentamente para formar um único cristal com a mesma orientação. Ao longo do processo, o material que estiver fora das especificações (*off-grade*) pode ser reaproveitado como silício em grau solar 6N (99,9999%), que necessita de menor pureza. A produção de silício direcionado para a tecnologia fotovoltaica está apresentada em verde. Como o silício nesse caso pode ter menor pureza, há redução de consumo de energia e custos. Por último, em vermelho, são mostrados os processos alternativos de purificação: lixiviação ácida, solidificação direcional, degaseificação, entre outros (EPE, 2016b; ROSA, 2008).

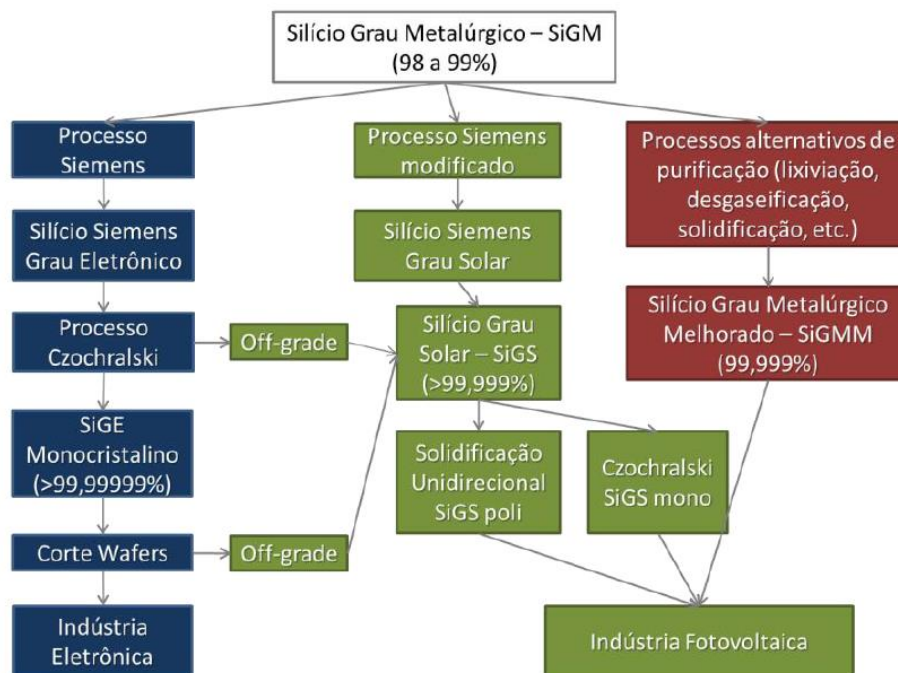


Figura 28: Processos de purificação do Silício Grau Metalúrgico (SiGM)

Fonte: EPE, 2016b.

Após os processos de purificação e de Czochralski, no caso do silício monocristalino, o silício é derretido para formar os lingotes. O corte dos lingotes origina o que se conhece como *wafers* (bolacha, em tradução livre) de silício. Por último, para a produção das células em si, os *wafers* de silício são sujeitos a banhos químicos; com o objetivo de remover fissuras microscópicas e marcas do corte; dopagem, originando a junção p-n; formação de metal da face frontal; aplicação de revestimento anti-reflexivo na face frontal e verificação das características elétricas e eficiência da célula.

Os principais aspectos ambientais relacionados com a produção de células fotovoltaicas são a emissão de gases de efeito estufa, gases tóxicos e material particulado, bem como geração de produtos acidificantes do meio ambiente. O pó de sílica produzido durante o processo pode causar doenças pulmonares (ADRIANO, 2015; EPE, 2016b).

O alumínio, por sua vez, é, segundo SWITKES (2005), um metal comum e abundante. É também um material versátil, que pode ser utilizado na fabricação de diferentes peças e equipamentos, além de ter baixo peso, boa condutividade de eletricidade e calor, boa resistência e ser resistente à corrosão. Por outro lado, o baixo custo econômico do alumínio não corresponde aos altos impactos ambientais associados à sua fabricação, como a destruição de florestas e contaminação de águas com seus resíduos, e influência na contaminação de ecossistemas submersos. A produção de alumínio primário passa por dois principais processos após extração da Bauxita (Al_2O_3): transformação em alumina em grau metalúrgico pelo processo Bayer, e depois obtenção de anodizado pelo processo Hall Heroult (ROSA, 2008).

O vidro, outro componente utilizado nas células, é composto por diversos componentes como areia, calcário, alumina e corantes. A produção do vidro consiste na reunião de materiais básicos com aditivos, convertendo-os a um produto extremamente refinado (ROSA, 2008).

4.1.3. Montagem do Painel e Instalação do Sistema

A montagem do painel fotovoltaico consiste na conexão das células com algum metal, como prata, alumínio ou cobre, na parte frontal e posterior, através de uma evaporação a vácuo. Em seguida, são incorporadas duas camadas de espuma vinílica acetinada (EVA). Depois uma camada de vidro é aplicada na parte frontal. O painel é então

finalmente moldado sob pressão e calor e as conexões são isoladas. Por último, são adicionadas molduras de alumínio para dar solidez e facilitar na instalação de elementos auxiliares (ADRIANO, 2015).

Durante esse processo são utilizados, além dos materiais descritos acima, energia e água. Considerando as tecnologias de silício mono e policristalino, são necessários cerca de 3 anos de geração de eletricidade para compensar o gasto energético da fabricação dos painéis, período conhecido como *payback* energético (EPE, 2016b).

A operação dos sistemas fotovoltaicos requer manutenção periódica através de limpeza dos painéis e verificação dos sistemas elétricos. Como os fluxos de entrada e saída das limpezas representam, em geral, menos de 1% da pegada do ciclo de vida do painel fotovoltaico, os impactos associados não serão considerados neste levantamento simplificado.

4.1.4. Desativação

Após um período que varia entre 20 e 25 anos, o desempenho dos painéis fotovoltaicos é reduzido de tal maneira que o sistema não funciona como esperado. Neste momento, é necessário desativar o sistema de geração para troca de equipamentos. As placas solares são então descartadas ou enviadas para reciclagem.

No processo mais comum de reciclagem, 80% em peso do painel consegue ser reaproveitado. O procedimento inicia-se com a extração manual da moldura de alumínio e a caixa de junção. Em seguida, o vidro é separado das células para ser reutilizado ou reciclado. Em alguns países, a reciclagem dos painéis fotovoltaicos é obrigatória (ADRIANO, 2015).

4.2. Comparação com outras tecnologias

Em ADRIANO (2015) foi realizada uma avaliação de desempenho ambiental de painéis fotovoltaicos de 250 Wp para as tecnologias de silício mono e policristalino através do

método Ecoblok com auxílio da base de dados Ecoinvent. O método baseia-se na avaliação de um conjunto de indicadores de desempenho ambiental para caracterizar as pressões sobre os sistemas ambientais. No estudo em questão, os indicadores utilizados foram: extração de água, extração de recursos, uso do solo, emissão de gases de efeito estufa, poluição da água e do solo, poluição do ar e dioxinas e furanos. Cada um dos indicadores foi calculado a partir de um conjunto de variáveis ponderados por fatores de equivalência para expressar seu significado ambiental.

Como esperado através de revisão bibliográfica, a fase mais crítica do processo, em termos dos indicadores utilizados, foi a produção das células por ser uma etapa que requer grandes quantidades de energia e matéria-prima. A tecnologia de silício monocristalino gera mais impactos se comparada com o silício policristalino porque requer, além da purificação do silício, processo de crescimento. Em contraposição, as tecnologias de silício policristalino possuem, em geral, menores eficiências de conversão, gerando menos energia por unidade de área.

Após avaliar o ciclo de vida fotovoltaico, o autor comparou, sob a ótica dos mesmos indicadores, essa tecnologia com outras formas de obtenção de energia elétrica: hídrica, eólica e gás natural. O resultado sugere que a tecnologia baseada em gás natural é a que resulta em maiores pressões ambientais, resposta já esperada por se tratar de uma fonte consumidora de combustíveis fósseis. A energia hídrica apresentou maior desvantagem em termos de área ocupada pelos reservatórios, causando mudanças nos ecossistemas e geografia locais. A energia menos impactante foi a eólica. Ainda que a tecnologia fotovoltaica não tenha apresentado os melhores resultados, o autor argumenta que algumas medidas podem ser implantadas visando a redução dos impactos associados ao ciclo de vida dos painéis, como a redução de consumo de matéria-prima e reciclagem dos componentes.

5. Caracterização do Ambiente Estudado

5.1. A Universidade Federal do Rio de Janeiro

A Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), criada em 1920 através do Decreto Nº 14.343, é hoje uma das maiores instituições públicas de ensino superior no Brasil e também na América Latina. Está localizada principalmente na cidade do Rio de Janeiro,

onde atua em três importantes campi: Cidade Universitária, Praia Vermelha, e Instituto de Filosofia e Ciências Sociais/Faculdade de Direito.

Além da infraestrutura de salas e departamentos, a UFRJ possui ao todo 951 laboratórios, 8 hospitais, 13 museus e 41 bibliotecas. O campus da Cidade Universitária, estabelecido na Ilha do Fundão, pode ser comparado a uma cidade. A circulação no local gira em torno de 100 mil pessoas por dia (UFRJ, 2016a).

O Fundo Verde, instituído através do Decreto Nº 43.903 de 2012, é uma das maiores iniciativas de apoio ao desenvolvimento de projetos de infraestrutura sustentável para a Cidade Universitária. O Fundo tem como objetivo agir nos setores de geração e racionalização do uso de energia, água e mobilidade urbana na Ilha do Fundão. Visando a implantação de sistemas de geração fotovoltaica, o Fundo realizou um levantamento do potencial de instalação desses sistemas nas coberturas das unidades da Cidade Universitária. As coberturas foram classificadas em adequadas (grande área, sem obstáculos e não cobertas por vegetação), pouco adequadas (área pequena, superfície sinuosa e/ou obstáculos) ou inadequadas (área muito pequena e maioria coberta por vegetação). A Figura 29 abaixo mostra os resultados. O Centro de Tecnologia, unidade escolhida para a realização deste trabalho e marcada com um círculo azul na figura, possui cobertura adequada para a instalação de placas solares (Fundo Verde, 2016).



Figura 29: Classificação das Coberturas na Cidade Universitária

Fonte: FUNDO VERDE, 2016

5.2. Centro de Tecnologia da UFRJ

O Centro de Tecnologia (CT) da UFRJ está localizado na Cidade Universitária e tem como objetivo agregar unidades com atividades correlatas, como a Escola Politécnica, Escola de Química, a Coordenação dos Programas de Pós Graduação em Engenharia (COPPE), o NIDES (Núcleo Interdisciplinar de Desenvolvimento Social), os Institutos de Física, Matemática e Química, entre outros.

O conjunto arquitetônico do CT pode ser descrito pelos blocos que vão de A até J. O Bloco A abriga os Institutos de Física e Química, sendo o mais alto. O Bloco B comporta a Biblioteca do CT. Os Blocos de C a H acomodam as salas e departamentos dos diversos cursos de graduação de Engenharia. O Bloco I possui grandes dimensões e foi idealizado para abrigar laboratórios. Por último, o Bloco J é o Instituto de Macromoléculas (IMA).

O CT recebe energia elétrica da concessionária Light S.A. em média tensão de 13,8 kV a partir de uma edificação denominada Seccionadora Principal, que está situada atrás do Bloco A. De acordo com a Tabela 3, a unidade se enquadra no Subgrupo Tarifário A4 (2,3 a 25 kV). O abastecimento de energia é realizado através de dois circuitos subterrâneos, sendo um principal e outro de reserva (CONCEIÇÃO, 2011). O limite contratado quando o alimentador preferencial estiver em uso é de 6,6 MW. Já quando o alimentador reserva estiver em uso, o limite é de 5,3 MW. A ultrapassagem em até 10% não acarreta custos adicionais à fatura de energia.

Após os circuitos, encontram-se os equipamentos de comando e proteção, seguidos do medidor da concessionária para faturamento da conta de luz (CONCEIÇÃO, 2011). Por último, a energia é distribuída entre os blocos do CT pelas 23 subestações, listadas na Tabela 4 com suas respectivas potências instaladas. O Bloco D, local estudado, possui duas subestações com potência instalada de 1.163 kVA, o que representa 6,6% do total. A Figura 30 apresenta a localização das subestações, exceto da H3 e da J1.

Tabela 4: Potência Instalada por Subestação do CT (kVA)

Subestação	Potência Instalada (kVA)	% por Bloco	Subestação	Potência Instalada (kVA)	% por Bloco
A1	450	13,2%	F1	450	7,2%
A3	875		F2	825	
A4	1000		G1	525	
B	1000	5,7%	G2	300	4,7%
C1	300	22,4%	H1	1025	15,1%
C2	1400		H2	750	
C3	1250		H3	900	
C4	1000		J1	950	
D1	300	6,6%	TOTAL	17663	100%
D2	863				
E1	600	19,8%			
E2	600				
E3	800				
E4	750				
E5	750				

Fonte: Adaptado de Escritório de Planejamento/CT – UFRJ, 2014

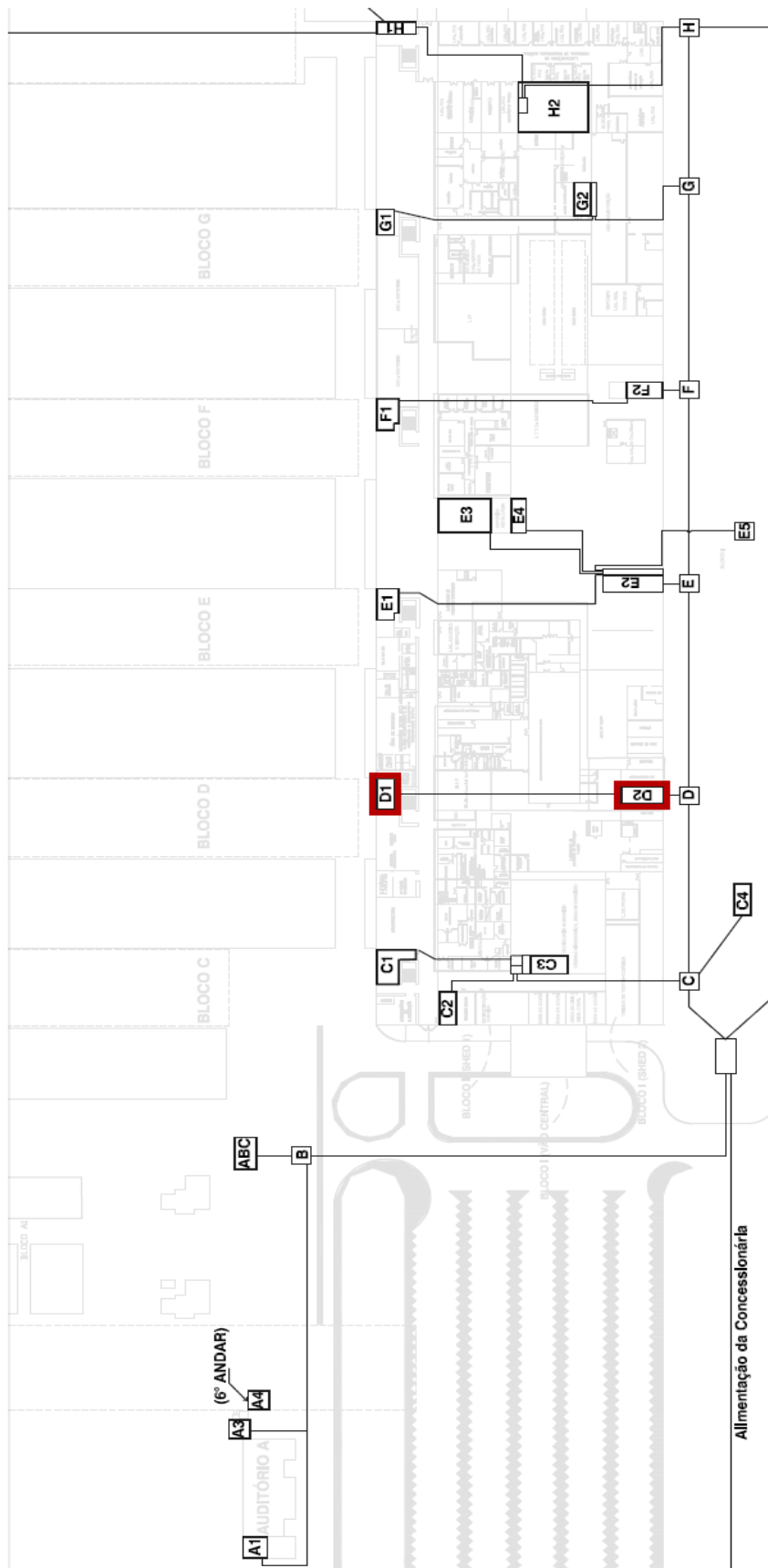


Figura 30: Localização das Subestações do CT

Fonte: Escritório de Planejamento/CT – UFRJ, 2014

O estacionamento anexo ao Centro de Tecnologia foi selecionado como local para instalação do primeiro projeto estrutural para a geração de energia fotovoltaica do Fundo Verde. A execução do projeto Estacionamento Solar da UFRJ contou com a parceria entre a COPPE e Cooperação para o Desenvolvimento Sustentável GIZ. O sistema de microgeração distribuída, com potência de 99 kW e produção de 138,7 MWh/ano, abrange uma área de 683,1 m² e teve um custo total de R\$ 1,6 milhões. A energia gerada é aproveitada no Laboratório de Ensaios Não Destrutivos, Corrosão e Soldagem (LNDC), local mais próximo das placas.

