

INSERÇÃO DA TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA COMO UMA
ALTERNATIVA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O
PROJETO DE TRANSPOSIÇÃO DO RIO SÃO FRANCISCO

Jean Carlos da Silva Galdino

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Energético.

Orientadores: Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas
Neilton Fidelis da Silva

Rio de Janeiro

Junho de 2022

INSERÇÃO DA TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA COMO UMA
ALTERNATIVA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O
PROJETO DE TRANSPOSIÇÃO DO RIO SÃO FRANCISCO

Jean Carlos da Silva Galdino

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Orientadores: Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas
Neilton Fidelis da Silva

Aprovada por: Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas
Neilton Fidelis da Silva
David Alves Castelo Branco
Jorge Henrique Alves Prodanoff
Luciano Basto Oliveira
Renato Samuel Barbosa de Araújo

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

Junho de 2022

Galdino, Jean Carlos da Silva

Inserção da Tecnologia Solar fotovoltaica como uma alternativa de Fornecimento de Energia Elétrica para o Projeto de Transposição do Rio São Francisco / Jean Carlos da Silva Galdino - Rio de Janeiro, UFRJ/COPPE, 2022.

XII, 150 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas

Neilton Fidelis da Silva

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2022.

Referências Bibliográficas: p. 138-150.

1. Energia Solar Fotovoltaica. 2. Transposição do Rio São Francisco. 3. Energia Elétrica. 4. Semiárido Nordeste. 5. Planejamento Energético. I. Freitas, Marcos Aurélio Vasconcelos de *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título

A minha mãe Jane, a grande mulher da minha vida.

A minha esposa Zuyla e meus filhos Lara, Matheus e Marcela, que juntos são a razão dos meus dias.

Agradecimentos

Agradeço ao meu orientador, professor Neilton Fidelis da Silva, por nunca ter desistido desta pesquisa e por sempre estar disponível para me motivar e me orientar na construção deste trabalho.

Ao meu orientador, professor Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas, por sugerir a ideia e os caminhos desta pesquisa e apoiar este trabalho em sua totalidade. Muito obrigado.

Aos/a professores/a Amaro Olímpio, Emilio La Rovere, André Frossard, Alessandra Magrini, Maurício Arouca, Christiane Uchôa, Sérgio Cunha, do Programa de Planejamento Energético – PPE, pelos conhecimentos repassados durante as nossas aulas.

Ao colega Marcio Giannini Pereira, pela ajuda dada em vários momentos desta pesquisa.

Ao professor Renato Samuel, por toda dedicação dada enquanto coordenador local do Dinter.

A todas/os colegas e amigas/os do Dinter, André, Caio, Daniel, Eduardo, Elisângela, Fábio, Gabriel, Herika, Hélio, João Maria, José Adriano, Maria Luíza, Maurisete, Roberto e Stallone, pela parceria durante toda essa jornada.

Aos que me acompanharam nestes últimos anos, meu carinho.

A todos(as) que fizeram parte deste longo processo, meu muito obrigado!

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

INSERÇÃO DA TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA COMO UMA
ALTERNATIVA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O PROJETO
DE TRANSPOSIÇÃO DO RIO SÃO FRANCISCO

Jean Carlos da Silva Galdino

Junho/2022

Orientadores: Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas

Neilton Fidelis da Silva

Programa: Planejamento Energético

Regiões semiáridas são assim classificadas por vivenciarem variabilidades climáticas que lhes estabelecem secas intensas e estiagens prolongadas. A Região Nordeste do Brasil esculpe 57% do seu território em áreas semiáridas. Dessa forma, seu contexto climático impõe a urgência de se promover políticas públicas orientadas ao desenvolvimento social e da infraestrutura produtiva, como vetor mitigador de seus efeitos. Frente a esse quadro, o Projeto de Transposição do Rio São Francisco conforma-se como uma alternativa singular no enfrentamento dos problemas de abastecimento, e, por consequência, promover uma redução dos impactos socioeconômicos decorrentes do balanço hídrico desfavorável registrado na Região Nordeste. Em que pese o efeito positivo do Projeto de Transposição em estabelecer um novo ciclo de desenvolvimento no Nordeste do Brasil, a sua demanda de energia elétrica, estimada em 2.533 GWh/ano, a partir de uma capacidade instalada 320 MW, exige alternativas tecnológicas que garantam a sua sustentabilidade. Nesse contexto, esta tese tem por objetivo avaliar propostas de arranjos para produção de energia elétrica por meio do emprego de sistemas fotovoltaicos como alternativa de abastecimento elétrico para o projeto de transposição, sendo eles: (i) o uso da área lateral do canal de transposição; (ii) o aproveitamento da área do canal de transposição; e (iii) utilização área dos reservatórios pertencentes à transposição do rio São Francisco. Em seus resultados, a investigação assinala que a utilização do potencial solar da região por meio dos três arranjos estudados mostra-se atrativa para suprir, individualmente ou de forma combinada, a demanda do projeto.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

INSERTION OF SOLAR PHOTOVOLTAIC TECHNOLOGY AS AN ELECTRICITY
ENERGY SUPPLY ALTERNATIVE FOR THE PROJECT OF TRANSPOSITION OF
THE SÃO FRANCISCO RIVER

Jean Carlos da Silva Galdino

June/2022

Advisors: Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas

Neilton Fidelis da Silva

Department: Energy Planning

Semi-arid regions are classified as such because they experience climatic variability that establishes intense and prolonged droughts. The Northeast Region of Brazil has 57% of its territory in semi-arid areas. Thus, its climatic context imposes the urgency of promoting public policies oriented to social development and productive infrastructure, as a mitigating vector of its effects. In view of this situation, the São Francisco River Transposition Project is a singular alternative in dealing with supply problems, and, consequently, to promote the reduction of socioeconomic impacts resulting from the unfavorable water balance registered in the Northeast Region. Despite the positive effect of the River Transposition Project in establishing a new development cycle in the Northeast of Brazil, its electric energy demand, estimated at 2,533 GWh/year, based on an installed capacity of 320 MW, requires technological alternatives that ensure the project's sustainability. In this context, this thesis aims to evaluate proposals for arrangements for the production of electricity through the use of photovoltaic systems as an alternative for electrical supply for the transposition project, namely: i) the use of the lateral area of the transposition channel; ii) the use of the transposition channel area; and iii) part of the area of some reservoirs belonging to the transposition of the São Francisco River. In its results, the investigation points out that the use of the region's solar potential for all three studied arrangements is attractive to supply, individually or in combination, the electrical energy demanded by the project.

SUMÁRIO

ÍNDICE DE FIGURAS	X
ÍNDICE DE TABELAS	XII
INTRODUÇÃO GERAL	1
CAPÍTULO I – PROJETO DE TRANSPOSIÇÃO DO RIO SÃO FRANCISCO: ELEMENTOS DE ABRANGÊNCIA E AVALIAÇÃO DA SUA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	18
1.1 INTRODUÇÃO.....	18
1.2 VULNERABILIDADE CLIMÁTICA E O FENÔMENO DA SECA	23
1.3 ESTRATÉGIAS DE POLÍTICA PÚBLICA PARA O ENFRENTAMENTO DA SECA	25
1.3.1. A TRANSPOSIÇÃO DE ÁGUAS DO RIO SÃO FRANCISCO	27
1.3.2. A ESTRUTURA FÍSICA DO PISF	30
2. OPERAÇÃO DO PISF SUA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	33
CAPÍTULO II – PERCURSO METODOLÓGICO.....	42
2.1 INTRODUÇÃO.....	42
2.2 DELIMITAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO	44
2.3 DEMANDAS DE ENERGIA ELÉTRICA DO PISF	47
2.4 ÁREAS ÚTEIS DISPONÍVEIS NO PISF	48
2.4.1 ÁREAS ÚTEIS NAS LATERAIS E SOBRE OS CANAIS.....	48
2.4.2 ÁREA DISPONÍVEL NO TOPO DO CANAL.....	49
2.4.3 ÁREA DISPONÍVEL NOS RESERVATÓRIOS	50
2.5 POTENCIAL SOLAR DA ÁREA DE PISF	50
2.5.1 POTENCIAL SOLAR GEOGRÁFICO	52
2.5.2 POTENCIAL SOLAR PARA DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE.....	52
2.6 ARRANJOS PRODUTIVOS DE ENERGIA ELÉTRICA FOTOVOLTAICA.....	55
CAPÍTULO III – TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA COMO ALTERNATIVA DE ABASTECIMENTO EM PROJETOS DE GRANDE PORTE	56
3.1 INTRODUÇÃO	56
3.2 FUNDAMENTOS TECNOLÓGICOS	58
3.2.1 A FONTE SOLAR.....	58
3.2.2 O EFEITO FOTOVOLTAICO.....	59
3.2.3 TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS	60
3.2.4 TIPOS DE CÉLULAS.....	61
3.2.5 LIMITES DE EFICIÊNCIA	65
3.2.6 DENSIDADE DE ENERGIA	72
3.2.7 CONDIÇÕES DE TESTE STANDARD (CTS).....	73
3.2.8 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	74
3.2.8.1 CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO (ICC):.....	78
3.2.8.2 TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO (VCA):	78

