



UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS



HERWIN SAITO SCHULTZ

**DIMENSIONAMENTO, EMISSÕES DE GASES DE EFEITO
ESTUFA E PAYBACK AMBIENTAL DE UM SISTEMA DE
ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICO**

**JOÃO PESSOA - PB
2021**

HERWIN SAITO SCHULTZ

**DIMENSIONAMENTO, EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA E
PAYBACK AMBIENTAL DE UM SISTEMA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis – PPGER da Universidade Federal da Paraíba – UFPB, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Energias Renováveis.

Orientadora
Prof^a. Dr^a. Monica Carvalho

**JOÃO PESSOA - PB
2021**

**Catalogação na publicação
Seção de Catalogação e Classificação**

S387d Schultz, Herwin Saito.

Dimensionamento, emissões de gases de efeito estufa e
payback ambiental de um sistema de energia solar
fotovoltaico / Herwin Saito Schultz. - João Pessoa,
2021.

92 f. : il.

Orientação: Monica Carvalho.

Dissertação (Mestrado) - UFPB/CEAR.

1. Energia solar. 2. Ciclo de vida - Avaliação. 3.
Eletroicidade - Geração. 4. Geração fotovoltaica. 5. GEE
- Emissão. 6. Payback ambiental. I. Carvalho, Monica.
II. Título.

UFPB/BC

CDU 502.21:523.9 (043)

HERWIN SAITO SCHULTZ

**DIMENSIONAMENTO, EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA E
PAYBACK AMBIENTAL DE UM SISTEMA DE ENERGIA SOLAR
FOTOVOLTAICO**

Dissertação apresentada à Universidade Federal da Paraíba, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis do Centro de Energias Alternativas e Renováveis, área de concentração em energias renováveis, para a obtenção do título de Mestre.

APROVADA em 28 de maio de 2021.

Profª. Drª. Monica Carvalho

CEAR/UFPB

Prof. Dr. Carlos Eduardo Keutenedjian Mady

DEM/FEI-SP

Prof. Dr. Flávio da Silva Vitorino Gomes

DEER/UFPB

Orientadora
Profª. Drª. Monica Carvalho

**JOÃO PESSOA - PB
2021**

AGRADECIMENTOS

Primeiramente gostaria de agradecer a Deus, por me guiar, me iluminar e me proteger em todos os meus caminhos e por ter me direcionado à realização deste curso de mestrado.

Gostaria de agradecer a minha esposa Flávia Danielle Santos Oliveira e a meu filho Pedro Oliveira Schultz a todo apoio, convivência, paciência e incentivo para a realização deste curso de mestrado.

Agradeço também ao meu pai Paulo de Tarso Schultz e a minha mãe Kazue Saito Schultz por sempre acreditarem em mim, por toda ajuda financeira e por todo incentivo.

Agradeço ao meu sogro Davi Gentil de Oliveira e minha sogra Ginarajadaça dos Santos Oliveira por toda torcida, pelo apoio financeiro e pelo incentivo na minha realização deste curso.

Um agradecimento especial a minha orientadora Monica Carvalho, que aceitou conhecer meu pré-projeto, mesmo sem nunca ter me visto anteriormente e que durante todo o curso passou orientações importantíssimas para meu crescimento acadêmico e para a conclusão deste trabalho.

A todos os colegas do programa, que conheci durante o curso e que mesmo com a dificuldade das aulas não-presenciais pude de alguma forma interagir.

“A tecnologia tornou possível a existência de grandes populações. Grandes populações agora tornam a tecnologia indispensável”.

Joseph Krutch

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABELAS

LISTA DE SIGLAS E ABREVIASÕES

RESUMO

ABSTRACT

| | |
|--|----|
| 1. INTRODUÇÃO..... | 16 |
| 1.1 Objetivos..... | 18 |
| 2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA | 19 |
| 2.1 Aquecimento Global e os Gases de Efeito Estufa | 19 |
| 2.2 Matriz Elétrica Brasileira | 21 |
| 2.3 Sistemas Energéticos | 24 |
| 2.3.1 Fontes de Energia Convencionais | 25 |
| 2.3.2 Fontes de Energia Renováveis..... | 31 |
| 2.3.3 Geração Solar Fotovoltaica | 33 |
| 2.4 Avaliação do Ciclo de Vida (ACV)..... | 41 |
| 2.4.1 Definições..... | 41 |
| 2.4.2 Indicadores de Impacto..... | 43 |
| 2.5 Payback Ambiental | 45 |
| 2.6 Estado da Arte: ACV Aplicada a Sistemas de Fornecimento de Energia | 46 |
| 3. MATERIAL E MÉTODOS..... | 49 |
| 3.1 Sistema de geração solar fotovoltaico | 49 |
| 3.1.1 Definições iniciais | 50 |
| 3.1.2 Metodologia de Cálculo | 52 |
| 3.1.3 Validação da Metodologia de Cálculo – Comparativo com o PVsyst | 64 |
| 3.1.4 Operação e Manutenção (O&M) | 64 |

| | |
|--|----|
| 3.2 Cálculo das emissões de gases de efeito estufa do SFV | 65 |
| 3.3 Determinação do <i>payback</i> ambiental ($T_{payback}$) do SFV | 66 |
| 3.4 Verificação do potencial de mitigação de mudanças climáticas | 67 |
| 3.4.1 Cálculo das emissões de gases de efeito estufa dos sistemas termoelétricos | 67 |
| 3.4.2 Comparativo entre sistemas..... | 67 |
| 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES..... | 68 |
| 4.1 Dimensionamento do sistema de geração solar fotovoltaico | 68 |
| 4.2 Emissões de gases de efeito estufa do SFV | 72 |
| 4.3 Tempo para o <i>payback</i> ambiental ($T_{payback}$) do SFV. | 74 |
| 4.4 Potencial de mitigação de mudanças climáticas..... | 74 |
| 5. CONCLUSÕES | 77 |
| 5.1 Sugestões para trabalhos futuros | 78 |
| REFERÊNCIAS | 79 |
| ANEXOS | 85 |
| APÊNDICES | 89 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1. Séries temporais de temperatura média da superfície global. | 19 |
| Figura 2. Intercâmbio de energia elétrica entre as regiões do SIN em 2019 (MW médio). | 22 |
| Figura 3. Capacidade Instalada de Geração Elétrica. | 23 |
| Figura 4. Participação das fontes na Capacidade Instalada. | 23 |
| Figura 5. Combustíveis e Tecnologias de conversão em energia elétrica. | 26 |
| Figura 6. Operação de um Ciclo Rankine..... | 27 |
| Figura 7. Operação de um Ciclo Brayton. | 27 |
| Figura 8. Operação de um Ciclo Combinado..... | 28 |
| Figura 9. Lógica do Operador Nacional do Sistema (ONS). | 29 |
| Figura 10. Correntes de energia natural na Terra. | 32 |
| Figura 11. Irradiação Horizontal Global no Mundo. | 34 |
| Figura 12. Total diário da irradiação global horizontal (Média Anual)..... | 35 |
| Figura 13. Projeto e funcionamento de uma célula solar de silício cristalino | 36 |
| Figura 14. Evolução das tecnologias das células fotovoltaicas. | 37 |
| Figura 15. Evolução da Eficiência em Células Solares. | 38 |
| Figura 16. Evolução da Produção Anual de Painéis Fotovoltaicos por Tecnologia – Mundo. | 39 |
| Figura 17. Acumulado Global das Instalações Fotovoltaicas por Região. | 39 |
| Figura 18. Evolução da geração de energia fotovoltaica no Mundo..... | 40 |
| Figura 19. Evolução da geração de energia fotovoltaica no Brasil..... | 40 |
| Figura 20. Fases de uma ACV. | 42 |
| Figura 21. Processo de Refinamento das Informações. | 43 |
| Figura 22. Fluxo de Análise de Impacto. | 44 |
| Figura 23. Caminho de impacto..... | 45 |
| Figura 24. Fluxo de realização dos cálculos | 49 |
| Figura 25. Determinação da localidade da usina solar fotovoltaica. | 50 |
| Figura 26. Recurso solar da região escolhida | 51 |
| Figura 27. Radiação solar horária média para Patos (PB) | 51 |
| Figura 28. Configuração dos conjuntos fotovoltaicos. | 59 |
| Figura 29. Diagrama de Sankey: fluxo de energia..... | 69 |

| | |
|---|----|
| Figura 30. Evolução da produção de energia com a taxa de degradação | 72 |
| Figura 31. Total das emissões do sistema fotovoltaico..... | 73 |
| Figura 32. <i>Payback</i> ambiental..... | 75 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 1. Equivalência entre os Gases de Efeito Estufa..... | 21 |
| Tabela 2. Empreendimentos em construção no Brasil em 2020..... | 24 |
| Tabela 3. Características das termoelétricas, principais fontes utilizadas no Brasil..... | 25 |
| Tabela 4. Matriz Elétrica Brasileira..... | 30 |
| Tabela 5. Combustíveis fósseis utilizados para geração de eletricidade no Brasil..... | 31 |
| Tabela 6. Eficiência típica dos módulos comerciais..... | 38 |
| Tabela 7. Parâmetros Principais que Afetam os Resultados da ACV..... | 48 |
| Tabela 8. Resumo do dimensionamento do sistema solar fotovoltaico | 68 |
| Tabela 9. Parâmetros de Produção da Usina Fotovoltaica..... | 69 |
| Tabela 10. Validação da Metodologia de Cálculo..... | 70 |
| Tabela 11. Quantitativo do material utilizado na estrutura e cabeamento | 71 |
| Tabela 12. Estimativas de consumo dos sistemas de O&M | 72 |
| Tabela 13. Verificação do potencial de mitigação | 75 |

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

a-Si – Silício Amorfo

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

AEEE – Anuário Estatístico de Engenharia Elétrica

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ACV – Avaliação de Ciclo de Vida

AICV – Avaliação de Impacto do Ciclo de Vida

ICV – Inventário do Ciclo de Vida

BEN – Balanço Energético Nacional

BOS – *Balance of System* (Balanço do Sistema)

CA – Corrente alternada

CC – Corrente contínua

CdTe – Telureto de Cádmio

CIGS – Diseleneto de cobre índio gálio

CVP – Coque Verde de Petróleo

FV – Fotovoltaico

GEE – Gases do Efeito Estufa

GN – Gás Natural

GWP - *Global Warming Potential* (Potencial de Aquecimento Global)

ISO - *International Organization for Standardization* (Organização Internacional de Normalização)

IPCC – *Intergovernmental Panel on Climate Change* (Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas)

IRENA - *International Renewable Energy Agency* (Agência Internacional de Energias Renováveis)

NBR – Norma Brasileira

ONS – Operador Nacional do Sistema

O&M – Operação e Manutenção

PB – Paraíba

MPP – *Maximum Power Point* (Ponto de Máxima Potência)

PPGER – Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis

PSCs - Perovskitas

SIGA – Sistema de Geração da ANEEL

SIN – Sistema Interligado Nacional

SFV - Sistema de geração solar fotovoltaico

UTE – Usina Termoelétrica

RESUMO

Tradicionalmente os sistemas de geração de energia elétrica utilizam combustíveis fósseis em seu processo de produção e emitem grande quantidade de gases de efeito estufa. Para reduzir estas emissões, deve-se buscar formas de obtenção de energia que sejam menos agressivas ao meio ambiente. Neste contexto, a utilização de fontes renováveis adquire importância na matriz energética. Os sistemas de geração solar fotovoltaicos podem representar uma fonte de energia menos poluente e substituir fontes não-renováveis movidas a combustíveis fósseis, como é o caso das usinas termoelétricas movidas a gás natural. O estado da Paraíba possui um grande potencial de geração de energia solar, possuindo uma das maiores taxas de irradiação solar do país. O objetivo geral deste estudo foi de dimensionar um sistema solar fotovoltaico de 16,4 MW situado no sertão paraibano e quantificar as emissões de gases de efeito estufa associadas juntamente com seu payback ambiental. O sistema solar foi dimensionado de modo a minimizar o Custo Nivelado da Energia. As emissões de gases de efeito estufa foram quantificadas por meio da Avaliação de Ciclo de Vida, expressando o impacto ambiental em termos de energia gerada (kg de CO₂-eq/kWh) e adotando os procedimentos apresentados pelas ISO 14040 e 14044. Para a avaliação de ciclo de vida, utilizou-se o software SimaPro v.9.1.0.8, o banco de dados Ecoinvent 3.5 e o método IPCC 2013 GWP 100a, para uma avaliação de ciclo de vida do berço ao túmulo. A determinação do *payback* ambiental foi em relação ao *mix* elétrico brasileiro de 2019 e levou em consideração também a degradação dos painéis na produção de energia. Como resultados foram obtidos um sistema solar capaz de fornecer 521.443 MWh em 25 anos, com um fator de emissão de 0,044 kg de CO₂-eq/kWh, *payback* ambiental de 5 anos e 8 meses e fator de emissão pelo menos 10 vezes menor no comparativo com as usinas termoelétricas a gás natural. Os painéis solares foram os principais contribuidores de emissões de gases de efeito estufa representando 90,59% do total. Conclui-se que os sistemas de geração fotovoltaica possuem grande importância na busca pelas reduções nas emissões de gases de efeito estufa na geração de eletricidade e mesmo num país que possui uma matriz elétrica predominantemente renovável, sua aplicação ainda é bastante vantajosa.

Palavras-Chave: Avaliação de ciclo de vida; pegada de carbono; geração de eletricidade; geração fotovoltaica; emissões de GEE; *payback* ambiental.

ABSTRACT

Traditionally, electricity generation systems use fossil fuels in their production process and emit a large amount of greenhouse gases. To reduce these emissions, ways of obtaining energy that are less aggressive to the environment should be sought. In this context, the use of renewable sources acquires importance in the energy matrix. Photovoltaic solar systems generation can represent less polluting energy source and can replace non-renewable sources powered by fossil fuels, as is the case of natural gas thermoelectric power plants. The state of Paraíba has great potential for solar energy generation, having one of the highest solar irradiation rates in the country. The general objective of this study was designing a 16.4 MW photovoltaic solar system located in the hinterland of Paraíba and quantifying the associated greenhouse gases emissions with its environmental payback. The solar system was designed to minimize the Leveled Energy Cost. greenhouse gases emissions were quantified through Life Cycle Assessment, expressing the environmental impact in terms of energy generated (kg of CO₂-eq / kWh) and adopting the procedures presented by ISO 14040 and 14044. For life cycle assessment, the SimaPro v.9.1.0.8 software, the Ecoinvent 3.5 database and the IPCC 2013 GWP 100a method were used for a life cycle assessment from cradle to grave. The determination of the environmental payback was in relation to the Brazilian electric mix of 2019 and also took into account the degradation of the panels in the energy production. As a result, a solar system capable of supplying 521,443 MWh in 25 years was obtained, with an emission factor of 0.044 kg of CO₂-eq / kWh, an environmental payback of 5 years and 8 months and an emission factor at least 10 times lower in comparison, with the natural gas thermoelectric power plants. Solar panels are the main contributors to greenhouse gases emissions, representing 90.59% of the total. It is concluded that photovoltaic solar systems have great importance in the search for reductions in greenhouse gases emissions and even in a country that has a predominantly renewable electrical matrix, its application is still advantageous

Keywords: Life cycle assessment; carbon footprint; electricity generation; photovoltaic generation; GHG emissions; environmental payback.

1. INTRODUÇÃO

O aquecimento global e as mudanças climáticas são preocupações atuais e crescentes. Para Chen e Lei (2018) com o rápido desenvolvimento econômico e progresso tecnológico, a demanda por energia nos países desenvolvidos e em desenvolvimento aumentou. Tradicionalmente a humanidade direcionou suas tecnologias com foco maior na utilização de combustíveis fósseis para a geração de energia: desde o início da revolução industrial, os combustíveis fósseis têm sido a força motriz por trás do mundo industrializado, sendo em 2011 responsável por 80% de toda energia primária gerada no mundo (HÖÖK; TANG, 2013). Este desenvolvimento tecnológico aliado ao aumento progressivo na demanda por energia culminou no aumento significativo na emissão de poluentes na natureza. O aumento nas emissões de gases de efeito estufa (GEE) pode trazer sérias consequências ao planeta, e este aumento está causando mudanças climáticas tais como alterações nos padrões de chuva, cobertura de neve e gelo e nível do mar (*Environmental Protection Agency – EPA*, 2020). Para Anderson, Hawkins e Jones (2016) a concentração de dióxido de carbono (CO₂) na atmosfera aumenta ano a ano à medida que são queimados combustíveis fósseis, aumentando o potencial para o efeito estufa natural e aquecendo o planeta.

A busca por melhores formas de obtenção de energia, que sejam menos agressivas ao meio ambiente e possuam melhores índices de rendimento são maneiras de frear os índices de emissões de GEE. Conforme a ABNT NBR ISO 14040 (ABNT, 2014a), a crescente conscientização quanto à importância da proteção ambiental e os possíveis impactos associados aos produtos e serviços, tanto na sua fabricação quanto no consumo, têm aumentado o interesse no desenvolvimento de métodos para melhor compreender e lidar com estes impactos ambientais.

A matriz elétrica brasileira é predominantemente formada por energias renováveis, sendo a geração hidrelétrica a responsável pela maior parcela de geração no país, com 64,9% de acordo com o BEN (Balanço Energético Nacional 2020), ano base 2019. Sabe-se que o funcionamento deste tipo de geração está diretamente ligado aos níveis dos reservatórios e à incidência de chuvas em sua região. O Brasil passou por uma crise hídrica entre 2013 e 2015 (JACOBI; CIBIM; SOUZA, 2015), e neste período houve o aumento da geração termoelétrica, que passou a ser a melhor alternativa devido a sua rápida resposta à geração de energia elétrica (despachável). Porém, mesmo após a retomada dos níveis dos reservatórios, as termoelétricas a combustíveis fósseis vêm sendo utilizadas para suprir uma demanda não-despachável, o sistema de geração termoelétrico a

gás natural teve crescimento de 10,7% de 2018 para 2019 (BEN, 2020). Isto ocorre porque o aumento de consumo de energia avança numa taxa maior que a expansão da capacidade de geração hidrelétrica pode acompanhar, sendo que o aumento da geração hidrelétrica foi de 2,3% para o mesmo período (BEN, 2020) .

Os sistemas de geração de energia renováveis, tais como solar e eólico, necessitam de condições específicas para geração, como por exemplo a existência de radiação solar ou vento, estes fatores dependem de condições climáticas e não podem ser diretamente manipuladas pelo homem e por este motivo são considerados não-despacháveis. A energia fotovoltaica, por exemplo, gera somente no período diurno. As energias renováveis têm condições de suprir uma parcela não-despachável e contribuir para a redução de emissão de GEE presentes no processo de queima de combustíveis fósseis. Os sistemas de energias renováveis podem reduzir o consumo nas hidrelétricas, injetando energia na rede durante seu período de geração. Desta forma, os níveis dos reservatórios se mantêm mais altos, diminui-se a necessidade de operação das usinas termoelétricas (UTEs), reduzindo-se as emissões de GEE provindos da queima de combustível.

Com a finalidade de comparar os níveis de emissões de GEE destes sistemas de geração de energia, a Avaliação de Ciclo de Vida (ACV) será utilizada. Para Carvalho e Delgado (2017) a ACV comprehende o inventário de entradas e saídas relevantes, a avaliação dos possíveis impactos ambientais e a interpretação dos resultados. Hsu *et al.* (2012) complementam dizendo que a ACV é frequentemente usada para analisar alternativas de energia renovável aos sistemas de energia convencionais, especialmente para estimar as emissões de GEE.

O estado da Paraíba possui um grande potencial de geração de energia solar, a região do sertão paraibano possui uma das maiores taxas de irradiação solar do país, entre 5.750 e 6.250 Wh/m²/dia (INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS - INPE, 2017). Este potencial já está sendo explorado com recentes implantações de diversas usinas solares na região, tendo boas perspectivas para futuras instalações. Segundo a ANEEL (2021a) há na Paraíba, 8 usinas em operação com capacidade outorgada total de 136 MW e 5 unidades em construção com capacidade total de 135 MW. As redes de transmissão e distribuição do estado estão sendo ampliadas/adaptadas para melhor absorver estes novos parques solares e eólicos, contribuindo para que a região possa se tornar um grande polo de geração de energia solar.

Segundo Turconi *et al.* (2013) os sistemas termoelétricos a combustíveis fósseis possuem a maior carga de emissão de GEE durante a sua fase de operação, já os sistemas fotovoltaicos

praticamente não emitem GEE durante a fase de operação, mas possuem emissões mais significativas na fase pré e pós-operacional (extração de matéria-prima, produção dos painéis, disposição, etc.). A utilização da ACV contribui para que as estas diferentes características dos sistemas sejam equalizadas, resultando numa análise equiparada dos parâmetros. Segundo a ABNT NBR ISO 14044 (ABNT, 2014b) em um estudo comparativo, a equivalência dos sistemas que estão sendo comparados deve ser avaliada antes da interpretação dos resultados.

Os sistemas fotovoltaicos (SFVs) podem representar uma ótima alternativa sustentável na geração de eletricidade, sendo que a análise de *payback* ambiental torna-se de grande importância no comparativo de emissões deste sistema em relação ao *mix* de geração do Brasil.

1.1 Objetivos

O objetivo geral deste estudo é dimensionar um sistema solar fotovoltaico de 16,4 MW, quantificar as emissões de gases de efeito estufa associadas e seu *payback* ambiental.

Os objetivos específicos são:

- Dimensionar um sistema fotovoltaico de 16,4 MW, localizado em Patos no sertão paraibano;
- Quantificar as emissões de gases de efeito estufa, por meio da metodologia da avaliação do ciclo de vida para o sistema fotovoltaico dimensionado;
- Determinar o *payback* ambiental do sistema solar fotovoltaico em relação ao *mix* brasileiro;
- Verificar o potencial de mitigação de mudanças climáticas associado ao SFV em comparação a sistemas convencionais (UTEs).

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Aquecimento Global e os Gases de Efeito Estufa

As mudanças climáticas estão dentre as maiores preocupações que a humanidade está enfrentando neste século. O aquecimento global já não é mais apenas uma previsão, e segundo EPA (2020) à medida que as concentrações de GEE aumentam, a partir de fontes artificiais, a temperatura da Terra está subindo acima dos níveis anteriores. As últimas três décadas registraram recordes sucessivos na superfície da Terra desde 1850 (IPCC, 2013). Para Yin *et al.* (2018) a temperatura global média anual da superfície quebrou os recordes anteriores por três anos consecutivos durante 2014-2016 e por uma grande margem, a Figura 1 mostra esta evolução.

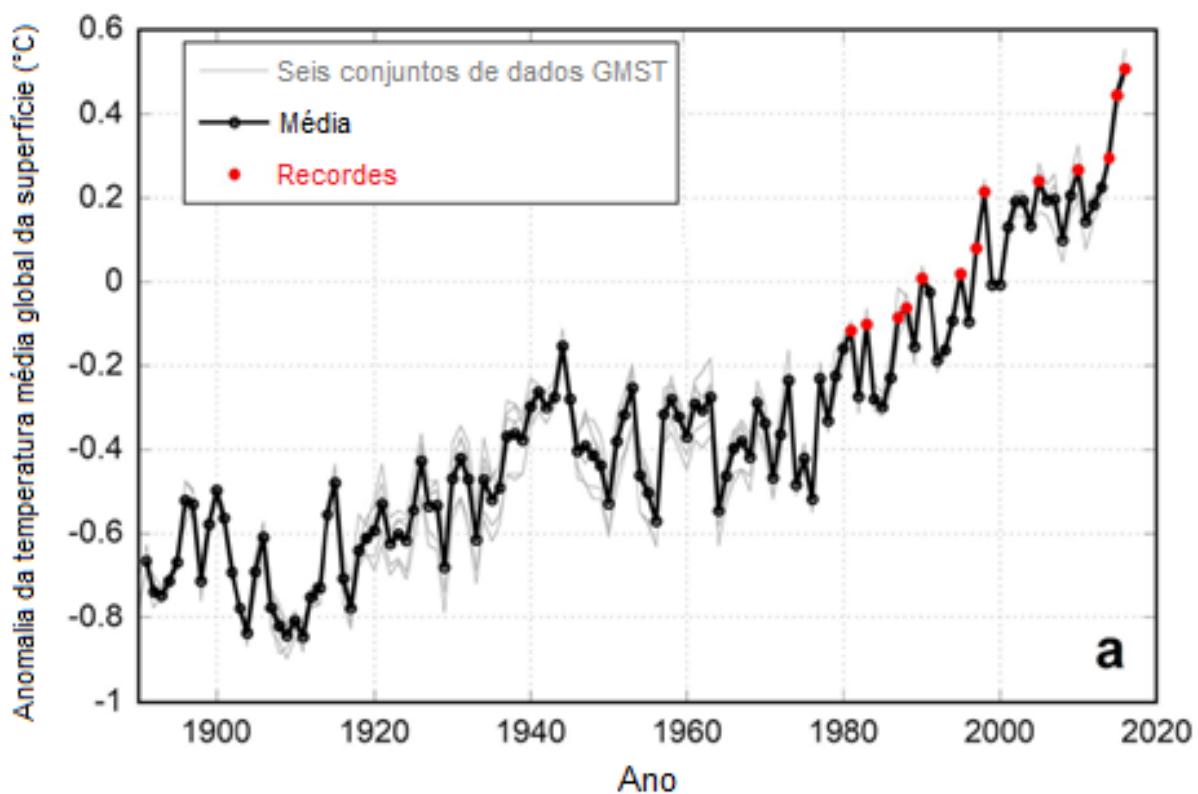


Figura 1. Séries temporais de temperatura média da superfície global.

Fonte: Adaptado de Yin *et al.*, 2018.

Estes dados são preocupantes, esta elevação de temperatura pode favorecer a ocorrência de fenômenos naturais extremos. O aquecimento global já teve efeitos observáveis no meio ambiente,

como redução das geleiras, quebra precoce do gelo em rios e lagos, aumento das secas, intensificação do clima extremo e mudanças nas áreas de plantas e animais (EVERYTHINGCONNECTS, 2020).

A ligação entre o dióxido de carbono (CO_2) e o aquecimento climático chamou a atenção devido ao chamado "efeito estufa", onde a radiação solar passa praticamente sem obstáculos pela atmosfera, aquecendo a superfície da Terra e no caminho inverso parte dela é absorvida pelo CO_2 e vapor de água na atmosfera, que atua como uma manta ao redor da Terra (ANDERSON; HAWKINS; JONES, 2016)). A redução excessiva da camada de CO_2 faria com que a terra perdesse calor e resfriasse. Sem os gases de efeito estufa, a Terra poderia ser congelada a ponto de atingir temperaturas da ordem de -18°C (NASA, 2016). Já o aumento desta camada faz o papel inverso, retendo calor e contribuindo para o aquecimento do planeta.

O aumento de gases de efeito estufa é causado pelo homem com a queima de combustíveis fósseis. Na Conferência de Mudança Climática das Nações Unidas de 2015, em Paris, os países membros participantes concordaram em reduzir as emissões de GEE para não exceder em 2°C a temperatura global do nível pré-industrial. Segundo Hasanuzzaman *et al.* (2017) isso exige redução drástica na dependência de energia baseada em combustíveis fósseis e também uma rápida mudança para fontes alternativas de energia.

McGlade e Ekins (2015) estimam que, para ter pelo menos 50% de chance de manter o aquecimento abaixo de 2° C ao longo do século XXI, as emissões cumulativas de carbono entre 2011 e 2050 precisam ser limitadas a cerca de 1.100 Gt CO_2 .

Os principais gases que contribuem para aumento do efeito estufa são: dióxido de carbono, metano, óxido nitroso, hidrofluorocarbonetos e perfluorcarbonetos hexafluoreto de enxofre.

Criado em 1988 o *Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC* tem como objetivo fornecer informações científicas com a finalidade de subsidiar o desenvolvimento de políticas climáticas, contribuindo também nas negociações internacionais sobre mudanças climáticas. O IPCC fornece avaliações regulares da base científica das mudanças climáticas, seus impactos e riscos futuros, além de opções para adaptação e mitigação.