O sistema abrange 414 módulos de Silício Policristalino e 6 inversores colocados em uma estrutura de alumínio. Arranjo está instalado com uma inclinação de 10° e desvio de azimute de NV 46°. Além da geração de energia, o Estacionamento Solar é capaz de gerar sombra para aproximadamente 60 veículos. A Tabela 5 abaixo apresenta as principais características do projeto.

Tabela 5: Características do Estacionamento Solar da UFRJ

Características	Dados
Modelo Módulos	Kyocera KD-210GX-LPU
Módulos (unidades)	414
Modelo Inversores	KACO Powador 20.0 TL3
Inversores (unidades)	6
Potência da Usina Fotovoltaica (kW)	99
Área total (m ²)	683,1
Custo (R\$)	1.600.000
Custo Específico (R\$/kW)	16.160
Geração de energia (MWh/ano)	138,7
Economia gerada (R\$/ano)	63.000

Fonte: Adaptado de BENEVENUTO, 2016

5.3. Bloco D

O Bloco D, cuja localização está indicada na Figura 31 a seguir, foi selecionado para a elaboração deste trabalho por ser um bloco com modelo estrutural similar a outros blocos, com exceção dos blocos A, H e I. Caso seja verificado que a instalação de um sistema de geração fotovoltaica distribuída no bloco em questão é um projeto viável e que trará benefícios, o estudo de caso poderá ser futuramente ampliado para os demais blocos.



Figura 31: Localização do Bloco D no Centro de Tecnologia da UFRJ

Fonte: Google Maps 3D

O Bloco D é composto por dois pavimentos, nos quais estão distribuídas salas de aula para os cursos de graduação das Engenharias Ambiental, Civil e Petróleo; laboratórios de informática; o Laboratório de Engenharia do Meio Ambiente (LEMA); secretarias de departamentos; e uma copiadora.

5.4. Demanda e Custo de Energia Elétrica

O Fundo Verde realizou em 2014 um estudo sobre a utilização de energia elétrica na Cidade Universitária para conhecer o perfil de consumo no local e assim identificar possíveis linhas de atuação e também para comparar resultados futuros. Na Figura 32 a seguir é apresentado o consumo médio de energia elétrica nas diversas unidades presentes na Ilha do Fundão no período de maio de 2013 a abril de 2014. O Centro de Tecnologia é a unidade com segundo maior consumo, perdendo somente do Hospital Universitário.

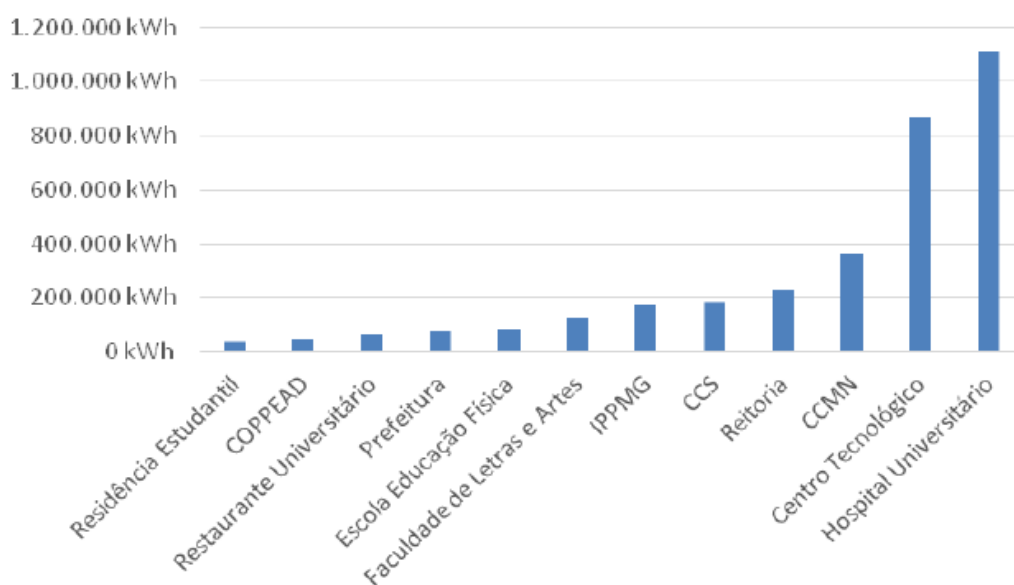


Figura 32: Consumo médio de energia elétrica (kWh/mês) nas unidades da Cidade Universitária – maio/2013 a abril/2014

Fonte: Fundo Verde, 2014

Além do levantamento do consumo médio, o estudo analisou para o mesmo período as demandas médias mensais registradas (kW) em comparação com a demanda contratada (kW). Os resultados mostrados na Figura 33 indicam que o Centro Tecnológico, o Hospital Universitário e a Reitoria ultrapassaram suas demandas contratadas, o que demonstra a vantagem da instalação de sistemas de geração distribuída para que não seja necessário aumentar a contratação de energia junto à concessionária.

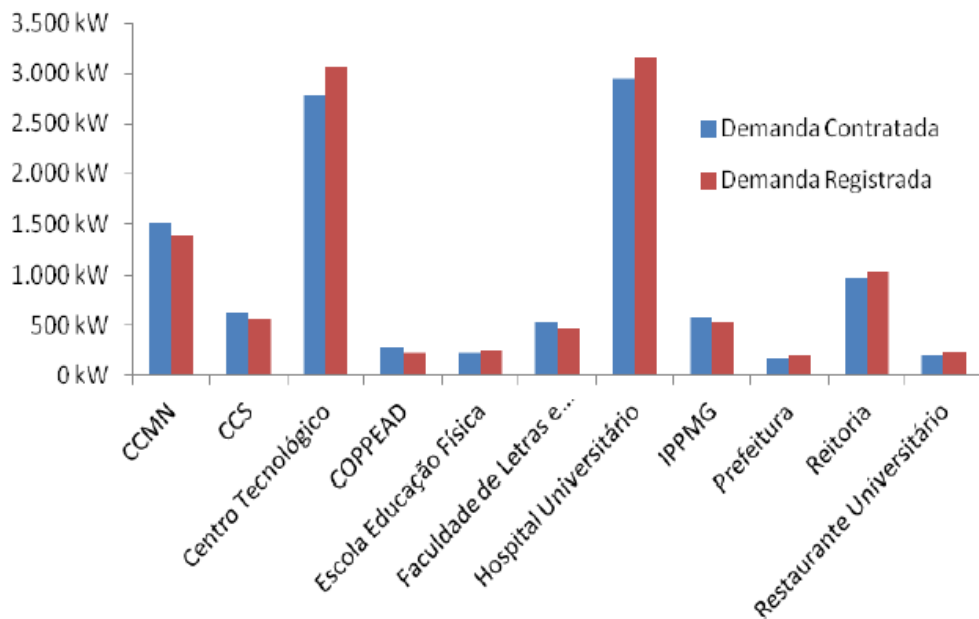


Figura 33: Demanda Contratada x Demanda Registrada nas unidades da Cidade Universitária - maio/2013 a abril/2014

Fonte: Fundo Verde, 2014

O estudo realizado por VALLE (2015) levantou o perfil da curva de carga do Centro de Tecnologia. Para tanto, foram utilizadas as medições de demanda de potência ativa (realizadas em intervalos de 15 minutos) de 38 meses entre fevereiro de 2012 a março de 2015. Em 72% dos meses estudados, a demanda medida superou a demanda contratada, situação já apontada na Figura 33.

A curva de carga do CT não varia muito entre os períodos seco e úmido. A demanda instantânea por energia aumenta consideravelmente no período entre 9:00 e 16:00 horas, apresentando um pico mais marcado entre 11:00 e 15:00 horas (VALLE, 2015). A Figura 34 ilustra o perfil de carga do CT para a média dos dias úteis de Abril (período úmido) do período analisado, enquanto a Figura 35 apresenta os dados para Setembro (período seco).

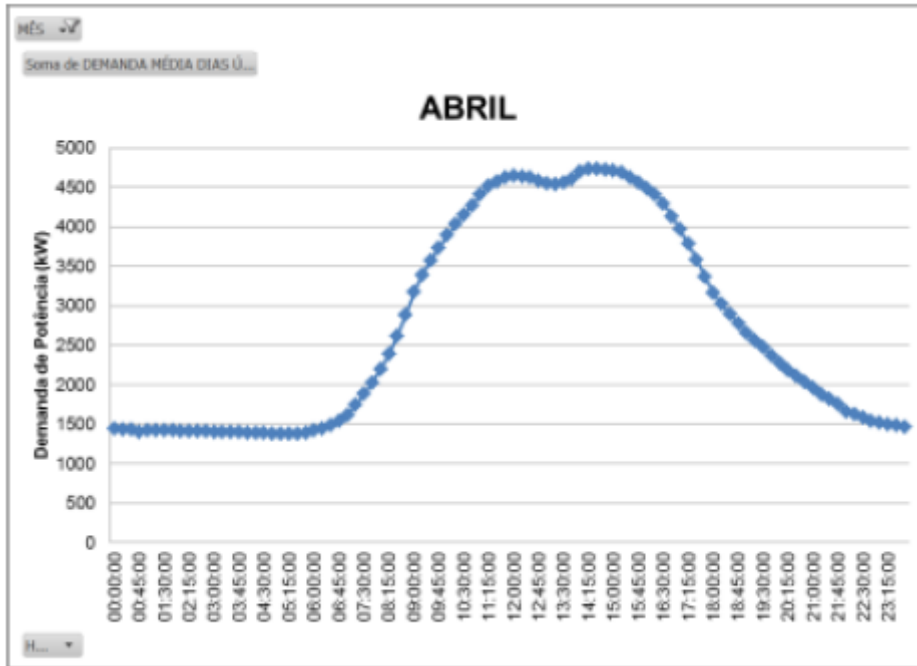


Figura 34: Curva de Carga do CT - Média dos dias úteis de Abril entre 2012 - 2014

Fonte: VALLE, 2015

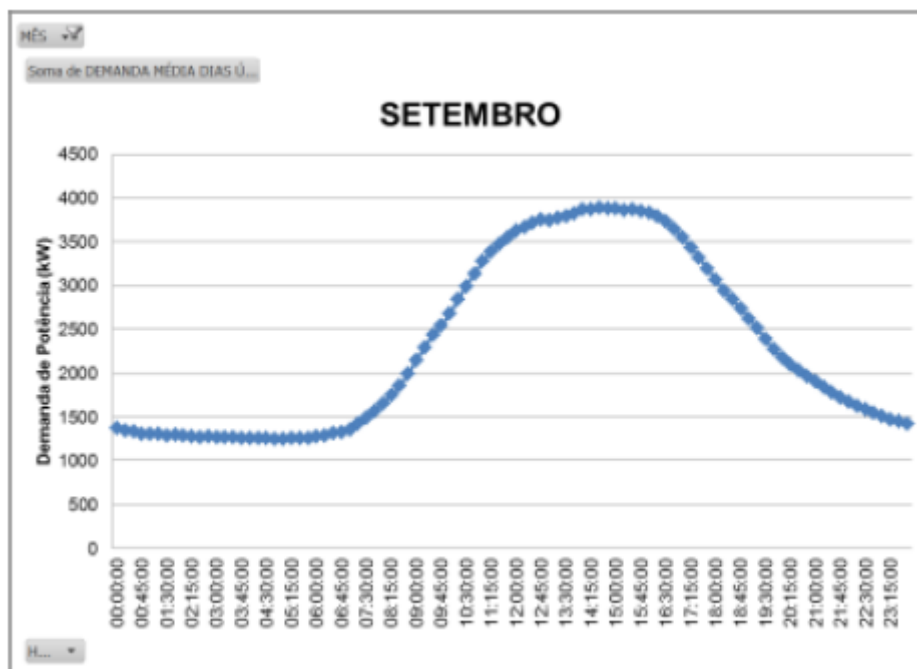


Figura 35: Curva de Carga do CT - Média dos dias úteis de Setembro entre 2012 - 2014

Fonte: VALLE, 2015

A cobrança pela energia elétrica no Centro de Tecnologia é realizada pela Light S.A. de acordo com a Estrutura Tarifária Horo-sazonal Verde, explicada no Capítulo 3.3 deste trabalho. A Tabela 6 apresenta os valores para cada parcela que compõe a tarifa de média tensão desse tipo de estrutura tarifária em vigência a partir do dia 7 de novembro de 2016. Como o CT pertence ao subgrupo A4, as tarifas desse subgrupo estão marcadas em vermelho. Como explicado anteriormente, as tarifas de demanda e demanda de ultrapassagem não variam ao longo do ano nem com o posto tarifário, enquanto as tarifas de consumo sim. A Figura 36 mostra as bandeiras tarifárias da Light para o ano de 2015, quando ainda havia somente um patamar para a bandeira vermelha.

O horário de ponta definido pela Light S.A. corresponde ao período entre 17h30 e 20h30, como foi previamente indicado na Tabela 2. O posto tarifário é único para todos os consumidores, não varia de acordo com a curva de carga individual. A soma das tarifas TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) e TE (Tarifa de Energia) no horário de ponta, R\$1022,63/kW, é três vezes superior à soma das tarifas fora do horário de ponta, R\$ 308,02.

Tabela 6: Estrutura Tarifária Horo sazonal Verde da Light S.A. – 2016

TARIFA DE MÉDIA TENSÃO - ESTUTURA HOROSSAZONAL VERDE												
Nível de Tensão	Demanda R\$/kW			Consumo R\$/MWh						Demandade Ultrapassagem R\$/kW		
	TUSD + TE	TUSD	TE	Ponta			Fora Ponta			TUSD + TE	TUSD	TE
				TUSD + TE	TUSD	TE	TUSD + TE	TUSD	TE			
A3a (30 a 44kV)	13,08	13,08	0	1022,63	670,81	351,82	308,02	72,09	235,93	26,16	26,16	0
A4 (2,3 a 25kV)	13,08	13,08	0	1022,63	670,81	351,82	308,02	72,09	235,93	26,16	26,16	0
AS (Subterrâneo)	20,82	20,82	0	1434,57	1082,75	351,82	340,60	104,67	235,93	41,64	41,64	0

(*) Tarifas sem incidência de ICMS, PIS e COFINS
(**) Para a classe rural desconto de 10%

Fonte: Adaptado de LIGHT S.A., 2017b (Acesso em 5 de fevereiro de 2017)



Figura 36: Bandeiras Tarifárias da Light S.A. em 2015

Fonte: LIGHT S.A., 2017a

O Escritório de Planejamento da Decania do Centro de Tecnologia forneceu dados das faturas mensais de energia elétrica de janeiro de 2015 a outubro de 2016. A seguir são apresentadas duas tabelas com os dados consolidados. A Tabela 7 mostra o consumo de energia mensal em kWh nos horários de ponta e fora de ponta e o total, além do percentual do consumo da ponta em relação ao total. Não houve aumento significativo no consumo entre 2015 e 2016, inclusive em alguns meses houve redução. Uma vez que a potência instalada no Bloco D representa 6,6% do total instalado no CT (Tabela 4), o consumo médio no foi estimado a partir deste percentual. O Centro de Tecnologia, assim como a UFRJ em geral, apresenta seu horário de pico entre 11:00 e 15:00 horas (VALLE, 2015), não coincidindo com horário de ponta da Light S.A. Portanto, é possível observar que o consumo de energia fora da ponta é quase 10 vezes superior ao consumo na ponta, que representa somente 9% do consumo anual.