3.2.8.3	PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (PMP)	78
3.2.8.4	TENSÃO À MÁXIMA POTÊNCIA (VMP)	79
3.2.8.5	CORRENTE À MÁXIMA POTÊNCIA (IMP)	79
3.2.8.6	POTÊNCIA DE PICO (PP)	79
3.2.8.7	RENDIMENTO (η)	80
3.2.8.8	FATOR DE FORMA (FF)	80
3.2.8.9	CURVA ($I \times V$)	81
3.2.9	INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA NA PERFORMANCE DOS MÓDULOS	81
3.2.10	INFLUÊNCIA DA IRRADIÂNCIA SOLAR.....	83
3.2.11	INFLUÊNCIA DO LOCAL DE APROVEITAMENTO	84
3.2.12	INFLUÊNCIA DO SOMBREAMENTO NOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	90
3.3	ARRANJOS FOTOVOLTAICOS	90
3.3.1	SÉRIE.....	91
3.3.2	PARALELO.....	91
3.4	SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO.....	93
3.5	CENÁRIO GLOBAL DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA	94
3.6	COMPORTAMENTO DOS CUSTOS.....	99
3.6.1	CUSTO NIVELADO DE ENERGIA.....	100
3.7	APROVEITAMENTO SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADO À REDE	104
3.7.1	USINAS FOTOVOLTAICAS DE GRANDE CAPACIDADE INSTALADA.....	105
3.7.2	USINAS FOTOVOLTAICAS NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	106
3.8	GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL	108
CAPÍTULO IV – SUPRIMENTO DA DEMANDA DE ENERGIA ELETRICA NAS ESTAÇÕES DE BOMBEAMENTO ATRAVÉS DO EMPREGO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICO. .114		
4.1	POTENCIAL SOLAR FOTOVOLTAICO DO SEMIÁRIDO NORDESTINO	114
4.2	POTENCIAL SOLAR FOTOVOLTAICO DAS ÁREAS DISPONÍVEIS DO PISF	115
4.3	POTENCIAL SOLAR NECESSÁRIO AO ABASTECIMENTO DO PISF	117
4.4	DEMANDA ENERGÉTICA DO PISF	118
4.5	ANÁLISE DE RESULTADOS	125
4.5.1	POTENCIAL SOLAR DA REGIÃO DE ESTUDO.....	125
4.5.2	ARRANJOS FV PARA O PISF	126
CONCLUSÕES		133
REFERÊNCIAS		138

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Traçado Pioneiro da Transposição do São Francisco.	5
Figura 2. Mapa do projeto.	8
Figura 3. Delimitação do Semiárido brasileiro.	20
Figura 4. Estrutura do PISF.	28
Figura 5. Canais do PISF - Eixo Leste.	31
Figura 6. Canais do PISF - Eixo Norte.	31
Figura 7. Situação da execução das obras do PISF - Referência Janeiro de 2022.	32
Figura 8. Mapa Geral do PISF.	33
Figura 9. Estações de bombeamento do PISF.	34
Figura 10. Consumo energético do PISF.	36
Figura 11. Gasto total com energia elétrica no PISF.	37
Figura 12. Usinas Hidrelétricas CHESF no Rio São Francisco.	38
Figura 13. Estação de bombeamento do PISF.	45
Figura 14. Estação de bombeamento do PISF.	45
Figura 15. Motobomba instalada nas EB's.	46
Figura 16. Canal da transposição e reservatório.	46
Figura 17. Largura útil ao longo dos canais.	48
Figura 18. Potencial teórico brasileiro da radiação solar.	51
Figura 19. Potencial solar no entorno das estações de bombeamento.	52
Figura 20. Efeito fotovoltaico em uma célula solar típica.	60
Figura 21. Agrupamento das células fotovoltaicas na composição do módulo.	60
Figura 22. Estrutura básica de uma célula de silício.	62
Figura 23. Representação das células solares que compõem as três gerações de células solares.	65
Figura 24. Comparativo entre a célula de silício padrão e a célula de silício PERC.	66
Figura 25. Comparativo entre a célula convencional e a célula bifacial.	67
Figura 26. Diferentes tecnologias e absorção do espectro solar.	69
Figura 27. Gráfico de evolução temporal das eficiências dos diversos tipos de células.	72
Figura 28. Variação de irradiância média solar durante um ano.	73
Figura 29. Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica, modelo com três diodos.	75
Figura 30. Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica, modelo com dois diodos.	75
Figura 31. Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica, modelo com um diodo.	76
Figura 32. Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica, modelo com um diodo.	76
Figura 33. Exemplo de Curva $I \times V$	81
Figura 34. Deslocamento da curva ($I \times V$) com a variação da temperatura.	82
Figura 35. Deslocamento da curva ($I \times V$) com a variação da irradiância.	84
Figura 36. Relação da posição do sol em relação a terra.	87
Figura 37. Posição do módulo fotovoltaico.	87
Figura 38. Associação de dois módulos fotovoltaicos.	92

Figura 39. Evolução da Capacidade Instalada em Energia Solar Fotovoltaica – 2010 – 2020.	96
Figura 40. Evolução da capacidade instalada em energia solar fotovoltaica em alguns países – 2010 a 2020.....	99
Figura 41. LCOE Médio global da Tecnologia Solar Fotovoltaica, 2010-2020.	101
Figura 42. Custos Totais de Instalação da Tecnologia Solar Fotovoltaica - 2010-2020..	102
Figura 43. Fator de Capacidade da Tecnologia Solar Fotovoltaica - 2010-2020.....	104
Figura 44. Mapa de irradiação horizontal global em torno de estações de bombeamento situadas no Estado de Pernambuco.....	114
Figura 45. Demanda em primeira etapa e potencial energético solar anual na região do PISF.	126
Figura 46. Disposição dos painéis para o arranjo 1.....	127
Figura 47. Arranjo 1 – comprimento necessário ao suprimento da demanda de energia elétrica do PISF.	127
Figura 48. Arranjo 2 - comprimento necessário ao suprimento da demanda de energia elétrica do PISF.	128
Figura 49. Disposição dos painéis no arranjo 2.....	129
Figura 50. Arranjo 3 - comprimento necessário ao suprimento da demanda de energia elétrica do PISF.	129
Figura 51. Disposição dos painéis no arranjo 3.....	130

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1. Ações da Política Pública para Enfrentamento e Convivência com a Seca.....	26
Tabela 2. Estrutura Física da Obra do PISF.	30
Tabela 3. Potência instalada das bombas do PISF.....	35
Tabela 4. Energia consumida e valores pagos anualmente com a o PISF.....	35
Tabela 5. Energia Firme Produzida pela CHESF.	39
Tabela 6. Parâmetros do painel solar genérico.	47
Tabela 7. Área útil nas laterais e no topo dos canais.....	49
Tabela 8. Áreas dos reservatórios próximos às estações de bombeamento.....	50
Tabela 9. Fator de correção para a superfície inclinada de 10° na longitude de 9°.....	54
Tabela 10. Eficiências confirmadas de células terrestres e submódulos de unijunção, nas condições AM=1,5, T=25°C e G=1000 W/m ²	70
Tabela 11. Eficiências de células terrestres multijunção e submódulos confirmadas nas condições: AM1.5 (1000 W/m ²) em 25°C.	71
Tabela 12. Condições de Teste Standard (CTS).....	73
Tabela 13. Parâmetros NOCT.	74
Tabela 14. Faixa de valores de albedo para diversos tipos de superfícies.....	85
Tabela 15. Cálculo da altura solar em latitudes mais altas, φ é a Latitude.	88
Tabela 16. Cálculo da altura solar intertropical, φ é a Latitude.	88
Tabela 17. Tipos de inversores.	93
Tabela 18. Evolução da capacidade instalada em energia solar fotovoltaica no mundo – 2010 a 2020.	96
Tabela 19. Evolução da capacidade instalada em energia solar fotovoltaica em alguns países – 2010 a 2020.....	98
Tabela 20. LCOE Médio por Países da Tecnologia Solar Fotovoltaica de usos Residencial	103
Tabela 21. Capacidade Instalada de Usinas Solares Fotovoltaicas no Brasil.....	111
Tabela 22. Usinas Solares Fotovoltaicas Integradas ao SIN.	112
Tabela 23. Irradiação solar nas estações de bombeamento do PSIF - Plano horizontal...	115
Tabela 24. Potencial instalável na Região do PSIF.	117
Tabela 25. Demanda energética anual das estações de bombeamento do PISF.....	118
Tabela 26. Estimativa de perdas do SFV.....	122
Tabela 27. Dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos para o Arranjo 1 - SFV instalados nas áreas laterais do canal necessário a demanda do PISF.....	123
Tabela 28. Dimensionamento dos Sistemas Fotovoltaicos para o Arranjo 2 - SFV instalados no topo dos canais necessário ao abastecimento do PISF.	124
Tabela 29. Dimensionamento dos Sistemas Fotovoltaicos para o Arranjo 3 – SFV instalados nos reservatórios necessários ao abastecimento do PISF.	124

INTRODUÇÃO GERAL

A água é um recurso natural fundamental à vida. Elemento insubstituível em uma série de atividades humanas que vem, ao longo do tempo - devido ao crescimento populacional mundial, e a este associado a um fluxo crescente de bens e serviços ofertados -, aumentando a sua demanda e, conseqüentemente, conformando problemas concernentes a seu acesso e escassez em forma potável em várias regiões do mundo.

No século XX, a população global quase triplicou, o que, associado à demanda por bens e serviços elevou a demanda de água em cerca de seis vezes. A população mundial em 2021 foi estimada em 7,8 bilhões de habitantes e, para o horizonte de 2050 esta deve alcançar um total de 9,7 bilhões, o que pressionará, de forma mais intensa, a busca por alternativas de oferta de água que sejam sustentáveis e reduzam as assimetrias em seu acesso em todas as regiões do planeta (OMS, 2021; ONU, 2019).

O relatório conjunto da UNICEF e OMS (2019) revela que cerca de 2,2 bilhões de pessoas em todo o mundo não têm serviços de água tratada, 4,2 bilhões de pessoas não têm serviços de saneamento adequado e três bilhões não possuem instalações básicas para a higienização das mãos.

A escassez de água traz sérias limitações para o desenvolvimento, ao restringir o atendimento às necessidades humanas. Sua ausência na forma potável, nos locais de moradia e trabalho causa cerca de três milhões e meio de mortes por ano, ao mesmo tempo em que limita a abrangência do desenvolvimento de uma região, país ou sociedade (SETTI *et al.*, 2000). De acordo com as Nações Unidas, três em cada quatro empregos do mundo são dependentes de água (ONU, 2016).