O Potencial de Aquecimento Global (*Global Warming Potential - GWP*) é um índice utilizado para equiparar o potencial de diferentes GEE, sendo utilizada a unidade comum de CO_2 equivalente ($\text{CO}_2\text{-eq}$) conforme ilustra a Tabela 1.

Tabela 1. Equivalência entre os Gases de Efeito Estufa.

Fonte: Adaptado de IPCC, 2014.

| Nome | Símbolo | GWP |
|-----------------------|------------------|------|
| Dióxido de Carbono | CO ₂ | 1 |
| Metano | CH ₄ | 28 |
| Óxido Nitroso | N ₂ O | 265 |
| Perfluorcarbonetos | CF ₄ | 6630 |
| Hidrofluorocarbonetos | HFC-152a | 138 |

2.2 Matriz Elétrica Brasileira

O Brasil se destaca por ter sua matriz de geração de energia elétrica fortemente baseada em fontes renováveis, tendo a hidroeletricidade como a sua principal forma de geração. O país tem um sistema estruturado para extrair o maior aproveitamento das hidrelétricas em função da variabilidade das chuvas e consequentemente da variação dos níveis dos reservatórios, segundo Lawson e Pereira (2017) este papel é cumprido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), utilizando-se de modelos matemáticos, buscando garantir o atendimento à demanda energética ao menor custo possível, respeitando critérios de segurança e confiabilidade.

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. Através do Sistema Interligado Nacional (SIN), os quatro subsistemas (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte) são interconectados por meio da malha de transmissão, permitindo a obtenção de ganhos sinérgicos e a exploração da diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias, esta integração garante o atendimento da demanda com segurança e economia. A Figura 2 mostra o fluxo de energia entre os subsistemas, pode-se notar que as regiões com maior potencial de geração, enviam boa parte da sua produção para regiões com maior potencial de consumo. A região Nordeste reduziu a quantidade de energia importada que foi de 1.626 MW em 2018 para 562 MW em 2019, quando importou 1.213 MW da região norte e exportou 651 a região sudeste.

A Figura 3 apresenta a evolução da capacidade instalada de geração elétrica por fontes de geração. Percebe-se que a capacidade de geração do SIN é composta principalmente por usinas hidrelétricas. Pode-se destacar que a partir de 1999 a geração termoelétrica passou a ter uma tendência maior de crescimento. A instalação de usinas eólicas apresentou maior crescimento a

partir de 2010 e a geração solar fotovoltaica começou a despontar a partir de 2016, demonstrando o aumentando da importância das energias renováveis para o atendimento do mercado.



Figura 2. Intercâmbio de energia elétrica entre as regiões do SIN em 2019 (MW médio).

Fonte: Adaptado de (EPE, 2020).

As usinas térmicas, normalmente se localizam próximo dos principais centros de carga. Esta localização estratégica favorece o fornecimento de insumos para geração de energia, ao mesmo tempo que evita a perda por transmissões de longas distâncias. Por outro lado, estas usinas contribuem para uma maior concentração de poluentes na região, decorrentes dos processos de queima de combustíveis fósseis. As termoelétricas por gerarem energia despachável desempenham papel importante para manter a segurança do SIN, trabalhando em sincronia com as hidrelétricas de forma a gerenciar os estoques de água.

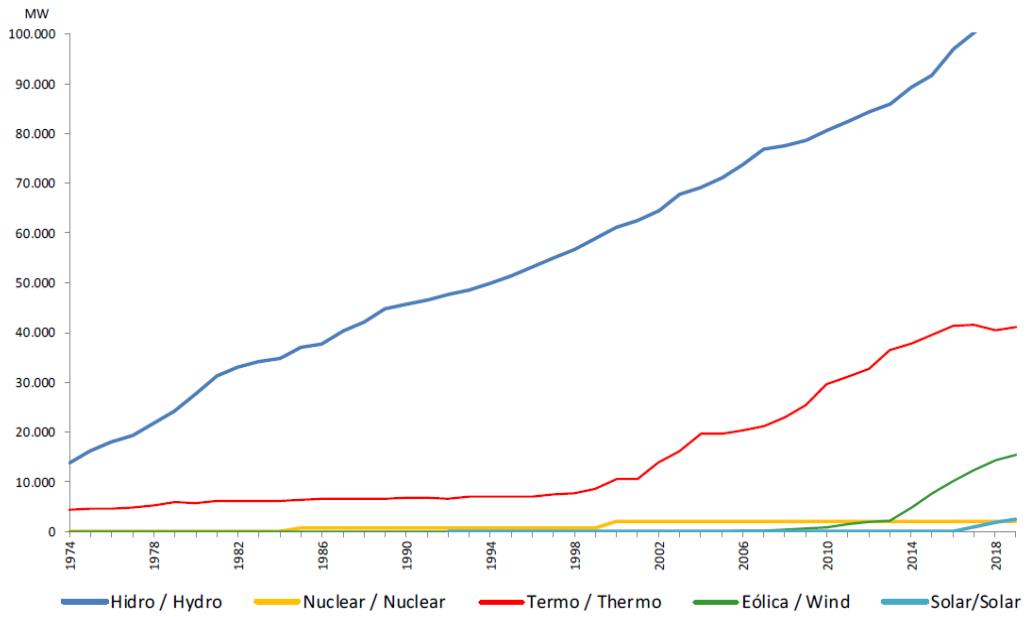


Figura 3. Capacidade Instalada de Geração Elétrica.

Fonte: Adaptado de BEN, 2020.

Segundo BEN (Balanço Energético Nacional 2020), ano base 2019, o Brasil possui uma matriz com 83,0% de sua geração provindas de fontes renováveis, sendo 17,0% produzidas por energias não renováveis, a Figura 4 apresenta o percentual de participação de cada fonte na geração de energia elétrica.

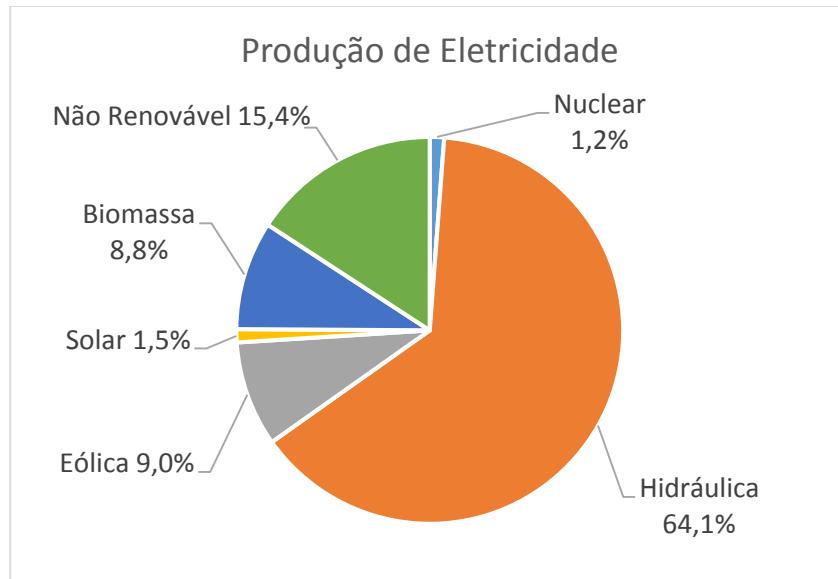


Figura 4. Participação das fontes na Capacidade Instalada.

Fonte: Adaptado de BEN, 2020.

A Tabela 2 demonstra os dados de empreendimentos em construção no Brasil em 2020. Apesar do crescimento apresentado pelos sistemas de energia eólicos e solar, o crescimento das termoelétricas apresentam também crescimento significativo em termos de potência com 3.110 MW, seguidos pela energia eólica com 3.037 MW, nuclear com 1.350 MW e fotovoltaica com 520 MW.

Tabela 2. Empreendimentos em construção no Brasil em 2020.

Fonte: Adaptado de EPE, 2020.

| | Usinas 2020 | Potência Outorgada 2020 (MW) | Part. % (2020) |
|------------------------------|-------------|------------------------------|----------------|
| Total | 282 | 9404 | 100,0% |
| Central Eólica | 101 | 3037 | 32,3% |
| Central Hidrelétrica | 44 | 8 | 0,1% |
| Pequena Central Hidrelétrica | 39 | 528 | 5,6% |
| Usina Fotovoltaica | 15 | 520 | 5,5% |
| Usina Hidrelétrica | 6 | 851 | 9,0% |
| Usina Termelétrica | 76 | 3110 | 33,1% |
| Usina Termonuclear | 1 | 1350 | 14,4% |

2.3 Sistemas Energéticos

As fontes de energia existentes podem ser divididas em renováveis e não-renováveis. Para Twidell (2015) as energias renováveis podem ser definidas como a energia obtida a partir de fluxos de energia naturalmente repetitivos e persistentes que ocorrem no ambiente local e as energias não-renováveis como energia obtida de reservas estáticas de energia que permanecem no subsolo, a menos que liberadas pela interação humana.

Existem cinco fontes principais de energia útil: o sol; o movimento e o potencial gravitacional do sol, da lua e da terra; energia geotérmica do resfriamento, reações químicas e decaimento radioativo natural; reações nucleares na terra; e reações químicas de fontes minerais (TWIDELL, 2015). Todos os tipos de energia são derivados destas fontes principais. Dentre as energias convencionais, não-renováveis, podemos destacar os combustíveis nucleares e combustíveis fósseis de carvão, petróleo e gás natural. Os principais tipos de energias renováveis são a solar, a eólica, hidráulica, das marés, geotérmica.

2.3.1 Fontes de Energia Convencionais

A geração termelétrica é baseada na conversão de energia térmica em energia mecânica, e da conversão desta em energia elétrica. A energia térmica é obtida pela queima de combustíveis fósseis ou renováveis, ou pela fissão nuclear de combustíveis radioativos (TOLMASQUIM, 2016). As plantas de geração que fazem este processo de transformação são chamadas de termoelétricas.

As UTEs podem ser classificadas de acordo com o tipo de combustível que utilizam em sua produção, os principais combustíveis utilizados são: carvão, diesel, gás natural, nuclear, óleo combustível ou o coque verde de petróleo (CVP). Conforme a PETROBRÁS (2014) o crescimento da disponibilidade do gás natural (GN) e da demanda por produtos claros (gasolina e diesel), reduziu a demanda por óleo combustível e favoreceu a produção e a disponibilidade do CVP, tornando-o um substituto do carvão em muitas aplicações.

Cada tecnologia de geração apresenta diferentes características tais como: custos, emissões de GEE, tipos de acionamento, etc. A Tabela 3 mostra um resumo das principais características das termoelétricas em função das principais fontes utilizadas no Brasil.

Tabela 3. Características das termoelétricas, principais fontes utilizadas no Brasil.

Fonte: Adaptado de Lawson e Pereira, 2017.

| Fonte | Custo de Implantação | Custo Variável | Emissão de GEEs | Características |
|------------------|---|---------------------------------|-----------------|--|
| Carvão | Baixo | Baixo | Muito Alto | <ul style="list-style-type: none"> - Acionamento lento - Baixa capacidade de variação - Dificuldade de transporte do combustível |
| Diesel | Baixo | Muito Alto | Alto | <ul style="list-style-type: none"> - Acionamento rápido - Alta capacidade de variação - Facilidade de transporte e armazenamento do combustível |
| Gás/GNL | Depende da infraestrutura e da concepção do projeto | Depende da concepção do projeto | Médio | <ul style="list-style-type: none"> - Versátil - Depende de infraestrutura para acesso ao combustível |
| Nuclear | Muito Alto | Muito Baixo | Muito Baixo | <ul style="list-style-type: none"> - Acionamento lento - Baixa capacidade de variação - Restrições de segurança ambiental |
| Óleo Combustível | Baixo | Alto | Muito Alto | <ul style="list-style-type: none"> - Acionamento médio - Média capacidade de variação - Facilidade de transporte e armazenamento do combustível |

Durante o processo de produção das UTEs, parte do calor resultante da queima de combustível acaba sendo perdido para o ambiente e não é convertido em eletricidade (INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE – IEMA, 2016). A eficiência do sistema está ligada a energia que é liberada pelo combustível e é convertida em eletricidade.

São quatro os ciclos de potência comercialmente mais utilizados em sistemas termoelétricos: Rankine, Brayton (Ciclo Aberto), Ciclo Combinado e Motor a Combustão (IEMA, 2016), a Figura 5 apresenta as tecnologias de conversão e os combustíveis utilizados na geração de eletricidade.

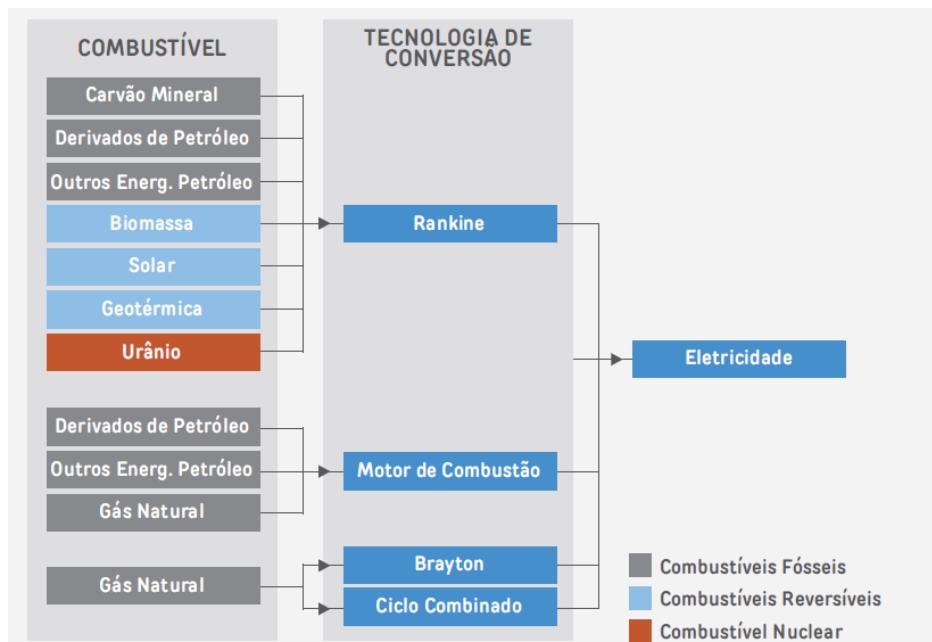


Figura 5. Combustíveis e Tecnologias de conversão em energia elétrica.

Fonte: Adaptado de IEMA, 2016.

O ciclo Rankine é um ciclo a vapor muito utilizado em usinas termoelétricas, a grande maioria das centrais a carvão mineral e óleo combustível operam de acordo com este ciclo de potência. Estes tipos de usinas podem apresentar rendimentos entre 25 a 45% (IEMA, 2016), a Figura 6 demonstra a sequência de funcionamento deste tipo de sistema.

Segundo dados apresentados pelo IEMA (2016), no ciclo Rankine a queima de combustível gera calor e, através de um trocador de calor, aquece a água que atinge ponto de vapor. Este vapor se expande na turbina a vapor fazendo com que ela gire e acione um gerador, produzindo energia elétrica. Após a expansão este vapor é resfriado, volta ao estado líquido e é bombeada para retroalimentar o sistema.

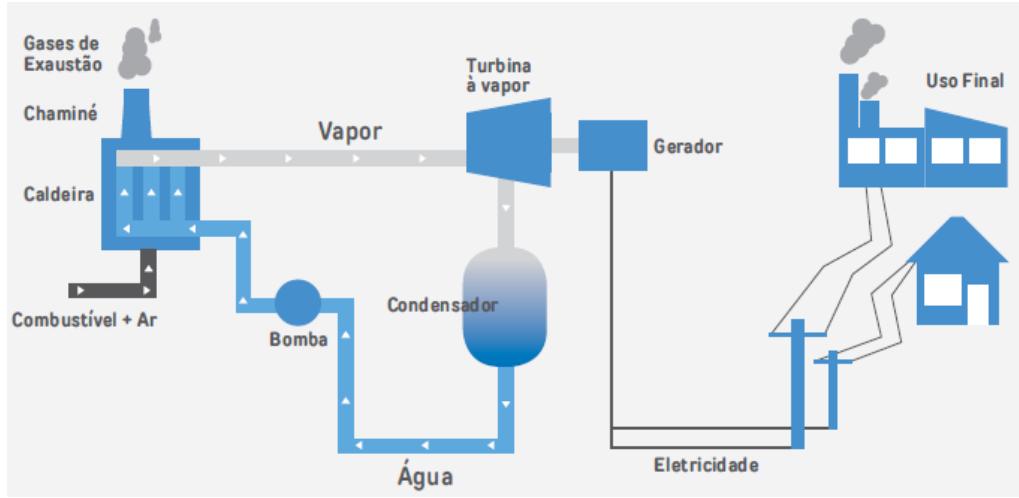


Figura 6. Operação de um Ciclo Rankine.

Fonte: Adaptado de IEMA, 2016.

O ciclo Brayton ou ciclo aberto, utiliza turbinas a gás na geração, são os sistemas também utilizados em aviação. Neste tipo de sistema ar comprimido, juntamente com combustível é injetado numa câmara onde ocorre a combustão, estes gases de combustão sofrem grande aumento de volume e ao se expandirem na turbina faz com que ela gire. O gerador fica acoplado ao eixo de turbina e ao ser acionado gera eletricidade. As usinas que utilizam o ciclo Brayton podem chegar a eficiências de até 39% (IEMA, 2016). A Figura 7 apresenta o esquema de funcionamento do ciclo Brayton.

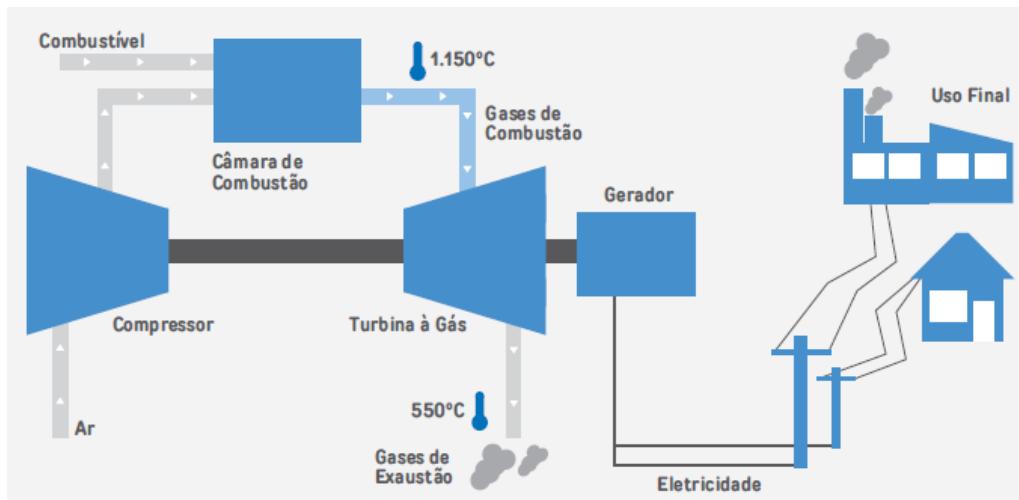


Figura 7. Operação de um Ciclo Brayton.

Fonte: Adaptado de IEMA, 2016.

O ciclo combinado é uma junção dos sistemas de ciclo Rankine e de ciclo Brayton (IEMA, 2016). O que ocorre é que os gases que são exauridos pela turbina a gás do ciclo Brayton estão a temperatura por volta de 550 a 600°C. Esta temperatura ainda pode ser aproveitada para aquecer a água de um sistema de ciclo Rankine, ou seja, o calor que estava sendo rejeitado para o ambiente passa a ter uma parcela reaproveitada para aquecer água antes de ser devolvido ao ambiente. Isto contribui para que o rendimento do ciclo combinado seja entre 42 e 56% (IEMA , 2016). A Figura 8 apresenta o esquema de funcionamento de uma planta com ciclo combinado.

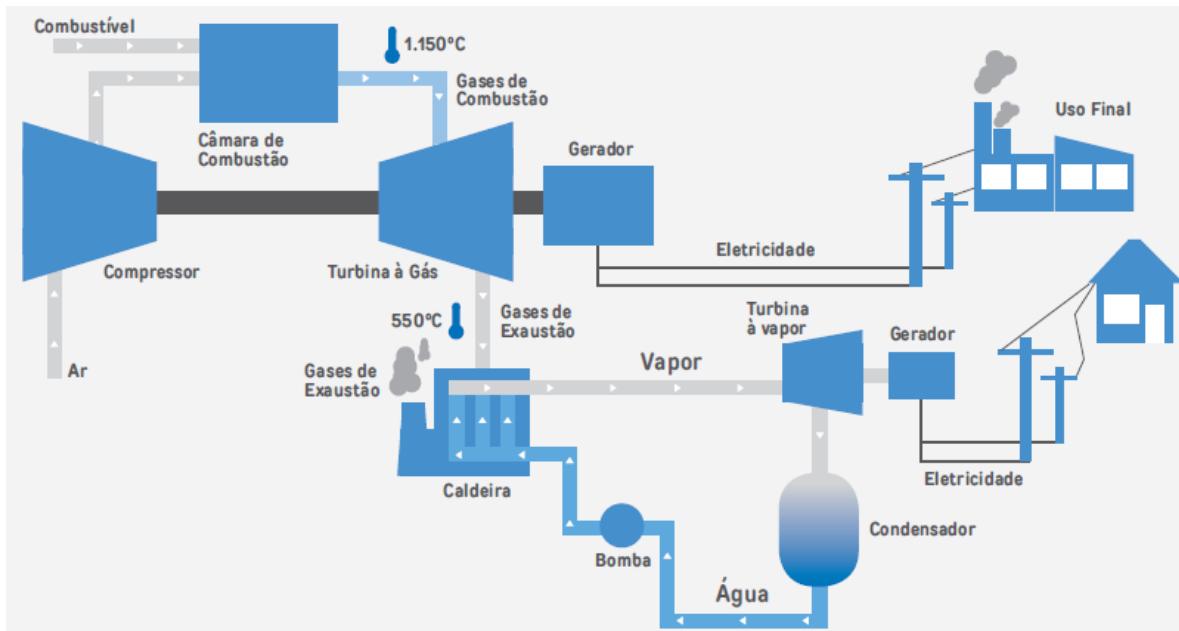


Figura 8. Operação de um Ciclo Combinado.

Fonte: Adaptado de IEMA, 2016.

Os motores a combustão também são considerados termoelétricos, pois a partir de uma mistura de ar e combustível que é injetada na câmara de combustão de um motor, ocorre a queima e a expansão dos gases. A expansão dos gases faz com que haja aumento da pressão na face do pistão, o que força o giro de uma árvore de manivelas. A sequência sincronizada de queima nos pistões faz com que a árvore de manivelas gire e esta rotação é transmitida através de um eixo que aciona o gerador elétrico. Normalmente estes tipos de geradores são de fácil instalação e operação e baixa necessidade de manutenção, porém possuem menores capacidade de potência se comparados aos outros sistemas, sendo muito utilizados em sistemas descentralizados (IEMA, 2016).

As UTEs possuem características de operação que fornecem segurança e confiabilidade no fornecimento de energia instantânea. Sistemas de potência necessitam de fontes que sejam capazes de suprir sua demanda no momento em que são solicitadas, as chamadas fontes despacháveis. Segundo Lawson e Pereira (2017) o Brasil possui o chamado sistema hidrotérmico, que é o responsável pelo fornecimento dessa demanda despachável. Este sistema, composto por hidrelétricas e termoelétricas, possui as seguintes características: de um lado as hidrelétricas possuem um baixo custo, utilizando energia potencial da água em sua geração, porém possui a incerteza da sua disponibilidade futura e do outro lado estão as termoelétricas que possuem custo alto, porém com grande confiabilidade na continuidade de sua produção (LAWSON; PEREIRA, 2017).

As características desses dois sistemas levam o Operador Nacional do Sistema (ONS) a criar condições de operação que busquem o menor custo possível de produção sem que se corra o risco de esgotar totalmente os níveis dos reservatórios, ou seja, as termoelétricas fazem o papel de segurança do sistema para não faltar energia, porém devem ser acionadas o mínimo necessário. A Figura 9 demonstra a lógica de funcionamento do ONS de forma que se deve evitar tanto o nível muito baixo quanto muito alto dos reservatórios, em função das previsões e ocorrências de chuvas nos reservatórios. Neste contexto é de suma importância a presença das termoelétricas para evitar colapsos neste amplo sistema.

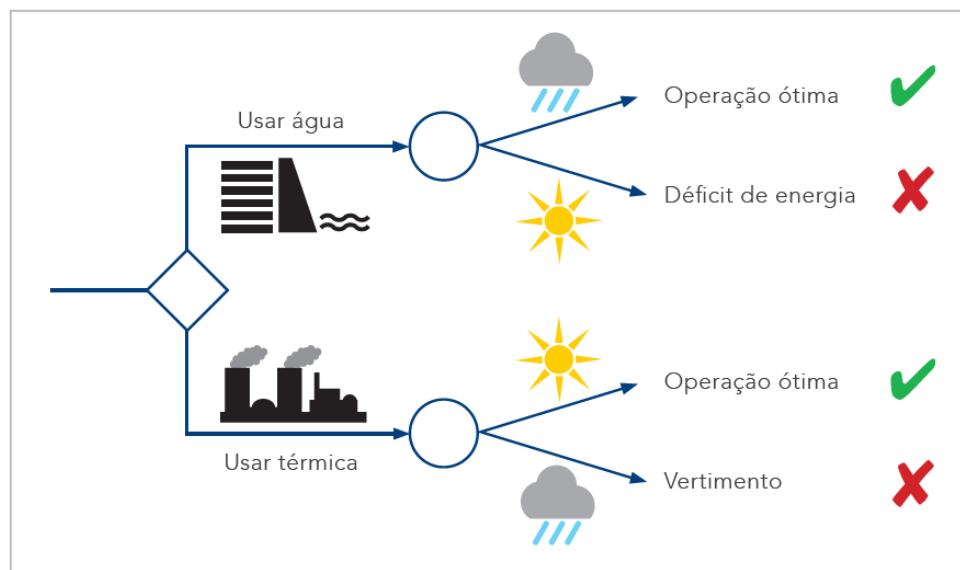


Figura 9. Lógica do Operador Nacional do Sistema (ONS).

Fonte: Adaptado de Lawson e Pereira, 2017.

Segundo o Sistema de Informações de Geração (SIGA) da ANEEL, conforme demonstrado na Tabela 4, o Brasil possui em funcionamento um total de 10.297 unidades de geração, das quais 3.172 são usinas termoelétricas (UTE) a combustíveis fósseis, com capacidade de geração de 52.248.581kW, o que representa cerca de 25% da potência total outorgada no país que é de 216.415.561kW.

Tabela 4. Matriz Elétrica Brasileira.

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021b.

| Sigla | Tipo | Potência Outorgada (kW) | Potência Fiscalizada (kW) | Quan-tidade | %(Pot. Outorgada) |
|--------------|-------------------------------------|-------------------------|---------------------------|---------------|-------------------|
| CGH | Central Geradora Hidrelétrica | 843.620,59 | 826.661,59 | 746 | 0,39% |
| CGU | Central Geradora Undi-elétrica | 50,00 | 50,00 | 1 | 0,00% |
| EOL | Central Geradora Eólica | 29.765.533,86 | 17.729.872,86 | 1034 | 13,75% |
| PCH | Pequena Central Hidrelétrica | 7.141.625,62 | 5.461.081,57 | 542 | 3,30% |
| UFV | Central Geradora Solar Fotovoltaica | 19.681.821,60 | 3.291.248,65 | 4576 | 9,09% |
| UHE | Usina Hidrelétrica | 103.394.328,00 | 103.026.876,00 | 223 | 47,78% |
| UTE | Usina Termelétrica | 52.248.581,39 | 42.763.716,39 | 3172 | 24,14% |
| UTN | Usina Termonuclear | 3.340.000,00 | 1.990.000,00 | 3 | 1,54% |
| Total | | 216.415.561,06 | 175.089.507,06 | 10.297 | 100,00% |

Das usinas termoelétricas a combustíveis fósseis, a maior parte utiliza em sua produção o gás natural com 54,21% de participação, seguido pelo óleo Diesel com 15,87%, óleo combustível com 12,11% e carvão mineral com 11,18%, conforme Tabela 5.