Tabela 7: Consumo de Energia no Centro de Tecnologia (kWh) - 2015 e 2016

	Consumo de Energia (kWh)							
	Total		Fora da Ponta		Ponta		% Ponta	
	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016
JAN	1.404.071	1.353.683	1.300.320	1.251.288	103.751	102.395	7,4%	7,6%
FEV	1.583.188	1.489.471	1.462.104	1.367.496	121.084	121.975	7,6%	8,2%
MAR	1.665.484	1.724.421	1.515.888	1.571.616	149.596	152.805	9,0%	8,9%
ABR	1.687.976	1.660.682	1.541.808	1.513.080	146.168	147.602	8,7%	8,9%
MAI	1.338.796	1.411.733	1.218.240	1.276.344	120.556	135.389	9,0%	9,6%
JUN	1.482.978	1.205.604	1.349.784	1.095.768	133.194	109.836	9,0%	9,1%
JUL	1.302.845	1.151.254	1.176.984	1.037.016	125.861	114.238	9,7%	9,9%
AGO	1.243.521	950.367	1.129.032	856.440	114.489	93.927	9,2%	9,9%
SET	1.346.605	1.255.485	1.230.336	1.143.504	116.269	111.981	8,6%	8,9%
OUT	1.531.129	1.246.510	1.394.280	1.129.896	136.849	116.614	8,9%	9,4%
NOV	1.574.897	-	1.448.928	-	125.969	-	8,0%	-
DEZ	1.562.334	-	1.433.592	-	128.742	-	8,2%	-
ANUAL	17.723.824	13.449.210	16.201.296	12.242.448	1.522.528	1.206.762	9%	9%

Fonte: Escritório de Planejamento/CT – UFRJ, 2016a

A Tabela 8 a seguir apresenta o valor da fatura mensal em R\$ para o CT nos horários de ponta e fora de ponta e o total, bem como o percentual da ponta em relação ao total. Ainda que o consumo de energia na ponta represente somente 9% do consumo anual, o valor cobrado neste posto tarifário equivale a 22% do valor total anual, uma vez que o preço por kWh de ponta é muito superior. Outro aspecto a ser notado na tabela é que de 2015 para 2016 houve aumento significativo na cobrança por energia elétrica uma vez que a tarifa da concessionária cresceu em aproximadamente 10% de um ano para o outro (O Globo, 2015).

Tabela 8: Fatura de Energia no Centro de Tecnologia (R\$) - 2015 e 2016

	Valor da Fatura (R\$)							
	Total		Fora da Ponta		Ponta		% Ponta	
	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016
JAN	428.854,79	670.869,66	330.721,65	549.089,61	98.133,14	121.780,05	23%	18%
FEV	504.944,49	733.220,50	388.787,76	588.872,02	116.156,73	144.348,48	23%	20%
MAR	664.580,46	833.418,80	509.561,67	654.186,01	155.018,79	179.232,79	23%	22%
ABR	740.641,36	768.242,47	581.662,84	599.270,45	158.978,52	168.972,02	21%	22%
MAI	592.907,09	659.802,08	461.298,76	503.862,21	131.608,33	155.939,87	22%	24%
JUN	656.653,40	557.474,36	511.217,61	431.351,59	145.435,79	126.122,77	22%	23%
JUL	582.891,06	536.265,19	445.535,06	405.840,34	137.356,00	130.414,85	24%	24%
AGO	552.328,72	442.173,41	427.383,34	335.002,38	124.945,38	107.171,03	23%	24%
SET	585.310,18	573.605,70	458.837,36	446.158,15	126.472,82	127.447,55	22%	22%
OUT	661.963,59	573.992,63	513.830,86	441.174,20	148.132,73	132.818,43	22%	23%
NOV	721.259,19	-	579.026,44	-	142.232,75	-	20%	-
DEZ	783.861,40	-	630.421,82	-	153.439,58	-	20%	-
ANUAL	7.476.195,73	6.349.064,80	5.838.285,17	4.954.806,96	1.637.910,56	1.394.247,84	22%	22%

Fonte: Escritório de Planejamento/CT – UFRJ, 2016a

O Centro de Tecnologia, assim como o resto da UFRJ, vem sofrendo com a sobrecarga das subestações e com o aumento da tarifa energética. Em novembro de 2014 foi aprovado o Plano de Contingência para Energia Elétrica do CT após a Light S.A. comunicar que o fornecimento de energia elétrica do CT poderia ser cortado caso os limites contratados de 6,6 e 5,3 MW para o alimentador preferencial e reserva, respectivamente, fossem ultrapassados. As medidas para evitar o corte de luz no Centro incluíam o ajuste dos termostatos dos aparelhos de ar-condicionado e a redução no uso de cafeteiras elétricas e micro-ondas no horário das 11:00 às 14:00 horas (UFRJ, 2014).

Dois anos mais tarde, em novembro de 2016, a Reitoria iniciou, em função do aumento com o gasto em energia elétrica na universidade, a campanha “Essa conta é de todos” com o objetivo de reduzir o consumo de energia através de cartazes e lembretes sobre o uso adequado de aparelhos, em especial ar-condicionado. Além da campanha, outras medidas como a modernização de subestações de energia elétrica, o uso de energia solar, instalação de sensores para ativação de luz automática e fiscalização de consumo por permissionários (UFRJ, 2016a).

No final de novembro de 2016, em função do aumento da dívida da Universidade com a Light S.A., a empresa decidiu realizar corte de energia no Prédio da Reitoria. A UFRJ alegou que não ocorreu aumento no consumo, porém, o orçamento universitário não acompanhou o aumento da tarifa energética (UFRJ, 2016b).

O cenário apresentado aponta para a urgente necessidade de soluções práticas para a energia na Universidade, como a instalação de sistema de geração fotovoltaica distribuída. O uso de energia solar pode auxiliar na redução do consumo de energia da rede de distribuição da concessionária e conseqüente redução das dívidas.

6. Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

6.1. System Advisor Model – SAM

A ferramenta utilizada neste trabalho para o dimensionamento do sistema solar fotovoltaico é o System Advisor Model (SAM), um *software* disponível gratuitamente que tem como objetivo facilitar o estudo e a execução de projetos de energia renovável. Desenvolvido originalmente em 2005 pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL) em colaboração com Sandia National Laboratories, o *software* foi inicialmente utilizado pelo Departamento de Energia Solar dos Estados Unidos para análises de sistemas baseados em tecnologias solares. Em 2007 foi lançada a primeira versão ao público com o nome de Solar Advisor Model Version 1, possibilitando aos profissionais que trabalham com energia solar de realizar análises de sistemas fotovoltaicos e de energia solar térmica concentrada através de parâmetros financeiros. Com o passar dos anos, novas tecnologias foram adicionadas ao programa. Em 2010, a plataforma teve seu nome modificado para System Advisor Model em consequência da adição de tecnologias renováveis não solares, como eólica e termelétrica baseada em biomassa.

Ao iniciar um novo projeto na plataforma do SAM, o usuário deve fazer a escolha de um modelo de desempenho para o sistema de potência. Além das demais opções, existem dois modelos fotovoltaicos: o *Photovoltaic (detailed)* e o *Photovoltaic (PVWatts)*. O primeiro deles é mais apropriado para projetos nos quais o usuário possui informações detalhadas, como o tipo de módulos e inversores que serão utilizados no sistema, além de especificações em relação ao *design*. As informações mínimas que devem ser fornecidas ao programa são: recurso solar do local, modelo do módulo, modelo do inversor, *design* do sistema, sombreamento e perdas. O outro modelo *PVWatts* é mais adequado para situações em que somente se dispõe do local e área de instalação, sem maiores detalhes. Neste caso, é somente necessário entrar com o recurso solar e o *design* do sistema. Para o presente trabalho, será utilizado o modelo ***Photovoltaic (detailed)*** por se tratar da opção mais completa e também pela disponibilidade dos dados iniciais necessários para sua utilização.

Em seguida, o SAM solicita a definição de um *Financial Model*, relativo aos cálculos dos custos de instalação realizados ao término do projeto. Essa ferramenta calcula métricas financeiras baseado no fluxo de caixa do projeto durante o período de tempo que o usuário especificar. No caso deste trabalho, optou-se por não utilizar essa ferramenta uma vez que os modelos financeiros não estão ajustados para a realidade brasileira e os custos são calculados em dólar. Preferiu-se realizar uma estimativa da viabilidade econômica do empreendimento a partir dos preços dos equipamentos praticados no mercado brasileiro, em reais.

6.2. Localização e Recurso Solar

Após escolher o modelo de desempenho e o modelo financeiro, é necessário informar ao *software* a localização do projeto e fornecer as informações climáticas do local através de um arquivo chamado *weather file*. O SAM acessa os dados da planilha para executar os cálculos inerentes à simulação, além de projetá-los em forma de gráficos que podem ser acessados pelo usuário. O *software* já possui um banco de dados com informações de radiação solar em diversas localidades. Caso a biblioteca padrão do programa não apresente os dados para a região de interesse, é possível obter arquivos de fonte externa. Após carregar o *weather file*, é possível acessar os seguintes dados: Irradiância Global, Irradiância Direta e Normal à superfície do módulo; Irradiância difusa; Irradiância no plano do módulo fotovoltaico; Velocidade do vento/Direção do vento; Temperatura do ar medida por um termômetro protegido contra radiação e umidade;

Temperatura do ar quando resfriada a 100% de umidade relativa; Temperatura na qual a água contida no ar atmosférico se condensará sobre a superfície do módulo; Umidade relativa; Pressão; Profundidade de neve; e Albedo.

O local mais próximo do Centro de Tecnologia da UFRJ encontrado na base de dados foi o **Aeroporto Santos Dummont**. O Bloco D do CT está a uma distância de aproximadamente 9 km do Aeroporto, como ilustra a Figura 37. Em termos de posição geográfica, os dois locais possuem coordenadas muito próximas. O Bloco D está posicionado a aproximadamente 22,51° Sul e 43,13° Oeste, enquanto o Aeroporto está situado a 22,9° Sul e 43,17° Oeste. Dessa maneira, espera-se que os dados de radiação solar dos locais sejam próximos.

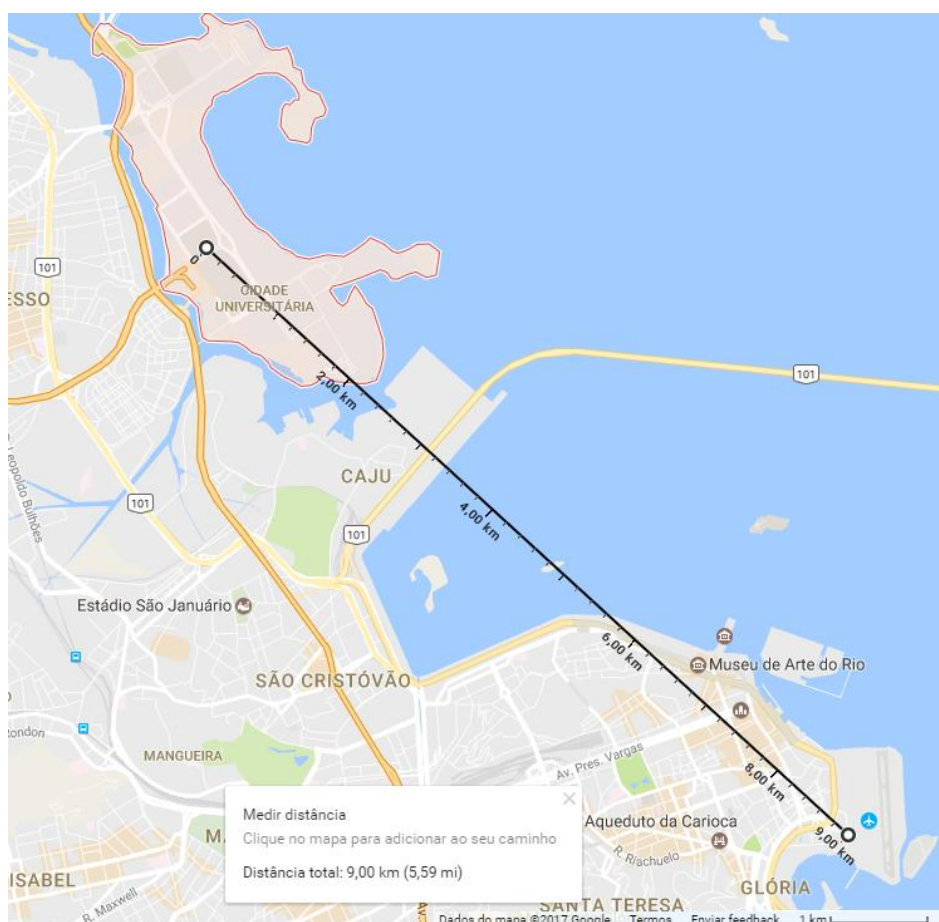


Figura 37: Distância entre o Centro de Tecnologia e o Aeroporto Santos Dumont

Fonte: Google Maps, 2017

Como o arquivo com dados solarimétricos do Aeroporto Santos Dumont presente no SAM não indicava a radiação solar global horizontal GHI (*Global Horizontal Irradiance*), foi necessário introduzir os dados de radiação solar do projeto SWERA (Solar and Wind

Energy Resource Assessment). Este projeto visa facilitar a inclusão de fontes de energia renováveis na matriz energética de diversos países através do levantamento dos recursos solar e eólico. A Figura 38 apresenta a tela do *software* após a escolha do arquivo desejado.

Choose a weather file from the solar resource library

Click a name in the list to choose a file from the library. Type a few letters of the name in the search box to filter the list. If your location is not in the library, try downloading a file (see above).

Search for: Santos Name

Name	Station ID	Latitude	Longitude	Time zone	Elevation
Brazil BRA Santos_Dumont Rio (INTL)	837550	-22.9	-43.17	-3	3
BRA_Rio.de.Janeiro-Santos.Dumont.837550_SWERA	837550	-22.9	-43.17	-3	3

City: Time zone: Latitude:
 State: Elevation: Longitude:
 Country: Data Source: Station ID:
 Data file:

Tools

-
-
-
-

-Annual Weather Data Summary

Global horizontal	<input type="text" value="5.05"/> kWh/m ² /day	Average temperature	<input type="text" value="24.0"/> °C
Direct normal (beam)	<input type="text" value="4.41"/> kWh/m ² /day	Average wind speed	<input type="text" value="2.4"/> m/s
Diffuse horizontal	<input type="text" value="2.08"/> kWh/m ² /day	Maximum snow depth	<input type="text" value="899"/> cm Visit SAM weather data website

Figura 38: Dados de radiação solar Aeroporto Santos Dumont - SWERA

Fonte: Elaboração própria a partir do *software* SAM

O *software* permite a visualização dos dados de radiação solar de acordo com diferentes períodos de tempo: horário, diário, mensal e anual. A Figura 39 a seguir mostra os perfis de irradiação global horizontal diária média de cada mês em W/m². Maio, Junho e Julho são os meses com menores médias diárias de radiação, já que correspondem ao inverno no local selecionado. A radiação diária média volta a subir a partir de Agosto.