O relatório ONU (2016) conceitua segurança hídrica como a capacidade de uma população salvaguardar o acesso sustentável a quantidades adequadas de água com qualidade aceitável para manter os meios de sustento, o bem-estar humano e o desenvolvimento socioeconômico. Esse conceito aponta para a garantia da proteção contra a contaminação da água e aos desastres a ela relacionados, de forma a preservar os ecossistemas em um clima de paz e estabilidade. A Declaração Ministerial do 2º Fórum Mundial da Água, realizado em 2000, listou os 07 principais desafios relacionados à segurança hídrica (NGUYEN-KHOA *et al.*, 2012).

- satisfação das necessidades básicas;
- garantia do abastecimento de alimentos;

- proteção aos ecossistemas;
- compartilhamento de recursos hídricos;
- gerenciamento de riscos;
- valorização da água;
- controle racional da água.

Em todo o mundo, a não garantia da segurança hídrica tem um custo para a economia global, podendo custar, quando exacerbada pelas mudanças climáticas, a algumas regiões até 6% de seu PIB, estimular a migração e desencadear conflitos (BANCO MUNDIAL, 2016).

A disponibilidade hídrica (oferta de água) pode ser entendida como uma vazão que estará acessível na grande maioria do tempo, mesmo em períodos secos (ANA, 2017). Ela é avaliada a partir das descargas líquidas médias observadas (BRANCO, 2006). Tal disponibilidade possui um volume estimado de 1.385.990.800 km³ e recobre dois terços da superfície do planeta sob a forma de oceanos, calotas polares, rios e lagos. Deste total, 97,4% são de água salgada, e o restante, cerca de 2,6%, é de água doce. Destas, cerca de 76,4% encontram-se em geleiras e lençóis glaciais, 22,8% em lençóis subterrâneos e 0,8 % em águas de "superfície" – lagos, mares, interiores, umidade do ar e do solo, rios, células vivas (MARSILY, 1994).

A água como recurso hídrico é limitada, vulnerável em diferentes unidades espaciais (regiões e bacias hidrográficas, municípios e edificações) e dotada de valor econômico (FREITAS; RANGEL; DUTRA, 2001). Segundo a FAO (2003) os recursos hídricos totalizam 43.750 km³ distribuídos em todo o planeta conforme a cobertura, recortes climáticos e fisiografias regionais. Destes, cerca de 45% encontram-se na América, 28 % na Ásia, Europa detém 15,5%, na África estão 9% e os 2,5% restantes, na Oceania (FAO, 2003; FREITAS; RANGEL; DUTRA, 2001).

Neste cenário, o Brasil possui situação privilegiada em relação à sua disponibilidade hídrica, contando com cerca de 13% da água doce disponível do planeta. No país registra-se uma a vazão média de água da ordem de 260.000 m³/s, com uma disponibilidade hídrica superficial em torno de 78.600 m³/s, 30% da vazão média (CAVALCANTE JÚNIOR, 2021).

Contudo, a distribuição desta água doce não se dá de forma igualitária. A Região Hidrográfica Amazônica concentra 80% da vazão média nacional e contribui com 83% de toda disponibilidade hídrica superficial. Vale registrar que essa região concentra apenas

8,72% da população brasileira, o que, por consequência, contabiliza a menor demanda de água potável do país (ANA, 2015; CAVALCANTE JÚNIOR, 2021). As regiões Sudeste e Nordeste, regiões mais populosas do Brasil, apresentam cerca de 6% e de 3% das reservas hídricas, respectivamente (ANA, 2017).

A região Nordeste registra 3,52% da vazão média nacional e 2,65% de disponibilidade hídrica superficial. Ela destaca-se por apresentar problemas históricos relacionados à ocorrência de secas em extensas áreas na maioria dos seus Estados, mais caracterizadamente no semiárido, onde as densidades demográficas são menores e os índices de pobreza são mais elevados.

Segundo dados do IBGE (2019), a região possui 27% dos habitantes do Brasil e ocupa 18,25% da área do território nacional. Em termos econômicos, o Nordeste contribui com aproximadamente 14% da produção nacional total – medida pelo PIB –, 12% da produção industrial e cerca de 21% da produção agrícola (IBGE, 2019). Historicamente seu crescimento econômico se mostrou mais lento do que o registado nas regiões Sul e Sudeste do país e foi acelerado nas décadas de 1990 e 2000, devido a um forte dinamismo de numerosas atividades que se desenvolvem na região, resultado de fortes intervenções do Estado na forma de políticas públicas (ARAÚJO, 2012).

Iniciado em dois processos econômicos, o açucareiro e o criatório, a economia nordestina passou um longo período – entre o século XV e o início do século XIX – por um processo de atrofiamiento. A estagnação da produção açucareira provocou a migração da mão de obra excedente para o interior devido a maiores possibilidades de a atividade pecuária receber novos contingentes de população (FURTADO, 2005). Contudo, o aumento da população no interior não iria refletir-se em maiores produtividades e a expansão da economia nordestina durante esse longo período consistiu apenas no crescimento da economia de subsistência, na qual se ia acumulando uma fração crescente da população em uma economia voltada apenas a ofertar o necessário para subsistir (FURTADO, 2005).

Somente a partir da década de 1960 as atividades urbanas ganharam espaço no ambiente econômico do Nordeste, fruto dos incentivos fiscais, investimentos de empresas estatais e algumas importantes empresas locais, nacionais e multinacionais, o que provocou a queda da contribuição da agropecuária no PIB regional. Nos anos de 1970 e 1980, foi o setor público quem puxou o crescimento das atividades econômicas que mais se expandiram na região (ARAÚJO, 2012). No geral, o PIB do Nordeste cresceu nas décadas

seguintes, modificando o comportamento anterior (ARAÚJO, 2012). Assim, entre os anos de 1960 e 1990, o PIB do Nordeste quase sextuplicou (ARAÚJO, 1995).

Mesmo com os avanços econômicos na região, registra-se que a pobreza ainda é, quando vista no contexto nacional, um traço antigo que o dinamismo econômico das últimas décadas não conseguiu alterar significativamente (ARAÚJO, 1995). Nesse contexto, a reconhecida vulnerabilidade hídrica da região atua fortemente sobre o processo de desenvolvimento das suas atividades econômicas, este vigorosamente afetado pelo recorrente fenômeno da seca que nela se verifica, o que, por sua vez, contribui para o agravamento da situação de pobreza e fome, com acento na região do Semiárido (CAMPOS; STUDART, 2001).

De acordo com a SUDENE (2017a), o Semiárido brasileiro ocupa uma extensão territorial total de 1.128.697 Km², sendo 89,5% desta área situada na região Nordeste, incluindo oito estados nordestinos – exceção é o Maranhão –. Nesta região, a hidrografia é pobre em seus amplos aspectos e as condições hídricas são insuficientes para que rios caudalosos se mantenham perenes na ausência de precipitações por grandes períodos (IBGE, 2017, 2018). A exceção na área é o rio São Francisco, que detém 1,7% do total nacional hídrico de água doce e 70% de toda a oferta de água da região Nordeste, o que serve de justificativa para o seu protagonismo no projeto de transposição (IBGE, 2018). Na tentativa de superar ou minimizar os efeitos de baixa regularidade na disponibilidade de água e das secas no semiárido Nordestino o Projeto de Integração do Rio São Francisco – PISF –, em fase de operação, constitui-se na maior obra de infraestrutura hídrica do País em curso, objetivando garantir a segurança hídrica para 12 milhões de pessoas em 390 municípios nos Estados de Pernambuco, Ceará, Rio Grande do Norte e Paraíba, onde a estiagem é frequente (CONSÓRCIO ECOPLAN-SKILL, 2014; MDR, 2020).

A obra da transposição é uma ideia de combate à seca em alguns Estados da região Nordeste, que vem sendo formulada desde o Império. Naquela época, o Governo de D. João VI encaminhou estudos sobre a viabilidade do projeto, mas as autorizações não chegaram a propostas concretas (COSTA, 2006). O traçado pioneiro da transposição foi imaginado pelo Deputado Provincial do Ceará Marco Antônio de Macedo, em 1847. Ele idealizou a transposição das águas do São Francisco para o riacho dos Porcos, no Ceará – afluente do Jaguaribe –, através de uma extensão de 200 km. Sua ideia não prosperou e a possibilidade de uma transposição de águas no Nordeste ficou paralisada, até que, por ordem de Dom Pedro II o Engenheiro Henrique Guilherme Fernando Halfeld realizou um levantamento detalhado do Vale do Rio São Francisco, vislumbrando a transposição até

o riacho dos Porcos, no Ceará. O levantamento foi intitulado Atlas e Relatório Concernente à Exploração do Rio de São Francisco desde a Cachoeira da Pirapora até ao Oceano Atlântico (HALFELD, 1860). Nesse relatório, encontra-se a sugestão da retirada da água por Cabrobó e seguindo o trecho de canal em destaque na Figura 1.