Tabela 5. Combustíveis fósseis utilizados para geração de eletricidade no Brasil.

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021b.

| Origem | Tipo | Combustível | Quantidade | Potência Outorgada (kW) | %(Pot. Outorgada) |
|--------------|----------------|--------------------------------|--------------|-------------------------|-------------------|
| Fóssil | Gás Natural | Gás Natural | 163 | 15536497,39 | 54,21% |
| Fóssil | Petróleo | Óleo Diesel | 2.215 | 4549041,17 | 15,87% |
| Fóssil | Petróleo | Óleo Combustível | 73 | 3471148,88 | 12,11% |
| Fóssil | Carvão Mineral | Carvão Mineral | 13 | 3202740 | 11,18% |
| Fóssil | Petróleo | Outros Energéticos de Petróleo | 16 | 991108 | 3,46% |
| Fóssil | Carvão Mineral | Gás de Alto Forno - CM | 7 | 351690 | 1,23% |
| Fóssil | Petróleo | Gás de Refinaria | 6 | 319530 | 1,12% |
| Fóssil | Outros Fósseis | Calor de Processo - OF | 4 | 165970 | 0,58% |
| Fóssil | Gás Natural | Calor de Processo - GN | 1 | 40000 | 0,14% |
| Fóssil | Carvão Mineral | Calor de Processo - CM | 2 | 28400 | 0,10% |
| Fóssil | Petróleo | Gás de Alto Forno - PE | 1 | 1200 | 0,00% |
| Total | | | 2.501 | 28.657.325,44 | 100,00% |

2.3.2 Fontes de Energia Renováveis

As energias renováveis derivam basicamente de três fontes contínuas: radiação solar, geotérmica e atração gravitacional (TWIDELL, 2015), conforme mostra a Figura 10.

Na matriz brasileira as fontes renováveis (hidrelétrica, eólica, solar e de biomassa) possuem participação expressivas e somadas são responsáveis por uma geração de 83,4% do total da energia gerada no país (BEN,2020).

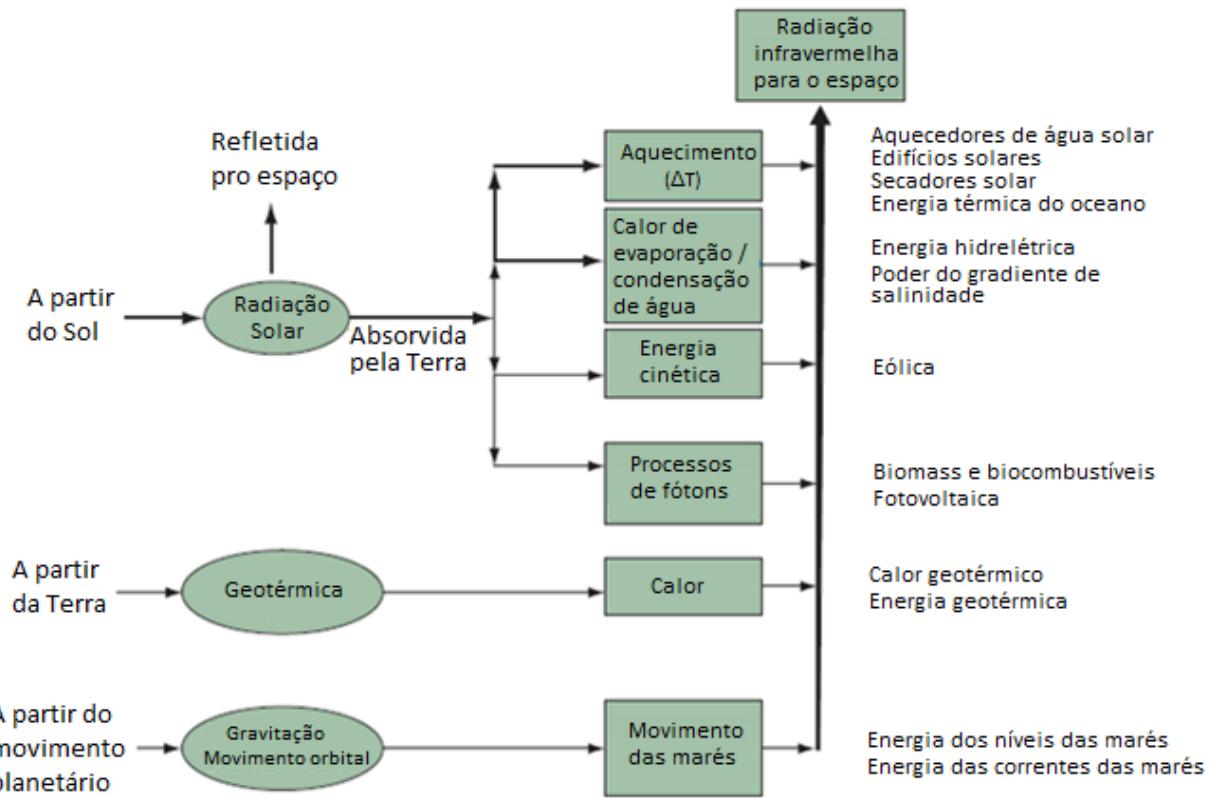


Figura 10. Correntes de energia natural na Terra.

Fonte: Adaptado de Twidell, 2015.

- Energia Hidráulica

Para Hopwood (2009) a energia hidrelétrica é obtida a partir da energia potencial, um volume de água mantido a uma determinada elevação é deslocado para baixo, este movimento faz com que a energia potencial da água se transforme em energia cinética que, ao passar por uma turbina, faz com que suas pás girem. A rotação da turbina faz com que um gerador elétrico seja acionado e a energia elétrica é gerada.

- Energia Eólica

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2018) o aproveitamento do vento como energia é basicamente a conversão da sua energia cinética em energia mecânica, como por exemplo na utilização de aerogeradores para fins de eletricidade. A energia cinética contida nos ventos atinge as pás do gerador eólico e é transformada em energia mecânica, que faz com que as pás transmitam rotação para o eixo de um gerador elétrico.

- Energia de Biomassa

Biomassa é o termo usado para todo o material orgânico proveniente de plantas (incluindo algas), árvores e plantações e é essencialmente a coleta e armazenamento da energia do sol através da fotossíntese (ZOBAA e BANSAL, 2011). A biomassa pode ser classificada em: sólida (bagaço de cana, casca de arroz, palha de soja, etc.), líquida (biodiesel, etanol, metanol, etc.) e gasosa (metano, gás de síntese, gás hidrogênio, etc.)

A energia de biomassa geralmente ocorre com a queima dessas massas orgânicas, sendo que a energia elétrica é criada através do calor criado nesta queima. Vários podem ser o processo de geração elétrica a partir da biomassa, tais como sistemas a vapor, motores a combustão interna, turbinas a gás, etc.

- Energia Solar

Há duas maneiras de se converter energia solar em energia elétrica, de forma térmica ou de forma fotovoltaica.

Segundo Hopwood (2009), uma maneira é através dos sistemas térmicos de geração, estes sistemas utilizam concentradores de raios solares para elevar a temperatura de sal fundido por volta de 565°C, este por sua vez, através de um trocador de calor aquece a água de um circuito termoelétrico a vapor, este circuito termoelétrico convencional é responsável por gerar energia elétrica. Uma das vantagens deste tipo de sistema é que pode ser feito o armazenamento do sal fundido em alta temperatura para ser utilizado nos momentos em que não há radiação solar, como a noite por exemplo.

Outra maneira é pelo efeito fotovoltaico, que segundo Häberlin (2012) é uma tecnologia que envolve a conversão direta da radiação solar em eletricidade usando células solares. A célula solar é um diodo semicondutor que ao ser exposto à luz a converte fótons em eletricidade.

2.3.3 Geração Solar Fotovoltaica

A energia solar é o mais importante recurso de energia disponível para a terra e seus habitantes, indiretamente ela contribui para a maioria das fontes de energias exploradas pelo homem. A energia solar é considerada uma energia renovável, pois vem de recursos que são naturalmente reabastecidos ao longo da escala humana de tempo. Segundo Hopwood (2009) a cada

ano 1.500.000.000 TWh de energia solar alcança o planeta terra, boa parte desta energia é refletida, sendo que 700.000.000 TWh incide sobre a superfície do globo, boa parte incide sobre os oceanos. Isso é 14.000 vezes a quantidade de energia, 50.000 TWh, usada pela humanidade a cada ano, das quais em torno de 15.000 TWh é para atender à demanda global de eletricidade. Com sistemas de conversão de energia razoavelmente eficientes, menos de 1% da área terrestre do mundo forneceria energia suficiente para atender à demanda global de eletricidade (HOPWOOD, 2009). A Figura 11 apresenta a intensidade de radiação que incide no planeta.

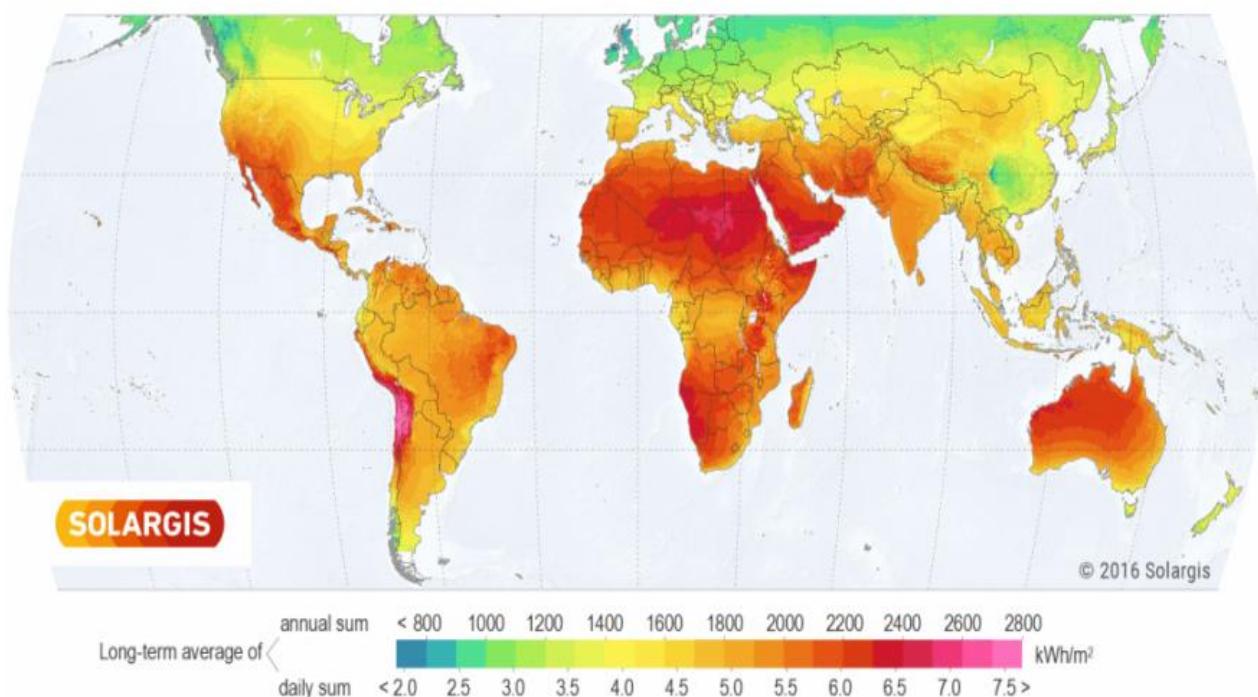


Figura 11. Irradiação Horizontal Global no Mundo.

Fonte: Adaptado de Solargis, 2005.

De acordo com a base de dados internacional SWERA (EPE, 2013), o Brasil possui um potencial solar de 24.993.114.080 MWh/ano, sendo o quinto na posição dos países com melhor potencial solar.

A Figura 12 apresenta o mapa solar do Brasil, onde se pode observar que o sertão paraibano possui um dos maiores índices de radiação do país, entre 5.750 e 6.250 Wh/m²/dia (INPE, 2017).

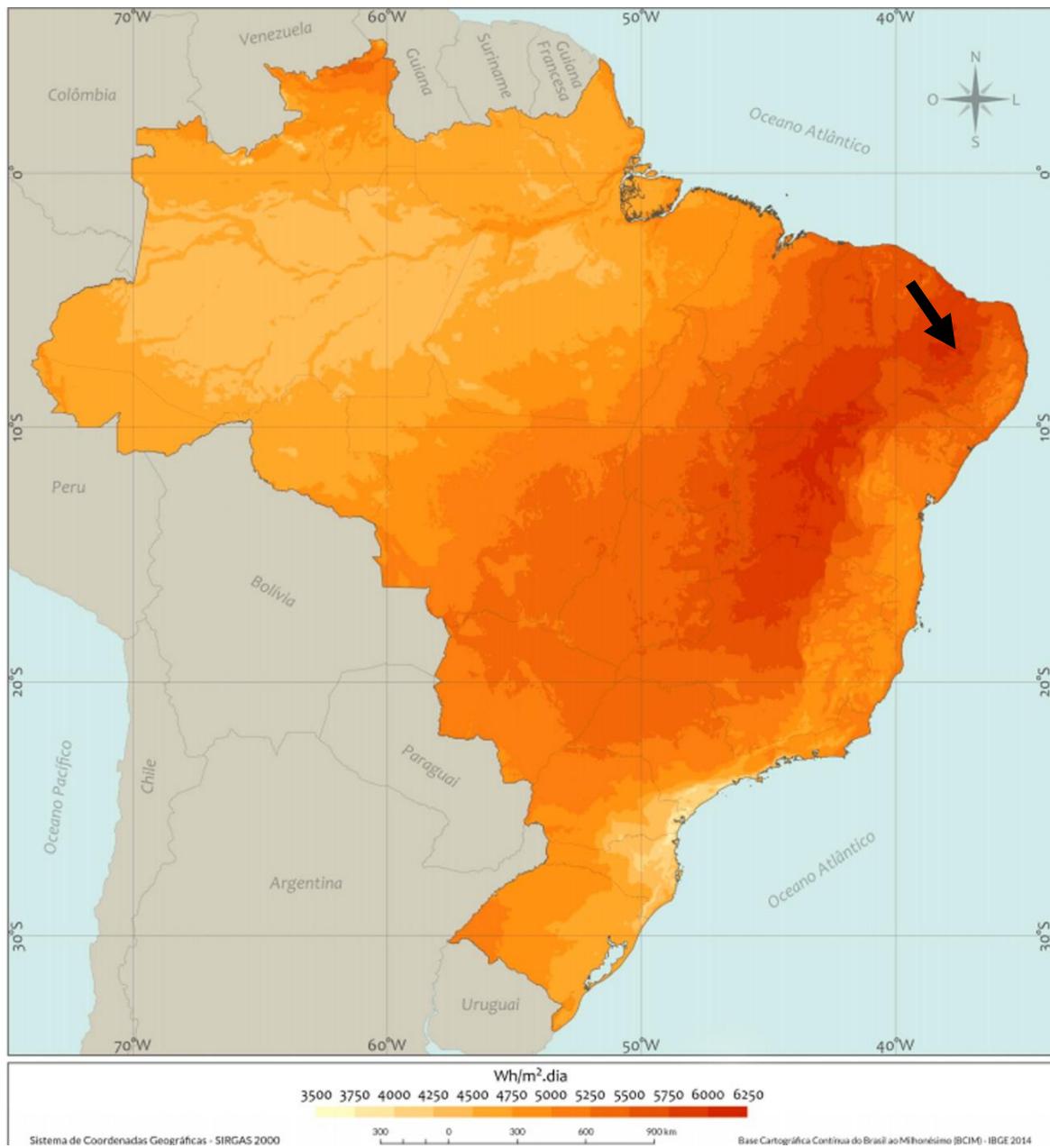


Figura 12. Total diário da irradiação global horizontal (Média Anual).

Fonte: Adaptado de INPE, 2017.

O princípio de funcionamento das células fotovoltaicas, segundo Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS, 2008), ocorre quando a luz incide sobre a célula solar, então os portadores de carga se separam gerando tensão entre si. As perdas ocorrem devido à recombinação, reflexão e sombreamento causados pelos contatos frontais. Além disso, a radiação de comprimento de onda

curto e longo não podem ser usados. A Figura 13 apresenta o esquema de funcionamento das células solar de silício cristalino.

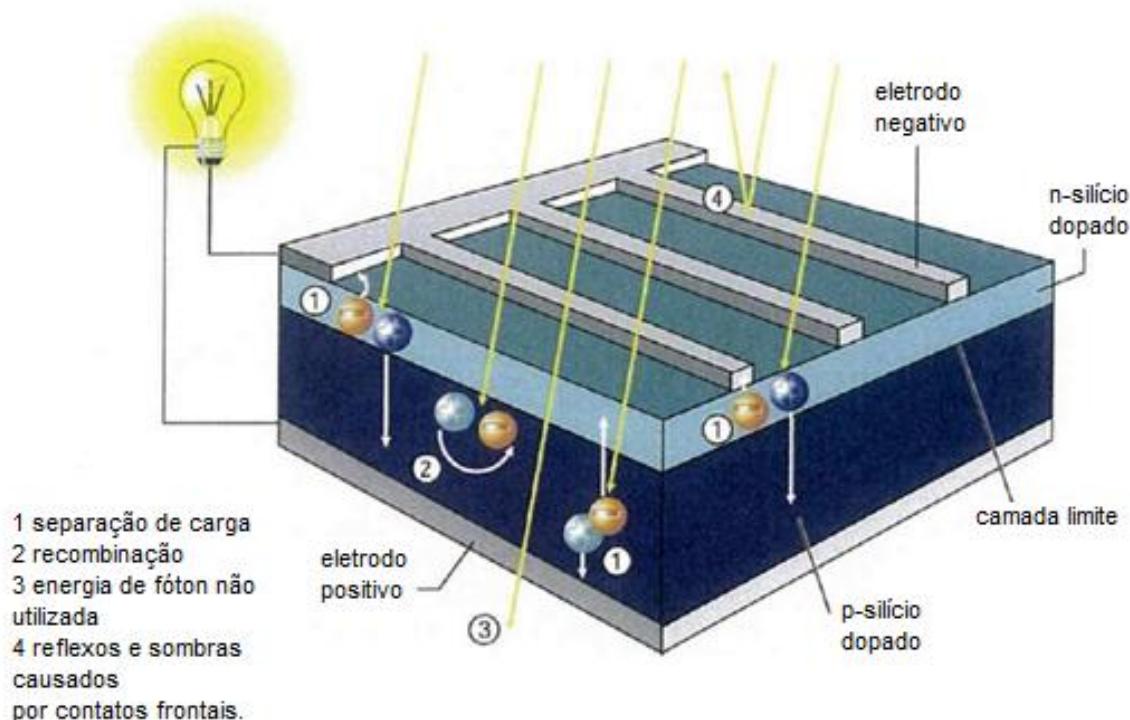


Figura 13. Projeto e funcionamento de uma célula solar de silício cristalino

Fonte: Adaptado de DGS, 2008.

As tecnologias fotovoltaicas podem ser classificadas como de primeira geração (silício mono e policristalino), segunda geração (silício amorfo e filme fino), terceira geração (células orgânicas ou híbridas) e quarta geração (Perovskita – células híbridas) (JAYAWARDENA *et al.*, 2013). A Figura 14 demonstra a evolução das tecnologias de células fotovoltaicas.

Conforme ISE (2020), o silício cristalino é o mais utilizado comercialmente. O processo de produção do silício monocristalino é mais caro que a do silício policristalino, porém é mais eficiente na conversão.

As células de filmes finos são fabricadas a partir de silício amorfo (a-Si), telureto de cadmio (CdTe) ou diseleneto de cobre índio gálio (CIGS) e constituem tecnologia de baixo custo (EPE, 2013). Possuem custos de produção menores que o de 1^a geração, porém sua eficiência na conversão de energia também é menor. A eficiência dos filmes finos sofre maior taxa de diminuição logo nos primeiros meses após a instalação, porém temperaturas de trabalho mais altas

influem menos no seu rendimento. A Tabela 6 apresenta os dados de eficiência dos diferentes tipos de tecnologia fotovoltaica.

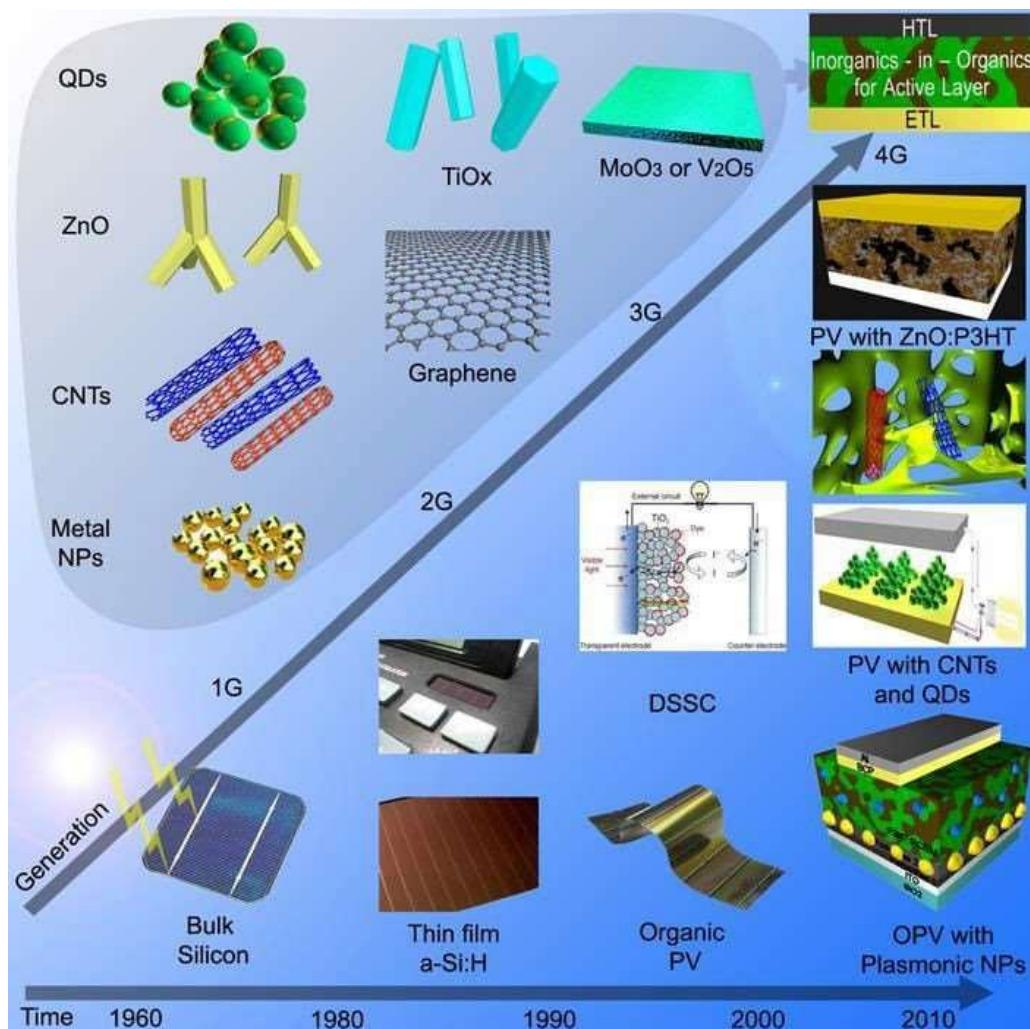


Figura 14. Evolução das tecnologias das células fotovoltaicas.

Fonte: Adaptado de Jayawardena *et al.*, 2013.

Para Raphael *et al.* (2018) as células solares de perovskitas (PSCs) têm chamado a atenção da comunidade científica nos últimos anos por chegar à eficiência superior a 20% com apenas meia década de estudos. As PSCs podem ser preparadas com materiais e técnicas de baixo custo, tornando-se extremamente interessantes para comercialização em larga escala.

Segundo dados apresentados por ISE (2020), a eficiência recorde das células do laboratório é de 26,7% (monocristalina), 22,3% (pastilhas de silício multicristalino), 23,4% (CIGS), 21,0% (CdTe) e 21,6% (Perovskita). No laboratório, as células solares de junções múltiplas de alta

concentração atingem hoje uma eficiência de 47,1%. Com a tecnologia do concentrador, foram alcançadas eficiências de módulo de até 38,9%.

Tabela 6. Eficiência típica dos módulos comerciais.

Fonte: Adaptado de EPE, 2013.

| Tecnologia | Eficiência | Área/kWp |
|---|------------|-------------------|
| Silício cristalino | | |
| Monocristalino | 13 a 19% | ~7m ² |
| Policristalino | 11 a 15% | ~8m ² |
| Filmes finos | | |
| Silício amorfó (a-Si) | 4 a 8% | ~15m ² |
| Telureto de Cadmio (Cd-Te) | 10 a 11% | ~10m ² |
| Disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS) | 7 a 12% | ~10m ² |
| Concentrador fotovoltaico | | |
| | ~25% | |

Nos últimos 10 anos, a eficiência dos módulos comerciais médios de silício baseados em *wafer* aumentou de cerca de 12% para 17% (Super-mono 21%) e a eficiência do módulo CdTe aumentou de 9% para 19%. A eficiência de 24,4% em silício monocristalino apresentados no laboratório, demonstra o potencial para novos aumentos de eficiência no nível da produção. A Figura 15 demonstra os avanços na eficiência das células solares.

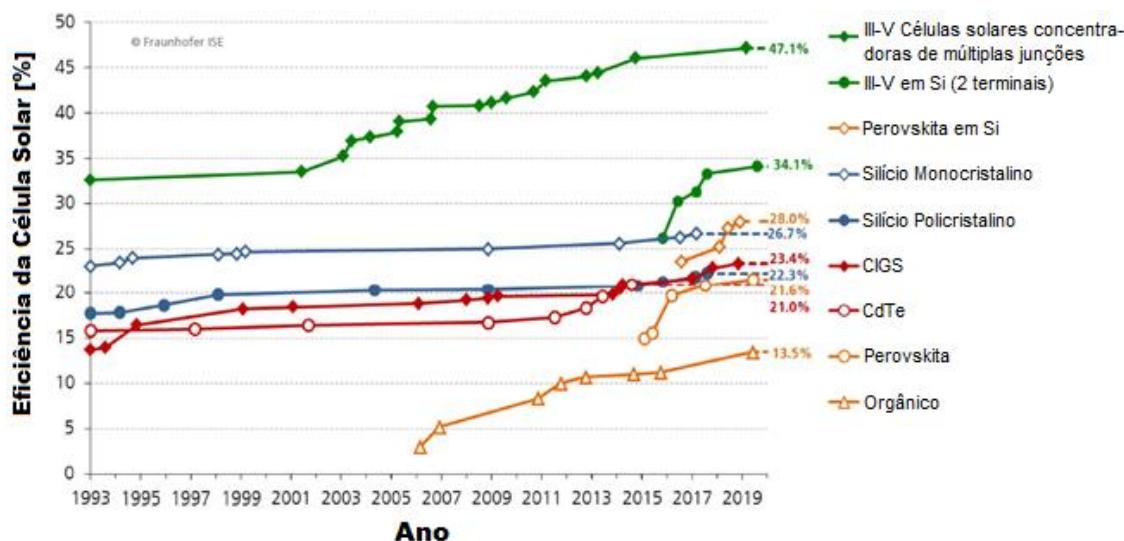


Figura 15. Evolução da Eficiência em Células Solares.

Fonte: Adaptado de ISE, 2020.