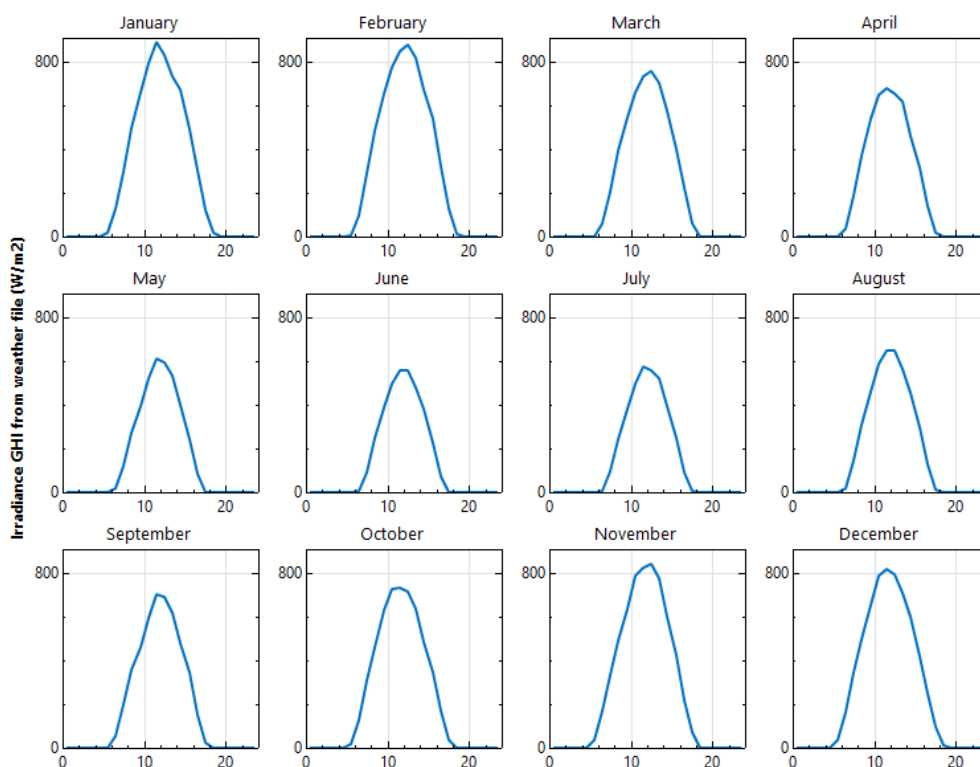


Figura 39: Perfil de radiação solar mensal em W/m² – SWERA

Fonte: Elaboração própria a partir do *software* SAM

6.3. Módulo Fotovoltaico e Inversor

Após a escolha do *weather file*, é necessário escolher o módulo fotovoltaico que será utilizado no projeto. O *software* supõe que o arranjo fotovoltaico é composto por módulos iguais. Estão disponíveis seis modelos de performance do módulo. O primeiro deles é o *Simple Efficiency Module Model*, que consiste em uma representação simplificada que demanda a área do módulo e uma série de valores de eficiência de conversão, além de parâmetros corretivos de temperatura. É o modelo menos preciso, mas ainda assim é útil para examinar as relações entre a eficiência do módulo e o desempenho do sistema fotovoltaico.

O ***CEC Performance Model with Module Database***, modelo escolhido para este trabalho, calcula a eficiência da conversão a partir de uma base de dados do *software*, na qual o usuário escolhe o módulo em uma lista extensa. É necessário indicar a que altura os módulos serão posicionados em relação ao solo. Os outros quatro modelos requerem que o usuário insira diversas informações sobre os módulos. O módulo selecionado da lista do SAM foi o ***Canadian Solar - CS6P-265P***, integrado diretamente

à superfície do edifício de instalação, que tem dois andares de elevação. As características desse modelo estão descritas na Tabela 9, enquanto a Curva I-V é apresentada na Figura 40. A Folha de Dados do fabricante com mais especificações do módulo pode ser encontrada no Anexo I.

Tabela 9: Características do Módulo Canadian Solar - CS6P-265P

Parâmetro	Valor
Tecnologia	Silício Policristalino
Eficiência Nominal (η) - %	17,1076
Potência Máxima (P_{MP}) - Wdc	264,996
Tensão Máxima (V_{PM}) - Vdc	30,6
Corrente Máxima (I_{MP}) - Adc	8,7
Tensão de circuito aberto (V_{OC}) - Vdc	37,7
Corrente de curto-circuito (I_{SC}) - Adc	9,2

Fonte: Adaptado do *software* SAM

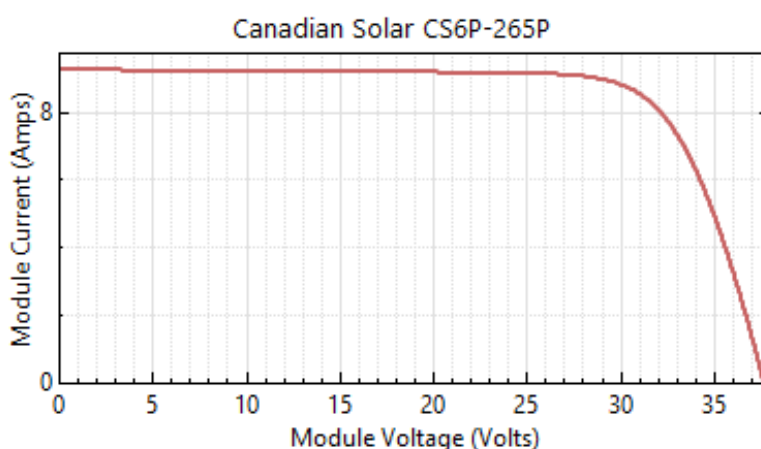


Figura 40: Curva I-V do módulo Canadian Solar - CS6P-265P

Fonte: SAM

De maneira similar ao Módulo, o menu do Inversor permite selecionar entre três opções para fornecimento de características do inversor: *Inverter CEC Database*, *Inverter Datasheet* e *Inverter Part Load Curve*. O modelo selecionado para este projeto foi o ***Inverter CEC Database*** pois fornece um banco de dados de inversores fotovoltaicos. O inversor selecionado foi o ***Fronius USA Symo 12.5-3 – 480V***. A Tabela 10 a seguir

mostra as características e a Figura 41 apresenta o gráfico de Eficiência x Potência de Saída. A Folha de Dados do fabricante com mais especificações do inversor pode ser encontrada no Anexo II.

Tabela 10: Características do Inversor Fronius USA Symo 12.5-3 – 480V

Parâmetro	Valor
Eficiência (CEC) - %	97,294
Eficiência (Europa) - %	96,939
Potência CA Máxima - Wac	12.500
Potência CC Máxima - Wdc	12811,7
Consumo energia durante operação - Wdc	46,0366
Consumo durante a noite - Wac	0,94
Tensão CA Nominal - Vac	480
Tensão CC Máxima - Vdc	800
Corrente CC Máxima - Adc	0,015625
Tensão CC MPPT Mínima - Vdc	350
Tensão CC Nominal - Vdc	685
Tensão CC MPPT Máxima - Vdc	800

Fonte: Adaptado do *software* SAM

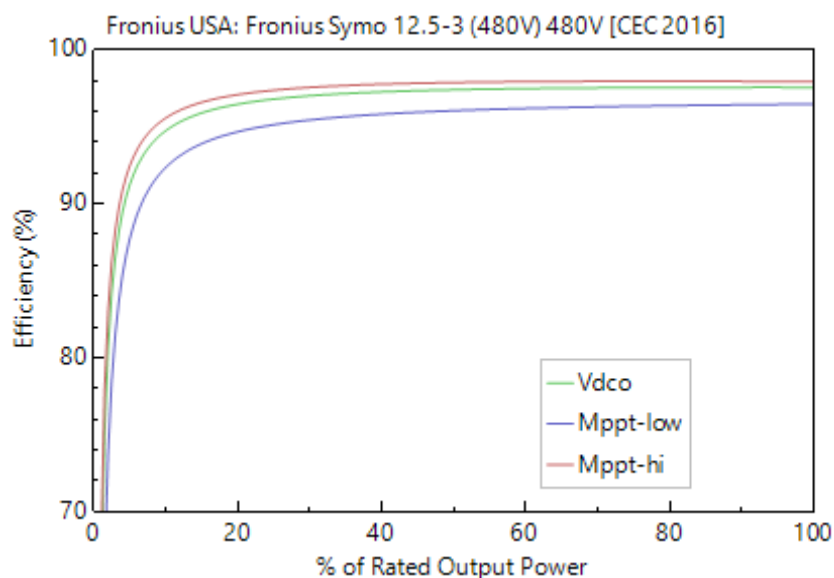


Figura 41: Eficiência x Potência de Saída - Fronius USA Symo 12.5-3 – 240V

Fonte: SAM

A escolha do módulo fotovoltaico e do inversor levou em consideração alguns fatores. A primeira condição pensada foi a presença da marca e do modelo de equipamentos no mercado brasileiro, o que facilita a sua obtenção e manutenção. As opções de módulos variam em relação à tecnologia utilizada. Como as tecnologias de Primeira Geração predominam no mercado, e as células de Silício Policristalino geram menor impacto quando comparadas com as de Silício Monocristalino (Capítulo 4.1.2), o módulo selecionado é de Si-Policristalino.

6.4. *Design* do Sistema e Sombreamento

Após especificar os dados climáticos do local, os módulos e os inversores, é possível dimensionar o sistema fotovoltaico. O *software* oferece dois modos ao usuário: *Specify desired array size* ou *Specify number of modules and inverters*. Na primeira opção, o usuário entra com a potência nominal CC (*Desired Array Size*) e a relação CC-CA (*DC-to-AC Ratio*) desejadas e o *software* calcula o número total de módulos por fileira, a quantidade de fileiras e de inversores. Já na segunda opção, o usuário insere o número de módulos por fileira, número de fileiras e número de inversores. O *software* supõe que toda fileira possui mesmo número de módulos conectados em série e que os inversores estão conectados em paralelo. Alguns parâmetros são calculados pelo SAM:

String Voc: tensão de circuito aberto do conjunto de módulos. Esse valor deve ser menor que tensão CC máxima do inversor.

String Vpm: tensão no ponto de máxima potência da fileira. O valor deve estar entre a tensão mínima e máxima de MPPT do inversor selecionado.

Caso as condições acima não sejam atendidas pelo *design* introduzido pelo usuário, o SAM exibe mensagens para auxiliar no ajuste, porém sem impedir a simulação do sistema. Valores acima de 1,7 para a relação CC-CA podem sobrecarregar os inversores e causar perdas no sistema.

Em seguida, o usuário deve especificar se o arranjo será alocado em uma ou mais unidades menores, denominadas de *Subarrays*; se haverá alguma forma de rastreamento da posição solar (*Tracking*); a inclinação (*Tilt*); a orientação (*Azimuth*) do arranjo ou de cada subarranjo e o Fração de Cobertura do Solo (*Ground Coverage Ratio* – GCR).

O *software* também é capaz de simular sombreamento externo e auto sombreamento. O auto sombreamento é aquele causado pelas próprias fileiras de módulos e é calculado pelo programa de acordo com algumas simplificações:

- O material da célula é de silício mono ou policristalino;
- O comprimento do módulo é 1,7 vezes sua largura;
- O arranjo deve ser do tipo fixo ou com apenas um eixo de rotação;
- Cada módulo no arranjo é composto por células quadradas dispostas em um retângulo com três diodos de by-pass.

O programa solicita que o usuário informe quantos módulos terá a parte lateral da fileira (*along side*) e quantos terá a parte inferior da fileira (*along bottom*), como indicado na Figura 42. Em seguida, é necessário entrar com o tipo de auto sombreamento: *None*, *Standard (non-linear)* ou *Thin film*, e com a orientação do módulo para informar qual lateral está paralela ao chão, se é a menor *Portrait* ou a maior *Landscape*. A partir desses parâmetros e do GCR, o programa calcula o espaçamento ideal entre os módulos.

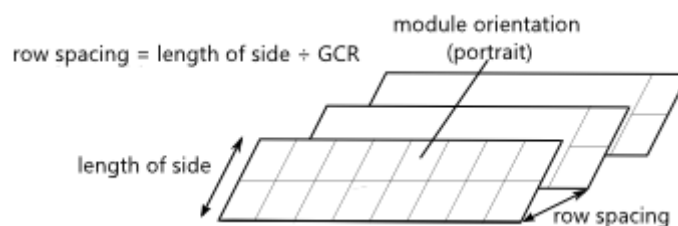


Figura 42: Parâmetros para Cálculo do Espaçamento entre as Fileiras

Fonte: SAM

O programa dispõe da ferramenta *3D Shade Calculator* para o cálculo do sombreamento externo. Com este dispositivo, o usuário pode indicar ao *software* os objetos e os módulos fotovoltaicos, com suas respectivas dimensões, que estarão presentes no local de instalação do projeto.

Neste estudo de caso, inicialmente utilizou-se a opção *Specify desired array size* para verificar como o *software* calcula o número de módulos e fileiras a partir de uma capacidade desejada. Em seguida, optou-se pela definição do indicador *GCR* e dos parâmetros de auto sombreamento. O objetivo era que o programa estimasse o

espaçamento ideal entre as fileiras de módulos e que assim fosse possível utilizar a ferramenta *3D Shade Calculator* para verificar quantas fileiras de módulos fotovoltaicos ajustam-se às dimensões do Bloco D. Não foi considerado sombreamento externo de outros objetos porque o único edifício no entorno capaz de fazer sombra no Bloco D seria o Bloco I, que é mais alto que o resto dos blocos, mas que não gera sombreamento considerável. Por último, aplicou-se a opção *Specify number of modules and inverters* com os dados já obtidos.

A Vista Superior do Bloco D (Figura 43) mostra que o Bloco D possui uma área de aproximadamente 3221 m². Porém, ao observar o corte transversal do bloco na Figura 44, é possível verificar que o telhado não é contínuo, estando na realidade dividido em três partes. As partes laterais corresponde às salas e aos laboratórios, enquanto a parte do meio equivale aos corredores superior e inferior do bloco. Devido ao efeito de sombreamento, não seria recomendável utilizar a parte do meio, somente as partes maiores laterais. A largura total das três partes é de 26,86 metros. Como as plantas obtidas não mostram a largura específica de cada parte, considerou-se que as duas maiores partes possuem largura igual ao dobro da largura da cobertura dos corredores.

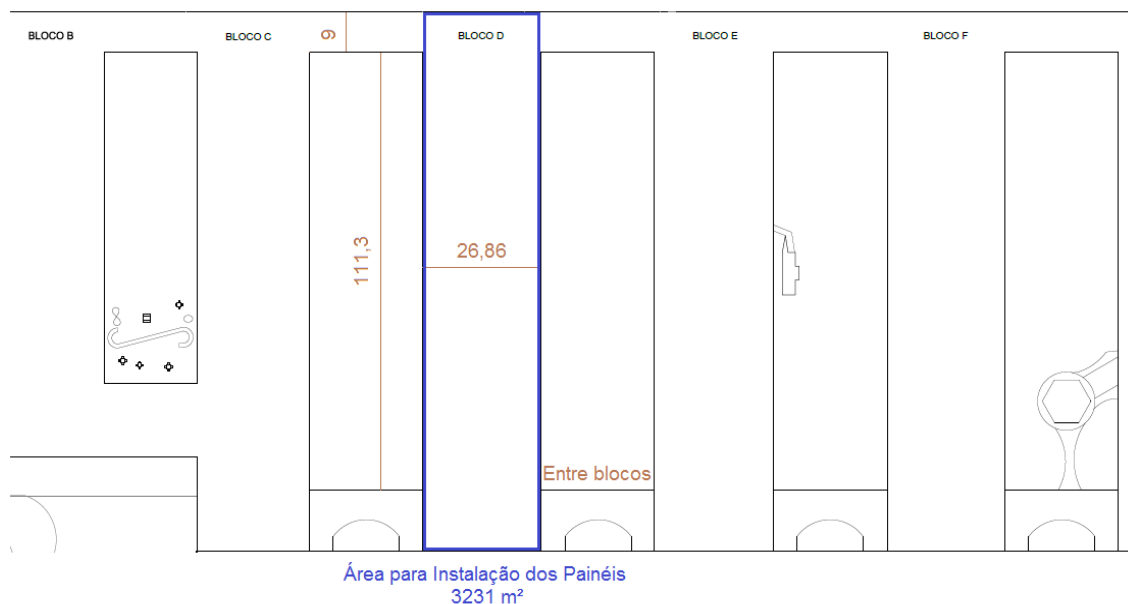


Figura 43: Vista Superior do Bloco D do Centro de Tecnologia

Fonte: Escritório de Planejamento/CT – UFRJ, 2016b



Figura 44: Corte Transversal do Bloco D do Centro de Tecnologia (em metros)

Fonte: Escritório de Planejamento/CT – UFRJ, 2016b

A partir das dimensões do local de estudo e dos dados calculados pelo programa para o auto sombreamento (Tabela 11), dimensionou-se um sistema com 754 placas solares, dispostas em 2 sub arranjos com 29 fileiras de 13 módulos cada, com espaçamento de 2,16 metros entre as fileiras. A inclinação dos módulos é igual à latitude do local e a orientação é de 0°, que representa o Norte na rosa dos ventos fornecida pelo *software*.