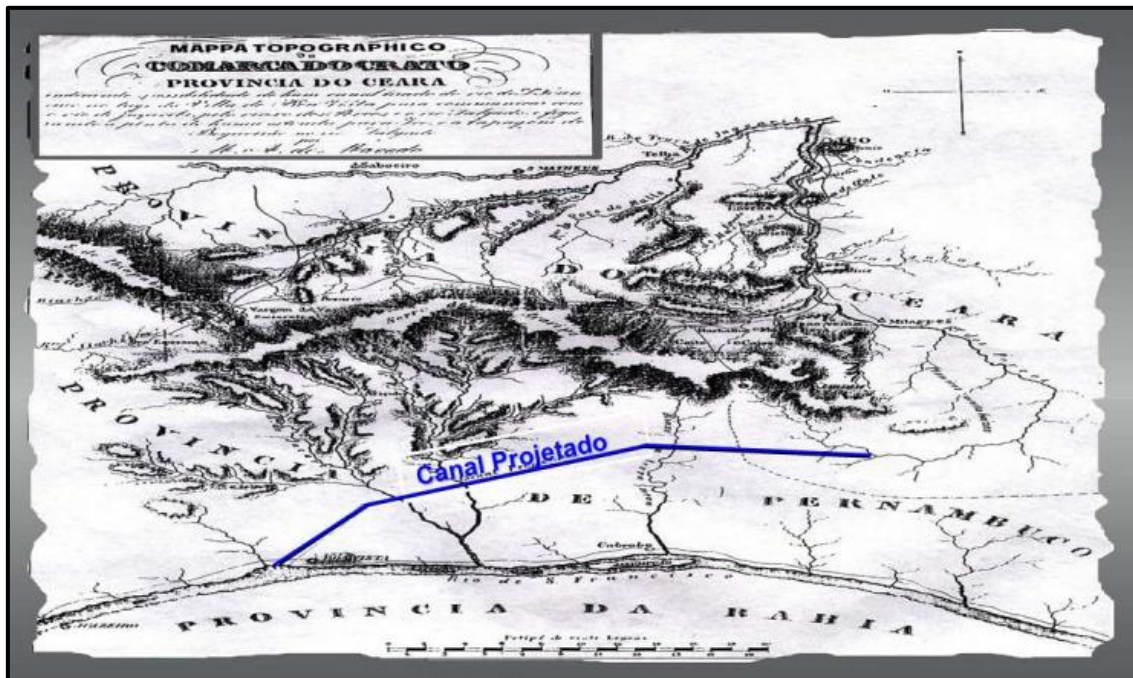


Figura 1. Traçado Pioneiro da Transposição do São Francisco.

Fonte: Ministério da Integração Nacional (2016).

As investidas sobre a transposição continuaram com o Barão de Capanema que, em 1853, apontou a viabilidade da abertura de um canal interligando o São Francisco ao rio Jaguaribe (DEMENTSHUK, 2014) e em 1877 com o deputado Tristão de Alencar Araripe, quando propôs a transposição do São Francisco para o Ceará (COSTA, 2006). Nesta mesma época, o Instituto Politécnico do Rio de Janeiro acenava com uma proposta semelhante. Tais ideias ficaram esquecidas, voltando à pauta em 1912, após a criação da Inspeção de Obras Contra a Seca – IOCS –. Contudo, em 1919, a extinta Inspeção Federal de Obras Contra as Secas – IFOCS –, antigo Departamento Nacional de Obras Contra as Secas – DNOCS –, acenou para a inviabilidade técnica da transposição após realizar novos estudos, pois à época não existia tecnologia para elevar as águas de forma a superar as barreiras do relevo, superiores a 200 metros (HENKES, 2015). Em 1953, foi debatida na Câmara dos Deputados a construção de um canal de 400 km de extensão ligando o Rio São Francisco, desde a cachoeira de Sobradinho, ao Rio Moxotó, o que beneficiaria vários municípios (COSTA, 2006). A ideia pioneira do Deputado Wilson Roriz acerca da possibilidade de bombeamento associado a canais reabriu os

estudos de viabilidade técnica e econômica do projeto em 1972. Entretanto, a Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste – SUDENE – temendo os riscos da salinização do solo nas áreas irrigadas engavetou o projeto (HENKES, 2015). Já no início da década de 1980, o projeto de transposição reapareceu com as três grandes “cheias”, praticamente consecutivas, do Rio São Francisco – 1979, 1980 e 1982 – e com o anteprojeto de engenharia da transposição do São Francisco para as bacias dos rios Jaguaribe, Piranhas e Apodi proposto pelo Departamento Nacional de Obras e Saneamento – DNOS – em 1981 (COSTA, 2006).

No ano de 1994, o Ministério da Integração Nacional – MIN – elaborou um projeto básico de engenharia para início imediato das obras no trecho entre Cabrobó-PE e Jati-CE (COSTA, 2006). Em 1996, de forma mais concisa, foi discutida uma terceira versão do projeto. Tal versão foi novamente modificada em 1997 pelo do Ministério da Integração – MI –, a qual foi acrescentado um novo estudo de viabilidade técnica e econômica. A ideia era a adaptação do projeto básico de 1994 e do projeto básico dos demais trechos de forma a considerar também os seus impactos ambientais.

O projeto de Transposição do São Francisco está estruturado em 477 km de extensão em dois eixos, Norte e Leste. O Norte, de Cabrobó-PE até Cajazeiras-PB através de 260 km de extensão e o Leste, que vai de Floresta-PE até Monteiro-PB com 217 km de extensão. Contando ainda com 13 aquedutos, nove estações de bombeamento – três no Eixo Norte e seis no Eixo Leste –, 27 reservatórios, nove subestações de 230 kW, 270 km de linhas de transmissão em alta tensão – 230kV – e quatro túneis, a saber:

- Cuncas I, Cuncas II e Milagres no Eixo Norte;
- Túnel Engenheiro Giancarlo de Lins Cavalcanti que fica no Eixo Leste (MI, 2018).

O projeto incorpora a recuperação de 23 açudes da região e construção de outros 27 reservatórios.

Na sua concepção atual, a água será captada em dois pontos diferentes do Rio São Francisco. O primeiro, para atender ao Eixo Norte, implantado a montante da Ilha Assunção, próximo a Cabrobó-PE – na calha do rio – e o segundo, para atender ao Eixo Leste, localizado a jusante da barragem de Itaparica – Reservatório da Hidrelétrica de Itaparica –, entre as cidades de Floresta e Nova Petrolândia.

A expectativa é que a obra venha a contribuir para a geração de emprego e renda, promovendo inclusão social nas regiões do entorno.

De acordo com o Plano Ambiental de Construção – PAC – do Ministério da Integração (MI, 2007), o sistema adutor do Eixo Norte com início na captação do Rio São Francisco, após o Reservatório de Sobradinho e a montante da Ilha Assunção, pode canalizar até o máximo de 99 m³/s de água. A água captada deve abastecer o Açude Entremontes, no Rio Brígida, em Pernambuco, para o Rio Salgado, afluente do Jaguaribe, no Ceará, para o Açude Engenheiro Ávidos, no Rio do Peixe, afluente do rio Piranhas-Açu, presente na Paraíba e no Rio Grande do Norte e para o Açude Pau do Ferros, no Rio Apodi, também no Rio Grande do Norte. Ela também deve seguir para grandes açudes como: Castanhão, no Rio Jaguaribe, Santa Cruz no Rio Apodi e Armando Ribeiro Gonçalves, no Rio Piranhas-Açu. O sistema do Eixo Leste captará até 28 m³/s do reservatório Itaparica e levará para o Açude Poço da Cruz, derivando-se para o Rio Moxotó, em Pernambuco, e para a bacia do Rio Paraíba, contribuindo assim com os açudes de Boqueirão e Acauã. Ainda no Eixo Leste, há previsão da construção do reservatório Barro Branco, em Pernambuco, que terá a finalidade de abastecer a zona do agreste pernambucano através do chamado Ramal do Agreste.

De acordo com o Ministério da Integração, o projeto foi dividido em fase e trechos. A fase I contempla as obras dos trechos I, II e V e a fase II os trechos III, IV e VI.

A partir das definições dos trechos e dos seus respectivos lotes a execução do projeto foi dividida em metas. No Eixo Norte temos:

- A Meta 1, com obras iniciadas em 2007, contempla a construção de 140 km e vai da captação até Jati-CE. Esse trecho conta com três estações de bombeamento para recalcar até 99 m³/s em uma altura de 188 metros;
- A Meta 2, cujo trecho conta com 39 km, indo de Jati até Brejo Santo, no Ceará. Nesse trecho, a água começa a descer da altura de 490 metros pela força da gravidade. Para compensar irregularidades do terreno, a obra conta com aquedutos e túneis;
- A Meta 3, com 81 km, estende-se do reservatório Boi II, em Brejo Santo-CE – até o reservatório Engenheiro Ávidos em Cajazeiras-PB.

No Eixo Leste tem-se:

- A Meta 1 estende-se por 16 km, desde a captação, no reservatório de Itaparica, no Rio São Francisco, até a primeira estação de bombeamento, no reservatório Areias, ambos localizados em Floresta-PE;

- A Meta 2, de 167 km, segue da saída do reservatório Areias, em Floresta, até o reservatório Barro Branco, em Custódia-PE, contendo cinco estações de bombeamento que elevam a altura das águas a 332 metros;
- A Meta 3, com 34 km, vai do reservatório Barro Branco, em Custódia-PE até o reservatório Poções, em Monteiro-PB (MATSUKI, 2015; MI, 2014, 2016).

A Figura 2 ilustra o Mapa do PISF, com destaque para a sua divisão em eixos, ramais, trechos e metas.