O crescimento da geração mundial fotovoltaica avança ao longo dos anos e a utilização de diferentes tipos de tecnologia sofrem tendências mundiais de utilização, a Figura 16 demonstra este avanço por tipo de tecnologia.

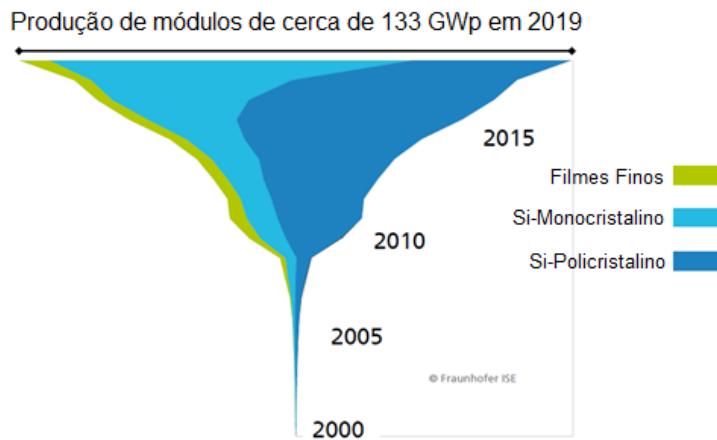


Figura 16. Evolução da Produção Anual de Painéis Fotovoltaicos por Tecnologia – Mundo.
Fonte: Adaptado de ISE, 2020.

Conforme demonstrado na Figura 17 o total de instalações acumuladas contabilizou potencial de geração de 584 GWp no final de ano de 2019, sendo que todas as porcentagens estão relacionadas à capacidade fotovoltaica instalada global, incluindo sistemas fora da rede.

A América do Sul ainda não tem participação mundial expressiva, estando incluída no grupo Restante do Mundo.

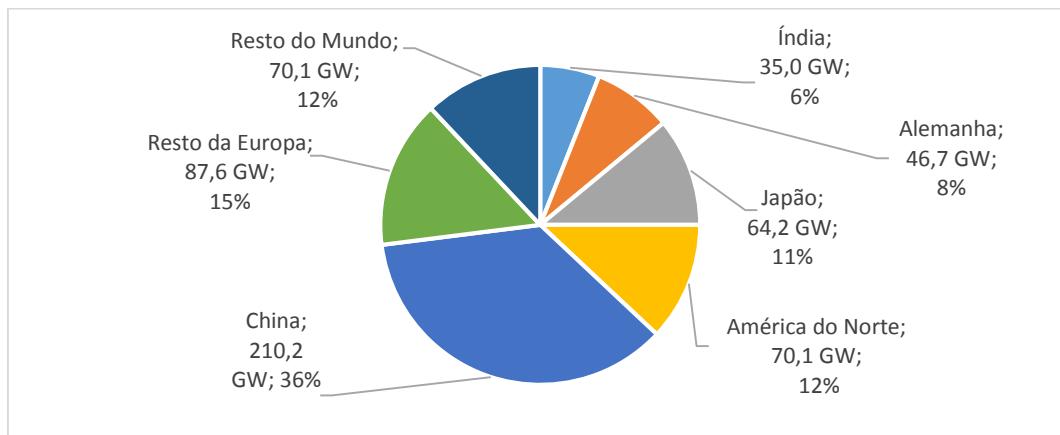


Figura 17. Acumulado Global das Instalações Fotovoltaicas por Região.
Fonte: Adaptado de ISE, 2020.

As instalações fotovoltaicas têm apresentado crescimento tanto mundial, quanto no Brasil. Em 2015 percebe-se que houve uma intensificação das instalações mundiais, já no Brasil o potencial de crescimento foi revelado no ano de 2016 (IRENA, 2020). As Figuras 18 e 19 demonstram a evolução da geração de energia fotovoltaica no Mundo e no Brasil, respectivamente.

Conforme dados apresentados pelo Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020 ano base 2019 (AEEE, 2020) o Brasil possuía 15 usinas fotovoltaicas em construção (vide Tabela 2), que totalizará uma potência de 520 MW quando concluídas. Estes dados projetam um crescimento menor que o de 2018, que foi por volta de 781 MW.

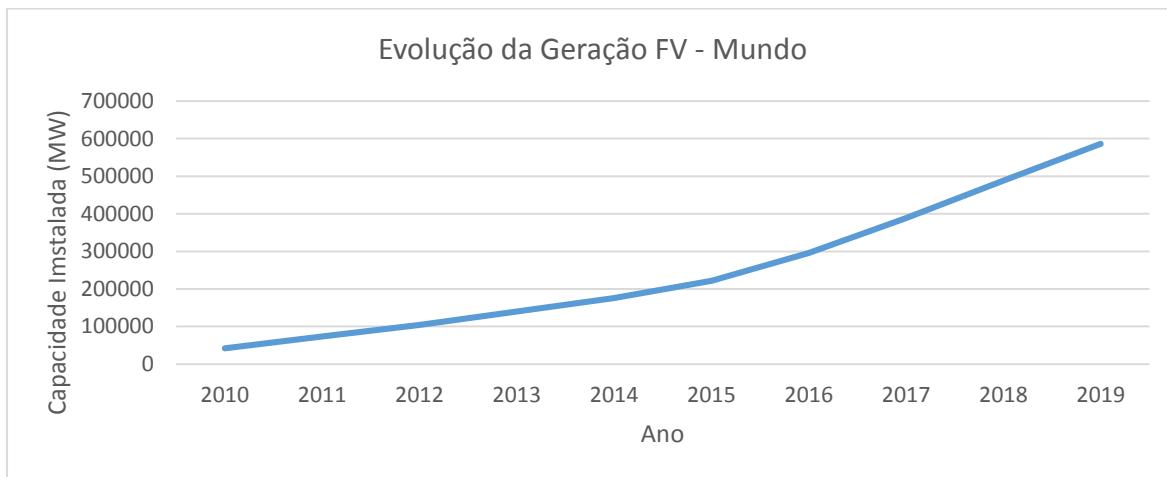


Figura 18. Evolução da geração de energia fotovoltaica no Mundo.

Fonte: Adaptado de IRENA, 2020.

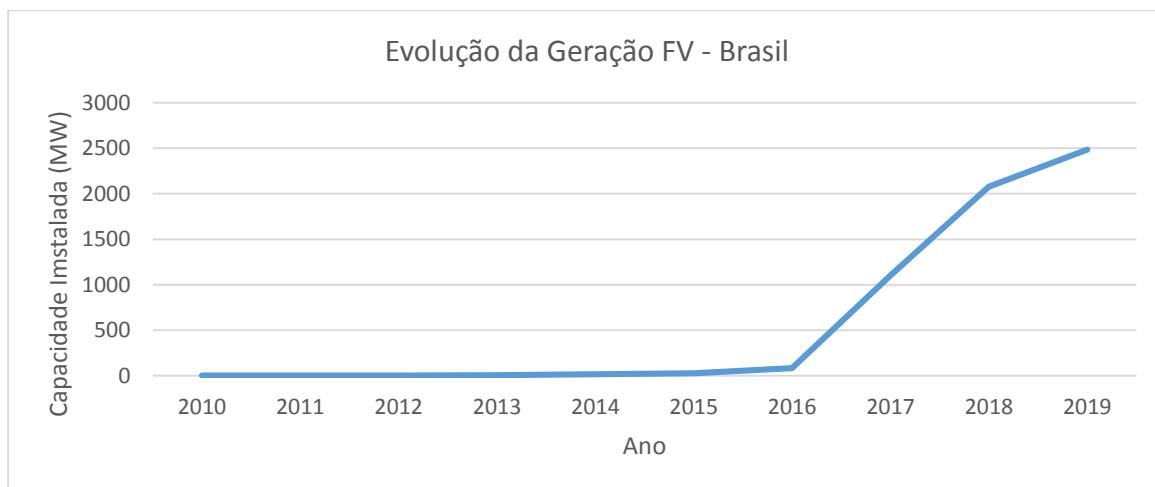


Figura 19. Evolução da geração de energia fotovoltaica no Brasil.

Fonte: Adaptado de IRENA, 2020.

2.4 Avaliação do Ciclo de Vida (ACV)

2.4.1 Definições

A preocupação cada vez mais crescente com o futuro do meio ambiente no planeta, fez com que a humanidade voltasse os olhos para a questão das emissões de poluentes geradas na cadeia produtiva (produtos e serviços). A busca é sempre por processos e produtos que atendam às demandas técnico-econômicas, mas que emitam a menor quantidade de poluentes possível durante toda trajetória de seu ciclo de vida.

Segundo Yan (2015) a ACV é um processo utilizado para avaliar os encargos ambientais associados a um produto, processo ou atividade, de forma a: (i) identificar a energia, os materiais utilizados e também os resíduos liberados para o meio ambiente e (ii) quantificar os itens identificados; (iii) avaliar o impacto dessas energias e materiais utilizados e as liberações ao meio ambiente; (iv) identificar e avaliar oportunidades que possam resultar em melhorias ambientais. A avaliação pode incluir totalmente ou parcialmente o ciclo de vida do produto e abrange: extração e processando matérias-primas; fabricação, transporte e distribuição; uso e reutilização; manutenção; reciclagem e disposição final. Outro aspecto importante da ACV é que ela permite que sejam verificadas quais são as fases do ciclo de vida que possuem maior carga de contribuição para o impacto ambiental.

Para Choi, Friley e Alstad (2012), a ACV é o método mais aceito, na maior parte dos casos, para avaliar o desempenho ambiental de determinado processo ou produto. Segundo a ABNT NBR ISO 14040 (2014a) os estudos de ACV compreendem as seguintes fases:

- definição de objetivo e escopo: nesta fase define-se o sistema e as funções do produto a ser estudado, a unidade funcional, a fronteira do sistema, as categorias de impacto e metodologia para avaliação, pressupostos, limitações, etc.

- análise de inventário: envolve a coleta de dados e procedimentos de cálculo para quantificar as entradas e saídas relevantes de um sistema de produto, é um processo iterativo, pois a medida que se amplia o conhecimento sobre o sistema, pode ser que sejam alteradas as fronteiras do sistema ou surjam novos elementos resultado de refinamento das informações.

- avaliação de impacto do ciclo de vida (AICV): a partir do inventário os dados são identificados e em seguida associados a categorias de impacto específicas. A fase de AICV também fornece informações para a fase de interpretação do ciclo de vida.

- interpretação: esta é a fase em que as constatações da análise de inventário e da avaliação de impacto são consideradas em conjunto. Convém que esta fase forneça resultados que sejam consistentes com o objetivo e escopo definidos e que levem a conclusões, expliquem limitações e provejam recomendações.

A Figura 20 mostra as fases da ACV e suas interações, sendo importante salientar que estas etapas trabalham de forma interativa. Os elementos de saída alimentam a próxima etapa e também podem servir para alimentar uma etapa anterior. Esta retroalimentação se torna um processo de refinamento dos dados, contribuindo para que sua qualidade e a precisão se tornem cada vez maior. A Figura 21 demonstra os processos de refinamento e retroalimentação de forma interativa.

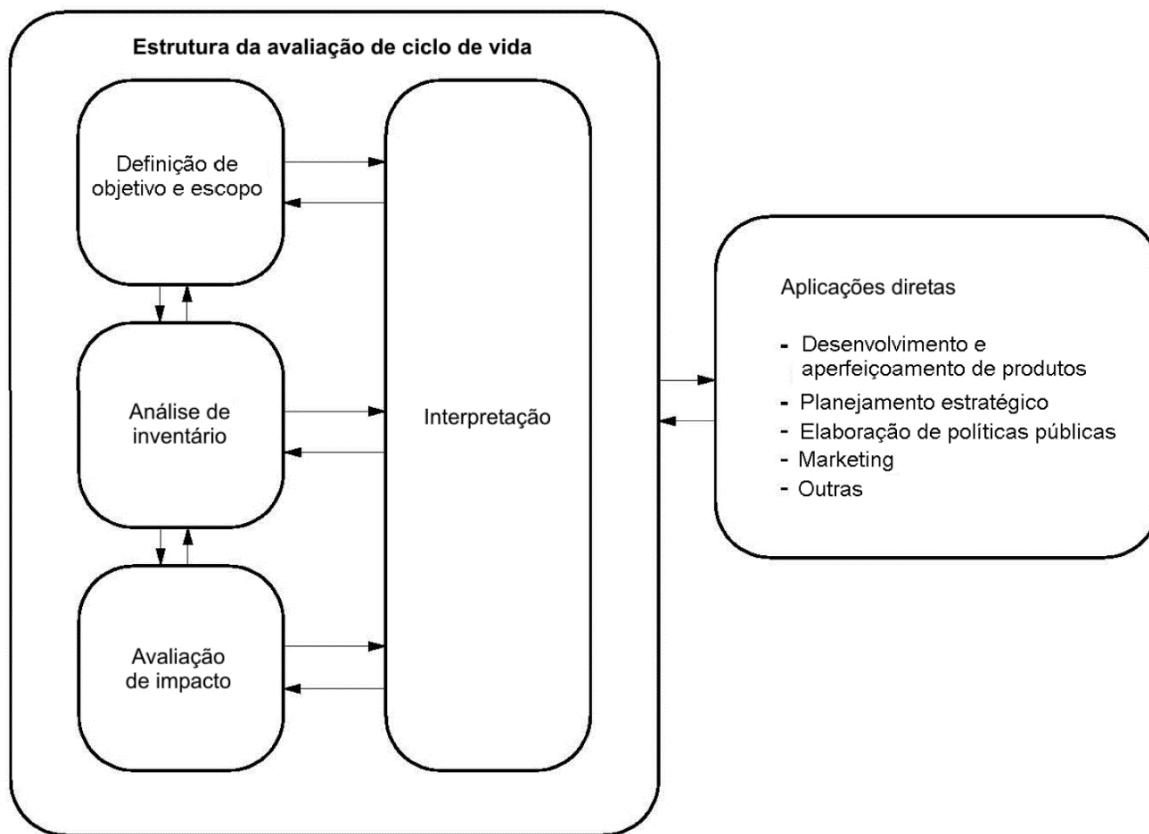


Figura 20. Fases de uma ACV.

Fonte: Adaptado de ABNT NBR ISO 14040, 2014a.

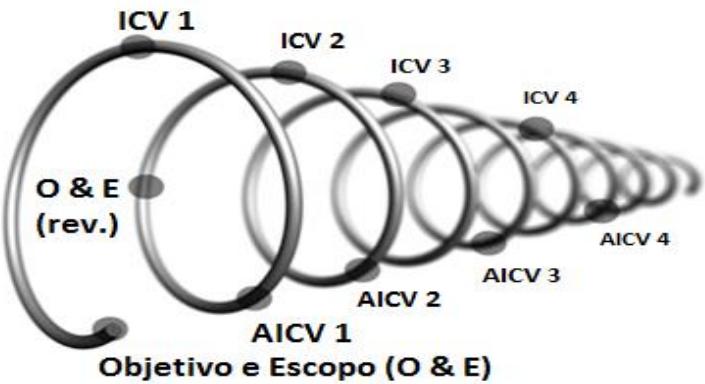


Figura 21. Processo de Refinamento das Informações.

Fonte: Adaptado de Hauschild *et al.*, 2013.

A norma ABNT NBR ISO 14044 (2014b) é a responsável por especificar os requisitos e prover as orientações para a avaliação do ciclo de vida acima descrito. A norma ABNT NBR ISO 14071 (2018) trata dos processos de análise crítica e competências do analista, fornecendo requisitos adicionais e diretrizes à ABNT NBR ISO 14044 (2014b).

Para Coltro (2007) os resultados apresentados pela ACV fornecem informações que permitem a tomada de decisões de forma embasada, dando subsídios para o entendimento e/ou gerenciamento de temas mais complexos, tais como: gerenciamento e preservação de recursos naturais; identificação dos pontos críticos de um determinado processo/produto; otimização de sistemas de reciclagem mecânica e/ou energética, etc.

2.4.2 Indicadores de Impacto

O ponto de partida para a análise de impacto da ACV é o resultado da análise de inventário, onde foram quantificadas todas as cargas provenientes do sistema analisado. A partir destes dados pode-se identificar quais parâmetros afetam as diferentes categorias de impacto (Mudança Climática, Acidificação, Toxidade Humana, etc.) e consequentemente como estas categorias de impacto podem influenciar as chamadas Áreas de Proteção (Saúde Humana, Ambiente Natural e Recursos Naturais), a Figura 22 apresenta o fluxo de análise, as categorias de impacto e as áreas de proteção.

A medida que o fluxo se desloca a direita, ocorre o aumento do nível de incerteza e aumenta a dificuldade de se mensurar os efeitos. Pode-se verificar que, por exemplo, os danos causados em

Saúde Humana são provenientes de oito categorias intermediárias diferentes e que as categorias intermediárias dependem de diferentes cargas de poluentes.

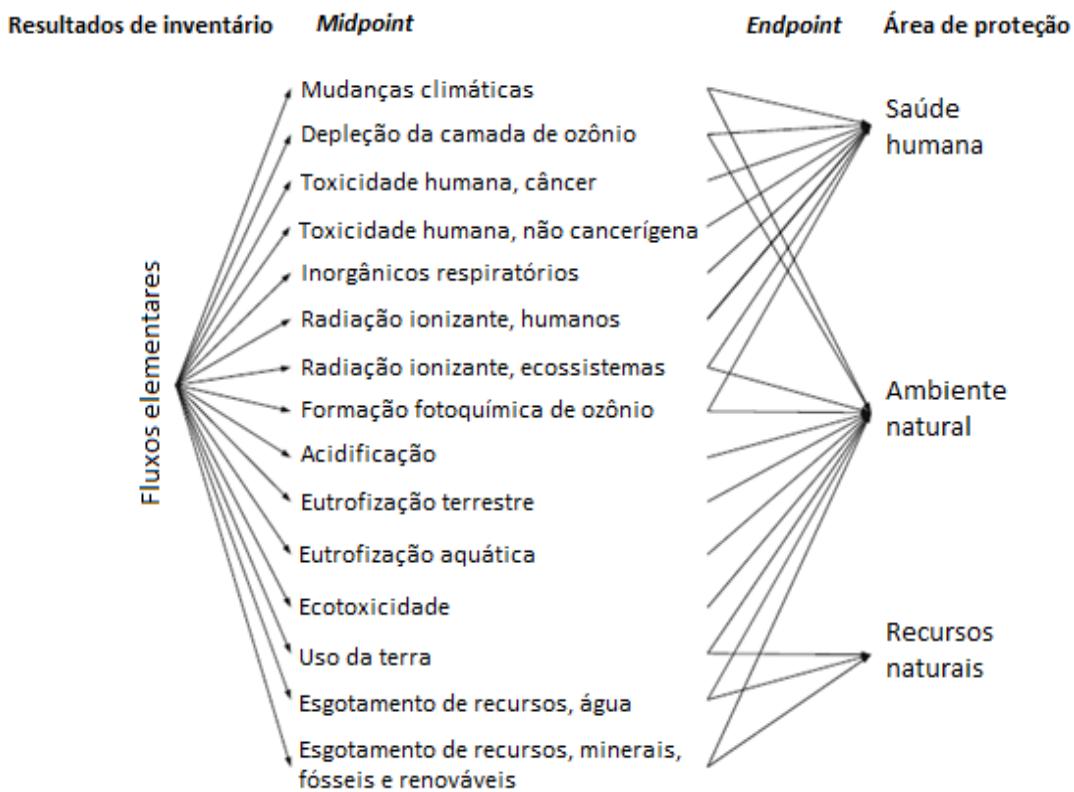


Figura 22. Fluxo de Análise de Impacto.

Fonte: Adaptado de Hauschild *et al.*, 2013.

Segundo Hauschild *et al.* (2013) para selecionar o indicador de impacto deve-se estabelecer um compromisso entre escolher um indicador de impacto ou no início do mecanismo ambiental (*midpoint*), fornecendo um resultado mais mensurável (por exemplo, no laboratório), mas com menos relevância ambiental e mais distante das preocupações diretamente observáveis no ambiente ou a jusante do mecanismo ambiental (*endpoint*), fornecendo informações mais relevantes, mas mais dificilmente verificáveis (por exemplo, ecossistemas degradados, vida humana afetada).

Foi a partir deste contexto que foi necessário o estabelecimento dos dois tipos diferentes de categorias de impacto *midpoint* e *endpoint*. Segundo Hauschild, Rosenbaum e Olsen (2018) nos indicadores *midpoint* a classificação reúne os resultados do inventário em grupos de fluxos de substâncias que têm a capacidade de contribuir para o mesmo efeito ambiental, por exemplo

Mudanças Climáticas e os indicadores *endpoint*, também chamados de danos ou gravidade, são obtidos através de elementos de modelagem adicionais que são usados para expandir ou vincular indicadores de *midpoint* a um ou mais indicadores de *endpoint*.

A Figura 23 demonstra o caminho de impacto simplificado para a categoria de Aquecimento Global conectando fluxos elementares do inventário às áreas de proteção. A partir do inventário foram quantificadas as emissões de GEE e com base nestes dados, estima-se o aumento na concentração desses gases na atmosfera, aumentando radiação absorvida pela terra e consequentemente aumentando a temperatura atmosférica. O aumento da temperatura gera alterações climáticas tais como aumento do nível do mar, inundações e secas e consequentemente estes eventos trazem danos à vida humana e aos ecossistemas.

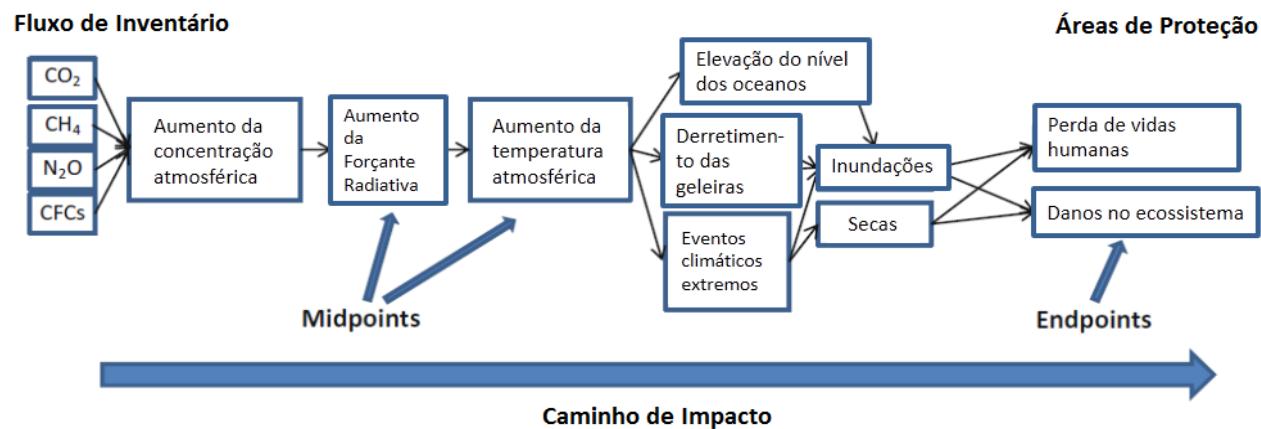


Figura 23. Caminho de impacto.

Fonte: Adaptado de Hauschild e Huijbregts, 2015.

2.5 Payback Ambiental

Os sistemas de geração solar fotovoltaicos são caracterizados por possuírem altas taxas de emissões de GEE durante as fases pré-operatórias, sendo baixa a contribuição das fases de O&M. Os SFV são caracterizados por iniciarem seu período de produção com praticamente toda carga de emissão já contabilizada e posteriormente, devido à baixa taxa de emissão durante as fases de O&M, ocorre um ganho em relação às emissões geradas pelo *mix* de geração de energia.

Para Lu e Yang (2010) a ACV é geralmente usada para investigar e avaliar os impactos ambientais de um sistema, sendo o *payback* ambiental um dos fatores que podem ser usados para medir a sustentabilidade da tecnologia fotovoltaica e dos sistemas fotovoltaicos.

Segundo Grant *et al.* (2020), o *payback* ambiental mede o tempo necessário para recuperar os impactos ambientais gerados pelo sistema fotovoltaico em comparação com o impacto ambiental do *mix* de eletricidade. Desta forma é possível fazer uma análise de quanto tempo é necessário para que os sistemas solares passem a contribuir para a redução das emissões de GEE em relação ao *mix* de eletricidade. Através do *payback* ambiental é possível também fazer uma estimativa das emissões kg de CO₂-eq que se espera evitar ao longo da vida útil do SFV.

Os resultados encontrados na análise de *payback* ambiental podem apresentar grandes variações, segundo Grant *et al.* (2020) vários fatores podem afetar os resultados do *payback* ambiental, tais como tipo de tecnologia, eficiência, potencial solar e o *mix* de eletricidade local.

2.6 Estado da Arte: ACV Aplicada a Sistemas de Fornecimento de Energia

O ritmo de crescimento da população traz o aumento pela demanda de energia e consequentemente afeta os índices de esgotamento de recursos e de mudanças climáticas. O setor de energia é essencial para as atividades industriais e também para atender grande parte das necessidades humanas.

Para Herbert *et al.* (2016) é crescente a preocupação com as mudanças climáticas decorrentes das emissões de GEE, sendo que 60% desses gases são gerados pelo setor de energia. A forte relação entre o desenvolvimento do setor de energia e o ambiente e o clima do nosso planeta exige uma compreensão mais completa das relações entre energia e políticas ambientais e climáticas. As emissões globais de GEE são dominadas pela parcela fóssil de CO₂ e aumentaram constantemente durante todo o período 1970-2012, de 24,3 para 46,4 Gt CO₂-eq/ano, com um aumento geral de 91% nas emissões totais de GEE (JANSSENS-MAENHOUT *et al.*, 2017).

Diante desse cenário torna-se necessário fazer uma análise das taxas de emissões dos diversos sistemas de geração de energia. Através dos resultados obtidos é possível que se gere estratégias de mitigação de emissões de GEE no setor energético. A metodologia da ACV é uma ferramenta que pode fornecer informações robustas e precisas para subsidiar as estas tomadas de decisões.

Na busca por manter este grau de confiabilidade nos dados as normas ABNT NBR ISO 14040 (2014a) e 14044 (2014b) fornecem as diretrizes para que haja coerência e que as comparações de resultados possam ser da forma mais equiparada possível. Durante a execução da ACV existem diversas variáveis que podem afetar de maneira significativa nos resultados e por vezes determinadas escolhas podem ser omitidas (intencionalmente ou não) comprometendo a equidade na hora da comparação. Torna-se necessário que se busque a maior transparência possível no objetivo e escopo, deixando claras as delimitações do sistema e consequentemente os dados que serão inclusos no inventário. Uma visão geral sistemática das consequências das escolhas metodológicas e do desempenho da tecnologia é necessária para fornecer uma base transparente e equilibrada para a modelagem futura da ACV de tecnologias de eletricidade (TURCONI, BOLDRIN e ASTRUP, 2013).

Hsu *et al.* (2012) conduziram um processo de harmonização de sistemas fotovoltaicos que buscou padronizar os dados tidos como mais influenciáveis nos resultados das ACVs. Com a finalidade de realizar uma análise mais justa dos dados, os seguintes parâmetros foram adequados: irradiação de 1.700 kWh/m²/ano, correspondendo à irradiação média no sul da Europa.; vida útil do sistema de 30 anos, conforme especificado pela metodologia de Fthenakis *et al.* (2011); eficiência do módulo de 13,2% ou 14,0%, dependendo do tipo de módulo; e uma taxa de desempenho de 0,75 ou 0,80, dependendo do tipo de instalação. Os resultados forneceram uma sensação mais clara das emissões se tornando mais útil para formuladores de políticas e analistas.

Com a finalidade de fazer um comparativo de emissões de GEE entre diversos tipos de geração de eletricidade, incluindo na análise também as fases pré e pós operatórias, Weisser (2007) apresentou uma tabela contendo os principais parâmetros que afetam os resultados das ACV para diferentes sistemas de geração. A Tabela 7 demonstra os parâmetros que influenciam os sistemas a combustíveis fósseis e os sistemas solar fotovoltaicos.