Tabela 11: Parâmetros Auto Sombreamento

Auto sombreamento	
GCR	0,75
Módulos parte Lateral	1
Módulos parte Inferior	13
Tipo	<i>Standard (Non Linear)</i>
Orientação do Módulo	<i>Portrait</i>
Comprimento Módulo – m	1,62
Largura Módulo – m	0,96
Comprimento Fileira – m	1,62
Largura Fileira – m	12,48
Espaço entre as fileiras - m	2,16

Fonte: Elaboração Própria a partir dos dados do SAM

A Figura 45 mostra a vista superior do sistema proposto no Bloco D do CT. Já a Figura 46 apresenta a vista em 3D do sistema, sendo possível visualizar a inclinação dos painéis.



Figura 45: Vista Superior do Sistema Proposto

Fonte: Elaboração Própria

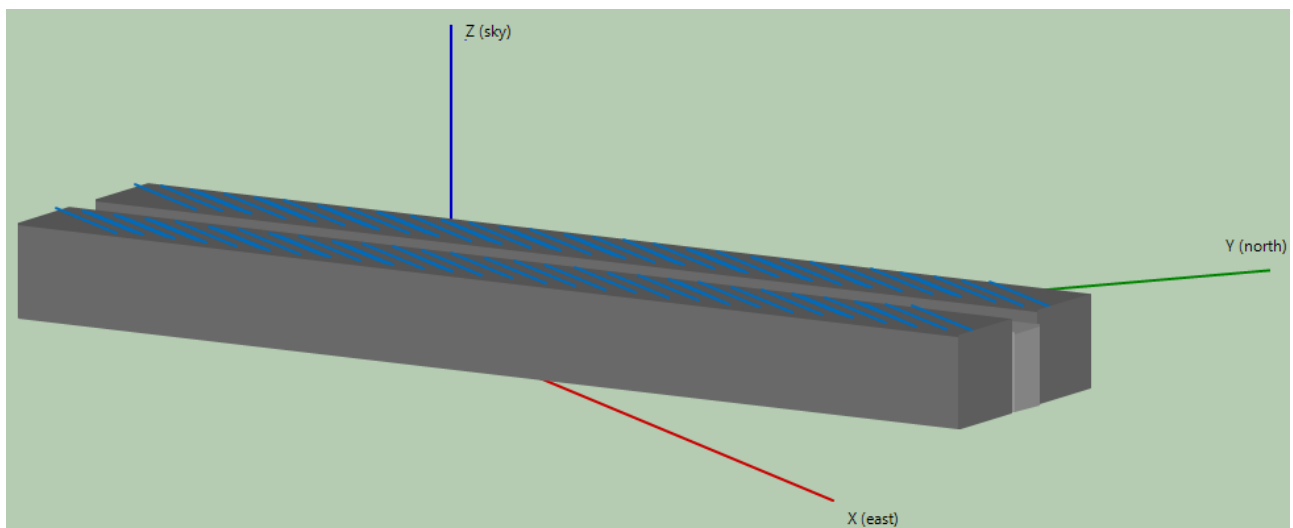


Figura 46: Vista 3D do Sistema Proposto

Fonte: Elaboração Própria

A Tabela 12 mostra as características dos módulos e inversores do sistema. As condições para um bom funcionamento do sistema foram atendidas: a String Voc é menor que a Tensão CC Máxima; a String Vmp está entre as Tensões MPPT Mínima e Máxima do Inversor; e a Relação CC-CA é inferior a 1,7. Já a Tabela 13 apresenta os resultados para rastreamento e orientação. A Capacidade Nominal, expressa em kWdc pelo programa, refere-se à potência máxima instalada nos módulos nas condições-padrão de ensaio (irradiância de 1000 W/m², distribuição espectral solar de AM1,5, e temperatura da célula de 25° C). Esse valor equivale à potência em kWp do sistema.

Tabela 12: Características dos módulos e inversores no sistema

Características Módulos		Características Inversores	
Capacidade Nominal - kWdc	199,81	Capacidade Total - kWac	125
Número de Módulos	754	Capacidade Total - kWdc	128,117
Módulos por Fileira	13	Número de Inversores	10
Fileiras em paralelo	58	Relação CC-CA	1,6
Área total dos módulos - m ²	1167,9	Tensão CC Máxima - Vdc	800
String Voc - V	490,1	Tensão Mínima MPPT - Vdc	350
String Vmp - V	397,8	Tensão Máxima MPPT - Vdc	800

Fonte: Elaboração Própria a partir dos dados do SAM.

Tabela 13: Rastreamento e Orientação

Rastreamento e Orientação	
Arranjos	2
Módulos por Arranjo	29
Rastreamento	Fixo
Inclinação	22,9
Orientação	0°

Fonte: Elaboração Própria a partir dos dados do SAM.

6.5. Perdas e Tempo de Vida do Sistema

O programa é capaz de calcular três tipos de perda, além do sombreamento: perdas por redução constante na irradiância, perdas por CC e perdas por CA. O primeiro tipo corresponde aos efeitos de sombreamentos temporários denominados *soiling losses* em referência a poeira e pequenos objetos que podem cair sobre os painéis. O usuário tem a opção de entrar com o percentual de sombreamento temporário ou de deixar o valor indicado pelo *software*.

As perdas CC referem-se às perdas percentuais no lado de Corrente Contínua do sistema não calculadas pelo modelo de performance dos módulos. Incluem descasamento de módulos (*Module mismatch*), conexões e diodos (*Diodes and connections*), cabeamento CC (*DC wiring*), otimizador de potência (*DC power optimizer losses*) e perda total na potência CC (*Total DC power loss*). O software sugere valores típicos que podem ser alterados pelo usuário.

Por último, as perdas CA são aquelas no lado de Corrente Alternada do sistema não estimadas no modelo dos inversores. Englobam cabeamento entre inversor e conexão com a rede (*AC wiring*), transformador elevador que pode estar presente na instalação (*Step-up transformer*) e perda total na potência CA (*Total AC power*). Assim como para as perdas CC, o software também sugere valores típicos para as perdas CA que podem ser modificados pelo usuário. Para este trabalho foram utilizados todos os valores recomendados pelo SAM, apresentados na Tabela 14.

Tabela 14: Perdas no Sistema

Perdas	
Média Anual de Sombreamentos Temporários	5,0%
Descasamento de módulos	2,0%
Conexões e diodos	0,5%
Cabeamento CC	2,0%
Otimizador de potência	0,0%
Perda total na potência CC	4,4%
Cabeamento entre inversor e conexão com a rede	1,0%
Transformador elevador	0,0%
Sombreamento	5,9%

Fonte: Elaboração Própria a partir dos dados do SAM.

O programa apresenta a aba de *Lifetime* para que o usuário entre com o valor de Depreciação anual da geração energética em %. Foi considerada uma taxa de 0,5% ao ano, como recomendado pelo SAM.

6.6. Simulação

Após introduzir todas as escolhas descritas acima no programa foi possível fazer a simulação e gerar os resultados do sistema para um horizonte de projeto de 25 anos considerado pelo SAM. A Figura 47 mostra a geração de energia mensal ao longo do primeiro ano, em kWh. Como já era esperado, a geração é maior nos meses de verão (dezembro e janeiro). Junho é o mês com menor produção energética. Na Figura 48 é possível observar a depreciação anual de geração ao longo dos 25 anos, de acordo com a taxa de 0,5% ao ano.

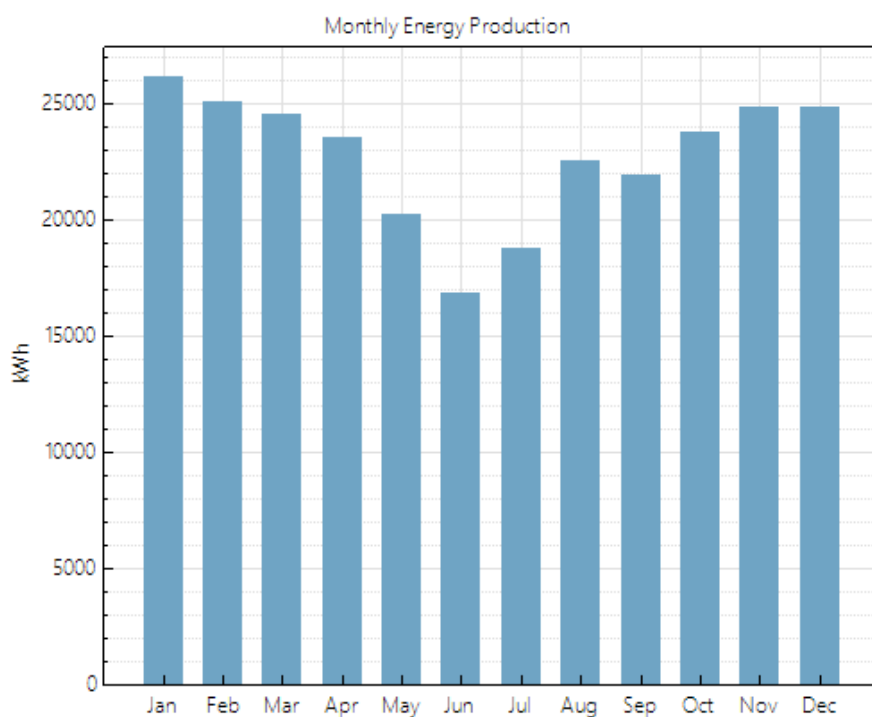


Figura 47: Energia mensal gerada pelo sistema no primeiro ano

Fonte: SAM

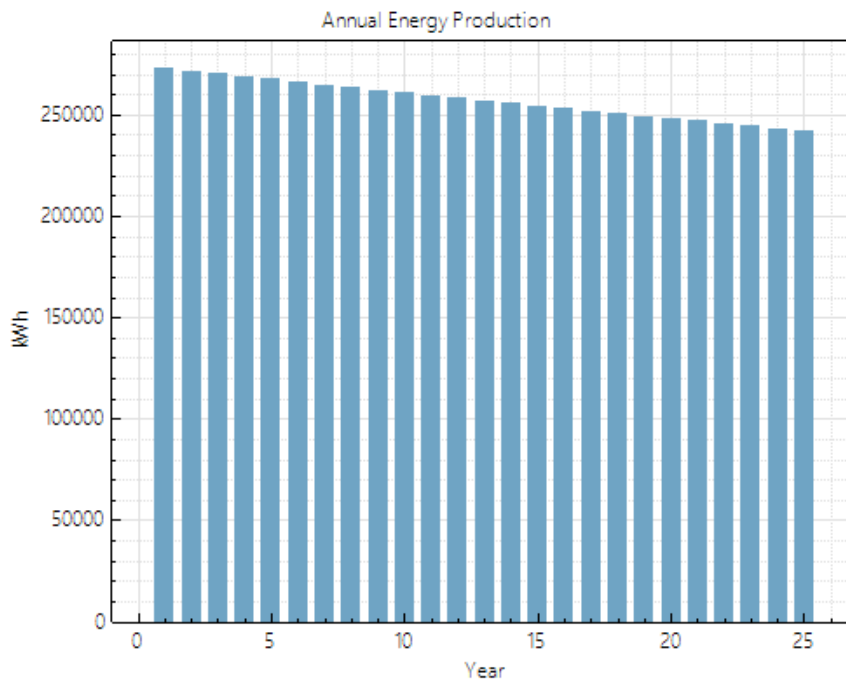


Figura 48: Geração de Energia Anual (kWh)

Fonte: SAM

A geração de energia diária varia ao longo do ano de acordo com as estações. A Tabela 15 apresenta, para o primeiro ano do empreendimento, a geração de energia horária no Solstício de Verão (21 de dezembro) e no Solstício de Inverno (21 de junho), que são, respectivamente, o dia mais longo e mais curto do ano. No Solstício de Verão, o sistema gera energia por 14 horas (de 05:00 às 18:00), enquanto no Solstício de Inverno, por 11 horas (de 06:00 às 16:00). A geração de energia concentra-se no horário de 10:00 às 15:00. No verão, esse período corresponde a 79% da produção de energia, enquanto no inverno equivale a 87%. Portanto, **o sistema abastecerá o local estudado fora do horário de ponta, que, no sistema de cobrança da Light acontece entre 17:30 e 20:00 horas.**

Tabela 15: Geração de Energia nos Solstícios de Verão e de Inverno

Solstício de Verão - 21 de dezembro		Solstício de Inverno - 21 de junho	
Horário	kWh	Horário	kWh
05:00	2,95	06:00	0,31
06:00	18,28	07:00	7,93
07:00	40,32	08:00	22,06
08:00	30,67	09:00	35,52
09:00	36,06	10:00	53,46
10:00	105,67	11:00	129,78
11:00	128,91	12:00	145,43
12:00	135,30	13:00	88,32
13:00	129,58	14:00	97,07
14:00	97,03	15:00	59,96
15:00	50,50	16:00	19,23
16:00	34,43	TOTAL	659,09
17:00	13,15	10 às 15	574,03
18:00	0,78		87%
TOTAL	823,62		
10 às 15	646,98		
	79%		

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SAM

A Tabela 16 indica os valores mensais, para o primeiro ano de projeto, de geração de energia do sistema; de consumo energético no Bloco D em 2015, que corresponde à 6,6% do consumo total no Centro de Tecnologia; bem como o percentual desse consumo que seria atendido pela energia produzida pelos painéis. Levando em consideração que o sistema proposto está adaptado às dimensões e condições geográficas do Bloco D; que a eficiência da tecnologia fotovoltaica ainda é baixa; e que o consumo de energia no local é muito alto, os percentuais de atendimento à demanda do local não são muito altos. Ainda assim, a geração distribuída é capaz de reduzir a conta de luz e desafogar as subestações do Centro de Tecnologia. A Figura 49 ilustra a comparação entre geração e consumo no local estudado.