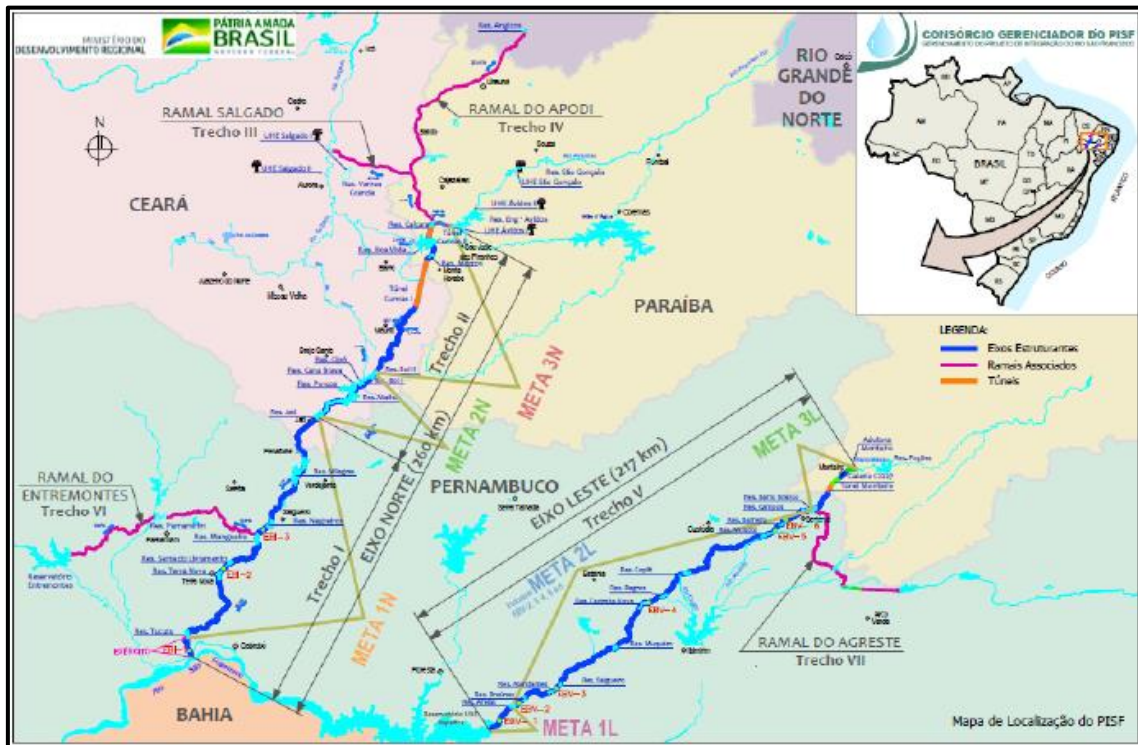


Figura 2. Mapa do projeto.
Fonte: Consórcio Gerenciador do PISF (2022).

O projeto de transposição do Rio São Francisco no Eixo Leste entrou em pré-operação em 2017, beneficiando mais de 1,4 milhão de pessoas em 21 cidades de Pernambuco e 36 da Paraíba. Nesse período, o Eixo Norte, estava com 94,92% de suas obras concluídas. Já sendo possível, nesta fase da obra a transposição de águas do Rio São Francisco as cidades de Sertânia-PE e ao reservatório Epitácio Pessoa, em Boqueirão-PB, beneficiando a região metropolitana de Campina Grande (Monteiro, Barra de Santana, Caturité, Queimadas, Pocinhos, Lagoa Seca, Matinhas, São Sebastião de Lagoa de Roça, Alagoa Nova, Boqueirão, Boa Vista, Soledade, Juazeirinho, Cubati, Pedra Lavrada, Olivedos, Seridó e Cabaceiras) e cerca de 700 mil pessoas (MI, 2018). Em 2021, o último trecho do Eixo Leste foi entregue pelo Governo Federal, restando a conclusão das obras

complementares ao Projeto: Ramal do Agreste; Adutora do Agreste Pernambuco; Cinturão das Águas do Ceará; Vertentes Litorâneas da Paraíba; Barragem de Oiticica; Ramal do Apodi; Projeto Seridó; Ramal do Salgado; Canal do Sertão Alagoano; Canal do Sertão Baiano; Canal do Xingó; Adutora do Pajeú e Ramal do Piancó (MDR, 2022). Atualmente a obra leva a água do São Francisco aos Estados do Ceará, da Paraíba, de Pernambuco e do Rio Grande do Norte, que em tão alto grau sofrem com a seca prolongada (MDR, 2022; MI, 2018). A previsão é que o montante de água transportada alcance em 2025, vazão equivalente a cerca de 3% da vazão atual regularizada do Reservatório de Sobradinho (ENGECORPS, 2000). No entanto, a transposição deve funcionar em plena carga apenas em anos de maior seca, podendo bombear continuamente e em sua máxima capacidade o total de 127 m³/s. Para a situação oposta, anos úmidos, a ideia é utilizar as vazões devidas às chuvas, fazendo com que a transposição e todo o seu sistema torne-se ocioso, excetuando-se pequenas vazões a serem utilizadas difusamente pelas comunidades situadas ao longo do traçado (ENGECORPS, 2000).

O projeto de integração do Rio São Francisco, em todo seu percurso e infraestrutura erguida, potencializa impactos socioeconômicos e ambientais positivos e negativos. A Integração do Rio São Francisco apresenta uma quantidade de equipamentos, técnicas e tecnologia que no seu todo tem potencial de gerar empregos, renda, desenvolver a economia e, por consequência, adicionar impactos sociais e ambientais.

A Bacia do São Francisco, cuja área é de aproximadamente 640 mil km², aproximadamente 8% de todo o território nacional, abrange 521 municípios em seis Estados: Bahia, Minas Gerais, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Goiás, além do Distrito Federal (CASTRO; PEREIRA, 2019). Ela acomoda uma população de 18 milhões de habitantes e, conta hoje, com a usina de Três Marias, cuja potência instalada é de 396 MW; a de Sobradinho, com potência instalada de 1.050.300 kW e 06 unidades geradoras; a de Itaparica – Luiz Gonzaga – com potência instalada de 1.479.600 kW e seis unidades geradoras; a de Moxotó – Apolônio Sales – cuja potência instalada é de 400.000 kW e quatro unidades geradoras; as usinas do complexo de Paulo Afonso 1, 2, 3 e 4 com as seguintes potências instaladas e unidades geradoras: 180.001 kW e três; 443.000 kW e seis; 794.200 kW e quatro e 2.462.400 kW e seis, respectivamente; e a de Xingó como potência nominal instalada de 3.162.000 kW e seis unidades geradoras, possuindo, no entanto, 10.367MW em capacidade instalada, o que corresponde a 9,7 % do total de

geração hidrelétrica brasileira e atendendo a mais de 80% da demanda do Nordeste (CHESF, 2021).

A implementação da transposição do São Francisco estabelece uma elevada demanda de energia para o funcionamento dos seus sistemas de bombeamento. O projeto utiliza conjuntos motobombas instalados nas estações elevatórias (Estações de Bombeamento – EB): no Eixo Norte, a EBV-1 conta com 10,6 MW de potência instalada e no Eixo Leste, a EBV-2 conta com 7,4 MW de potência instalada, as EBV-3 e EBV-4 (duas unidades em cada) demandam 11 MW por estação e as EBV-5 e EBV-6, nos reservatórios Moxotó e Campos, receberam bombas com potências de 2,2 MW e 3,4 MW, respectivamente (PIRES, 2016).

Nesse contexto, deve-se considerar a demanda de energia para colocar em movimento todo o projeto concebido. Em número inicialmente levantado, a potência demandada nas unidades de bombeamento, especialmente para a elevação da vazão tanto para o Eixo Leste como para o Eixo Norte alcançaria 122 MW, quantidade de potência que se equivale ao necessário para alimentar uma cidade de médio porte, a exemplo de Campina Grande-PB. Atualmente, a energia que alimenta as subestações das estações elevatórias é fornecida pelo Sistema Interligado Nacional – SIN através das conexões feitas com as instalações da Companhia Hidrelétrica do São Francisco – CHESF. As análises destas questões conformam-se num tema de interesse de estudo.

A demanda de energia elétrica adicionada ao SIN pela implementação da transposição oportuniza estudos que apontem alternativas de aproveitamento das vocações regionais para oferta de energia elétrica, nomeadamente fontes renováveis de energia – Solar, Eólica e Biomassa – como forma de promover o desenvolvimento sustentável e efetivar ações declaradas nos compromissos internacionais assumidos pelo Brasil, no âmbito da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima – UNFCCC –.

Face ao atual estágio de desenvolvimento das fontes renováveis de energia e da sua capacidade de produção e o uso de forma descentralizada, verifica-se que: se por um lado o semiárido historicamente vivencia uma situação de escassez de oferta águas, apresenta, por outro, uma abundância de recursos renováveis que podem ser apropriados como alternativa às demandas energéticas próprias da transposição, onde destaca-se o potencial eólico e solar. Tais potenciais se contrapõem às fontes não renováveis, por apresentarem-se em quantidade limitada com um elevado grau de incerteza e cujo volume depende do estágio do desenvolvimento tecnológico e do ritmo de sua extração. Deste ponto em diante, a pesquisa desconsidera a opção de geração de energia elétrica a partir da biomassa

para suprir a demanda de energia elétrica da transposição. Este tipo de fonte energética passou de 8,4% para 9,1% sua participação na matriz elétrica nacional de 2019 para 2020 – ganhou participação no conjunto de fontes térmicas (BEM- EPE, 2021). A sua origem da biomassa florestal, a lenha, correspondente a 8% da matriz energética nacional, e se dá mais na região tropical; já sua origem da cana-de-açúcar e algumas outras forrageiras está mais voltada para a produção do álcool - (BEM- EPE, 2021) e sua produtividade média concentra-se na região Centro-Sul, 92% da produção total em 2020/2021 (ANÁLISE DA CONJUNTURA DE BIOCOMBUSTÍVEIS 2020 - EPE). No Nordeste as disponibilidades de bagaço de cana são maiores em Alagoas e em Pernambuco (Potencial de Aproveitamento Energético de Fontes de Biomassa no Nordeste do Brasil, 2014). Por fim, as oleaginosas têm seu uso energético voltado para o biodiesel (BEM-EPE, 2021). No quadro nacional, a produção de biodiesel nas regiões Sul e Centro-Oeste, sempre se destacou em função da abundante disponibilidade das principais matérias-primas. No Nordeste temos apenas 7,4% da produção nacional (BEM- EPE, 2021). Contudo, pesquisas buscam por outras fontes de produção de óleos com espécies nativas que podem ser cultivados no semiárido e no serrado, biomas diversos: A palma; microalgas de efluentes, resíduos das cadeias produtivas do agronegócio e da indústria são opções; a geração de energia a partir de processos térmicos ou biológicos também podem ser contados. Resíduos de pecuária finalizam a lista (EMBRAPA, 2017). Por outro lado, o biogás contribuiu com uma capacidade instalada de 30MW na região do estado de Pernambuco (BEM-EPE-2021). A caatinga é o bioma predominante no Semiárido brasileiro - as fontes que apresentaram maior potencial energético foram bagaço de cana, lenha da caatinga (Potencial de Aproveitamento Energético de Fontes de Biomassa no Nordeste do Brasil, 2014). Assim, não por falta de vocação da Região em estudo e sim pela delimitação do nosso campo de estudo esta fonte não foi considerada em nossa pesquisa.