Segundo Uctug (2017) as análises de impactos geralmente se concentram nos processos reais de geração de energia *in loco*, no entanto, o ideal é que sejam consideradas todas as etapas dos processos de fornecimento de eletricidade, desde a extração da fonte de energia até a disposição final. Para Turconi, Boldrin e Astrup (2013) a contabilização apenas de emissões diretas da geração de eletricidade e a não inclusão de emissões indiretas podem resultar em conclusões imprecisas e levar a decisões que não fornecem os benefícios ambientais pretendidos.

Tabela 7. Parâmetros Principais que Afetam os Resultados da ACV

Fonte: Adaptado de Weisser, 2007

| Combustíveis Fósseis | Solar Fotovoltaico |
|--|--|
| Características do combustível (por exemplo, teor de carbono e valor calorífico) | Quantidade e grau de silício utilizado na fabricação |
| Tipo de mina e localização | Tipo de tecnologia |
| Práticas de extração de combustível (por exemplo, afetam o transporte e a liberação de metano) | Tipo de instalação (por exemplo, telhado inclinado e plano, fachada) |
| Perdas na transmissão / transporte de transportadoras de energia (por exemplo, gasoduto) | Combustível para necessidades de eletricidade em toda a cadeia de produção. |
| Eficiência de conversão | <i>Balance of System</i> (BOS) - Materiais e eficiência (baterias, inversores, controladores, etc.) |
| Combinação de combustível para necessidades de eletricidade associadas ao fornecimento e usina construção/descomissionamento | Alocação de recursos / emissões assumidos na ACV para produção de silício de alto grau (eletrônico e / ou solar) para fabricação de PV |
| Taxa de instalação e eficiência dos dispositivos de controle de emissões | Eficiência do módulo e vida útil assumida |
| Fator de carga | Localização e condições de irradiação |
| Vida Útil | Vida Útil |

De forma geral, as energias não-renováveis são caracterizadas por possuírem maiores taxas de emissão durante o período de operação (diretos), que é quando ocorre a queima do combustível, geralmente fóssil, para geração de energia. Energias renováveis são caracterizadas pelo baixo fator de emissão durante a fase de operação, porém suas maiores taxas de emissão se concentram na fase de impactos indiretos. Buscando compensar estas diferentes características e fazer uma análise coerente, estipula-se uma unidade funcional que revele os melhores resultados para a avaliação.

Para categoria de mudanças climáticas a unidade funcional de kg de CO₂-eq/kWh é comumente adotada em análises de sistemas de geração de energia. Para efetuar este cálculo é necessário dividir emissões de CO₂-eq geradas durante todo o ciclo de vida (considerando os impactos indiretos e diretos) pela energia gerada pelo sistema em toda sua vida útil.

A análise de *payback* ambiental proporciona uma visão mais precisa do comparativo de emissões de GEE entre o SFV e o *mix* nacional, fornecendo informação para a tomada de decisão do ponto de vista ambiental e no direcionamento das futuras tecnologias de geração de energia a serem implantadas.

3. MATERIAL E MÉTODOS

Para uma melhor visualização da metodologia de cálculo utilizada neste trabalho, a Figura 24 apresenta seu fluxo de realização, com a determinação dos principais parâmetros.

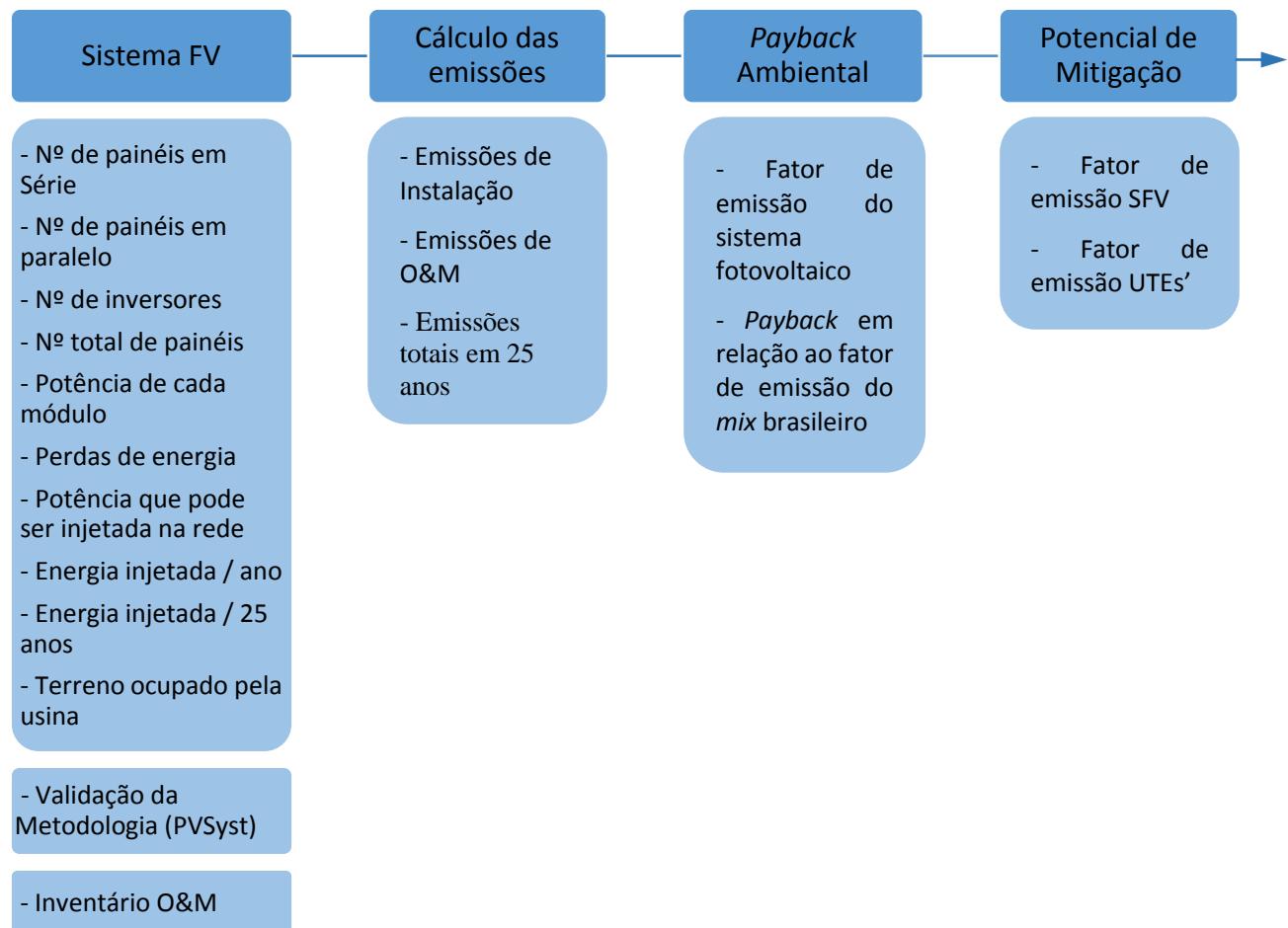


Figura 24. Fluxo de realização dos cálculos

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

3.1 Sistema de geração solar fotovoltaico

O dimensionamento do sistema de geração solar fotovoltaico será necessário para que possam ser calculados os parâmetros de geração de energia, bem como a elaboração do inventário para a ACV, necessários para a determinação do fator de emissões de GEE, do payback ambiental e do potencial de mitigação do sistema.

3.1.1 Definições iniciais

Para determinar a localização do sistema de geração solar fotovoltaica é necessário fazer uma estimativa prévia da área necessária para uma usina de geração com capacidade de 16,4 MW. A capacidade do SFV foi determinada de acordo com a capacidade de UTEs já existentes no estado da Paraíba, admitindo-se a possibilidade de que a produção fotovoltaica possa substituir a produção esta produção termoelétrica.

Nos dados apresentados por Roca (2018), duas instalações de 20 MW, uma na Espanha e outra no Reino Unido, apresentaram respectivamente a necessidade de 1,0 e 0,9 km² de área. Portanto, será pré-definida para este projeto uma área necessária em 1km², este valor será posteriormente recalculado após a definição dos modelos e quantidades de equipamentos necessários à planta.

a) Área Disponível

Foi determinada uma área localizada a beira de BR-230, a 10 km do centro da cidade de Patos (PB), nas coordenadas (6,973794° S; 37,355265° W), conforme demonstra a Figura 25.

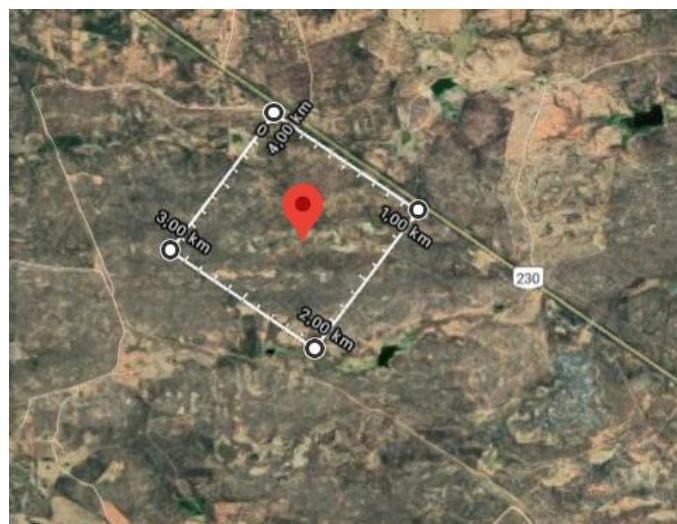


Figura 25. Determinação da localidade da usina solar fotovoltaica.

Fonte: Google Maps, 2021.

b) Recurso Solar

A região selecionada possui grande incidência de radiação solar, apresentando uma taxa que varia entre 5.750 e 6.250 Wh/m²/dia, conforme demonstrado na Figura 26.

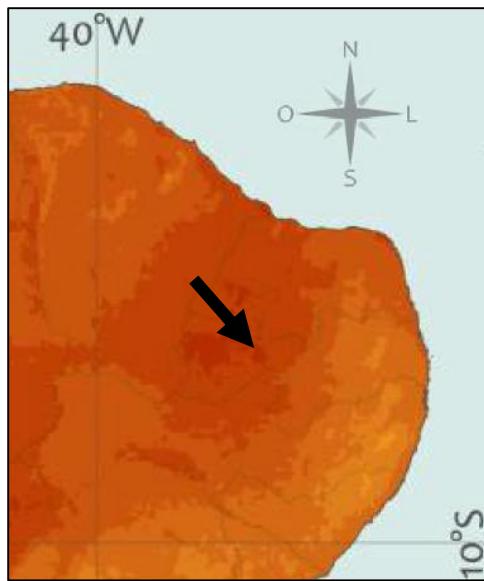


Figura 26. Recurso solar da região escolhida

Fonte: Adaptado de INPE, 2017.

Através de dados fornecidos pelo INMET, pode-se verificar média histórica da irradiação solar horária. Esta média foi calculada desde 21/07/2007, quando houve o início das medições na região, até 31/12/2020. Os dados fornecidos são da estação meteorológica Patos-A321, que se encontra a menos de 15 km do local escolhido para a planta de geração fotovoltaica, a Figura 27 apresenta a variação da radiação ao longo do ano.

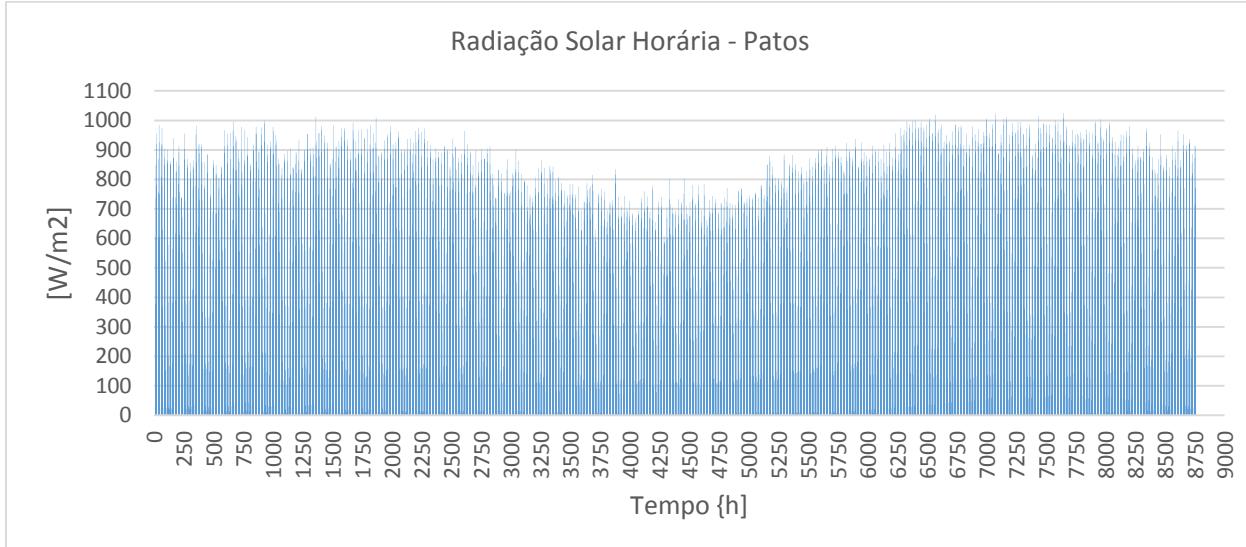


Figura 27. Radiação solar horária média para Patos (PB)

Fonte: Adaptado de INMET, 2020

c) Temperatura Local

Para o cálculo da temperatura média da instalação foram utilizados dados de 01/01/1975 a 31/12/2020, fornecidos pela estação meteorológica de Patos (PB), em dois horários, às 9h e 15h (horário local).

d) Acessibilidade

O local escolhido possui acesso rodoviário pela BR 230, possuindo boas condições para fornecimento de materiais e fluxo de pessoas, não sendo necessária a construção de estradas em função construção da usina.

e) Ligação à Rede Elétrica

A localidade fica a menos de 70 km da linha de transmissão LT 230kV Milagres/Coremas, sendo necessárias obras de interligação à rede. As emissões referentes a esta obra serão excluídas da análise de ACV por similaridade, visto que caso fosse instalado um sistema convencional de geração (UTE) neste local, também haveria a mesma necessidade de interligação. O termo “sistema convencional” será utilizado para se referir as termoelétricas movidas a gás natural.

f) Disponibilidade de água

A usina fotovoltaica está localizada a 10 km da área urbana da cidade de Patos, não necessitando de grandes obras para que receba fornecimento de água.

g) Estrutura dos painéis

Para este projeto foi adotada a estrutura dos painéis com suporte fixo, com ângulo de inclinação de 9° e azimute de 0°.

3.1.2 Metodologia de Cálculo

A metodologia de cálculo utilizada para o dimensionamento da usina solar fotovoltaica deste projeto baseou-se em Kerekes *et al.* (2013), na qual é proposta uma sequência de cálculo para o projeto e otimização de usinas fotovoltaicas de grande porte, com o objetivo de minimizar o Custo Nivelado da Energia. Também serviu de base para o roteiro de cálculo, a dissertação publicada por

Roca (2018). Com a finalidade de validar a planilha de cálculo elaborada neste estudo, os dados apresentados por Roca (2018) foram simulados e os resultados obtidos pelo trabalho de Roca (2018) e pela planilha deste estudo foram os mesmos, sendo então considerada como validada esta planilha de cálculo. O Apêndice A apresenta de forma detalhada a sequência de cálculo realizada.

a) Seleção dos painéis fotovoltaicos, inversores e caixas de junção

Os painéis e inversores foram selecionados partindo-se de duas premissas: que apresentassem facilidade de aquisição e fornecimento para a localidade da instalação; e que fizessem parte do banco de dados do software PVsyst ®.

Foram selecionados os seguintes itens:

Painel fotovoltaico Canadian Solar CS6K-280M

Tipo de tecnologia: Silício Monocristalino

Dimensões: 1650 x 992 x 40 mm

Peso: 18,2 kg

Tensão máxima de circuito aberto: 38,5 V

Corrente máxima de curto-circuito: 9,43 A

Potência de pico: 280 W

Eficiência do módulo: 17,11%

Consulte a ficha técnica para obter mais informações em (CANADIAN SOLAR, 2016)

Inversor ABB ULTRA-1500.0-HD-TL-US

Tipo de inversor: Inversor Central

Tensão máxima de entrada: 1000Vdc

Corrente de entrada PV máxima: 2800A

Potência nominal de saída: 1560 kW

Tensão CA nominal: 690Vca

Corrente máxima de saída do inversor: 1300 A

Eficiência máxima: 98,40%

Eficiência CEC: 98%

Dimensões: 2740 x 4840 x 1134 mm

Peso: 4000 kg

Consulte a ficha técnica para obter mais informações em (ABB, 2015)

Caixa de junção Sungrow PVS-24MH.

Máx. Entradas paralelas de *string* PV: 24 unidades

Consulte a ficha técnica para obter mais informações em (SUNGROW, 2019)

As especificações técnicas destes equipamentos, necessárias para execução dos cálculos, foram coletadas diretamente nos manuais fornecidos pelos seus respectivos fabricantes.

- b) Pré-cálculo do número de painéis (N_{PFV})

$$N_{PFV} = \frac{P_{Projetada} \cdot 10^6}{P_{M,STC}} \quad (1)$$

Em que, $P_{Projetada}$ [MW] é a capacidade de projeto da planta e $P_{M,STC}$ é a potência nominal [W] do módulo fotovoltaico.

- c) Pré-cálculo da área ocupada pelos módulos (A_{PTOT})

Cálculo da área de cada painel

$$A_{PFV} = \text{comprimento} \cdot \text{largura} \quad (2)$$

Em que, A_{PFV} [m^2] é a área calculada de cada painel e o comprimento [m] e a largura [m] são dimensões referentes ao módulo fotovoltaico selecionado.

A área total ocupada pelos módulos A_{PTOT} [km^2] é a seguinte:

$$A_{PTOT} = A_{PFV} \cdot N_{PFV} \cdot 10^{-6} \quad (3)$$

- d) Cálculo do número máximo de módulos fotovoltaicos em série e em paralelo ($NS_{máx}$, $NP_{máx}$)

Cálculo de tensão média do inversor ($V_{inv,méd}$)

$$V_{inv,méd} = \frac{V_{inv,máx} \cdot V_{inv,min}}{2} \quad (4.1)$$

Em que, as especificações do inversor são: $V_{inv,máx}$ [V] é a tensão máxima de entrada para o MPP (Ponto de Máxima Potência), $V_{inv,min}$ [V] é a tensão mínima de entrada para o MPP.

Cálculo do número máximo de painéis em série ($N_{S,máx}$)

$$N_{S,máx} = \frac{V_{inv,méd}}{V_{mod,máx}} \quad (4.2)$$

Em que, $V_{mod,máx}$ [V] é a tensão máxima do módulo.

Para o cálculo do número máximo de módulos fotovoltaicos em série, deve ser encontrado o maior número de módulos ligados em série, sem que seja excedido o $V_{DC\ inv,máx}$ [V], que é a tensão de entrada máxima permitida pelo inversor, portanto:

$$N_{S,máx} \cdot V_{OC\ mod,máx} < V_{DC\ inv,máx} \quad (5.1)$$

Em que, $V_{OC\ mod,máx}$ [V] tensão máxima em circuito aberto do módulo.

Caso a condição acima não seja cumprida, o número de módulos em série deve ser reduzido até que esta condição seja satisfeita.

Para calcular o número máximo de módulos em paralelo $N_{P,máx}$, utiliza-se a seguinte fórmula:

$$N_{P,máx} = \frac{I_{DC\ inv,máx}}{I_{mod,máx}} \quad (5.2)$$

Em que, $I_{DC\ inv,máx}$ [A] é a máxima corrente contínua do inversor e $I_{mod,máx}$ [A] é a máxima corrente do módulo. O número de painéis calculados deve ser arredondado para baixo, de forma que os parâmetros máximos não sejam excedidos.

- e) Determinação do número de inversores (N_{inv})

$$N_{inv} = \frac{N_{PFV}}{N_S \cdot N_P} \quad (6)$$

Em que, N_S é o número máximo de módulos conectados em série que foi adotado nos cálculos e N_P é o número máximo de *strings* conectados em paralelo que foi adotado nos cálculos.

- f) Número total de painéis ($N_{PFV,final}$)

O número total de painéis deve ser calculado a partir dos números inteiros, que foram adotados, para a quantidade de módulos fotovoltaicos em série e em paralelo e para a quantidade inversores.

$$N_{PFV,final} = N_S \cdot N_P \cdot N_{inv} \quad (7)$$

- g) Capacidade Instalada ($P_{instalada}$)

A capacidade instalada deve ser calculada após a definição do número total de painéis.

$$P_{instalada} = N_{PFV,final} \cdot P_{M,STC} \cdot 10^{-6} \quad (8)$$

Em que, $P_{instalada}$ [MW].

- h) Área final ocupada pelos painéis ($A_{PTOT,final}$)

$$A_{PTOT,final} = A_{PFV} \cdot N_{PFV,final} \cdot 10^{-6} \quad (9)$$

Da mesma forma, a área final ocupada pelos painéis deve ser calculada após a definição do número total de painéis.

i) Cálculo da temperatura do módulo (T_M)

$$T_M = T_{amb} + \frac{G_t}{800} \cdot (N_{OCT} - 20) \quad (10)$$

Em que, T_{amb} [°C] é a temperatura ambiente, G_t [W/m²] é a radiação solar incidente e N_{OCT} [°C] é a temperatura nominal de operação da célula.

A temperatura média do módulo foi calculada hora a hora, através da média histórica de temperatura (T_{amb}) e de radiação solar incidente (G_t) para a localidade estipulada para a planta fotovoltaica. Os valores digitados na planilha de cálculo referem-se à média das horas contidas em um ano.

j) Potência MPP de cada módulo fotovoltaico, após perdas de geração devido temperatura (P_{MPP}).

$$P_{MPP} = P_{M,STC} \cdot \frac{G_t}{800} \cdot \left[1 + \frac{Y \cdot (T_M - 25)}{100} \right] \quad (11)$$

Em que, Y [% / °C] é o parâmetro de temperatura do módulo fotovoltaico no MPP, dado fornecido pelo fabricante do painel.

k) Potência real de cada módulo fotovoltaico, após perdas de geração devido a poeira, sombreamento e temperatura (P_{mod})

$$P_{mod} = \left(1 - \frac{F_r}{100} \right) \cdot \left(1 - \frac{E_s}{100} \right) \cdot P_{MPP} \quad (12)$$

Em que, F_r (%) é o fator de redução da potência de saída do módulo devido à sujeira que é depositada em sua superfície. Pavan *et al.* (2011) fizeram um estudo em planta fotovoltaica de grande escala localizadas em terrenos arenosos e relataram perdas devido

a sujeira depositada sobre os painéis de 6,9%, portanto o Fr definido para estudo será de 6,9%. E_s [%] são as perdas devido ao efeito de sombreamento, essas perdas são fixadas em 3% (NREL, 2021).

l) Perdas de energia ($P_{mod,perdas}$)

$$P_{mod,perdas} = P_{MPP} - P_{mod} \quad (13)$$

Em que, $P_{mod,perdas}$ [W] representa as perdas ocorridas em cada painel em função da sujeira e do sombreamento.

m) Potência de saída de cada conjunto fotovoltaico (P_{CJFV})

A Figura 28 demonstra a configuração dos 8 conjuntos fotovoltaicos, que são compostos de 23 painéis interligados em série, sendo estas *strings* interligadas em paralelo entre si, resultando num total de 322 ligações em paralelo para cada inversor.

$$P_{CJFV} = N_S \cdot N_P \cdot \frac{\eta_{MPPT}}{100} \cdot \left(1 - \frac{\eta_{DC}}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{\eta_{mismatch}}{100}\right) \cdot P_{mod} \quad (14)$$

Em que, η_{MPPT} [%] é a eficiência MPP do inversor CC/CA e foi adotado o valor de 99%. η_{DC} [%] é a queda de tensão do cabo CC e foi definido em 1,5%. $\eta_{mismatch}$ são perdas referentes a uma leve diferença na fabricação de módulos FV interligados, as perdas referentes a estas incompatibilidades são estimadas em 2% para este projeto. Estes três fatores foram adotados de acordo com os parâmetros também utilizados por Roca (2018).

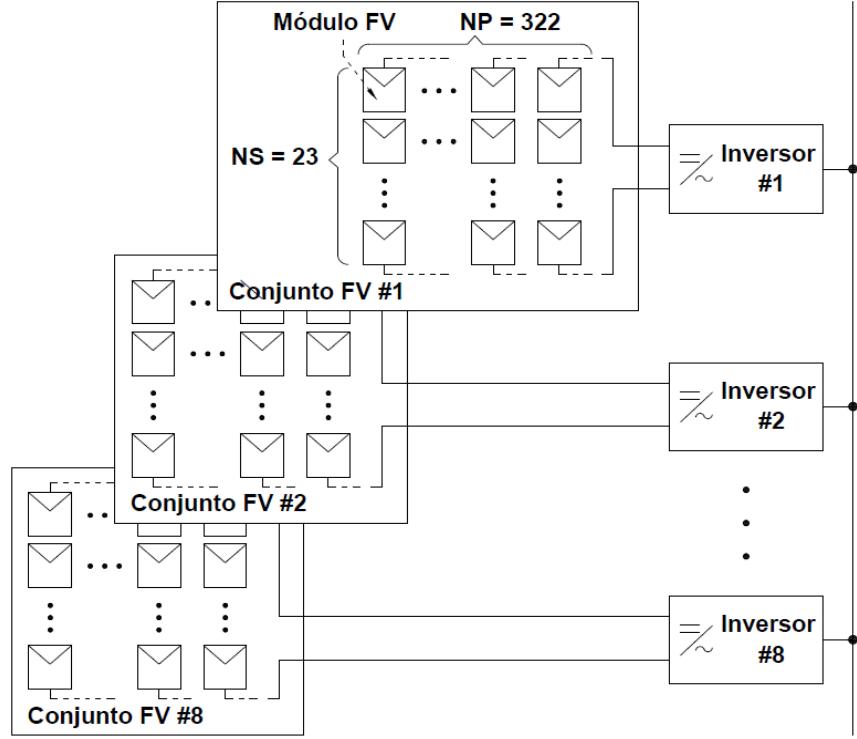


Figura 28. Configuração dos conjuntos fotovoltaicos.

Fonte: Adaptado de Kerekes *et al.*, 2013.

- n) Potência total de saída de cada inversor CC/CA ($P_{saída,inv}$)

Para calcular a potência de saída de cada inversor utiliza-se as seguintes equações:

$$\text{Se, } P_{CJFV} \leq P_{i,adm} \rightarrow P_{saída,inv} = \frac{\eta_{inv}}{100} \cdot P_{CJFV}$$

$$\text{Se, } P_{CJFV} \geq P_{i,adm} \rightarrow P_{saída,inv} = \frac{\eta_{inv}}{100} \cdot P_{i,adm}$$

$$\text{Se, } P_{CJFV} \leq P_{i,cons} \rightarrow P_{saída,inv} = 0 \quad (15)$$

Em que, $P_{i,adm}$ [W] é o nível máximo de potência admissível do inversor, η_{inv} [%] é a eficiência de conversão de potência do inversor e $P_{i,cons}$ é o consumo de energia do inversor.

Este fator é determinado de forma que os painéis não enviem potência maior que o suportado pelo inversor, pois este pode ser danificado por operar acima do limite.