Tabela 16: Demanda, Geração e Percentual de Atendimento à Demanda

	Geração Sistema (kWh)	Consumo Bloco D 2015 (kWh)	Percentual Atendido
Janeiro	26.114,60	92.449,45	28%
Fevereiro	25.052,60	104.243,20	24%
Março	24.537,50	109.661,89	22%
Abril	23.554,60	111.142,85	21%
Mai	20.191,10	88.151,49	23%
Junho	16.829,60	97.644,99	17%
Julho	18.741,30	85.784,34	22%
Agosto	22.554,60	81.878,22	28%
Setembro	21.904,90	88.665,66	25%
Outubro	23.739,50	100.815,43	24%
Novembro	24.825,30	103.697,29	24%
Dezembro	24.838,30	102.870,09	24%
Anual	272.883,90	1.167.004,89	23%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SAM e de Escritório de Planejamento/CT – UFRJ, 2016a

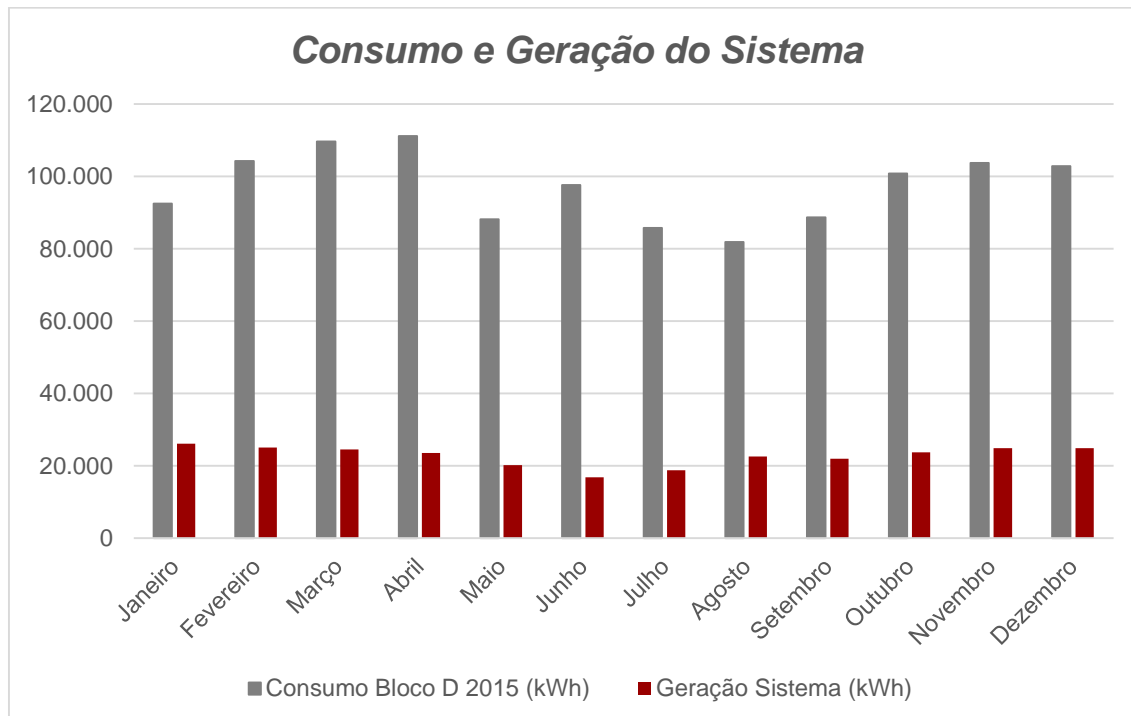


Figura 49: Consumo e Geração do Sistema

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SAM e de Escritório de Planejamento/CT – UFRJ, 2016a

6.7. Análise de Viabilidade Econômica

O primeiro passo para a realização da análise econômica do empreendimento é estimativa do investimento inicial necessário para sua implementação, que inclui custos com módulos; inversores; estrutura e equipamentos elétricos auxiliares (englobados em um grupo denominado *Balance of System – BoS*); instalação e manutenção. A Tabela 17 apresenta a estrutura típica do Capex (*Capital Expenditure*) para um sistema de geração fotovoltaica conectado à rede em R\$/Wp (reais por Watt pico). Os módulos e inversores possuem elevada relevância no custo total do investimento por serem equipamentos caros.

Tabela 17: Estrutura Capex de Sistema de Geração Fotovoltaica Conectado à Rede

CapEx			Porcentagem
CapEx Módulos	2,47	R\$/Wp	40,76%
CapEx Inversores	0,90	R\$/Wp	14,69%
CapExBoS	1,70	R\$/Wp	28,05%
CapEx Instalação	1,00	R\$/Wp	16,5%
TOTAL	6,07	R\$/Wp	100%

Fonte: LANDEIRA (2013)

Para a estimativa de custo do projeto deste estudo de caso, optou-se por calcular os preços dos módulos e inversores selecionados de acordo com o site Neosolar (acesso em 5 de fevereiro de 2017). A partir do valor total desses equipamentos, estimou-se o preço por Wp, sabendo que o sistema tem capacidade instalada de 199,81 kWp, conforme mostrado na Tabela 12. Os valores em R\$/Wp do *Bos* e da Instalação são os mesmos indicados na Tabela 17. O custo em manutenção foi estimado como sendo 20% da soma dos outros custos. A Tabela 18 apresenta os resultados para os custos do sistema. Os preços dos painéis e dos inversores somam quase 50% do investimento inicial no empreendimento.

Tabela 18: Custos do Sistema

Equipamento	Valor Unitário (R\$)	Quantidade	Valor (R\$)	R\$/Wp	%
Painel Fotovoltaico	749,00	754	564.746,00	2,83	36,14%
Inversor	19.790,00	10	197.900,00	0,99	12,67%
BoS	-	-	339.671,90	1,70	21,74%
Instalação	-	-	199.807,00	1,00	12,79%
Manutenção	-	-	260.424,98	1,30	16,67%
TOTAL			1.562.549,88	7,82	100,00%

Fonte: Elaboração própria a partir de Neosolar (acesso em 5 de fevereiro de 2017) e LANDEIRA (2013)

Após a estimativa do investimento inicial, é possível analisar a viabilidade econômica do projeto, levando em consideração as ferramentas descritas no Capítulo 3.5. O horizonte de projeto é de 25 anos, o mesmo utilizado pelo SAM e sugerido em ABINEE (2012). O investimento inicial acontece no Ano 0 com sinal negativo por tratar-se de uma despesa. A geração de energia inicia-se no Ano 1 com valor estimado de 272.883,90 kWh (Tabela 16). A cada ano, a geração é depreciada em 0,5%, conforme foi mostrado na Figura 48.

A receita gerada é reflexo da tarifa energética acrescida das respectivas bandeiras tarifárias que deixariam de ser cobradas a partir da introdução de um sistema de geração fotovoltaico. Como a geração de energia do sistema ocorre entre 10:00 e 15:00 horas (Tabela 15), no Ano 0 será aplicado o preço de R\$ 0,308 por kWh equivalente ao posto tarifário fora da ponta da Light S.A. (Tabela 6). Porém, essa tarifa é ajustada anualmente através do Índice de Reajuste das Tarifas (IRT), sendo necessário atualizar seu valor para cada ano do empreendimento. Em MIRANDA (2014) foi realizada uma análise da variação tarifária da energia nas últimas décadas, chegando-se a uma taxa aproximada de 5% ao ano, que será utilizada neste trabalho.

Em relação às bandeiras tarifárias, a Figura 36 mostrou que, em 2015, julho recebeu a bandeira vermelha, e agosto, a bandeira amarela. Para a análise econômica deste trabalho, será considerado o mesmo padrão de bandeiras para os 25 anos. A Tabela 19 apresenta os valores de geração de energia para os meses em questão, os percentuais em relação à geração anual, bem como o valor cobrado em R\$/kWh para cada bandeira. Os percentuais de geração em julho e agosto e os valores por bandeira serão considerados constantes no horizonte analisado. Os valores cobrados em cada bandeira serão reajustados em 5% ao ano, mesma taxa utilizada para a tarifa.

Tabela 19: Geração de Energia e Bandeiras Tarifárias - Julho e Agosto de 2015

	Energia Gerada 2015 (kWh)	%	Bandeira Tarifária (R\$/kWh)
Julho	18.741,30	6,9%	0,03
Agosto	22.554,60	8,3%	0,015
Anual	272.883,90	100,0%	

Fonte: Elaboração própria com dados do SAM e da Light S.A. (2017a)

A receita nominal é calculada pela equação:

$$Receita (R\$) = Energia Ano i (kWh) * \left(\begin{matrix} Tarifa Ano i + \\ 6,9\% * Bandeira Vermelha Ano i + \\ 8,3\% * Bandeira Amarela Ano i \end{matrix} \right) (R\$/kWh)$$

A bandeira vermelha é aplicada a 6,9% da geração de energia anual, equivalente à produção em julho. Já a bandeira amarela é praticada em 8,3% da energia, correspondendo ao percentual de produção esperado para agosto.

O Fluxo de Caixa Simples começa negativo no Ano 0 a partir do investimento inicial e a cada ano é somada a receita nominal gerada. A partir do Ano 14 o fluxo de caixa passa a ser positivo, indicando que, sem atualização a valores presentes, o tempo de retorno do investimento é de 14 anos.

Para uma análise mais realista, é necessário calcular o valor presente das receitas geradas com aplicação de uma taxa de juros e utilização da ferramenta VP do excel. A taxa utilizada é de 5,16%, que representa a média geométrica dos valores projetados de IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) pelo Banco Central para os anos de 2016, 2017, 2018, 2019 e 2020, de acordo com NOGUEIRA (2016).

O Fluxo de Caixa Descontado segue a mesma lógica do fluxo simples, porém as receitas somadas a cada ano estão atualizadas para o valor presente. Neste caso, o tempo de retorno para que a receita supere o valor inicial é de 21 anos.

O Valor Presente Líquido (VPL), que equivale à soma do valor presente de cada ano com o investimento inicial, é de R\$ 298.991,21. Como explicado anteriormente, quando o VPL é positivo significa que o projeto é viável e gerará lucro. A Taxa Interna de

Rentabilidade (TIR), calculada com a ferramenta TIR do excel, é de 7%. A Tabela 20 apresenta os resultados consolidados para o cenário apresentado.

Tabela 20: Análise de Viabilidade Econômica - Cenário 1

CENÁRIO 1 - HORÁRIO DE PONTA 17:30 até 20:30 HRS								
Ano	Geração Anual (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	Bandeira Amarela (R\$/kWh)	Bandeira Vermelha (R\$/kWh)	Receita Nominal (R\$)	Fluxo de Caixa Simples (R\$)	Valor Presente (R\$)	Fluxo de Caixa Descontado (R\$)
0					-1.562.549,88	-1.562.549,88	-1.562.549,88	-1.562.549,88
1	272.883,90	0,308	0,015	0,030	84.958,31	-1.477.591,57	80.789,57	-1.481.760,31
2	271.519,48	0,323	0,016	0,032	88.760,19	-1.388.831,38	80.263,31	-1.401.497,00
3	270.161,88	0,340	0,017	0,033	92.732,21	-1.296.099,17	79.740,49	-1.321.756,51
4	268.811,07	0,357	0,017	0,035	96.881,98	-1.199.217,19	79.221,07	-1.242.535,44
5	267.467,02	0,374	0,018	0,036	101.217,45	-1.097.999,74	78.705,03	-1.163.830,41
6	266.129,68	0,393	0,019	0,038	105.746,93	-992.252,81	78.192,36	-1.085.638,06
7	264.799,03	0,413	0,020	0,040	110.479,10	-881.773,71	77.683,02	-1.007.955,04
8	263.475,04	0,433	0,021	0,042	115.423,04	-766.350,67	77.177,00	-930.778,04
9	262.157,66	0,455	0,022	0,044	120.588,22	-645.762,44	76.674,28	-854.103,76
10	260.846,88	0,478	0,023	0,047	125.984,55	-519.777,90	76.174,83	-777.928,93
11	259.542,64	0,502	0,024	0,049	131.622,36	-388.155,54	75.678,64	-702.250,29
12	258.244,93	0,527	0,026	0,051	137.512,46	-250.643,09	75.185,68	-627.064,61
13	256.953,70	0,553	0,027	0,054	143.666,14	-106.976,95	74.695,93	-552.368,69
14	255.668,94	0,581	0,028	0,057	150.095,20	43.118,25	74.209,36	-478.159,32
15	254.390,59	0,610	0,030	0,059	156.811,96	199.930,21	73.725,97	-404.433,35
16	253.118,64	0,640	0,031	0,062	163.829,29	363.759,50	73.245,73	-331.187,62
17	251.853,04	0,672	0,033	0,065	171.160,65	534.920,15	72.768,62	-258.419,00
18	250.593,78	0,706	0,034	0,069	178.820,09	713.740,25	72.294,61	-186.124,39
19	249.340,81	0,741	0,036	0,072	186.822,29	900.562,54	71.823,69	-114.300,70
20	248.094,11	0,778	0,038	0,076	195.182,59	1.095.745,13	71.355,84	-42.944,86
21	246.853,64	0,817	0,040	0,080	203.917,01	1.299.662,14	70.891,04	27.946,18
22	245.619,37	0,858	0,042	0,084	213.042,30	1.512.704,44	70.429,26	98.375,44
23	244.391,27	0,901	0,044	0,088	222.575,94	1.735.280,38	69.970,49	168.345,93
24	243.169,31	0,946	0,046	0,092	232.536,21	1.967.816,59	69.514,71	237.860,65
25	241.953,47	0,993	0,048	0,097	242.942,21	2.210.758,80	69.061,90	306.922,55

Taxa de Desconto	5,16%
VPL	R\$ 306.922,55
TIR	7%
Tempo de Retorno	21 anos

Fonte: Elaboração Própria

Os resultados da análise realizada mostram um tempo de retorno muito alto quando comparado com horizonte de projeto porque o investimento inicial é muito elevado em relação aos retornos anuais. Essa situação é consequência dos altos custos dos equipamentos e também da baixa tarifa energética aplicada ao horário fora da ponta.

Levando em consideração a tendência apresentada no Capítulo 3.3 de deslocamento do horário de ponta, definiu-se mais um cenário hipotético para os cálculos de viabilidade econômica. No Cenário 2, o horário de ponta corresponderia ao intervalo entre 13:30 e 16:30 horas. Como a geração de energia do sistema ocorre entre 10:00 e 15:00, 70% dessa geração estaria fora da ponta (10:00 – 13:30), enquanto 30% estaria dentro da ponta (13:30 – 15:00).

Neste segundo cenário, serão aplicadas duas tarifas energéticas. A Tarifa 1 corresponde ao posto tarifário fora da ponta, iniciando em R\$ 0,308 por kWh no Ano 1. A Tarifa 2 equivale ao posto da ponta, começando em R\$ 1,02 por kWh. A taxa de atualização de 5% para as tarifas, as bandeiras tarifárias bem como a taxa de juros de 5,16% para o cálculo do Valor Presente serão mantidas neste segundo cenário. A receita nominal é, então, calculada por:

$$Receita (R\$) = Energia \text{ Ano } i (kWh) * \left(\begin{array}{l} 0,7 * Tarifa 1 \text{ Ano } i + \\ 0,3 * Tarifa 2 \text{ Ano } i + \\ 6,9\% * Bandeira Vermelha \text{ Ano } i + \\ 8,3\% * Bandeira Amarela \text{ Ano } i \end{array} \right) (R\$/kWh)$$

O Valor Presente Líquido do Cenário 2 é de R\$ 1.586.296,23, a Taxa Interna de Rentabilidade é de 12% e o Tempo de Retorno é de 12 anos, de acordo com a Tabela 21. Conforme esperado, na condição de mudança no horário de pico, o investimento em um projeto de geração fotovoltaica torna-se muito mais atrativo porque a TIR é mais alta e a recuperação do investimento ocorre em um prazo de tempo muito menor.