Outra questão relevante e não menos importante que a anterior, refere-se aos possíveis impactos dos desvios no potencial energético na bacia do São Francisco hoje disponibilizado no SIN. Segundo um estudo encomendado pela Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados em 2005 (PEREIRA JÚNIOR, 2005), estimativas da CHESF apontam que cada metro cúbico retirado de Sobradinho implica em uma perda de 2,4 MW de capacidade de geração de energia elétrica no conjunto de hidrelétricas a jusante. De tal sorte que, para a vazão média prevista para a transposição, 65 m³, este conjunto de hidrelétrica deixará de gerar cerca de 346 MW (PEREIRA JÚNIOR, 2005). Nesse

contexto, a perda de capacidade de geração e os acréscimos na demanda decorrente da transposição, totalizando 468 MW de potência, adicionados aos cenários desfavoráveis dos regimes hídricos futuros, ancoram importância em estudos orientados a analisar o potencial do aproveitamento das fontes renováveis, abundantes na região, no suprimento energético ao projeto de transposição.

O parecer técnico N° 15/2007 – COHID/CGENE/DILIC/IBAMA faz alusão a construção de Usinas Hidrelétricas no trecho da transposição, previstas também no projeto atual, para mitigar os impactos na demanda de energia elétrica (IBAMA, 2007). Cita-se a Usina de Jati com potência instalada de 40 MW e a Usina de Atalho com 12 MW. Considerando tal demanda energética e a vazão de água desviada e, considerando ainda, as diretrizes da outorga preventiva da vazão regulada (IBAMA, 2007), optou-se à época por uma redução na demanda energética do projeto de transposição para atender as restrições impostas pelo projeto (IBAMA, 2007).

O projeto de transposição contabiliza quilômetros de linhas de transmissão e subestações de energia elétrica para alimentar as bombas e motores das estações elevatórias, um sistema que apresenta perdas de natureza construtiva e técnica. Em consonância com as perdas elétricas, as bombas e os motores, a depender do fator de potência e do rendimento, potencializam sua magnitude. Tais perdas e demandas oportunizam estudos orientados à geração distribuída que apontem para utilização de equipamentos e arranjos que promovam alternativas com maior eficiência energética.

A pesquisa aqui desenvolvida toma como referência a contextualização feita e o problema formulado para considerar que o projeto de transposição do Rio São Francisco apresenta uma demanda de energia elétrica que pode se tornar suscetível às incertezas advindas de cenários futuros de alterações climáticas e obstar o projeto e/ou possíveis crises no abastecimento elétrico em cenário de escassez de chuvas ou variações consideráveis na política e na economia.

Considera também que o projeto de transposição apresenta impactos ambientais, sociais e econômicos positivos e negativos para as regiões abrangidas que podem ser mitigados ou potencializados com adoção de modelos alternativos a sua gestão, bem como a adoção de projetos e arranjos produtivos de energia de forma descentralizada, tomando como referência o aproveitamento do potencial regional de fontes renováveis de energia, onde se destaca a energia solar através da tecnologia fotovoltaica, devido aos altos índices solarimétricos da região e a crescente evolução das tecnologias fotovoltaicas, bem como o barateamento dos seus custos de implantação. A partir deste ponto o estudo descarta a

utilização da energia eólica que apesar de estar em expansão e atualmente possuir muitos parques eólicos em território nacional, gerando cerca de 3% de toda energia elétrica do país e tendo o Nordeste como um dos grandes produtores, em especial, os Estados do Ceará e do Rio Grande do Norte, tem suas disponibilidades variando de acordo com as condições geográficas, com as condições climáticas e com a altitude, além das variações do próprio vento (PINTO, 2014).

Em Pernambuco, o ciclo de geração eólica na região é predominantemente noturno (máximos durante a noite e madrugada). Ao longo dos eixos do PISF, o vento é, em geral fraco, com poucos pontos com velocidade acima de 6,5 m/s, o que ainda é baixa para os padrões de projetos eólicos realizados no Brasil. No espaço imobiliário do PISF apenas dois pontos localizados em cima dos túneis Cuncas I e II, mostraram-se favoráveis a instalação de parque eólicos. Áreas úteis de aproximadamente 15.211 metros de comprimento e 400 metros de largura, estes pontos necessitam de um estudo aprofundado da estrutura física destes túneis. Por necessidade de um intenso estudo da estrutura física dos túneis e por delimitação do escopo da atuação da pesquisa, optou-se por seguir apenas a fonte solar fotovoltaica. No entanto, considerando a produção noturna da eólica na região e a produção diurna da solar fotovoltaica, a complementariedade das fontes apresenta-se de forma muito interessante para uma geração híbrida destas fontes. Com base nas demandas energéticas do projeto e nos referidos impactos, a pesquisa centra-se no pressuposto de que existem alternativas de arranjos energéticos para alimentar a demanda de energia elétrica da transposição aproveitando as potencialidades de recursos naturais da região para a geração de energia elétrica renovável, focando-se na energia solar fotovoltaica. A convergência que aponta alternativas mais atrativas para a geração de energia elétrica, potencializa também o aumento dos benefícios socioeconômicos à região, além de reduzir os impactos ambientais, gerados pela implantação, execução e operação do projeto. Dessa forma, a pesquisa, alicerçada em um tema de extrema relevância para a região Nordeste, está orientada a afirmar ou negar as seguintes hipóteses:

- A demanda hídrica para sustentar as estações elevatórias da Transposição do Rio São Francisco e a quantidade de água desviada têm potencial de promover restrições socioeconômicas por proporcionar a diminuição da oferta de energia elétrica no SIN;

- A região do entorno da transposição é caracterizada por apresentar abundância de fontes renováveis de energia, possíveis de serem aproveitadas em arranjos descentralizados de geração de energia elétrica;
- A adoção da energia solar fotovoltaica mostra-se atrativa para alimentar o todo ou fração da demanda de energia elétrica da transposição das águas do Rio São Francisco, configurando-se como legitimadora de interesses sociais, econômicos e ambientais.

A pesquisa está circunscrita ao projeto de Transposição do Rio São Francisco no que concerne ao estudo das demandas energéticas das suas estações elevatórias e a forte tendência à expansão da produção de energia elétrica através de fontes renováveis no Brasil e no mundo, com acento na energia solar, como motivador do aproveitamento das potencialidades desta fonte abundantemente presente na região da transposição.

Dessa forma, tem por objetivo analisar a demanda energética requerida para o pleno funcionamento do projeto de transposição, bem como o potencial da região para produção de energia elétrica a partir do emprego de sistemas solares fotovoltaicos como alternativa à energia elétrica fornecida pelo SIN. As avaliações esquadriham também às características elétricas do sistema de bombeamento, sua eficiência e possíveis perdas de energia, bem como os impactos ambientais, sociais e econômicos provocados pela utilização de novos arranjos energéticos para o projeto.

Para tanto, tem como objetivos específicos:

- Apresentar o quadro representativo da estrutura que conforma a demanda de energia elétrica da totalidade do projeto de transposição contemplando os equipamentos utilizados no bombeamento, as subestações e o sistema de transmissão;
- Avaliar a demanda hídrica e elétrica necessária ao abastecimento de energia elétrica ao conjunto de equipamentos utilizados na transposição como forma de subsidiar a estruturação de arranjos produtivos de eletricidade a partir da energia solar fotovoltaica;
- Mapear o potencial solar para produção de energia elétrica na área da transposição visando, no contexto socioeconômico e ambiental da região, a proposição de arranjos produtivos de energia que venham a substituir e/ou complementar a estrutura existente de fornecimento de energia elétrica, fomentando assim o desenvolvimento regional com geração de emprego e renda.

Para a consecução dos objetivos propostos, utiliza-se de uma abordagem quali-quantitativa, uma vez que busca traduzir em números os conhecimentos que foram gerados durante a sua realização, sendo assim estruturado o percurso metodológico: O quadro representativo da estrutura da demanda de energia elétrica é feito através do levantamento e análise da bibliografia e documentos sobre a transposição do Rio São Francisco. Para tanto, apresenta-se o histórico da transposição ao longo do tempo e avalia-se as características técnicas do projeto, desde a sua construção até o estado atual da obra, enfatizando-se os recursos hídricos manejados e a demanda de energia elétrica necessária à atividade da transposição, inserindo na análise os aspectos socioeconômicos e ambientais. Dentre os documentos destacam-se: bibliografia referente à concepção do projeto de transposição em seus aspectos socioeconômicos, tecnológicos e ambientais, leis, decretos e portarias pertinentes ao objeto da transposição, além de artigos científicos que versem sobre o tema.

A avaliação elétrica necessária ao abastecimento do conjunto de equipamentos utilizados na transposição toma como referência a documentação técnica do projeto, adicionada de visitas técnicas nas áreas do projeto para validar as informações previamente obtidas na literatura.