- o) Terreno ocupado pela usina solar fotovoltaica (A_{ter})

Para determinar a área ocupada pela usina fotovoltaica A_{ter} [km^2], o parâmetro $Rel_{terreno}$ foi assumido como o valor da capacidade média ponderada apresentada por Ong *et al.* (2013), que é de $0,028 \text{ km}^2/\text{MWca}$.

$$A_{ter} = \max(P_{saída,inv}) \cdot 10^{-6} \cdot N_{inv} \cdot Rel_{terreno} \quad (16)$$

- p) Potência que a planta fotovoltaica pode injetar na rede (P_{PLANT})

Para o cálculo da energia que pode ser injetada na rede P_{PLANT} [MW], será necessário levar em consideração as perdas decorrentes dos transformadores de interconexão η_T [%] e também a eficiência das conexões dos cabos de corrente alternada η_{cabo} [%].

$$P_{PLANT} = \frac{\eta_T}{100} \cdot \frac{\eta_{cabo}}{100} \cdot P_{saída,inv} \cdot 10^{-6} \cdot N_{inv} \quad (17)$$

Foi adotado o valor de η_T em 99% de acordo com Kerekes *et al.* (2013) e de $\eta_{cabo} = 99,5\%$ o mesmo utilizado por Roca (2018).

- q) Energia total injetada na rede a partir da usina fotovoltaica ($E_{PLANT,TOT}$)

Para o cálculo da energia total injetada na rede $E_{PLANT,TOT}$ [MWh], primeiramente será prevista a disponibilidade de geração da planta, descontando-se as paradas necessárias para manutenção.

$$E_{PLANT} = \frac{Disp_{energia}}{100} \cdot P_{PLANT} \cdot \Delta t \quad (18)$$

Em que, $Disp_{energia}$ [%] é o fator de disponibilidade de energia do sistema levando-se em conta as paradas para manutenção de seus componentes, este parâmetro é definido em 99,5%, conforme apresentado por Roca (2018). Δt [h] é a fração de tempo utilizada para o cálculo da energia injetada na rede, o valor de Δt é 1h.

A fórmula abaixo apresenta o cálculo da energia total injetada na rede em 1 ano.

$$E_{PLANT,TOT} = \frac{Disp_{energia}}{100} \cdot \sum_{t=1}^n P_{PLANT} \cdot \Delta t \quad (19)$$

Em que, n varia de 1 a 2190, esta variação é referente as horas totais de radiação solar disponível no ano, considerando-se o período de incidência solar de 9h às 15h.

r) Taxa de degradação (T_{degrad})

Foram utilizadas para este cálculo as taxas de degradação fornecidas pelo fabricante do painel especificado. Os valores utilizados foram $T_{degrad1} = 3,0\%$ no primeiro ano, $T_{degrad2a6} = 0,7\%$ do segundo ao sexto ano e $T_{degrad7a25} = 0,5\%$ do sétimo ano em diante.

s) Produção de energia anual com taxa de degradação (E_{anual})

A produção anual de energia reduzirá em função da degradação dos painéis, ano após ano. Os valores de produção variam de E_{anual1} a $E_{anual25}$ de acordo com seu respectivo ano de produção e foram determinados de acordo com a respectiva de taxa de degradação, conforme segue:

$$\begin{aligned} E_{anual(a)} &= E_{PLANT,TOT} \cdot (1 - T_{degrad1}) \\ E_{anual(b)} &= E_{anual(b-1)} \cdot (1 - T_{degrad2a6}) \\ E_{anual(c)} &= E_{anual(c-1)} \cdot (1 - T_{degrad7a25}) \end{aligned} \quad (20)$$

Em que, a é igual a 1, b varia entre 2 e 6 anos e c varia entre 7 e 25 anos.

t) Energia total fornecida em 25 anos ($E_{PLANT,TOT25}$)

$E_{PLANT,TOT25}$ [MWh] é a energia total injetada pela planta fotovoltaica durante os 25 anos de funcionamento, ela é o resultado da somatória da contribuição anual da energia injetada na rede, levando-se em consideração as taxas de degradação dos painéis acumuladas ano após ano durante sua toda vida útil.

$$E_{PLANT,TOT25} = \sum_1^n E_{anual(n)} \quad (21)$$

Em que, n é o ano de produção de energia e varia de 1 a 25.

- u) Energia nominal total da usina fotovoltaica ($E_{PLANT,NOM\ TOT}$)

$$E_{PLANT,NOM\ TOT} = P_{instalada} \cdot \frac{G_{t\ PLANT}}{G_{t\ PADRÃO}} \cdot \Delta t \quad (22)$$

Em que, $E_{PLANT,NOM\ TOT}$ [MWh] é a energia nominal de fornecimento da planta. $G_{t\ PLANT}$ é o índice médio de radiação ocorrido na localidade da planta. $G_{t\ PADRÃO}$ é 1.000 W/m².

- v) Taxa de desempenho (TD)

$$TD = \frac{E_{PLANT,TOT}}{E_{PLANT,NOM\ TOT}} \cdot 100 \quad (23)$$

Em que, TD [%] expressa a relação entre o desempenho real da usina solar fotovoltaica e sua capacidade de energia nominal.

- w) Fator de capacidade (FC)

$$FC = \frac{E_{PLANT,TOT}}{P_{instalada} \cdot 8760} \cdot 100 \quad (24)$$

Em que, FC [%] é a relação entre a produção de energia real da usina fotovoltaica por um ano e sua produção em potência nominal durante um ano.

x) Rendimento específico ($Yieldsp$)

$$Yieldsp = \frac{E_{PLANT,TOT}}{P_{instalada}} \quad (25)$$

Em que, $Yieldsp$ [h] ou [kWh/kWp] expressa o número de horas que o painel fotovoltaico precisaria para operar em sua potência nominal para gerar a mesma energia.

y) Número total de caixas de junção ($CJ_{inv,tot}$)

$$CJ_{inv} = \frac{N_P}{Máx_{string}} \quad (26)$$

Em que, CJ_{inv} é o . Este número foi arredondado para cima com a finalidade de evitar sobrecarga nas junções.

$$CJ_{inv,tot} = CJ_{inv} \cdot N_{inv} \quad (27)$$

z) Especificação dos transformadores de média e de alta potência (CA)

Os transformadores de média e de alta potência foram especificados de acordo com a potência máxima dos inversores CC/CA.

aa) Quantificação dos materiais da estrutura dos painéis e do sistema de cabeamento da planta

Para quantificar os materiais necessários para confecção das bases dos painéis e a quantidade de cabos e conduítes necessários para a instalação da usina fotovoltaica, foi utilizado como base os parâmetros apresentados por Mason *et al.* (2006), sendo os valores calculados de acordo com a potência de instalação deste projeto de 16,4 MW.

3.1.3 Validação da Metodologia de Cálculo – Comparativo com o PVsyst

Com a finalidade de validar a metodologia de cálculo acima descrita, foi realizada uma comparação dos resultados calculados pela metodologia do item 3.1.2, com os resultados apresentados por uma simulação no software PVsyst v.7.0.13.

Foram inseridos no software os mesmos parâmetros utilizados nos cálculos realizados no item 3.1.2, tais como potência projetada, localização, percentuais de perda, etc. Foram especificados os mesmos modelos de painéis solares e inversores.

Desta forma buscou-se proporcionar a maior fidelidade possível entre o que foi calculado e o que foi simulado.

O PVsyst utiliza a base de dados Meteonorm 7.3 em seus cálculos e este trabalho utilizou a base de dados INMET. Para efeito de validação da metodologia aplicada neste trabalho, foram inseridos os dados de irradiação e temperatura média do Meteonorm na metodologia de cálculo do item 3.1.2. Desta forma eliminou-se a diferença que poderia ser gerada em função das diferentes medições apresentadas por cada base de dados.

3.1.4 Operação e Manutenção (O&M)

Para os processos de O&M foram contabilizados o manejo da vegetação, lavagem dos painéis, substituição de inversores CC/CA e de painéis fotovoltaicos.

No sistema de manutenção da vegetação foram consideradas 2 roçagens por ano, a serem realizadas nos corredores gerados entre os conjuntos de painéis. Foram contabilizados os deslocamentos do trator em todos os corredores perpendiculares e paralelos a rodovia BR-230.

A lavagem dos painéis foi considerada mensal e foram considerados apenas os deslocamentos do veículo de lavagem nos corredores paralelos a BR-230.

Tanto para o sistema de roçagem quanto para o sistema de lavagem, foram computados os consumos de diesel referentes ao deslocamento e também as emissões referentes ao trator, com vida útil de 30 anos.

A quantidade de inversores repostos devido à manutenção foi adotada em 10% dos inversores a cada 10 anos, conforme proposto por Mason *et al.* (2006).

Para os painéis fotovoltaicos foi especificada a taxa de reposição de 0,05% por ano de acordo com o apresentado Klise *et al.* (2018).

A grande maioria dos trabalhos ligados avaliação de emissões de GEE em sistemas fotovoltaicos não contemplam as fases de O&M, sendo este item um diferencial deste trabalho.

3.2 Cálculo das emissões de gases de efeito estufa do SFV

Foram adotados os procedimentos apresentados pela ABNT NBR ISO 14040 (2014a), que recomenda quatro fases para a realização da ACV (definição de objetivo e escopo, análise de inventário, avaliação de impactos ambientais e interpretação de resultados).

Para realização da ACV foi admitida como fronteira do sistema a ACV do berço ao túmulo (*Cradle to Grave*), onde foram definidos os consumos de materiais, energia, transporte, operação, manutenção, etc., necessários para realização de todas as etapas do ciclo de vida do sistema (extração da matéria-prima, fabricação, distribuição, produção e disposição final para o aterro municipal). Foi adotado o software SimaPro v.9.1.0.8 (SIMAPRO, 2019), o banco de dados do Ecoinvent 3.5 (2018) e do método IPCC 2013 GWP 100a (IPCC, 2013).

O resultado final do dimensionamento do sistema solar (item 3.1) forneceu as informações necessárias para elaboração do inventário (AICV). Foram inclusos no inventário também os parâmetros necessários para realização da O&M da planta e a construção de um prédio administrativo também foi incluída.

A categoria de potencial de mudanças climáticas (GWP) foi a categoria selecionada para análise e a unidade funcional utilizada neste estudo foi kg de CO₂-eq/kWh.

Não foram consideradas as emissões referentes a obras necessárias para a ligação à linha de transmissão LT 230kV Milagres/Coremas e para o fornecimento água, admitindo-se por similaridade que uma instalação de um sistema convencional de geração teria as mesmas necessidades.

Foi considerada a vida útil de 25 anos para o SFV.

Uma distância de 2.500 km foi considerada para o transporte dos materiais e componentes.

Para o cálculo das emissões totais geradas pela planta fotovoltaica durante sua vida útil ($Emissões_{FV25}$), foi utilizada a seguinte expressão:

$$Emissões_{FV25} = \sum Emissões_{Instalação} + \sum Emissões_{O&M} \quad (28)$$

Em que, $Emissões_{FV25}$ [kg de CO₂-eq], $\sum Emissões_{Instalação}$ [kg de CO₂-eq] é a somatória de todas a emissões geradas na fase de instalação (energia, materiais, transporte, etc.) e $\sum Emissões_{O&M}$ [kg de CO₂-eq] são as emissões geradas na fase de operação e manutenção (reposição de componentes, lavagem de painéis, etc.).

3.3 Determinação do *payback* ambiental ($T_{payback}$) do SFV.

Após a realização da ACV, a partir do valor total das emissões $Emissões_{FV25}$, é possível determinar o fator de emissão da energia elétrica gerado pela usina fotovoltaica (FE_{FV}) e compará-lo com o fator de emissão gerado pelo *mix* de eletricidade do Brasil (FE_{Mix}).

$$FE_{FV} = \frac{Emissões_{FV25}}{E_{PLANT,TOT25}} \quad (29)$$

Em que, FE_{FV} [kg de CO₂-eq/kWh].

Para determinação do FE_{Mix} foi considerado o *mix* elétrico de 2019, seguindo a metodologia apresentada por Carvalho e Delgado (2017), com emissões de 0,227 kg de CO₂-eq/kWh consumidos da rede elétrica em baixa tensão.

A Equação 30 define o *payback* ambiental, sendo que o tempo de retorno será obtido quando a equação se igualar a zero.

$$\begin{aligned} T_{payback1} &= Emissões_{FV25} - E_{anual1} \cdot 1000 \cdot (FE_{Mix} - FE_{FV}) \\ T_{payback}(n) &= T_{payback}(n-1) - E_{anual(n-1)} \cdot 1000 \cdot (FE_{Mix} - FE_{FV}) \end{aligned} \quad (30)$$

Em que, $T_{payback}$ [ano] e n variando de 2 a 25. O $T_{payback}$ foi avaliado de ano em ano, pois seu valor depende da E_{anual} , que possui variação ano a ano. O fator 1000 é para converter a energia de MWh para kWh.

3.4 Verificação do potencial de mitigação de mudanças climáticas

Para que possa ser avaliado o potencial de mitigação de mudanças climáticas foi necessário realizar a análise de emissões de GEE geradas pelas termoelétricas durante sua vida útil e posteriormente determinar o fator de emissão da energia elétrica gerado pelas usinas (FE_{UTE}).

A partir dos dados do fator de emissão de energia elétrica de cada sistema, foram realizados os comparativos e determinado o potencial de mitigação do SFV.

3.4.1 Cálculo das emissões de gases de efeito estufa dos sistemas termoelétricos

Foram analisadas as usinas termoelétricas movidas a gás natural de ciclo combinado e de ciclo aberto. Foi adotado o software SimaPro v.9.1.0.8 (SIMAPRO, 2019), o banco de dados do Ecoinvent 3.5 (2018) e do método IPCC 2013 GWP 100a (IPCC, 2013).

As usinas foram modeladas para o Nordeste brasileiro, os parâmetros utilizados para realização da ACV tiveram como base o trabalho de Coelho (2014), no qual foram analisados o CO₂, CH₄, N₂O, NOx, CO, SOx e material particulado.

Foram inclusas todas as atividades e materiais de operação e manutenção das usinas.

Para o sistema de resfriamento, presumiu-se que todas as plantas utilizaram o tipo de resfriamento úmido com uma torre de resfriamento.

Foi considerado o uso de água descarbonizada para redução das emissões de NOx.

Não foram consideradas as emissões de hexafluoreto de enxofre (SF₆).

3.4.2 Comparativo entre sistemas

O potencial de mitigação do sistema solar fotovoltaico foi definido pela seguinte expressão:

$$Pot_{Mit} = \frac{FE_{UTE}}{FE_{FV}} \quad (29)$$

Em que, Pot_{Mit} indica quantas vezes mais poluente o sistema termoelétrico é em relação ao SFV.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Dimensionamento do sistema de geração solar fotovoltaico

Os resultados do dimensionamento foram obtidos após a aplicação da metodologia de cálculo em planilha do Microsoft Excel 2016 ®. A Tabela 8 apresenta um resumo dos itens dimensionados.

Tabela 8. Resumo do dimensionamento do sistema solar fotovoltaico

Fonte: Elaborado pelo autor, 2021.

| Dimensionamento da Usina Fotovoltaica de 16,4 MW | |
|--|---------------------------|
| Painel Fotovoltaico | CanadianSolar CS6K-280M |
| Inversor | ABB ULTRA-1500.0-HD-TL-US |
| Painéis em Série ($N_{S,\max}$) | 23 |
| Painéis em Paralelo ($N_{P,\max}$) | 322 |
| Total de Inversores (N_{inv}) | 8 |
| Total de Painéis ($N_{PFV,final}$) | 59.248 |
| Modelo das Caixas de Junção | Sungrow PVS-16/20/24MH |
| Total de Caixas de Junção ($CJ_{inv,tot}$) | 112 |
| Transformador step-up 1560 kVA - 0.69kV-33kV | 8 |
| Transformador step-up 12480 kVA 33kV - 230kV | 2 |

A Tabela 9 apresenta os resultados referente a produção de energia da usina fotovoltaica dimensionada.

A planilha completa com todos os resultados referentes ao dimensionamento do SFV encontra-se no Apêndice A

Tabela 9. Parâmetros de Produção da Usina Fotovoltaica

Fonte: Elaborado pelo autor, 2021.

| Parâmetros de Produção | |
|---|---------|
| P _{projetada} [MW] | 16,4 |
| P _{instalada} [MW] | 16,59 |
| Prod. Anual de Energia [MWh/ano] | 23.022 |
| Taxa de desempenho –TD [%] | 72,59 |
| Fator de capacidade – FC [%] | 15,84 |
| Rendimento específico – Yield _{sp} [h] | 1.388 |
| Prod. Total de Energia – E _{PLANT,TOT25} [MWh/25 anos] | 521.443 |

A Figura 29 apresenta o fluxo de energia, levando-se em consideração todos os parâmetros de perdas utilizados para o cálculo. A metodologia de cálculo tem por base o tempo de 8.760 horas contidas no ano, 75% deste tempo não produz energia em função da falta de incidência solar (período a partir das 15h até as 9h do dia seguinte). O valor final de 23.022 MWh representa a produção anual de energia da planta.

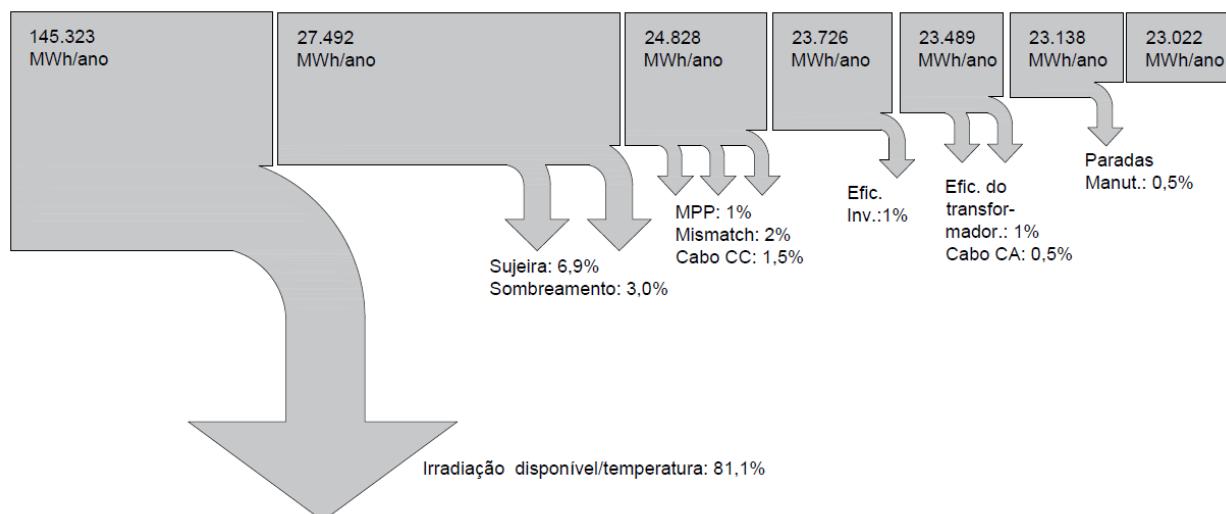


Figura 29. Diagrama de Sankey: fluxo de energia

Antes de dar continuidade aos cálculos, foi realizada a etapa de validação da metodologia apresentada no item 3.1.2, que consistiu em fazer uma simulação no software PVsyst e comparar os resultados com os valores calculados acima. A Tabela 10 apresenta a relação entre os valores calculados pela metodologia e os valores simulados pelo PVsyst.

Tabela 10. Validação da Metodologia de Cálculo
Fonte: Elaborado pelo autor, 2021.

| Comparativo Item 3.1.2 X PVsyst | | | |
|----------------------------------|------------|-------------------------|---------|
| P _{Projetada} [MW] | | 16,4 | |
| Modelo do Painel | | CanadianSolar CS6K-280M | |
| Modelo do Inversor | | ULTRA-1500.0-HD-TL-US | |
| Método de Cálculo | Item 3.1.2 | PVsyst | Relação |
| Número de Inversores | 8 | 9 | 112,5% |
| Total de Painéis | 59.248 | 58.569 | 98,9% |
| P _{Instalada} [MW] | 16,59 | 16,40 | 98,9% |
| Prod. Anual de Energia [MWh/ano] | 26.357 | 26.593 | 100,9% |
| Taxa de Desempenho [%] | 72,89 | 75,70 | 103,9% |

Pode-se verificar que a diferença entre a produção anual de energia calculada pela metodologia e a produção anual de energia simulada no PVsyst é de 0,9%, desta forma a metodologia apresentada no item 3.1.2 foi considerada validada. O relatório completo da simulação no PVsyst encontra-se no Anexo 1.

É importante salientar que os resultados apresentados na Tabela 10, foram utilizados somente para a validação dos dados, visto que os resultados estão em função da base de dados Meteonorm e neste trabalho foi utilizada a base de dados INMET.

Após a validação da metodologia, foram calculadas as emissões de GEE através da ACV. Os quantitativos dos componentes anteriormente dimensionados serviram de alimentação de dados para realização da ACV e os parâmetros de produção foram utilizados posteriormente para os cálculos de degradação, energia total produzida, etc.

De acordo com os parâmetros apresentados por Mason *et al.* (2006), foram quantificados os materiais necessários a confecção das estruturas dos painéis solares e os cabeamentos necessários

para a interligação dos componentes. A Tabela 11 apresenta as quantidades totais de materiais que foram contabilizadas para a realização da ACV.

Tabela 11. Quantitativo do material utilizado na estrutura e cabeamento

Fonte: Elaborado pelo autor, 2021.

| Material | Peso (kg) |
|----------|-----------|
| Aço | 626.737 |
| Alumínio | 3.550 |
| Concreto | 304.427 |
| Cobre | 86.882 |
| Plástico | 65.331 |

A determinação do fator de emissão da energia elétrica do sistema solar, levou em consideração a taxa de degradação dos painéis fotovoltaicos especificadas pelo fabricante do painel. Através do gráfico apresentado pela Figura 30, pode-se verificar o efeito da degradação na produção de energia anual ao longo dos 25 anos de vida útil da planta. O valor da energia total fornecida em 25 anos ($E_{PLANT,TOT25}$) foi de 521.443 MWh, caso não fosse inclusa a degradação esse valor seria de 575.558 MWh, ou seja, a inclusão da degradação dos painéis representou uma diminuição de 54.115 MWh na produção total, o que representa uma redução de 9,4%. O primeiro ano de funcionamento apresentou produção 22.332 MWh, 3% menor que a produção projetada, devido a degradação dos painéis. A produção de energia diminuirá, em função da degradação, até que no último ano de funcionamento sua produção estimada seja de 19.602 MWh.

O Apêndice B demonstra, ano a ano, os valores das taxas de degradação utilizadas, da energia produzida e do valor acumulado de energia produzida durante a vida útil da planta. A degradação contribui para que a taxa de emissões do sistema fique maior, porém a sua inclusão resulta em valores mais próximos dos reais.

Os dados de consumo dos sistemas de O&M foram estimados com a finalidade de fornecer informações para a realização da ACV. A Tabela 12 apresenta a quantidade estimada para cada um dos processos inclusos.

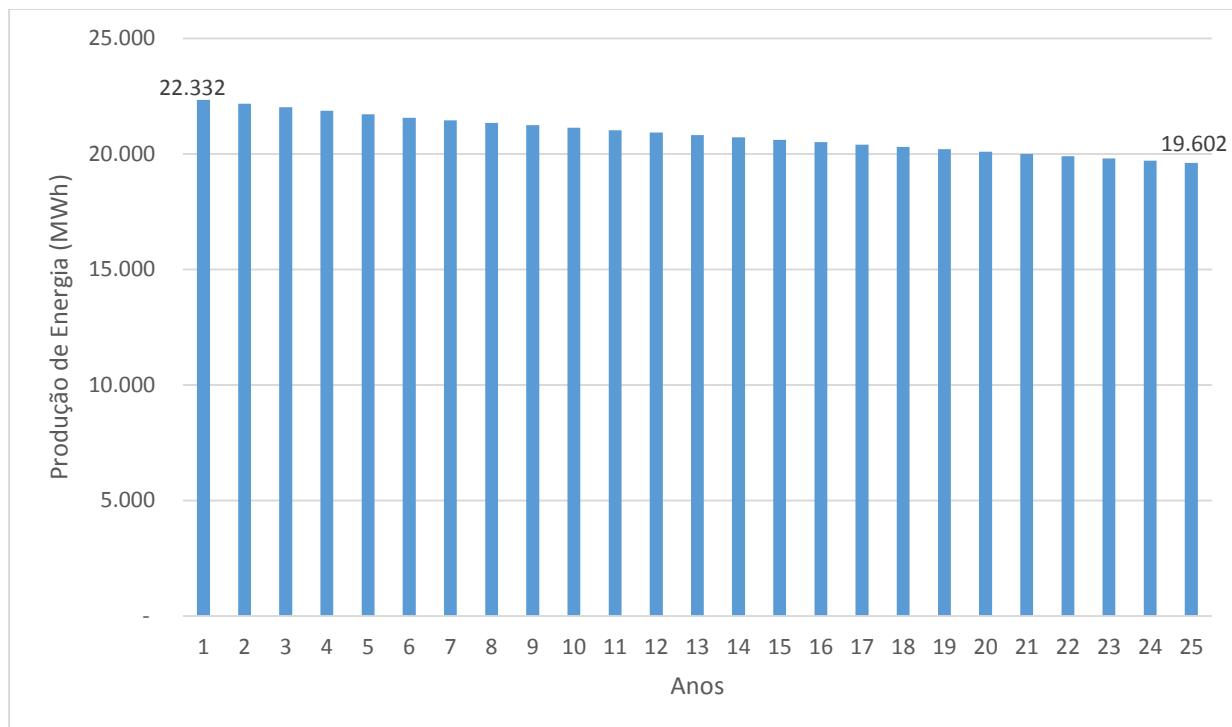


Figura 30. Evolução da produção de energia com a taxa de degradação

Fonte: Elaborado pelo autor, 2021.

Tabela 12. Estimativas de consumo dos sistemas de O&M

Fonte: Elaborado pelo autor, 2021.

| Tipo de Manutenção | Consumo |
|-----------------------------|----------------------------|
| Manejo da vegetação | 252 litros de diesel / ano |
| Lavagem dos painéis | 287 litros de diesel / ano |
| Substituição dos inversores | 0,08 inversores / ano |
| Substituição das placas | 37,5 placas / ano |

4.2 Emissões de gases de efeito estufa do SFV

A partir das especificações de quantidades, equipamentos, consumo, etc, foi possível alimentar os dados para a realização da ACV. A Figura 31 apresenta o resultado da ACV ($Emissões_{FV25}$), com um total 22.817.275 kg de CO₂-eq emitidos pelo sistema fotovoltaico durante a vida útil de 25 anos, acompanhados dos respectivos percentuais de contribuição.

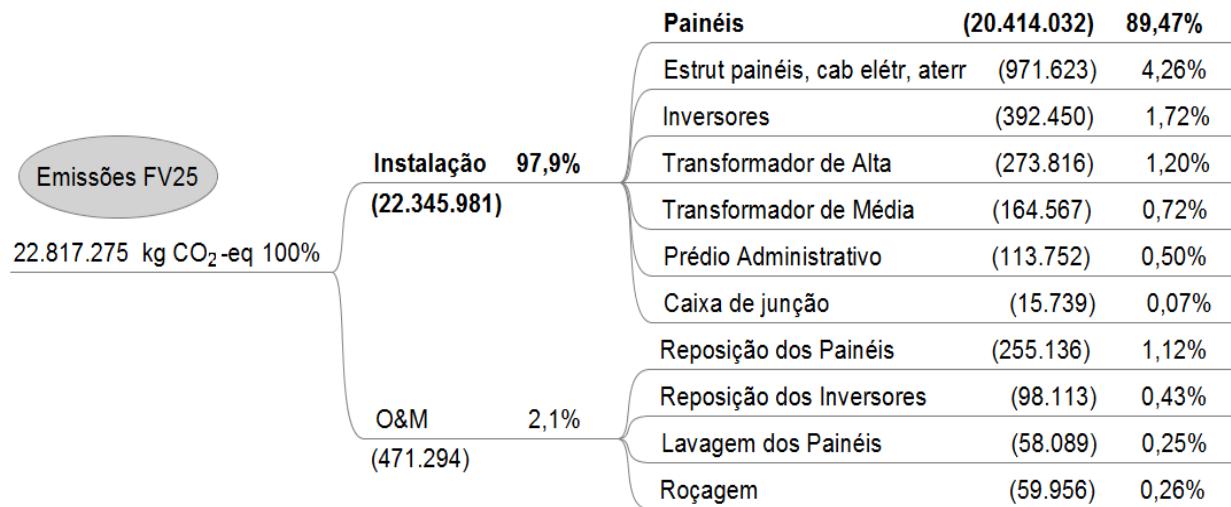


Figura 31. Total das emissões do sistema fotovoltaico

Fonte: Elaborado pelo autor, 2021.