Tabela 21: Análise de Viabilidade Econômica - Cenário 2

CENÁRIO 2 - MUDANÇA DO HORÁRIO DE PONTA PARA 13:30 ATÉ 16:30 HRS

Ano	Geração Anual (kWh)	Tarifa 1 (R\$/kWh)	Tarifa 2 (R\$/kWh)	Bandeira Amarela (R\$/kWh)	Bandeira Vermelha (R\$/kWh)	Receita Nominal (R\$)	Fluxo de Caixa Simples (R\$)	Valor Presente (R\$)	Fluxo de Caixa Descontado (R\$)
0						-1.562.549,88	-1.562.549,88	-1.562.549,88	-1.562.549,88
1	272.883,90	0,308	1,02	0,015	0,030	143.459,98	-1.419.089,90	136.420,67	-1.426.129,21
2	271.519,48	0,323	1,07	0,016	0,032	149.879,81	-1.269.210,09	135.532,04	-1.290.597,17
3	270.161,88	0,340	1,13	0,017	0,033	156.586,93	-1.112.623,16	134.649,20	-1.155.947,96
4	268.811,07	0,357	1,18	0,017	0,035	163.594,20	-949.028,96	133.772,11	-1.022.175,85
5	267.467,02	0,374	1,24	0,018	0,036	170.915,04	-778.113,92	132.900,74	-889.275,11
6	266.129,68	0,393	1,31	0,019	0,038	178.563,49	-599.550,43	132.035,04	-757.240,07
7	264.799,03	0,413	1,37	0,020	0,040	186.554,20	-412.996,23	131.174,98	-626.065,10
8	263.475,04	0,433	1,44	0,021	0,042	194.902,50	-218.093,72	130.320,52	-495.744,58
9	262.157,66	0,455	1,51	0,022	0,044	203.624,39	-14.469,33	129.471,63	-366.272,95
10	260.846,88	0,478	1,59	0,023	0,047	212.736,58	198.267,25	128.628,26	-237.644,69
11	259.542,64	0,502	1,67	0,024	0,049	222.256,54	420.523,80	127.790,39	-109.854,29
12	258.244,93	0,527	1,75	0,026	0,051	232.202,53	652.726,32	126.957,98	17.103,69
13	256.953,70	0,553	1,84	0,027	0,054	242.593,59	895.319,91	126.130,99	143.234,68
14	255.668,94	0,581	1,93	0,028	0,057	253.449,65	1.148.769,56	125.309,39	268.544,07
15	254.390,59	0,610	2,02	0,030	0,059	264.791,52	1.413.561,08	124.493,14	393.037,21
16	253.118,64	0,640	2,13	0,031	0,062	276.640,94	1.690.202,03	123.682,20	516.719,41
17	251.853,04	0,672	2,23	0,033	0,065	289.020,63	1.979.222,65	122.876,55	639.595,97
18	250.593,78	0,706	2,34	0,034	0,069	301.954,30	2.281.176,95	122.076,15	761.672,11
19	249.340,81	0,741	2,46	0,036	0,072	315.466,75	2.596.643,71	121.280,96	882.953,07
20	248.094,11	0,778	2,58	0,038	0,076	329.583,89	2.926.227,60	120.490,95	1.003.444,02
21	246.853,64	0,817	2,71	0,040	0,080	344.332,77	3.270.560,37	119.706,09	1.123.150,11
22	245.619,37	0,858	2,85	0,042	0,084	359.741,66	3.630.302,03	118.926,33	1.242.076,44
23	244.391,27	0,901	2,99	0,044	0,088	375.840,10	4.006.142,13	118.151,66	1.360.228,11
24	243.169,31	0,946	3,14	0,046	0,092	392.658,95	4.398.801,08	117.382,04	1.477.610,14
25	241.953,47	0,993	3,30	0,048	0,097	410.230,43	4.809.031,51	116.617,42	1.594.227,57

Taxa de Desconto	5,16%
VPL	1.594.227,57
TIR	12%
Tempo de Retorno	12 anos

Fonte: Elaboração Própria

7. Conclusões e Recomendações

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede para o Bloco D do CT, principal objetivo deste trabalho, foi realizado através da utilização do programa System Advisor Model. O sistema proposto apresenta 754 módulos dispostos em dois sub arranjos de 58 fileiras cada, 10 inversores e 199,81 kWp de capacidade instalada. O *software* mostrou-se uma ferramenta bastante completa e acessível.

O consumo energético do Bloco D foi estimado a partir das faturas de energia elétrica do CT e da distribuição de potência instalada em cada subestação. A geração de energia pelo sistema proposto atenderia, no primeiro ano, 23% do consumo no bloco. Como o consumo no local é muito alto e a eficiência de sistemas fotovoltaicos ainda é baixa, não foi possível atender a demanda em sua totalidade. É importante destacar a necessidade de economia de energia, para além da busca por novas fontes.

O investimento inicial para cobrir os custos com módulos, inversores, *Balance of System*, instalação e manutenção foi estimado em R\$ 1.562.549,88. A análise econômica do projeto mostrou que, no cenário de estrutura tarifária atual, demorariam 21 anos para obter-se o retorno do investimento. O Valor Presente Líquido calculado é de R\$ 298.991,21 e a Taxa Interna de Rentabilidade é de 7%. Como o VPL é positivo, o empreendimento é considerado viável.

Uma segunda análise de viabilidade econômica, considerando um cenário hipotético com alteração do horário de ponta para o período entre 13:30 e 16:30 horas, mostrou que o investimento no projeto seria mais atrativo. O tempo de retorno seria reduzido para 12 anos, o VPL passaria a ser R\$ 1.586.296,23 e a TIR 12%.

Dessa maneira, é possível afirmar que quanto mais cara for a tarifa energética no momento de geração do sistema fotovoltaico, mais vantajoso será o investimento. Outra conclusão da análise de investimento é a necessidade de criação de instrumentos para o incentivo econômico da tecnologia fotovoltaica. Ainda que as Resoluções Normativas 482/2012 e 687/2015 tenham representado um grande marco para a regulamentação de sistemas de geração de energia distribuída, é fundamental avançar ainda mais para viabilizar mais projetos fotovoltaicos no Brasil.

A análise preliminar do ciclo de vida dos painéis fotovoltaicos mostrou que, apesar da energia gerada durante a operação dos sistemas ser limpa, existem diversos aspectos ambientais relacionados às etapas de fabricação e desativação. É necessário, portanto,

que o desenvolvimento de novos materiais e processos avance para tornar a energia fotovoltaica mais sustentável.

Os temas abordados neste trabalho podem ser aprofundados em trabalhos futuros. Dentre as diversas possibilidades, convém ressaltar os seguintes tópicos:

- *Consumo energético real do Bloco D*

Para este trabalho, estimou-se o consumo no bloco a partir do percentual que sua potência instalada representa em relação à potência total. Seria recomendável fazer um levantamento mais detalhado dos aparelhos presentes no local para uma estimativa mais realista do consumo energético.

- *Influência do Bloco I no sombreamento do sistema*

O Bloco I é mais alto que os outros, com exceção do Bloco A. Dessa maneira, é possível que gere sombra no sistema instalado no bloco D. Neste trabalho, para simplificação, optou-se por não verificar o sombreamento externo, porém seria interessante fazer esta análise.

- *Necessidade de troca das telhas do Bloco D*

A instalação do sistema proposto requer a verificação das telhas do bloco, uma vez que a superfície precisa estar livre de obstáculos e falhas. Seria recomendável também estimar os custos da eventual substituição de telhas.

- *Validação dos dados solarimétricos do software com dados medidos in situ*

Os dados de radiação solar introduzidos no software são confiáveis para o dimensionamento inicial do sistema. É recomendável, entretanto, validar esses dados com informações adquiridas no próprio local onde será instalado o sistema. O Instituto de Geociências da UFRJ possui uma Plataforma de Coleta de Dados (PCD) que mede a radiação solar incidente no Campus do Fundão a cada hora. Os dados da PCD podem ser utilizados em estudos futuros para a validação.

- *Análise do custo de demanda de ultrapassagem*

O Centro de Tecnologia ultrapassa a demanda contratada em diversos meses ao longo do ano, como foi indicado pela Figura 33. O custo pela ultrapassagem não foi calculado na análise econômica do empreendimento. Como o sistema de geração distribuída pode auxiliar na redução da ultrapassagem, seria interessante analisar seus custos para confirmar mais um benefício da implementação da tecnologia no local.

- *Comparação da energia fotovoltaica com outras tecnologias solares*

Ainda que a principal e mais difundida tecnologia para aproveitamento de energia solar seja a fotovoltaica, existem outros sistemas. Um exemplo são os sistemas de refrigeração solar acionados termicamente. A energia final nestes casos é calor, não eletricidade. Como os aparelhos de ar-condicionado representam parcela significativa no consumo de energia, sistemas de refrigeração solar podem ser interessantes para aliviar a demanda da rede convencional.

- *Análise de Ciclo de Vida mais completa*

Neste projeto foi somente realizado um levantamento preliminar do ciclo de vida dos painéis fotovoltaicos. Como este é um tema ainda pouco explorado, seria inovador realizar um estudo aprofundado dos fluxos de materiais e energéticos e os impactos gerados ao longo da vida dos painéis fotovoltaicos.

Referências Bibliográficas

ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica, 2012, ***Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira.***

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2013, ***NBR 10899: Energia Solar fotovoltaica – Terminologia.*** Segunda edição.

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2014, ***NBR ISO 14040: Gestão ambiental - Avaliação do ciclo de vida - Princípios e estrutura.***

ADRIANO, G. L. M., 2015, ***Análise de ciclo de vida da tecnologia fotovoltaica em Portugal.*** Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Energias Renováveis, Conversão Elétrica e Utilização Sustentável – Universidade Nova de Lisboa, Portugal.

AES Eletropaulo. Disponível em <https://www.aeseletropaulo.com.br/poder-publico/sobre-energia/conteudo/horario-de-ponta>. Acesso em 5 de fevereiro de 2017

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2016a, ***Bandeiras Tarifárias.*** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>. Acesso em 4 de fevereiro de 2017.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2017, ***BIG – Banco de Informações de Geração.*** Acesso em 16 de janeiro de 2017.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2016b, ***Chamada de P&D incentiva minigeração em Instituições Públicas de Ensino Superior***. Disponível em <https://goo.gl/4hl5ie>. Acesso em 22 de janeiro de 2017.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2016c, ***“Geração distribuída amplia número de conexões em 2015”***, Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=9044&id_area=90. Acesso em 15 de janeiro de 2016.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2016d, ***Micro e Minigeração Distribuída – Sistema de Compensação de Energia Elétrica***. 2ª edição. Cadernos Temáticos ANEEL. Brasília, DF.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, ***Resolução Normativa Nº 414 de 9 de setembro de 2010***. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, ***Resolução Normativa Nº 482 de 17 de abril de 2012***. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, ***Resolução Normativa Nº 593 de 17 de dezembro de 2013***. Altera os submódulos 7.1 e 7.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET e a data de início de aplicação das Bandeiras Tarifárias.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, ***Resolução Normativa Nº 687 de 24 de novembro de 2015***. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

BELUSSO, A., CAINELLI, G. P., 2015, ***Análise do Espectro de Radiação Solar e sua Importância no Correto Dimensionamento de Tecnologias para Conversão Fotovoltaica de Energia***. 15º Congresso Nacional de Iniciação Científica – CONIC-SEMESP.

BENEVENUTO, R. S., 2016, ***Os Benefícios da Geração de Energia Elétrica Através do Sistema Fotovoltaico no Estacionamento Fotovoltaico do Centro de Tecnologia da UFRJ***. Projeto de Graduação, Escola Politécnica/ UFRJ. Rio de Janeiro.

BERMEJO, R., 2011, ***Manual para una economia sostenible***. Los Libros de la Catarata, Madrid.

BRASIL. **Decreto Nº 43.903, de 24 de outubro de 2012.** Institui o Fundo Verde de Desenvolvimento e Energia para a Cidade Universitária da Universidade Federal do Rio de Janeiro, institui seu conselho e dá outras providências. Publicado no D.O.E. de 25.10.2012, pág. 01.

BRASIL. **Lei Nº 9.991, de 24 de julho de 2000.** Dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências. Publicada no DOU - Seção 1 - 25/7/2000, Página 1.

BRASIL. **Lei Nº 13.280, de 3 de maio de 2016.** Altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, para disciplinar a aplicação dos recursos destinados a programas de eficiência energética. Publicada no DOU - Seção 1 - 4/5/2016, Página 1.

BREALEY, R., MYERS, S., ALLEN, F., 2011, **Principles of corporate finance.** 10 ed. New York, NY: McGraw-Hill/Irwin.

CÂMARA, C. F., 2011, **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica.** Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia da Universidade Federal de Lavras.

Celg. Disponível em:

https://www.celg.com.br/arquivos/paginas/institucional/tarifa_2013.pdf. Acesso em 5 de fevereiro de 2017.

CELG, 2015, "**Horário de verão terá início no próximo domingo**". Disponível em <https://www.celg.com.br/paginas/noticias/17102015.aspx>. Acesso em 5 de fevereiro de 2017.

Celipa. Disponível em: <http://www.celipa.com.br/display/4584d15d-f6ed-43f5-a548-b4e730e36798>. Acesso em 5 de fevereiro de 2017.

Celpe. Disponível em: <http://servicos.celpe.com.br/residencial-rural/Pages/Alta%20Tens%C3%A3o/conheca-sua-conta.aspx>. Acesso em 5 de fevereiro de 2017.

CEPEL ELETROBRAS, 2004, **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** Rio de Janeiro: CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Edição Especial PRC-PRODEEM.

CEPEL ELETROBRAS, 2006, **Energia Solar - Princípio e Aplicações**. Rio de Janeiro: CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito.

CEPEL ELETROBRAS, 2014, **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito.

CERQUEIRA, G. A. *et al.*, 2015, **A Crise Hídrica e suas Consequências**. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado - Boletim Legislativo nº 27, de 2015.

CONCEIÇÃO, L. A., 2011, **Proposta de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede para Eficientização do Uso da Energia Elétrica no CT/UFRJ**. Projeto de Graduação, Escola Politécnica/ UFRJ. Rio de Janeiro.

Copel. Disponível em

<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2Fb2f4a2f0687eb6cf03257488005939b9>. Acesso em 5 de fevereiro de 2017.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2016a, **Balanco Energético Nacional 2016, Ano Base 2015**. Rio de Janeiro.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2016b, **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Rio de Janeiro.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2015, **Geração Distribuída no SIN: Aplicações no Horário de Ponta**. Série Recursos Energéticos – Nota Técnica DEA 01/15. Rio de Janeiro.

Escritório de Planejamento/CT – UFRJ, 2016a, **CT1 - Valor Consumo 2015-2016**. 20 de dezembro de 2016.

Escritório de Planejamento/CT – UFRJ, 2016b, **Implantação – Levantamento Arquitetônico do CT1 – Dimensões Gerais**. 26 de janeiro de 2016.

Escritório de Planejamento/CT – UFRJ, 2014, **Rede Média Tensão do CT**. 30 de setembro de 2014.

FUNDO VERDE, 2014, **Informativo: Energia**. Rio de Janeiro.

Google Imagens. Disponível em <http://slideplayer.com.br/slide/5148954/> Acesso em 8 de janeiro de 2017.

GOUVÊA, L. S. S., 2013, ***Avaliação De Empresas Pelo Método Do Fluxo De Caixa Descontado: O Caso da JBS***. Trabalho de Conclusão. Instituto de Economia/UFRJ.

HÉMERY, D.; DEBEIR, J. C.; DELÉAGE, J.P., 1993, ***Uma história da energia***. Brasília: Editora da UNB.

INEMA – Instituto de Meio Ambiente e Recursos Hídricos, 2011, ***O que é uma PCD?***. Disponível em: <http://www.inema.ba.gov.br/wp-content/uploads/2011/10/O-que-%C3%A9-uma-PCD.pdf>. Acesso realizado em 22 de janeiro de 2017.

LA ROVERE, E.; ROSA, L. P.; RODRIGUES, A. P., 1985, ***Economia e tecnologia da energia***. Rio de Janeiro, RJ: Editora Marco Zero.

LANDEIRA, J. L. F., 2013, ***Análise técnico-econômica sobre a viabilidade de implantação de sistemas de geração fotovoltaica distribuída no Brasil***. Dissertação de Mestrado, COPPE/ UFRJ, Rio de Janeiro.

LANGE, W. J., 2012, ***Metodologia de mapeamento da área potencial de telhados de edificações residenciais no Brasil para fins de aproveitamento energético fotovoltaico***. Encomendado pelo EPE e GIZ.

LIGHT S.A., 2017a. Disponível em: http://www.light.com.br/para-residencias/Informacoes/bandeiras_tarifarias.aspx. Acesso em 5 de janeiro de 2017

LIGHT S.A., 2017b. Disponível em: <http://www.light.com.br/para-residencias/Sua-Conta/composicao-da-tarifa.aspx>. Acesso em 5 de janeiro de 2017

MIRANDA, A. B. C. M., 2014, ***Análise de Viabilidade Econômica de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede***. Projeto de Graduação, Escola Politécnica/ UFRJ. Rio de Janeiro.

MIT – Massachusetts Institute of Technology, 2015, ***The Future of Solar Energy – An Interdisciplinary MIT Study***. Disponível em: <https://mitei.mit.edu/futureofsolar>. Acesso em 7 de janeiro de 2017.

MME – Ministério de Minas e Energia, 2015, ***“Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar”***. Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030. Acesso em 22 de janeiro de 2017.

Neosolar. Disponível em: <http://www.neosolar.com.br/loja/inversor-fronius-primo-8-2-1-8200w.html>. Acesso em 24 de janeiro de 2017.

NOGUEIRA, P. C., 2016, **Estudo de viabilidade econômica da instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de energia do rio de janeiro: um estudo de caso**. Projeto de Graduação, Escola Politécnica/ UFRJ. Rio de Janeiro.

O Globo, 2015, **“Com novo reajuste de 16%, luz no Rio sobre 56% no ano”**. Disponível em <http://oglobo.globo.com/economia/com-novo-reajuste-de-16-luz-no-rio-sobe-56-no-ano-17979253>. Acesso em 20 de janeiro de 2017.