O Mapeamento do potencial de fontes renováveis de energia na área da transposição utiliza-se do estado da arte de tal conhecimento. Para tanto, faz uso do Atlas Solarimétrico do Brasil e dos Estados da federação, além do uso do banco de dados solar e eólico do CRESESB e de outros institutos nacionais e internacionais que disponibilizam tais informações.

Conjuntamente, a partir de um referencial teórico fundamentado na bibliografia especializada, é construído um quadro representativo do estado da arte da tecnologia solar fotovoltaica, considerando suas barreiras e oportunidades de aproveitamento na região de abrangência do projeto de transposição, visando obter a proposição de arranjos descentralizados como alternativa ao abastecimento das estações elevatórias.

A proposição de arranjos produtivos de energia, a partir do aproveitamento do potencial de solar na área da transposição, é alcançada através do ajuizamento de todos os instrumentos metodológicos expostos. Destaca-se que as visitas técnicas realizadas fundamentam os estudos de caso, no que concerne a adoção de fontes de energia renovável para, alternativamente aprovisionar a demanda de energia elétrica requisitada. De posse do quadro representativo da estrutura da demanda de energia elétrica, da avaliação elétrica necessária ao abastecimento do conjunto de equipamentos, dos estudos

teóricos, análises documentais e dados adquiridos no trabalho de campo, bem como das proposições de arranjos produtivos de energia, buscar-se-á as confirmações ou não das hipóteses levantadas nesta pesquisa.

A tese está estruturada em uma seção de **Introdução Geral**, **quatro Capítulos** e uma **seção de Conclusões**, desenvolvidos de forma a abonar no espaço de domínio do objeto investigado, seus objetivos, discussões, anúncios e conclusões.

No **Capítulo I** - Projeto de Transposição do Rio São Francisco: Elementos de Abrangência e Avaliação da sua Demanda de Energia Elétrica, é feita uma caracterização do Projeto de Transposição do Rio São Francisco incorporando nesta, o percurso e a importância histórica que tal ação da política pública vem ocupando no cenário político e socioeconômico da região afetada pela transposição. Para tanto, caracteriza o Nordeste brasileiro em termos socioeconômico e demográfico, dando acento à sua região Semiárida que ocupa 65% do seu território.

Referenciado nos dados técnicos do Projeto de Transposição, o Capítulo estima a energia elétrica demandada anualmente pelo projeto, para, a partir destes valores, estruturar a investigação em termos do aproveitamento do potencial da região para produção de energia elétrica a partir do emprego de sistemas solares fotovoltaicos como alternativa à energia elétrica fornecida pelo SIN.

O **Capítulo II** - Percurso Metodológico, expõe o percurso metodológico trilhado para alcançar os objetivos propostos na presente Tese.

Já o **Capítulo III** - Tecnologia Solar Fotovoltaica como Alternativa de Abastecimento em Projetos de Grande Porte, fundamenta teoricamente a tecnologia solar fotovoltaica como alternativa de abastecimento em projetos de grande porte. Para tal descreve a tecnologia em sua base técnica-científica e o estado da arte da tecnologia, destacando os grandes aproveitamentos e suas condicionantes para o emprego local.

Os arranjos descentralizados de geração distribuída, a partir do emprego de sistemas solares fotovoltaicos, para suprimento da demanda de energia elétrica nas estações de bombeamento do Projeto de Transposição é apresentado no **Capítulo IV** - Suprimento da Demanda De Energia Elétrica Nas Estações De Bombeamento Através do Emprego de Sistemas Solares Fotovoltaicos. Para tanto, avalia o Potencial Solar Fotovoltaico do Semiárido Nordeste, dando acento às áreas disponíveis no Projeto de Transposição.

A **Seção de Conclusões** finaliza a pesquisa. Nela estão formuladas as considerações finais do estudo. Expõe também recomendações para a formulação de novas investigações conexas ao trabalho apresentado. Deste modo, ambiciona-se com esta

estrutura validar a pesquisa realizada de forma a oferecer elementos técnico-científicos no suporte à estruturação de políticas públicas para o setor elétrico brasileiro. Bem como, oferecer ao leitor um entendimento exato do trabalho apresentado.

CAPÍTULO I – PROJETO DE TRANSPOSIÇÃO DO RIO SÃO FRANCISCO: ELEMENTOS DE ABRANGÊNCIA E AVALIAÇÃO DA SUA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA

1.1 INTRODUÇÃO

O Brasil se estende por 8.516.000 km² na América do Sul e tem seu território demarcado por cinco regiões geográficas, definidas a partir de aspectos naturais, sociais, culturais e econômicos. A região Nordeste ocupa 18,25% da área do território brasileiro, com uma população de 54 milhões de habitantes – 27% da população brasileira –. Em termos econômicos, contribui com aproximadamente 14% da produção nacional total – medida pelo Produto Interno Bruto – PIB –, 12% da produção industrial e cerca de 21% da produção agrícola (CAVALCANTE JÚNIOR *et al.*, 2019).

O Nordeste como espaço territorial institucionalizado remonta a 1942, onde o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE – estruturou a Divisão Regional do Brasil em cinco regiões, definidas a partir de aspectos naturais, sociais, culturais e econômicos. No entanto, sua construção imagética se molda, fundamentalmente, em torno do fenômeno da seca que se mostra recorrente na região (PEREIRA *et al.*, 2020). Para Albuquerque Júnior (2018), a narrativa da seca e suas imagens são fortemente absorvidas e reproduzidas pela elite econômica e cultural, bem como pelos romancistas da seca que:

“...produziram uma visibilidade da região à qual a produção subsequente não consegue fugir. Nordeste do fogo, da brasa, da cinza e do cinza, da gralharía negra e morta, do céu transparente, da vegetação agressiva, espinhosa, onde só o mandacaru, o juazeiro e o papagaio são verdes. Nordeste das cobras, da luz que cega, da poeira, da terra gretada, das ossadas de boi espalhadas pelo chão, dos urubus, da loucura, da prostituição, dos retirantes puxando jumentos, das mulheres com trouxas na cabeça trazendo pela mão meninos magros e barrigudos. Nordeste da despedida dolorosa da terra, de seus animais de estimação, da antropofagia. Nordeste da miséria, da fome, da sede, da fuga para a detestada zona da cana ou para o Sul (do país)” (ALBUQUERQUE JÚNIOR, 2018).

Esta região ainda registra um nível de desenvolvimento socioeconômico fortemente inferior às regiões do centro sul – Sudeste, Sul e Centro-Oeste. Majoritariamente, o IDH-M se apresenta entre 0.557-0.595, mesmo com os avanços econômicos sentidos nas quatro últimas décadas. A partir dos anos de 1980, registra-se que a pobreza ainda é, quando vista no contexto nacional, um traço antigo que o dinamismo econômico carreado neste século não conseguiu alterar significativamente (CAMPOS; STUART, 2001).

Em uma primeira vista, muito se credita a pobreza persistente no Nordeste ao seu histórico de seca em extensas áreas do interior da maioria dos seus Estados, mais caracterizadamente no seu semiárido, onde as densidades demográficas são menores e os índices de pobreza mais elevados. Essa leitura, quando feita de forma linear e acrítica, sonega preciosas informações relativas ao descaso estatal e falta de investimentos na região orientados à convivência humana com a realidade natural do Semiárido. Viabiliza, portanto, a sustentação de uma nuvem que embasa as pendências políticas do jogo de manutenção do poder oligárquico que obstaculizou a superação de barreiras impostas ao seu desenvolvimento e convivência sustentável com a variabilidade climática. Nesse contexto, a migração como fuga conformou-se com a alternativa real à superação dos condicionantes climáticos: uma forma de adaptação torta e cíclica.

O Semiárido brasileiro se estende por uma área que abrange a maior parte dos Estados do Nordeste e parte do Estado de Minas Gerais, totalizando 1.262 municípios em uma área de 1.127.953 km², onde o índice de pluviosidade anual encontra-se abaixo ou igual a 800mm, o índice de aridez de Thornthwaite é igual ou inferior a 0,50 e o percentual diário de déficit hídrico é igual ou superior a 60%, considerando todos os dias do ano (MEDEIROS, 2018; SUDENE, 2017a). Nessa área vivem, aproximadamente, 27 milhões de pessoas (12% da população do Brasil), conformando-se em uma das áreas semiáridas mais populosas do planeta, superando a população de países com atributos climáticos análogos em seus territórios, a exemplo de Israel, 8 milhões, e Austrália, 25 milhões.

A Figura 3 apresenta o mapa do semiárido brasileiro segundo a resolução da SUDENE (2017a).

Nesta região, a hidrografia é desfavorável mostrando-se insuficiente para sustentar seus rios caudalosos de forma a mantê-los perenes nos longos e recorrentes períodos de ausência de precipitações (IBGE, 2018). A exceção na área é o Rio São Francisco que detém 1,7% do total nacional hídrico de água doce e 70% de toda a oferta de água da região Nordeste, tornando-o perene durante todo o ano. Nesse contexto, sua disponibilidade hídrica (descargas líquidas médias de água observadas nos cursos de uma bacia hidrográfica - quantidade por habitante ano) adquire um significado especial para as populações assentadas em seu leito (FERRARINI *et al.*, 2020; MDR, 2019a).



Figura 3. Delimitação do Semiárido brasileiro.
Fonte: Adaptado de SUDENE (2017b).

O Rio São Francisco nasce na Serra da Canastra no Estado de Minas Gerais, e precipita-se em 186 metros de queda livre na cachoeira Casca d'Anta e, a partir daí, flui superficialmente por 2.700 km cortando os Estados da Bahia, Pernambuco, Sergipe e Alagoas e deságua no Oceano Atlântico na divisa entre os dois últimos estados. Em sua totalidade, o Rio São Francisco banha 507 municípios brasileiros (MDR, 2019a). A área de drenagem da bacia hidrográfica do Rio São Francisco abarca 639.219 km², sendo que o comprimento total da rede de drenagem na bacia é de 121.657 km (CBHSF, 2019). Assim, ele se configura como um importante recurso natural para o desenvolvimento

regional. Uma disponibilidade hídrica que se afronta com a seca no Semiárido Nordeste.