Pode-se verificar que a fase de instalação é a responsável por 97,9% das emissões e que as emissões referentes aos painéis são responsáveis por 89,47% do total nesta fase. As fases de O&M foram contempladas neste trabalho e apesar de ter menor participação, contribuiu com 2,1% do total das emissões. É importante ressaltar que desses 2,1% de emissões, 1,12% são referentes à reposição dos painéis, portanto, ao incluir também as emissões referentes aos painéis previstos para reposição, teremos que um total de 90,59% das emissões totais são referentes aos painéis.

Do ponto de vista da matéria-prima, pode-se concluir que o silício e o alumínio dos painéis são responsáveis por 78,3% do total das emissões, e se for contabilizado o número de painéis previstos para reposição, este valor sobe para 79,3%. O Apêndice C apresenta de forma completa a contribuição das emissões de cada item avaliado na ACV.

Após calcular o valor da produção total de energia ($E_{PLANT,TOT25}$) e as emissões totais ($Emissões_{FV25}$), foi calculado o fator de emissão da energia elétrica gerada pela usina fotovoltaica (FE_{FV}), que resultou em 0,044 kg de CO₂-eq/kWh. Caso não fosse considerada a taxa de degradação dos painéis, o valor de FE_{FV} seria de 0,040 kg de CO₂-eq/kWh, ou seja, a degradação dos painéis foi responsável pelo aumento de 10% neste fator.

Caldas (2017) realizou uma ACV, através de simulação no software SimaPro®, para sistemas fotovoltaicos de microgeração distribuída instalados em telhados inclinados, utilizadas no Brasil com capacidade de geração de 3kWp. Os sistemas fotovoltaicos apresentaram emissões

de 0,079 kg de CO₂-eq/kWh e 0,094 kg de CO₂-eq/kWh para as tecnologias de silício policristalino e monocristalino, respectivamente.

Hou *et al.* (2016) avaliaram impactos ambientais da geração de energia fotovoltaica conectada à rede na China. Foram realizadas ACVs do berço ao túmulo, com vida útil de 25 anos. Para os painéis de silício policristalino, os resultados foram de 0,061 kg de CO₂-eq/kWh para aplicações de grande escala e de 0,081 kg de CO₂-eq/kWh para aplicações de geração distribuída. Para os painéis de silício monocristalino, os resultados foram de 0,065 kg de CO₂-eq/kWh para aplicações de grande escala e de 0,087 kg de CO₂-eq/kWh para aplicações de geração distribuída.

4.3 Tempo para o *payback* ambiental ($T_{payback}$) do SFV.

O *payback* ambiental foi calculado comparando-se o fator de emissões do *mix* brasileiro e do sistema fotovoltaico. Segundo Carvalho e Delgado (2017), o fator de emissões do *mix* brasileiro (FE_{Mix}) é de 0,227 kg de CO₂-eq/kWh, consumidos da rede elétrica em baixa tensão, ou seja, aproximadamente 5 vezes maior que o obtido neste estudo. Após a realização dos cálculos, chegou-se ao resultado de 5 anos 8 meses e 1 dia para o *payback* ambiental. A Figura 32 demonstra o momento em que a equação do *payback* ambiental ($T_{payback}$) se iguala a zero, que é quando é determinado o tempo de *payback* ambiental. A Figura 32 também demonstra que ao final dos 25 anos deixarão de ser emitidos 72.733.030 kg de CO₂-eq em comparação ao que seria emitido pelo *mix* da matriz brasileira. Este parâmetro revela a importância do crescimento do setor fotovoltaico no sentido de se produzir energia de uma forma ainda menos agressiva ao meio ambiente.

4.4 Potencial de mitigação de mudanças climáticas

A realização da ACV para os sistemas termoelétricos, referentes ao item 3.4.1, apresentou os fatores de emissão de 0,455 e de 0,547 kg de CO₂-eq/kWh para os sistemas termoelétricos combinados e de ciclo aberto respectivamente.

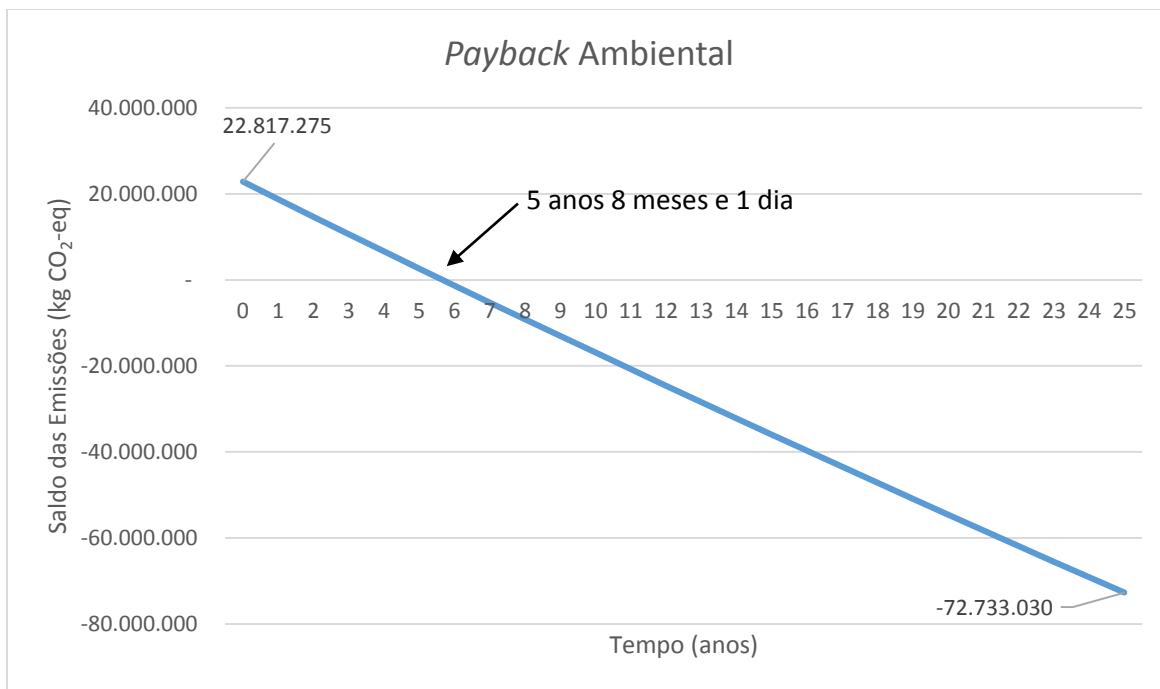


Figura 32. Payback ambiental
Fonte: Elaborado pelo autor, 2021.

Vithayasrichareon e Macgill (2016), Caldas (2017) e Mac Kinnon *et al.* (2018) realizaram estudos referentes às emissões em UTEs e apresentaram fatores de emissão que variaram de 0,306 a 0,681 kg de CO₂-eq/kWh para os sistemas termoelétricos combinados e de 0,487 a 0,987 kg de CO₂-eq/kWh para os sistemas de ciclo aberto.

O Potencial de Mitigação (Pot_{Mit}) foi determinado a partir do comparativo entre o sistema solar fotovoltaico e os sistemas termoelétricos (ciclo combinado e ciclo aberto). A Tabela 13 apresenta o comparativo entre os sistemas.

Tabela 13. Verificação do potencial de mitigação
Fonte: Elaborado pelo autor, 2021.

| Sistema de Geração | Fator de Emissão (FE) (kg CO ₂ -eq/kWh) | Potencial de Mitigação (Pot _{Mit}) |
|-------------------------------|---|---|
| Solar Fotovoltaico com O&M | 0,044 | - |
| Termoelétrica Ciclo Combinado | 0,455 | 10,3 |
| Termoelétrica Ciclo Aberto | 0,547 | 12,4 |

Pode-se verificar que o sistema solar apresenta um grande potencial de mitigação em relação aos dois sistemas termoelétricos analisados, os quais apresentaram fatores de emissão pelo menos 10 vezes maiores que o do sistema solar.

5. CONCLUSÕES

Seguindo a tendência mundial na busca por redução nas emissões de GEE, faz-se necessário incluir, na tomada de decisões, a análise de emissões dos diferentes tipos de sistemas de geração de eletricidade. O Brasil é um país com grande potencial de geração fotovoltaica, uma energia muito menos poluente, porém é notável que ainda há um direcionamento muito grande para implantação de novos sistemas mais poluentes como é o caso das UTEs movidas a combustíveis fósseis.

Este trabalho analisou as emissões de GEE referentes a utilização dos sistemas fotovoltaicos na geração de energia elétrica. Foram analisadas a produção total de energia e o total de emissões para toda a vida útil do sistema e através da ACV foi possível fazer comparativo justo para as diferentes características existentes entre os SFVs, as UTEs e *mix* brasileiro de geração de eletricidade.

Os principais diferenciais deste trabalho foram: a inclusão dos processos de manutenção na ACV; a inclusão da taxa de degradação dos painéis durante os 25 anos de funcionamento; e a determinação do *payback* ambiental no comparativo com o *mix* brasileiro de eletricidade.

Nos SFVs as fases pré-operatórias possuem maior carga de emissões de GEE, sendo o silício e o alumínio os principais contribuidores. A inclusão das fases de Operação e Manutenção na ACV, resultaram num acréscimo de 2,1% no total das emissões de GEE gerados, dos quais 1,12% foram referentes a reposição de painéis.

Os painéis fotovoltaicos foram os principais contribuidores das emissões, representando 90,6% do total. O silício e o alumínio necessários a produção dos painéis, somados representam 79,3% do total das emissões.

A inclusão da degradação dos painéis representou uma diminuição de 54.115 MWh na produção total durante a vida útil, ou seja, 9,4% a menos em relação a uma análise que não levasse em conta a degradação. A inclusão da degradação dos painéis resulta em valores mais próximos dos reais.

O SFV apresentou taxa de emissões de 0,044 kg de CO₂-eq/kWh, sendo pelo menos 10 vezes menores que as UTEs, que apresentaram emissões de 0,455 e de 0,547 kg de CO₂-eq/kWh para os sistemas termoelétricos combinados e de ciclo aberto respectivamente.

Apesar da matriz elétrica brasileira ser constituída em boa parte por fontes renováveis, o sistema de geração fotovoltaico se apresentou menos poluente (0,044 kg de CO₂-eq/kWh) e obteve

um *payback* ambiental de 5 anos e 8 meses, no comparativo com o *mix* brasileiro de 2019¹ (0,227 kg de CO₂-eq/kWh), podendo proporcionar uma redução de 72.733.030 kg de CO₂-eq na emissão de GEE ao final de sua vida útil.

Através do estudo realizado pode-se concluir que os sistemas de geração fotovoltaicos localizados em Patos (PB), possuem taxa de emissão de GEE bem menores que a do *mix* de energia brasileiro, tornando este tipo de geração uma grande alternativa na busca pela redução do aquecimento global.

5.1 Sugestões para trabalhos futuros

- Pode ser avaliada a implantação de sistemas de rastreamento nas placas fotovoltaicas. Sabe-se que este recurso aumenta a capacidade de geração do sistema, porém é necessária a inclusão dos equipamentos e estruturas referentes ao rastreador no inventário da ACV, para que seja feita uma análise mais detalhada do aumento das emissões também.

- Visto que os painéis solares são grandes contribuidores de emissões de GEE, poderão ser realizados estudos com diferentes materiais das placas.

- A análise da utilização de outros combustíveis em substituição ao gás natural na produção das UTEs, como é o caso do CVP, também é outro tópico que pode ser avaliado.

¹*Mix* brasileiro (BEN, 2020): Hidráulica (64,1%), Não Renováveis (15,4%), Eólica (9,0%), Biomassa (8,8%), Solar (1,5%) e Nuclear (1,2%)

REFERÊNCIAS

ABB. Solar inverters ABB central inverters ULTRA-1500-HD inverters ABB central inverters ULTRA-1500-HD-TL-OUTD-US ... Anti-islanding protection IEEE 1547 ... Utility interconnect standards - [PDF Document]. 2015. Disponível em: <https://fdocuments.in/document/solar-inverters-abb-central-inverters-ultra-1500-hd-inverters-abb-central-inverters.html>. Acesso em: 7 abr. 2021.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR ISO 14040: Gestão ambiental – Avaliação do ciclo de vida – Princípios e estrutura. . Rio de Janeiro, ABNT. , 2014a

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR ISO 14044: Gestão ambiental — Avaliação do ciclo de vida — Requisitos e orientações. . Rio de Janeiro, ABNT. , 2014b

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRO DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR ISO 14071 Gestão ambiental - Avaliação do ciclo de vida - Processos de análise crítica e competências do analista: Requisitos adicionais e diretrizes para a ABNT NBR ISO 14044:2009. Rio de Janeiro, ABNT. , 2018

ANDERSON, T. R., HAWKINS, E., JONES, P. D. "CO₂, the greenhouse effect and global warming: from the pioneering work of Arrhenius and Callendar to today's Earth System Models", *Endeavour*, v. 40, n. 3, p. 178–187, 2016. DOI: 10.1016/j.endeavour.2016.07.002. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.endeavour.2016.07.002>.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA). 2021. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJIYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzB1IMSIIsImMiOjR9>>. Acesso em: 6 jun. 2021a

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA). 2021. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJIYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzB1MSIIsImMiOjR9>. Acesso em: 4 abr. 2021b.

BRASIL. Balanço Energético Nacional 2020: Relatório síntese, ano base 2019. Empresa de Pesquisa Energética. [S.l: s.n.], 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética. Balanço energético nacional: Ano base 2018. Ministério de Minas e Energia – MME, Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Rio de Janeiro: EPE, [s.n.], 2019.

CALDAS, L. A. **Perspectivas da substituição gradual de termelétricas a combustíveis fósseis por sistemas fotovoltaicos em microgeração distribuída.** Dissertação (Mestrado em Energias Renováveis) - Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis - Universidade Federal da Paraíba. Paraíba, PPGER, 2017.

CANADIANSOLAR. **CS6K-270 | 275|280 M.** . Ontario, [s.n.], 2016. Disponível em: www.canadiansolar.com,. Acesso em: 7 abr. 2021.

CARVALHO, M., DELGADO, D. "Potential of photovoltaic solar energy to reduce the carbon footprint of the Brazilian electricity matrix", **LALCA - Revista Latino-Americana em Avaliação do Ciclo de Vida**, v. 1, n. 1, p. 64–85, 2017. DOI: 10.18225/lalca.v1i1.3779. .

CHEN, W., LEI, Y. "The impacts of renewable energy and technological innovation on environment-energy-growth nexus: New evidence from a panel quantile regression", **Renewable Energy**, v. 123, p. 1–14, 2018. DOI: 10.1016/j.renene.2018.02.026. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.02.026>.

CHOI, J. K., FRILEY, P., ALFSTAD, T. "Implications of energy policy on a product systems dynamic life-cycle environmental impact: Survey and model", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 7, p. 4744–4752, 2012. DOI: 10.1016/j.rser.2012.05.032. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.05.032>.

COELHO, S. de O. **Avaliação das Emissões Atmosféricas das Principais Termelétricas Brasileiras a Gás Natural – Ano Base 2013.** TCC - (Engenheiro Sanitarista e Ambiental) - Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, UFJF, 2014. Disponível em: <http://www.ufjf.br/engsanitariaeambiental/files/2014/02/TFC-SILAS-FINAL.pdf>.

COLTRO, L. **Avaliação do ciclo de vida como instrumento de gestão.** Campinas, CETEA, 2007.

DGS - THE GERMAN SOLAR ENERGY SOCIETY (DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR SONNENERGIE). **Planning and Installing.** 2nd. ed. Berlin: Earthscan, 2008.

EPA - ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. **Inventory of U.S. greenhouse gas emissions and sinks: 1990-2018.** Federal Register, 2020.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira. Ministério de Minas e Energia – MME, Empresa de Pesquisa Energética - EPE.** Rio de Janeiro, [s.n.], 2013. Disponível em: [http://books.google.com/books?hl=en&lr=&id=wYRqAAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=Solar+energy](http://books.google.com/books?hl=en&lr=&id=wYRqAAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=Solar+Energy+Engineering+Processes+and+Systems&ots=L9A1zTHQJR&sig=pwKftaoWU8ZjEHefU9ZuHUUCA%5Cnhttp://books.google.com/books?hl=en&lr=&id=wYRqAAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=Solar+energy).

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020 ano base 2019.** . Rio de Janeiro, [s.n.], 2020.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050.** . Rio de Janeiro, [s.n.], 2018. Disponível em: www.mme.gov.br.

EVERYTHINGCONNECTS. **The Environmental Crisis - Everything Connects.** 2020. Disponível em: <https://www.everythingconnects.org/the-environmental-crisis.html>. Acesso em: 14 jul. 2020. (figura 1).

GOOGLE MAPS. **6°58'25.7"S 37°21'19.0"W - Google Maps.** 2021. Disponível em: <https://www.google.com.br/maps/place/6°58'25.7%22S+37°21'19.0%22W/@-6.9736313,-37.3671918,5091m/data=!3m1!1e3!4m5!3m4!1s0x0:0x0!8m2!3d-6.973794!4d-37.355265>. Acesso em: 4 abr. 2021.

GRANT, C., GARCIA, J., HICKS, A. "Environmental payback periods of multi-crystalline silicon photovoltaics in the United States – How prioritizing based on environmental impact compares to solar intensity", **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 39, n. April, p. 100723, 2020. DOI: [10.1016/j.seta.2020.100723](https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100723). Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100723>.

HÄBERLIN, H. **Photovoltaics system design and practice.** 1st. ed. India, Chichester: John, 2012.

HASANUZZAMAN, M., ZUBIR, U. S., ILHAM, N. I., *et al.* "Global electricity demand, generation, grid system, and renewable energy policies: a review", **Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment**, v. 6, n. 3, 2017. DOI: [10.1002/wene.222](https://doi.org/10.1002/wene.222).

HAUSCHILD, M. Z., GOEDKOOP, M., GUINÉE, J., *et al.* "Identifying best existing practice for characterization modeling in life cycle impact assessment", **International Journal of Life Cycle Assessment**, v. 18, n. 3, p. 683–697, 2013. DOI: [10.1007/s11367-012-0489-5](https://doi.org/10.1007/s11367-012-0489-5).

HAUSCHILD, M. Z., HUIJBREGTS, M. A. J. **Life Cycle Impact Assessment.** 1st. ed. Lyngby, Springer, 2015.

HAUSCHILD, M. Z., ROSENBAUM, R. K., OLSEN, S. I. **Life Cycle Assessment - Theory and Practice.** 1st. ed. Cham, Springer, 2018.

HERBERT, A., AZZARO-PANTEL, C., LE, D., *et al.* "A typology for world electricity mix : Application for inventories in Consequential LCA (CLCA)", **Sustainable Production and Consumption**, v. 8, n. September, p. 93–107, 2016. DOI: [10.1016/j.spc.2016.09.002](https://doi.org/10.1016/j.spc.2016.09.002). Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.spc.2016.09.002>.

HÖÖK, M.; TANG, X. Depletion of fossil fuels and anthropogenic climate change-A review. **Energy Policy**, v. 52, p. 797–809, 2013.

HOPWOOD, D. **Renewable Energy Focus changes.** San Diego, Elsevier Inc., 2009. v. 14.

HOU, G., SUN, H., JIANG, Z., *et al.* "Life cycle assessment of grid-connected photovoltaic power

generation from crystalline silicon solar modules in China", **Applied Energy**, v. 164, p. 882–890, 2016. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.11.023. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.11.023>.

HSU, D. D., DONOUGHUE, P. O., FTHENAKIS, V., *et al.* "Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Crystalline Silicon Photovoltaic Systematic Review and Harmonization", **Journal of Industrial Ecology**, v. 16, 2012. DOI: 10.1111/j.1530-9290.2011.00439.x. .

IEMA - INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE. **Uso de água em termoelétricas**. 2016. Instituto de Energia e Meio Ambiente. Disponível em: https://iemaweb.s3.amazonaws.com/IEMA-AGUA_vFinal_1.pdf. Acesso em: 2 jul. 2020.

INMET. **Instituto Nacional de Meteorologia**. 2020. Disponível em: <https://portal.inmet.gov.br/dadoshistoricos>. Acesso em: 6 abr. 2021.

INPE - INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. "Atlas Brasileiro de Energia Solar", v. 2a edição, p. 1–62, 2017.. .

IPCC. **Intergovernmental Panel on Climate Change**. 2013. Revised supplementary methods and good practice guidance arising from the Kyoto protocol. (2013). Disponível em: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/kpsg/>. Acesso em: 30 jun. 2020.

IPCC. **Managing the Risks of Extreme Events and Disasters to Advance Climate Change Adaptation: Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. Geneva, [s.n.], 2014. v. 9781107025.

IRENA - INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Renewable Capacity Statistics 2020 Statistiques de Capacité Renouvelable 2020 Estadísticas de Capacidad Renovable 2020**. Abu Dhabi, [s.n.], 2020. Disponível em: www.irena.org. Acesso em: 2 jul. 2020.

ISE - INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS. **Photovoltaics Report**. Freiburg, Fraunhofer, 2020. Disponível em: www.ise.fraunhofer.de. Acesso em: 2 jul. 2020.

JACOBI, P. R.; CIBIM, J. C.; SOUZA, A. N. Crise da água na região metropolitana de São Paulo – 2013/2015. **GEOUSP: Espaço e Tempo (Online)**, v. 19, n. 3, p. 422, 2015.

JANSSENS-MAENHOUT, G., CRIPPA, M., GUIZZARDI, D., *et al.* **Fossil CO₂ & GHG emissions of all world countries**. [S.l.: s.n.], 2017. Disponível em: <http://edgar.jrc.ec.europa.eu/overview.php?v=CO2andGHG1970-2016&dst=CO2pc>.

JAYAWARDENA, K. D. G. I., ROZANSKI, L. J., MILLS, C. A., *et al.* "Inorganics-in-Organics": Recent developments and outlook for 4G polymer solar cells", **Nanoscale**, v. 5, n. 18, p. 8411–8427, 2013. DOI: 10.1039/c3nr02733c. .

KEREKES, T., KOUTROULIS, E., SÉRA, D., *et al.* "An optimization method for designing large

PV Plants", **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 3, n. 2, p. 814–822, 2013. DOI: 10.1109/JPHOTOV.2012.2230684. .

KLISE, G. T., LAVROVA, O., GOODING, R. "SANDIA REPORT PV System Component Fault and Failure Compilation and Analysis", n. February, 2018. Disponível em: <https://classic.ntis.gov/help/order-methods/>.

LAWSON, A., PEREIRA, G. **Termelétricas e Seu Papel na Matriz Energética Brasileira**. . FGV Energia, [s.n.], 2017.

LU, L., YANG, H. X. "Environmental payback time analysis of a roof-mounted building-integrated photovoltaic (BIPV) system in Hong Kong", v. 87, p. 3625–3631, 2010. DOI: 10.1016/j.apenergy.2010.06.011. .

MAC KINNON, M. A., BROUWER, J., SAMUELSEN, S. "The role of natural gas and its infrastructure in mitigating greenhouse gas emissions, improving regional air quality, and renewable resource integration", **Progress in Energy and Combustion Science**, v. 64, p. 62–92, 2018. DOI: 10.1016/j.pecs.2017.10.002. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2017.10.002>.

MASON, J. E., FTHENAKIS, V. M., HANSEN, T., *et al.* "Energy payback and life-cycle CO₂ emissions of the BOS in an optimized 3·5 MW PV installation", **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 14, n. 2, p. 179–190, 1 mar. 2006. DOI: 10.1002/pip.652. Disponível em: <http://doi.wiley.com/10.1002/pip.652>. Acesso em: 22 fev. 2021.

MASSI PAVAN, A., MELLIT, A., DE PIERI, D. "The effect of soiling on energy production for large-scale photovoltaic plants", **Solar Energy**, v. 85, n. 5, p. 1128–1136, 2011. DOI: 10.1016/j.solener.2011.03.006. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2011.03.006>.

MCGLADE, C., EKINS, P. "The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2°C", **Nature**, v. 517, n. 7533, p. 187–190, 2015. DOI: 10.1038/nature14016. . NASA. **Effects of Changing the Carbon Cycle**. 2016. Eearthobservatory-NASA. Disponível em: <https://earthobservatory.nasa.gov/features/CarbonCycle/page5.php>. Acesso em: 2 maio 2021.

NREL. **PWatts Calculator**. 2021. Disponível em: <https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php>. Acesso em: 19 fev. 2021.

ONG, S., CAMPBELL, C., DENHOLM, P., *et al.* "Land-Use Requirements for Solar Power Plants in the United States", **Nrel/Tp-6a20-56290**, n. June, p. 47, 2013. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56290.pdf>.

PETROBRÁS. **Coque Verde de Petróleo**. 2014. Disponível em: <https://www.br.com.br/pc/produtos-e-servicos/para-industrias/Coque+Verde+de+Petroleo>. Acesso em: 5 abr. 2021.

RAPHAEL, E., SILVA, M. N., SZOSTAK, R., *et al.* "Células solares de perovskitas: uma nova

tecnologia emergente", **Quim Nova**, v. 41, n. 1, p. 61–74, 2018.. .

ROCA, A. **Design and Modelling of a Large-Scale PV Plant**. Master's degree in Energy Engineering - Escola Tècnica Superior d'Enginyeria Industrial de Barcelona, ETSEIB, 2018.

SOLARGIS. **Solar resource maps and GIS data for 180+ countries | Solargis**. 2005. Disponível em: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/world>. Acesso em: 30 jun. 2020.

SUNGROW. **Sungrow Power Supply - Combiner Box**. 2019. Disponível em: https://br.sungrowpower.com/upload/file/20210109/Datasheet Combiner Box PVS16_20_24MH PTBR.pdf. Acesso em: 7 abr. 2021.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear**. 1a. ed. Rio de Janeiro, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2016.

TURCONI, R., BOLDRIN, A., ASTRUP, T. "Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 28, p. 555–565, 2013. DOI: 10.1016/j.rser.2013.08.013. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.013>.

TWIDELL, J. **Renewable Energy Resources**. 3. ed. New York, Routledge, 2015.

UCTUG, G. "Stakeholder Opinion-Based Comparison of Life Cycle Environmental Impacts of Electricity Generation in Turkey With Selected European Countries", **ANADOLU UNIVERSITY JOURNAL OF SCIENCE AND TECHNOLOGY A - Applied Sciences and Engineering**, v. 18, n. 1, p. 178–178, 2017. DOI: 10.18038/aubtda.300422.. .

V. FTHENAKIS, R. FRISCHKNECHT, M. RAUGEI, H. C. KIM, E. ALSEMA, M. H. and M. de, WILD-SCHOLTEN. "Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment of Photovoltaic Electricity", **IEA - International Energy Agency Photovoltaic Power systems Programme**, v. 12, n. 2, p. 181–190, 2011.. .

VITHAYASRICHAERON, P., MACGILL, I. F. "Valuing large-scale solar photovoltaics in future electricity generation portfolios and its implications for energy and climate policies", **IET Renewable Power Generation**, v. 10, n. 1, p. 79–87, 2016. DOI: 10.1049/iet-rpg.2015.0051.. .

WEISSER, D. "A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies", **Energy**, v. 32, n. 9, p. 1543–1559, 2007. DOI: 10.1016/j.energy.2007.01.008.. .

YAN, J. **Handbook of Clean Energy Systems, 6 Volume Set**. 1st. ed. [S.I.], Wiley, 2015.