OMETTO, A. R., 2005, **Avaliação do Ciclo de Vida e a Gestão Pós Consumo de Produtos Eletroeletrônicos**. Apresentado no 20 Mini-Curso do VI Workshop de Adequação Ambiental em Manufatura.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L.; RÜTHER, R., 2006, **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. Projeto SWERA. São José dos Campos.

Portal Solar. Disponível em: <http://www.portalsolar.com.br/quanto-custa-a-energia-solar-fotovoltaica.html>. Acesso em 15 de janeiro de 2017.

PROCEL, 2011, **Manual de Tarifação de Energia Elétrica**. Eficiência Energética nos Prédios Públicos.

REN21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2015, **Renewables 2015: Global Status Report**. France

ROSA, C. A., 2008, **Estudo do balanço energético e do passivo ambiental resultante da fabricação de módulos fotovoltaicos**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá. Engenharia da Energia.

SEBRAE, 2011, **Análise e Planejamento Financeiro – Manual do Participante**. Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresa. Brasília.

SCHEER, H., 1995, **O Manifesto Solar – Energia Renovável e a Renovação da Sociedade**. Ed. CRESESB - CEPEL, Rio de Janeiro.

SOBRINHO, L. C. O., 2016, **Desenvolvimento e Pesquisas na Terceira Geração de Células Fotovoltaicas**. Projeto de Graduação, Escola Politécnica/ UFRJ. Rio de Janeiro.

Solarvolt. Disponível em: <http://www.solarvoltenergia.com.br/>. Acesso em 15 de janeiro de 2017.

SWITKES, G. R., 2005, ***Impactos Ambientais e Sociais da Cadeia produtiva do Alumínio na Amazônia – ferramentas para Trabalhadores, as Comunidades e os Ativistas***. Relatório para o Programa na América latina, International Rivers Network – IRN. Santarém. 2005 53p.

TAVARES, M, 2000, ***Aprendendo sobre o Sol***. Revista Brasileira de Ensino de Física, vol. 22, no. 1, março 2000.

TUTAPEC. Sistemas Fotovoltaicos. Disponível em: <http://tupatec.com.br/sistemas-photovoltaicos-offgrid-gridtype>. Acesso em 15 de janeiro de 2017.

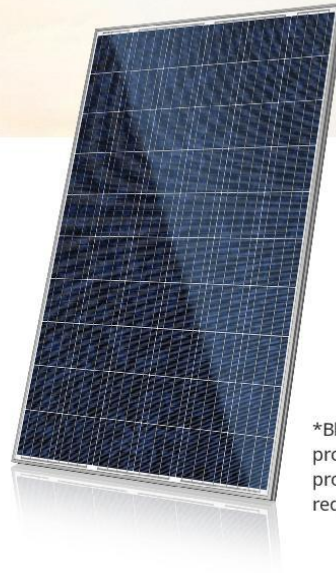
UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016a, ***Essa conta é de todos***. Disponível em <https://ufrj.br/noticia/2016/11/07/reitoria-lanca-campanha-para-incentivar-economia-de-energia-eletrica>. Acesso em 30 de novembro de 2016

UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016b, ***Nota da Reitoria sobre o irregular corte de energia da UFRJ pela Light***. Disponível em <https://ufrj.br/noticia/2016/11/30/nota-da-reitoria-sobre-o-irregular-corte-de-energia-da-ufrj-pela-light> Acesso em 30 de novembro de 2016.

UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014, ***Plano De Contingência Para Energia Elétrica no CT***. Disponível em <file:///C:/Users/Dell/Downloads/PlanoContigenciaCT-Eletrica17.11.2014.pdf>. Acesso em 4 de fevereiro de 2017.

VALLE, H. B. M., 2015, ***Aplicação do conceito Vehicle-to-Grid para nivelamento de carga e suprimento de pico de demanda***. Rio de Janeiro: UFRJ – Escola Politécnica.

Anexo I – Folha de Dados da Célula Fotovoltaica: Canadian Solar – CS6P-265P



*Black frame product can be provided upon request.

QUARTECH CS6P-260 | 265 | 270P

Canadian Solar's new Quartech modules have significantly raised the standard of module efficiency in the solar industry. They introduced innovative four busbar cell technology, which demonstrates higher power output and higher system reliability. Worldwide, our customers have embraced this next generation of modules for their excellent performance, superior reliability and enhanced value.

NEW TECHNOLOGY

- Reduces cell series resistance
- Reduces stress between cell interconnectors
- Improves module conversion efficiency
- Improves product reliability

KEY FEATURES



Higher energy yield

- Outstanding performance at low irradiance
- Maximum energy yield at low NOCT
- Improved energy production through reduced cell series resistance



Increased system reliability

- Long-term system reliability with IP67 junction box
- Enhanced system reliability in extreme temperature environment with special cell level stress release technology



Extra value to customers

- Positive power tolerance of up to 5 W
- Stronger 40 mm robust frame to hold snow load up to 5400 Pa and wind load up to 2400 Pa
- Anti-glare project evaluation
- Salt mist, ammonia and blowing sand resistance apply to seaside, farm and desert environments*



linear power output warranty



product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system
ISO/TS 16949:2009 / The automotive industry quality management system
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / MCS / CE / JET / SII / CEC AU / INMETRO / CQC
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS
Take-e-way / UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1

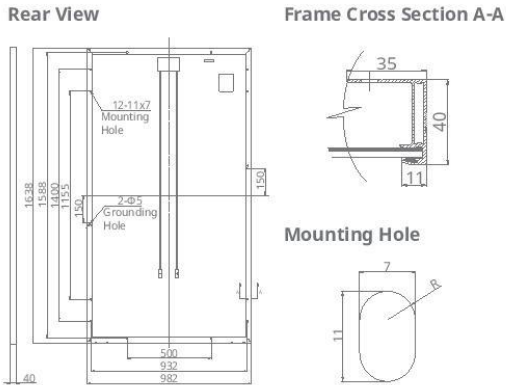


CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading manufacturer of solar modules and PV project developer with over 14 GW of premium quality modules deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

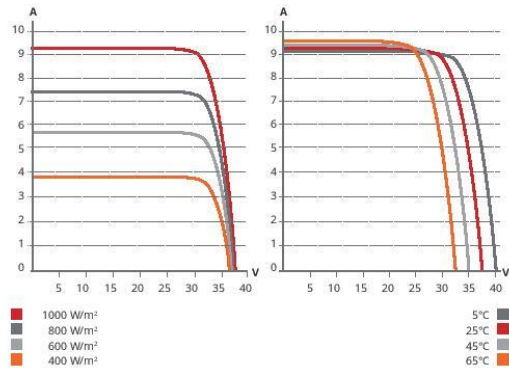
CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6P-265P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA / STC*

CS6P	260P	265P	270P
Nominal Max. Power (Pmax)	260 W	265 W	270 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.4 V	30.6 V	30.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.56 A	8.66 A	8.75 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.5 V	37.7 V	37.9 V
Short Circuit Current (Isc)	9.12 A	9.23 A	9.32 A
Module Efficiency	16.16 %	16.47 %	16.79 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA / NOCT*

CS6P	260P	265P	270P
Nominal Max. Power (Pmax)	189 W	192 W	196 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	27.7 V	27.9 V	28.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.80 A	6.88 A	6.97 A
Open Circuit Voltage (Voc)	34.5 V	34.7 V	34.8 V
Short Circuit Current (Isc)	7.39 A	7.48 A	7.55 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Industry leading performance at low irradiance, average relative efficiency of 96.5 % from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6 × 10)
Dimensions	1638 × 982 × 40 mm (64.5 × 38.7 × 1.57 in)
Weight	18 kg (39.7 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12AWG 1000 V (UL), 1000 mm (39.4 in) (650 mm (25.6 in) is optional)
Connectors	Friends PV2a (IEC), Friends PV2b (IEC / UL)
Standard	26 pieces, 515 kg (1135.4 lbs)
Packaging	(quantity & weight per pallet)
Module Pieces per Container	728 pieces (40' HQ)

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45 ± 2 °C

PARTNER SECTION



Scan this QR-code to discover solar projects built with this module



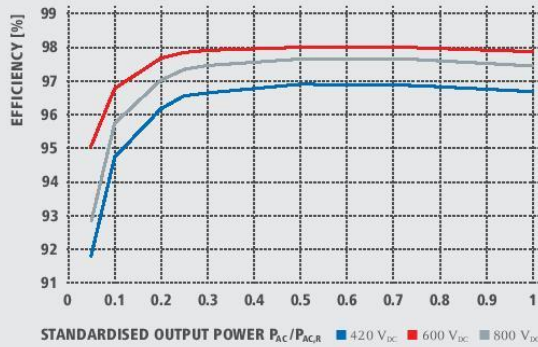
Anexo II – Folha de Dados do Inversor: Fronius USA Symo 12.5-3 – 480V

TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

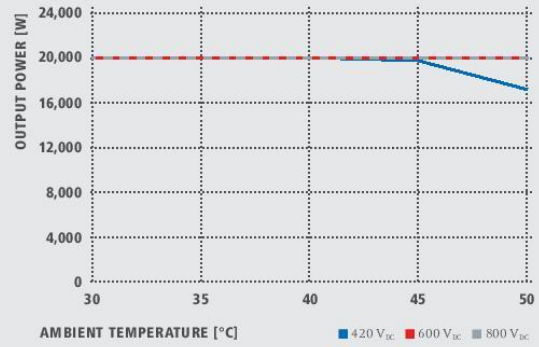
INPUT DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Max. input current ($I_{dc\ max\ 1} / I_{dc\ max\ 2}$)	27.0 A / 16.5 A		33.0 A / 27.0 A		
Max. array short circuit current (MPP ₁ /MPP ₂)	40.5 A / 24.8 A		49.5 A / 40.5 A		
Min. input voltage ($U_{dc\ min}$)	200 V				
Feed-in start voltage ($U_{dc\ start}$)	200 V				
Nominal input voltage (U_{dc})	600 V				
Max. input voltage ($U_{dc\ max}$)	1,000 V				
MPP voltage range ($U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$)	270 - 800 V	320 - 800 V		370 - 800 V	420 - 800 V
Number MPP trackers	2				
Number of DC connections	3+3				
OUTPUT DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
AC nominal output (P_{ac})	10,000 W	12,500 W	15,000 W	17,500 W	20,000 W
Max. output power	10,000 VA	12,500 VA	15,000 VA	17,500 VA	20,000 VA
Max. output current ($I_{ac\ max}$)	16.0 A	19.9 A	23.9 A	27.9 A	31.9 A
Grid connection (voltage range)	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)				
Frequency (Frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Total harmonic distortion	< 2 %				
Power factor ($\cos\ \phi_{ac}$)	0 - 1 ind. / cap.				
GENERAL DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Dimensions (height x width x depth)	725 x 510 x 225 mm				
Weight	34.8 kg		43.4 kg		
Degree of protection	IP 66				
Protection class	1				
Overvoltage category (DC / AC) ¹⁾	2 / 3				
Night time consumption	< 1 W				
Inverter design	Transformerless				
Cooling	Regulated air cooling				
Installation	Indoor and outdoor installation				
Ambient temperature range	-25 - +60 °C				
Permitted humidity	0 - 100 %				
Max. altitude	2,000 m / 3,400 m (unrestricted / restricted voltage range)				
DC connection technology	6x DC+ and 6x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²				
Mains connection technology	5-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm ²				
Certificates and compliance with standards	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE A R N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, G59/3, UNE 206007-1, S1 4777, CEI 0-16, CEI 0-21				

¹⁾ According to IEC 62109-1. DIN rail for optional overvoltage protection (type 2) is included.
Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.

FRONIUS SYMO 20.0-3-M EFFICIENCY CURVE



FRONIUS SYMO 20.0-3-M TEMPERATURE DERATING



TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

EFFICIENCY	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Max. efficiency	98.0 %				
European efficiency (ηEU)	97.4%				
η at 5 % P _{Ac,r} ¹⁾	87.9 / 92.5 / 89.2 %	88.7 / 93.1 / 90.1 %	91.2 / 94.8 / 92.3 %	91.6 / 95.0 / 92.7 %	91.9 / 95.2 / 93.0 %
η at 10 % P _{Ac,r} ¹⁾	91.2 / 94.9 / 92.8 %	92.9 / 96.1 / 94.6 %	93.4 / 96.0 / 94.4 %	94.0 / 96.4 / 95.0 %	94.8 / 96.9 / 95.8 %
η at 20 % P _{Ac,r} ¹⁾	94.6 / 97.1 / 96.1 %	95.4 / 97.3 / 96.6 %	95.9 / 97.4 / 96.7 %	96.1 / 97.6 / 96.9 %	96.3 / 97.8 / 97.1 %
η at 25 % P _{Ac,r} ¹⁾	95.4 / 97.3 / 96.6 %	95.6 / 97.6 / 97.0 %	96.2 / 97.6 / 97.0 %	96.4 / 97.8 / 97.2 %	96.7 / 97.9 / 97.4 %
η at 30 % P _{Ac,r} ¹⁾	95.6 / 97.5 / 96.9 %	95.9 / 97.7 / 97.2 %	96.5 / 97.8 / 97.3 %	96.6 / 97.9 / 97.4 %	96.8 / 98.0 / 97.6 %
η at 50 % P _{Ac,r} ¹⁾	96.3 / 97.9 / 97.4 %	96.4 / 98.0 / 97.5 %	96.9 / 98.1 / 97.7 %	97.0 / 98.1 / 97.7 %	97.0 / 98.1 / 97.8 %
η at 75 % P _{Ac,r} ¹⁾	96.5 / 98.0 / 97.6 %	96.5 / 98.0 / 97.6 %	97.0 / 98.1 / 97.8 %	97.0 / 98.1 / 97.8 %	97.0 / 98.1 / 97.7 %
η at 100 % P _{Ac,r} ¹⁾	96.5 / 98.0 / 97.6 %	96.5 / 97.8 / 97.6 %	97.0 / 98.1 / 97.7 %	96.9 / 98.1 / 97.6 %	96.8 / 98.0 / 97.6 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %				
PROTECTIVE DEVICES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
DC insulation measurement	Yes				
Overload behaviour	Operating point shift, power limitation				
DC disconnect	Yes				
INTERFACES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
6 inputs and 4 digital inputs/outputs	Interface to ripple control receiver				
USB (A socket) ²⁾	Datalogging, inverter update via USB flash drive				
2x RS422 (RJ45-socket) ²⁾	Fronius Solar Net, interface protocol				
Signalling output ²⁾	Energy management (potential-free relay output)				
Datalogger und Webserver	Included				
External input	SO-Meter Interface / Input for overvoltage protection				
RS485 ³⁾	Modbus RTU SunSpec or meter connection				

¹⁾ And at U_{mpp,min} / U_{dc,r} / U_{mpp,max} ²⁾ Also available in the light version. ³⁾ Available from autumn 2014.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

WE HAVE THREE DIVISIONS AND ONE PASSION: SHIFTING THE LIMITS OF POSSIBILITY.

/ Whether welding technology, photovoltaics or battery charging technology – our goal is clearly defined: to be the innovation leader. With around 3,000 employees worldwide, we shift the limits of what's possible – our more than 850 active patents are testimony to this. While others progress step by step, we innovate in leaps and bounds. Just as we've always done. The responsible use of our resources forms the basis of our corporate policy.

Further information about all Fronius products and our global sales partners and representatives can be found at www.fronius.com

Fronius India Private Limited
GAT no 312, Nanekarwadi
Chakan, Taluka - Khed District
Pune 410501
India
pv-sales-india@fronius.com
www.fronius.in

Fronius Australia Pty Ltd.
90-92 Lambeck Drive
Tullamarine VIC 3043
Australia
pv-sales-australia@fronius.com
www.fronius.com.au

Fronius UK Limited
Maidstone Road, Kingston
Milton Keynes, MK10 0BD
United Kingdom
pv-sales-uk@fronius.com
www.fronius.co.uk

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com

Text and images correspond to the current state of technology at the time of printing. Subject to modifications. All information is without guarantee in spite of careful editing. Copyright © 2011, Fronius™. All rights reserved.

v02 Feb 2014 EN

M:06.0092,EN v11, Aug. 2014 as17