YIN, J., OVERPECK, J., PEYSER, C., et al. "Big Jump of Record Warm Global Mean Surface Temperature in 2014–2016 Related to Unusually Large Oceanic Heat Releases", **Geophysical Research Letters**, v. 45, n. 2, p. 1069–1078, 2018. DOI: 10.1002/2017GL076500.. .

ZOBA, A. F., BANSAL, R. **Handbook of Renewable Energy Technology**. 1st. ed. Singapore, World Scientific Publishing Co. Pte. Ltd., 2011.

ANEXOS

ANEXO 1 - RELATÓRIO COMPLETO DA SIMULAÇÃO NO PVSYST.

| | | | | | | | | | |
|---|--|---|---|---------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| PVSYST 7.0.13 | | 12/10/20 | Page 1/4 | | | | | | |
| Grid-Connected System: Simulation parameters | | | | | | | | | |
| Project : | Patos01 | | | | | | | | |
| Geographical Site | Patos | | | | | | | | |
| Situation | Latitude | -7.01° S | Country Brazil | | | | | | |
| Time defined as | Legal Time | Time zone UT-3 | Longitude -37.26° W | | | | | | |
| Meteo data: | Albedo | 0.20 | Altitude 251 m | | | | | | |
| | Patos | Meteonorm 7.3 (2009-2017), Sat=100% - Synthetic | | | | | | | |
| Simulation variant : | Patos1 | | | | | | | | |
| | Simulation date 12/10/20 09h38 | | | | | | | | |
| Simulation parameters | System type No 3D scene defined, no shadings | | | | | | | | |
| Collector Plane Orientation | Tilt | 9° | Azimuth 0° | | | | | | |
| Models used | Transposition | Perez | Diffuse Perez, Meteonorm Circumsolar separate | | | | | | |
| Horizon | Free Horizon | | | | | | | | |
| Near Shadings | No Shadings | | | | | | | | |
| User's needs : | Unlimited load (grid) | | | | | | | | |
| PV Array Characteristics | | | | | | | | | |
| PV module | Si-mono | Model CS6K - 280M | | | | | | | |
| Original PVsyst database | Manufacturer | Generic | | | | | | | |
| Number of PV modules | In series | 21 modules | In parallel 2789 strings | | | | | | |
| Total number of PV modules | nb. modules | 58569 | Unit Nom. Power 280 Wp | | | | | | |
| Array global power | Nominal (STC) | 16399 kWp | At operating cond. 14714 kWp (50°C) | | | | | | |
| Array operating characteristics (50°C) | U mpp | 591 V | I mpp 24902 A | | | | | | |
| Total area | Module area | 95866 m² | Cell area 85850 m² | | | | | | |
| Inverter | Model | ULTRA 1500-TL-OUTD-1-US-690-M/S-DNVKEMA | | | | | | | |
| Original PVsyst database | Manufacturer | Generic | | | | | | | |
| Characteristics | Unit Nom. Power | 1560 kWac | Oper. Voltage 470-900 V | | | | | | |
| Inverter pack | Total power | 14040 kWac | Pnom ratio 1.17 | | | | | | |
| Nb. of inverters | | | | | | | | | |
| Total | Total power | 14040 kWac | Pnom ratio 1.17 | | | | | | |
| PV Array loss factors | | | | | | | | | |
| Array Soiling Losses | Uc (const) | 20.0 W/m²K | Loss Fraction 6.9 % | | | | | | |
| Thermal Loss factor | | | Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s | | | | | | |
| Wiring Ohmic Loss | Global array res. | 0.40 m• | Loss Fraction 1.5 % at STC | | | | | | |
| Module Quality Loss | | | Loss Fraction -0.5 % | | | | | | |
| Module mismatch losses | | | Loss Fraction 2.0 % at MPP | | | | | | |
| Strings Mismatch loss | | | Loss Fraction 0.10 % | | | | | | |
| Incidence effect (IAM): User defined profile | | | | | | | | | |
| | 10° | 20° | 30° | 40° | 50° | 60° | 70° | 80° | 90° |
| | 0.998 | 0.998 | 0.995 | 0.992 | 0.986 | 0.970 | 0.917 | 0.763 | 0.000 |
| Unavailability of the system | 1.8 days, 3 periods | | | Time fraction 0.5 % | | | | | |

PVsyst Evaluation mode

Grid-Connected System: Main results

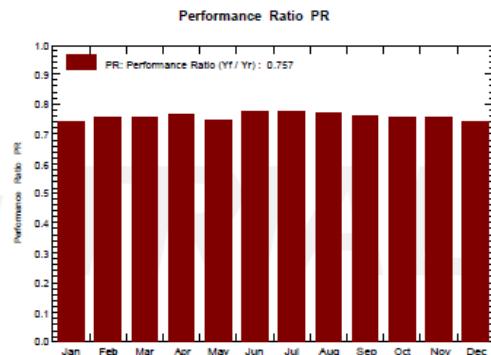
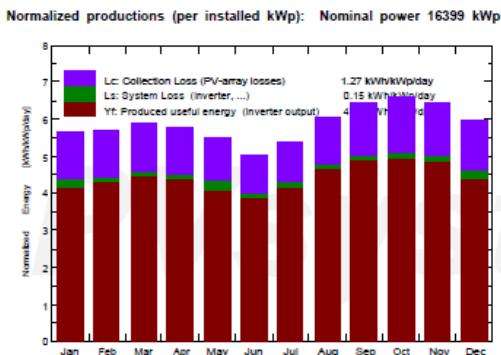
Project : Patos01

Simulation variant : Patos1

| | | |
|------------------------|--|----------------------------------|
| Main system parameters | System type | No 3D scene defined, no shadings |
| PV Field Orientation | tilt | 9° azimuth 0° |
| PV modules | Model | CS6K - 280M Pnom 280 Wp |
| PV Array | Nb. of modules | 58569 Pnom total 16399 kWp |
| Inverter | ULTRA 1500-TL-OUTD-1-US-690-M/S-DNV/KEMA | Pnom 1560 kW ac |
| Inverter pack | Nb. of units | 9.0 Pnom total 14040 kW ac |
| User's needs | Unlimited load (grid) | |

Main simulation results

| | | | | |
|-------------------|----------------------|----------------|----------------|-------------------|
| System Production | Produced Energy | 26593 MWh/year | Specific prod. | 1622 kWh/kWp/year |
| | Performance Ratio PR | 75.71 % | | |



Patos1 Balances and main results

| | GlobHor kWh/m ² | DiffHor kWh/m ² | T_Amb °C | GlobInc kWh/m ² | GlobEff kWh/m ² | EArray MWh | E_Grid MWh | PR ratio |
|------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|-------------|
| January | 184.1 | 77.03 | 27.62 | 175.1 | 159.5 | 2232 | 2126 | 0.740 |
| February | 164.0 | 71.52 | 27.66 | 159.5 | 145.5 | 2033 | 1978 | 0.756 |
| March | 182.2 | 80.11 | 27.60 | 182.9 | 167.1 | 2333 | 2270 | 0.757 |
| April | 166.2 | 72.93 | 26.71 | 172.2 | 157.3 | 2213 | 2156 | 0.764 |
| May | 159.7 | 69.73 | 26.47 | 170.7 | 155.9 | 2211 | 2079 | 0.743 |
| June | 139.5 | 55.64 | 24.94 | 151.3 | 138.0 | 1974 | 1923 | 0.775 |
| July | 154.8 | 62.89 | 25.01 | 166.9 | 152.4 | 2181 | 2125 | 0.776 |
| August | 178.0 | 62.73 | 25.11 | 187.8 | 171.8 | 2431 | 2368 | 0.769 |
| September | 189.7 | 65.60 | 25.56 | 193.1 | 176.7 | 2475 | 2408 | 0.760 |
| October | 207.7 | 71.27 | 26.73 | 204.4 | 187.0 | 2598 | 2525 | 0.753 |
| November | 202.7 | 72.07 | 26.96 | 193.5 | 176.6 | 2469 | 2402 | 0.757 |
| December | 195.9 | 73.97 | 27.62 | 184.5 | 168.0 | 2353 | 2232 | 0.738 |
| Year | 2124.5 | 835.48 | 26.49 | 2141.8 | 1955.8 | 27503 | 26593 | 0.757 |

Legends:

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb T_amb.
- GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 EArray Effective energy at the output of the array
 E_Grid Energy injected into grid
 PR Performance Ratio

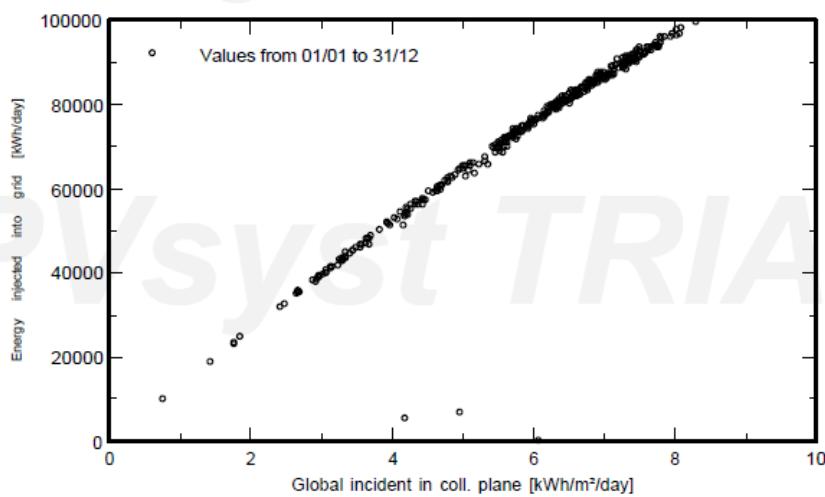
Grid-Connected System: Special graphs

Project : Patos01

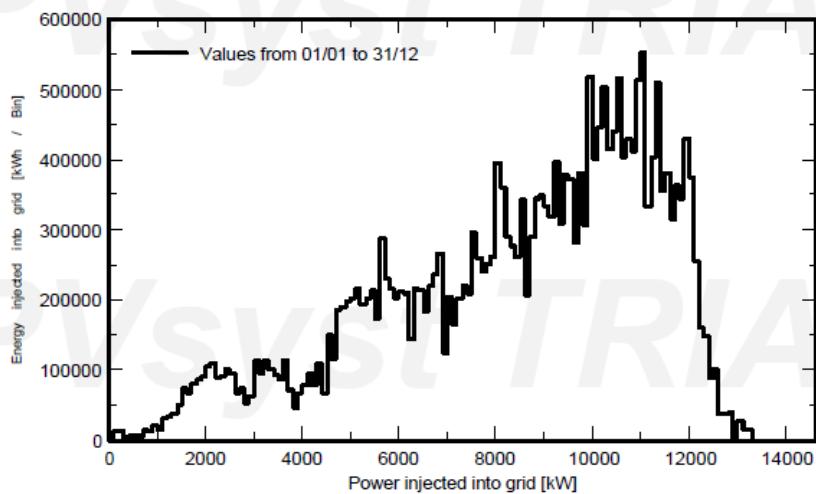
Simulation variant : Patos1

| Main system parameters | System type | No 3D scene defined, no shadings |
|------------------------|--|----------------------------------|
| PV Field Orientation | tilt | 9° azimuth 0° |
| PV modules | Model | CS6K - 280M Pnom 280 Wp |
| PV Array | Nb. of modules | 58569 Pnom total 16399 kWp |
| Inverter | ULTRA 1500-TL-OUTD-1-US-690-M/S-DNV/KEMA | Pnom 1560 kW ac |
| Inverter pack | Nb. of units | 9.0 Pnom total 14040 kW ac |
| User's needs | Unlimited load (grid) | |

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



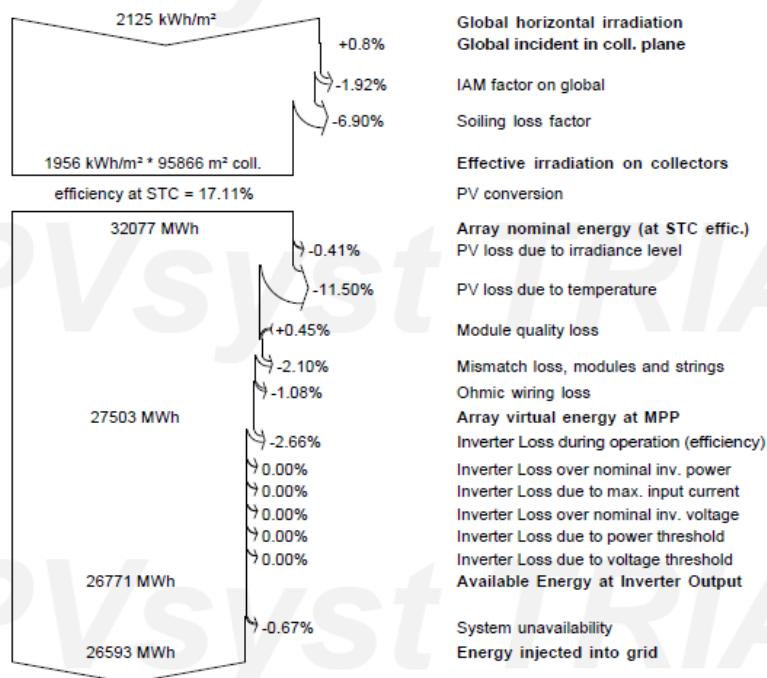
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Patos01

Simulation variant : Patos1

| | | |
|------------------------|---|----------------------------------|
| Main system parameters | System type | No 3D scene defined, no shadings |
| PV Field Orientation | tilt | 9° azimuth 0° |
| PV modules | Model | CS6K - 280M Pnom 280 Wp |
| PV Array | Nb. of modules | 58569 Pnom total 16399 kWp |
| Inverter | ULTRA 1500-TL-OUTD-1-US-690-M/S-DNVKEMA | Pnom 1560 kW ac |
| Inverter pack | Nb. of units | 9.0 Pnom total 14040 kW ac |
| User's needs | Unlimited load (grid) | |

Loss diagram over the whole year



APÊNDICES

APÊNDICE A – SEQUÊNCIA DE CÁLCULO E RESULTADOS DO SFV

| Pré-cálculo do número de painéis (N_PFV) | | | |
|--|---|--|---------------------------|
| 1 | $N_{PFV} = \frac{P_{Projetada} \cdot 10^6}{P_{M,STC}}$ | Modelo do Painel | CanadianSolar CS6K-280M |
| | | Pprojetada [MW] | 16,4 |
| | | PM,STC [W] | 280 |
| | | NPFV [unidades] | 58.571,43 |
| | | NPFV adotado [unidades] | 58.571 |
| Área de cada painel (A_PFV) | | | |
| 2 | $A_{PFV} = comprimento \cdot largura$ | comprimento [mm] | 1.650 |
| | | largura [mm] | 992 |
| | | A _{PFV} [mm ²] | 1.636.800 |
| Pré-cálculo da área ocupada pelos módulos (A_PTOT) | | | |
| 3 | $A_{PTOT} = A_{PFV} \cdot N_{PFV} \cdot 10^{-6}$ | NPFV adotado [unidades] | 58.571 |
| | | A _{PTOT} [m ²] | 95.869 |
| Cálculo de tensão média do inversor (V_(inv,méd)) | | | |
| 4.1 | $V_{inv,méd} = \frac{V_{inv,máx} \cdot V_{inv,min}}{2}$ | Modelo do Inversor | ABB ULTRA-1500.0-HD-TL-US |
| | | V _{inv,máx} | 900 |
| | | V _{inv,min} | 470 |
| | | V _{inv,méd} | 685 |
| Cálculo do número máximo de painéis em série (N_(S,máx)) | | | |
| 4.2 | $N_{S,máx} = \frac{V_{inv,méd}}{V_{mod,máx}}$ | V _{inv,méd} | 685 |
| | | V _{mod,máx} | 31,5 |
| | | NS,máx [unidades] | 21,75 |
| | | NS,máx adotado [unidades] | 23 |
| Tensão de entrada máxima permitida pelo inversor | | | |
| 5.1 | $N_{S,máx} \cdot V_{OC mod,máx} < V_{DC inv,máx}$ | V _{O_C mod, máx} | 38,2 |
| | | NS,máx adotado [unidades] | 23 |
| | | NS,máx . V _{O_C inv, máx} | 878,6 |
| | | V _{DC inv,máx} | 900 |
| | | | 878,6 < 900 |
| Número máximo de módulos em paralelo N_(P,máx) | | | |
| 5.2 | $N_{P,máx} = \frac{I_{DC inv,máx}}{I_{mod,máx}}$ | IDC inv, máx [A] | 2.800 |
| | | I _{mod,máx} [A] | 8,67 |
| | | NP,máx [unidades] | 322,95 |
| | | NP,máx adotado [unidades] | 322 |
| Número de inversores (N_inv) | | | |
| 6 | $N_{inv} = \frac{N_{PFV}}{N_S \cdot N_P}$ | NPFV adotado [unidades] | 58.571 |
| | | NS | 23 |
| | | NP | 322 |
| | | N _{inv} [unidades] | 7,91 |
| | | N _{inv} adotado [unidades] | 8 |
| Número total de painéis (N_(PFV,final)) | | | |
| 7 | $N_{PFV,final} = N_S \cdot N_P \cdot N_{inv}$ | NS | 23 |
| | | NP | 322 |
| | | NI | 8 |
| | | NPFV,final | 59.248 |
| | | | 97.167 |

| Capacidade Instalada (P_instalada) | | | |
|---|--|---------------------------|------------|
| 8 | $P_{instalada} = N_{PFV,final} \cdot P_{M,STC} \cdot 10^{-6}$ | NPFV,final | 59.248 |
| | | PM,STC [W] | 280 |
| | | Pinstalada [W] | 16.589.440 |
| | | Pinstalada [MW] | 16,59 |
| Área final ocupada pelos painéis (A_PTOT,final)) | | | |
| 9 | $A_{PTOT,final} = A_{PFV} \cdot N_{PFV,final} \cdot 10^{-6}$ | APFV [m2] | 1.636.800 |
| | | NPFV,final | 59.248 |
| | | APTOT,final [m2] | 96.977 |
| | | APTOT,final [km2] | 0,097 |
| Temperatura do módulo (T_M) | | | |
| 10 | $T_M = T_{amb} + \frac{G_t}{800} \cdot (NOCT - 20)$ | Tamb [oC] | 30,2 |
| | | Gt [W/m2] | 872,98 |
| | | NOCT [oC] | 45 |
| | | TM [oC] | 57,48 |
| Potência MPP de cada módulo fotovoltaico, após perdas de geração devido temperatura (P_MPP) | | | |
| 11 | $P_{MPP} = P_{M,STC} \cdot \frac{G_t}{800} \cdot \left[1 + \frac{Y \cdot (T_M - 25)}{100} \right]$ | PM,STC [W] | 280 |
| | | Gt [W/m2] | 872,98 |
| | | Y [%/oC] | -0,41 |
| | | TM [oC] | 57,48 |
| | | PMPP [W] | 211,88 |
| Potência real de cada módulo fotovoltaico, após perdas de geração devida a poeira, sombreamento e temperatura (P_mod) | | | |
| 12 | $P_{mod} = \left(1 - \frac{Fr}{100} \right) \cdot \left(1 - \frac{Es}{100} \right) \cdot P_{MPP}$ | Fr [%] | 6,9 |
| | | Es [%] | 3 |
| | | PMPP [W] | 211,88 |
| | | Pmod [W] | 191,35 |
| Perdas de energia (P_(mod,perdas)) | | | |
| 13 | $P_{mod,perdas} = P_{MPP} - P_{mod}$ | PMPP [W] | 211,88 |
| | | Pmod [W] | 191,35 |
| | | Pmod, perdas [W] | 20,54 |
| Potência de saída de cada conjunto fotovoltaico (P_CJFV) | | | |
| 14 | $P_{CJFV} = N_S \cdot N_P \cdot \frac{\eta_{MPPT}}{100} \cdot \left(1 - \frac{\eta_{DC}}{100} \right) \cdot \left(1 - \frac{\eta_{mismatch}}{100} \right) \cdot P_{mod}$ | NS,máx adotado [unidades] | 23 |
| | | NP,máx adotado [unidades] | 322 |
| | | ηmppt [%] | 99 |
| | | ηdc [%] | 1,5 |
| | | ηmismatch [%] | 2 |
| | | Pmod [W] | 191,35 |
| | | PCJFV [W] | 1.354.249 |
| Potência total de saída de cada inversor CC/CA (P_(saída,inv)) | | | |
| 15 | Se, $P_{CJFV} \leq P_{i,adm} \rightarrow P_{saída,inv} = \frac{\eta_{inv}}{100} \cdot P_{CJFV}$ | PCJFV [W] | 1.354.249 |
| | | ηinv [%] | 99 |
| | | Pi,adm [W] | 1.560.000 |
| | | Pi,cons | 3000 |
| | | Pin<=Pi,na | sim |
| | | Pin<=Pi,sc | não |
| | | Psaída,inv [W] | 1.340.707 |
| | | Psaída,inv [MW] | 1,34 |

| Terreno ocupado pela usina solar fotovoltaica (A_ter) | | | |
|---|---|-------------------------|-----------|
| 16 | $A_{ter} = \max(P_{saída,inv}) \cdot 10^{-6} \cdot N_{inv} \cdot Rel_{terreno}$ | Psaída,inv [W] | 1.340.707 |
| | | Ninv adotado [unidades] | 8 |
| | | Rel terreno [km2/MWac] | 0,028 |
| | | Ater [km2] | 0,30 |

| Potência que a planta fotovoltaica pode injetar na rede (P_PLANT) | | | |
|---|--|----------------|-----------|
| 17 | $P_{PLANT} = \frac{\eta_T}{100} \cdot \frac{\eta_cabo}{100} \cdot P_{saída,inv} \cdot 10^{-6} \cdot N_{inv}$ | nt [%] | 99 |
| | | ncabo [%] | 99,5 |
| | | Psaída,inv [W] | 1.340.707 |
| | | Ninv | 8 |
| | | PPLANT [MW] | 10,57 |

| Energia total injetada na rede a partir da usina fotovoltaica (E_(PLANT,TOT)) | | | |
|---|--|--------------|-------|
| 18 | $E_{PLANT} = \frac{Dispenergia}{100} \cdot P_{PLANT} \cdot \Delta t$ | Dispenergia | 99,5 |
| | | PPLANT [MW] | 10,57 |
| | | Δt | 1 |
| | | EPLANT [MWh] | 10,51 |

| Energia total injetada na rede em 1 ano | | | |
|---|---|----------------------|--------|
| 19 | $E_{PLANT,TOT} = \frac{Dispenergia}{100} \cdot \sum_{t=1}^n P_{PLANT} \cdot \Delta t$ | Dispenergia | 99,5 |
| | | PPLANT [MW] | 10,57 |
| | | Δt | 2.190 |
| | | EPLANT,TOT [MWh/ano] | 23.022 |

| Produção de energia anual com taxa de degradação (E_anual) | | | |
|--|--|--|-----------------|
| 20 | $E_{anual(a)} = E_{PLANT,TOT} \cdot (1 - T_{degrad1})$ | | |
| | $E_{anual(b)} = E_{anual(b-1)} \cdot (1 - T_{degrad2a6})$ | | Vide Apêndice C |
| | $E_{anual(c)} = E_{anual(c-1)} \cdot (1 - T_{degrad7a25})$ | | |

| Energia total fornecida em 25 anos (E_(PLANT,TOT25)) | | | |
|--|---|--|-----------------|
| 21 | $E_{PLANT,TOT25} = \sum_1^n E_{anual(n)}$ | | Vide Apêndice C |

| Energia nominal total da usina fotovoltaica (E_(PLANT,NOM TOT)) | | | |
|---|--|---------------------------|--------|
| 22 | $E_{PLANT,NOM\ TOT} = P_{instalada} \cdot \frac{G_t\ PLANT}{G_t\ PADRÃO} \cdot \Delta t$ | EPLANT,TOT [MWh/ano] | 23.022 |
| | | Pinstalada [MW] | 16,59 |
| | | Gt plant [W/m2] | 872,98 |
| | | Gt padrão [W/m2] | 1.000 |
| | | Δt (h) | 2.190 |
| | | EPLANT,NOM\ TOT [MWh/ano] | 31.716 |

| Taxa de desempenho (TD) | | | |
|-------------------------|---|---------------------------|--------|
| 23 | $TD = \frac{E_{PLANT,TOT}}{E_{PLANT,NOM\ TOT}} \cdot 100$ | EPLANT,TOT [MWh/ano] | 23.022 |
| | | EPLANT,NOM\ TOT [MWh/ano] | 31.716 |
| | | TD(%) | 72,59 |

| Fator de capacidade (FC) | | | |
|--------------------------|---|----------------------|--------|
| 24 | $FC = \frac{E_{PLANT,TOT}}{P_{instalada} \cdot 8760} \cdot 100$ | EPLANT,TOT [MWh/ano] | 23.022 |
| | | Pinstalada [MW] | 16,59 |
| | | FC(%) | 15,84 |

| Rendimento específico (Yieldsp) | | | |
|---------------------------------|---|--------------------------|--------|
| 25 | $Yieldsp = \frac{E_{PLANT,TOT}}{P_{instalada}}$ | EPLANT,TOT [MWh/ano] | 23.022 |
| | | Pinstalada [MW] | 16,59 |
| | | Yieldsp [h] ou [kWh/kWp] | 1.388 |

| Número de caixas de junção a serem utilizadas por cada inversor (CJ_inv) | | | |
|--|---------------------------------------|---------------------------|------------------------|
| 26 | $CJ_{inv} = \frac{N_p}{Máx_{string}}$ | Modelo | Sungrow PVS-16/20/24MH |
| | | NP,máx adotado [unidades] | 322 |
| | | Máx String | 24 |
| | | Cjinv [unidades] | 13,42 |
| | | Cjinv adotado [unidades] | 14 |

| Número total de caixas de junção (CJ_(inv,tot)) | | | |
|---|---|-------------------------|-----|
| 27 | $CJ_{inv,tot} = CJ_{inv} \cdot N_{inv}$ | Cjinv [unidades] | 14 |
| | | Ninv adotado [unidades] | 8 |
| | | Cjinv,tot [unidades] | 112 |

**APÊNDICE B – CÁLCULO DA ENERGIA PRODUZIDA INCLUINDO A TAXA DE
DEGRADAÇÃO**

| Ano | Taxa | Prod. Anual de Energia [MWh/ano] | Energia Produzida Acumulada [MWh] |
|-----|------|----------------------------------|-----------------------------------|
| 0 | 0% | 23.022 | ----- |
| 1 | 3,0% | 22.332 | 22.332 |
| 2 | 0,7% | 22.175 | 44.507 |
| 3 | 0,7% | 22.020 | 66.527 |
| 4 | 0,7% | 21.866 | 88.393 |
| 5 | 0,7% | 21.713 | 110.106 |
| 6 | 0,7% | 21.561 | 131.667 |
| 7 | 0,5% | 21.453 | 153.120 |
| 8 | 0,5% | 21.346 | 174.466 |
| 9 | 0,5% | 21.239 | 195.705 |
| 10 | 0,5% | 21.133 | 216.838 |
| 11 | 0,5% | 21.027 | 237.865 |
| 12 | 0,5% | 20.922 | 258.787 |
| 13 | 0,5% | 20.818 | 279.605 |
| 14 | 0,5% | 20.713 | 300.318 |
| 15 | 0,5% | 20.610 | 320.928 |
| 16 | 0,5% | 20.507 | 341.435 |
| 17 | 0,5% | 20.404 | 361.839 |
| 18 | 0,5% | 20.302 | 382.141 |
| 19 | 0,5% | 20.201 | 402.342 |
| 20 | 0,5% | 20.100 | 422.442 |
| 21 | 0,5% | 19.999 | 442.441 |
| 22 | 0,5% | 19.899 | 462.340 |
| 23 | 0,5% | 19.800 | 482.140 |
| 24 | 0,5% | 19.701 | 501.841 |
| 25 | 0,5% | 19.602 | 521.443 |

APÊNDICE C – TOTAL DAS EMISSÕES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