Diante deste cenário, guiado pela narrativa do necessário desenvolvimento e dinamização da economia da região nordeste, a partir da redução de sua histórica vulnerabilidade hídrica, através da implementação de uma infraestrutura capaz de promover uma melhor convivência da população com as secas, o Governo Federal viabilizou o Projeto de Transposição de águas do Rio São Francisco.

A ideia da transposição das águas do Rio São Francisco vem sendo pensada desde o Império – 1822 a 1889. Naquela época, o Governo de D. João VI encaminhou estudos sobre a viabilidade do projeto, mas as autorizações não chegaram a propostas concretas (PIRES, 2016). Passados vários governos, atos legais e estudos de viabilidade técnica realizados, o projeto alcançou a versão que foi para execução somente no ano de 1997. Em outubro de 2019 o projeto encontrava-se em fase de conclusão e pré-operação. No entanto, problemas de ordem política e administrativa impediram a sua operação em regime, tendo como principal vetor de tal impedimento os custos de sua operação, em especial, dos recursos necessários para arcar com as tarifas da energia elétrica demandada pelo projeto, valores estes que respondem por cerca de 70% do custo total da sua operação.

Importa destacar que toda a energia elétrica demandada na transposição é oriunda do SIN, cuja fonte principal são as usinas hidrelétricas. Aproximadamente 65% da capacidade instalada no Brasil advém de usinas hidroelétricas (SILVÉRIO *et al.*, 2018), fato que sinaliza para possíveis restrições do sistema em condições futuras de secas extremas, podendo afetar os objetivos da transposição.

Por outro lado, o Nordeste apresenta abundância de recursos energéticos renováveis, em destaque as energias solar e eólica, os quais têm potencial de apresentar-se como uma alternativa à operação sustentável da transposição. Este estudo limitou-se ao aproveitamento do potencial solar na produção de energia elétrica fotovoltaica. Anualmente, a energia solar incidente sobre a superfície da terra chega a $1,5 \times 10^{18}$ kWh/ano. Esse valor representa aproximadamente 1% de todo o consumo energético do planeta para o mesmo período.

A região Nordeste do Brasil recebe quantidades generosas deste potencial, sendo propício a produção de energia elétrica através da fonte solar (MIRANDA, 2014). Os sistemas fotovoltaicos podem gerar eletricidade em qualquer espaço que seja possível instalar os painéis fotovoltaicos, graças a insolação, grandeza física utilizada para

expressar a energia solar que incide sobre uma área de superfície plana ao longo de um determinado intervalo de tempo (SCHLECHT; MEYER, 2012).

O Atlas Solarimétrico Brasileiro (PEREIRA *et al.*, 2017a). relata que o Nordeste brasileiro apresenta o mais alto potencial de energia solar do Brasil, poucas variações nos índices de irradiação solar, com média entre 5,39 e 5,59 kWh/m²/dia. Adicionalmente, nesta região, os maiores valores de irradiação solar global foram encontrados na área semiárida (LOPES *et al.*, 2020). No semiárido, o ambiente extremamente seco (semidesértico) e o elevado número de horas de sol ao longo de todo o ano resultam em uma irradiação solar diária de até 6.5 kWh/m²/dia (MARTINS *et al.*, 2008). Estudos indicam que os menores valores de irradiação Horizontal Global para a região Nordeste Semiárida acontecem entre os meses de março e maio, durante a estação chuvosa e, os valores médios de irradiação solar variam entre 4,30 e 5,80 kWh/m²/dia. Os maiores valores de irradiação horizontal global, por sua vez, acontecem entre os meses de setembro e fevereiro, durante a estação seca, onde os valores médios de irradiação solar variam entre 4,90 e 6,30 kWh/m²/dia (LIMA *et al.*, 2019).

Nesse contexto, o histórico de escassez de água no semiárido nordestino em contraste com a reconhecida abundância de recursos energéticos renováveis, põe em pauta a possibilidade do aproveitamento do recurso solar na oferta de eletricidade às demandas energéticas dessa importante obra de infraestrutura. Dessa forma, sob o ponto de vista da demanda de energia elétrica, a proposição de arranjos produtivos de energia elétrica a partir de usos de sistemas solares fotovoltaicos tem elevado potencial de contribuir para a promoção da sustentabilidade na operação do projeto.

Projetos de infraestrutura, a exemplo do aqui discutido, demandam elevados recursos públicos de investimento e manutenção, recursos naturais e incorrem em impactos socioambientais que ampliam a relevância do debate concernente à busca de alternativas tecnológicas que minimizem tais impactos, bem como ampliem a pauta da sustentabilidade desde a concepção ao pleno funcionamento dessas obras, conforme orientação dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável – ODS-07 – (PIRES, 2019). Nesse contexto, a adoção da tecnologia fotovoltaica, avaliada, alinha-se às tais orientações, uma vez que tem potencial de reduzir custos de manutenção e impactos socioambientais.

1.2 VULNERABILIDADE CLIMÁTICA E O FENÔMENO DA SECA

Ao se proceder uma análise dos prováveis impactos das mudanças climáticas em um Estado nacional ou região econômica, as ponderações do IPCC apontam que os países em desenvolvimento são, em geral, os mais vulneráveis. No caso do Brasil, não é tarefa complexa compreender as condicionantes de sua vulnerabilidade. Em todo o seu território é possível historicizar diversos exemplos de impactos adversos da variabilidade natural do clima, como secas e estiagens, cheias e inundações, deslizamentos em encostas, dentre outros. Deriva-se desses eventos que, quão mais intensos tenham sido os obstáculos históricos postos a uma sociedade em conviver com a variabilidade natural do clima, e com seus extremos, maiores configurar-se-ão os esforços necessários a adaptar-se às mudanças futuras do clima, dado que a frequência de ocorrências de distintas formas de extremos climáticos poderá aumentar de intensidade.

Projeta-se que os efeitos da mudança global do clima no Brasil devam produzir uma maior ocorrência desses eventos meteorológicos extremos, em forma de desastres naturais, aumentando sua frequência e intensidade, tais como ondas de calor, tempestades severas, inundações, enxurradas, vendavais e, mais notadamente, a recorrência e amplitude de estiagens e secas prolongadas.

Em um contexto de uma maior vulnerabilidade hídrica, recurso já assimetricamente distribuído no Brasil, estendem-se os obstáculos postos à sua gestão. As desigualdades e barreiras ao acesso à água no Brasil assumem forma ainda mais dramática na região Nordeste, com acento nas suas áreas semiáridas, na qual se registra a sua menor disponibilidade hídrica para usos consuntivos, baixo desenvolvimento socioeconômico e maior sensibilidade a eventos climáticos extremos fortemente determinados por estiagens e a secas recorrentes e intensas duradouras (CAVALCANTE JÚNIOR, 2021).

Essa mesma região, tendo seu território semiárido em maior proeminência, fundamenta sua elevada criticidade em termos de balanço hídrico na ampla extensão de suas perdas de água por evaporação do solo ou de corpos hídricos superficiais, bem como pela elevada transpiração da sua vegetação que se mostra superior à precipitação pluvial, acarretando o registro de *déficits* hídricos. O cenário exposto urge de uma gestão dos recursos hídricos que contemple de forma abrangente os requisitos determinantes da oferta e demanda hídrica de toda a região, considerando os diferentes usos e interesses dos distintos setores da socioeconomia regional e seus rebatimentos no plano nacional.

Embora não exista uma definição universal e exata para a seca, ela é compreendida como um episódio climático que se manifesta em uma região ou território quando a precipitação registrada em um período definido, assume valores inferiores ao normal climatológico, - “este compreendido como o valor médio correspondente a um número de anos suficiente para se poder admitir que ele representa o valor predominante daquele elemento no local considerado” (IPMA, 2022). Assim, a seca é o resultado de deficiência em precipitação – chuva –, comumente traduzido como uma deficiência hídrica por um longo período, resultando, dessa forma, em uma escassez dos recursos hídricos da qual derivam significativos desfechos danosos aos ecossistemas e atividades socioeconômicas (BARRA *et al.*, 2002).

Nesse contexto, a materialização do fenômeno da seca impõe aos distintos atores socioeconômicos obstáculos diversos que restringem, quando não representam a falta, o acesso à água necessária às atividades agropecuárias, comerciais e industriais, além da dessedentação humana e animal. A seca tem, portanto, o potencial de afetar a economia local e regional, podendo provocar perda da safra e produtividade da pecuária, motivar perda de emprego e renda, podendo gerar flagelo e fome, perdas de vidas humana e animal, esgotamento de fontes hídricas, danos ambientais e desertificação (CAVALCANTE JÚNIOR, 2021).

Registros de seca no Brasil datam da segunda metade do século XVI (CAMPOS, 2014). Nesses primeiros registros já estavam apontados movimentos migratórios em áreas atingidas pela seca para regiões que não se encontravam sob o efeito da não disponibilidade de água.

Eventos de secas na região que em séculos a frente passaria a ser denominada de Nordeste são apontados desde o Brasil colônia, período histórico em que a população era incipiente. Nessa época os episódios de seca já apontavam a vulnerabilidade hídrica da região, conjuntura que foi aumentando de criticidade na medida que o território foi se adensando, tornando a convivência com o fenômeno mais dramático para as comunidades que ali se assentavam (ANDRADE, 2017).

No entanto, nos séculos XIX e XX o fenômeno da seca ganha maior evidência, uma vez que nesse período o fenômeno se manifestou em maior número e intensidade (MELO, 1999). Já o período demarcado pelos anos de 1877 a 1879 ficou na história por ter ocorrido a denominada “Grande Seca”, uma das mais dramáticas da história. O extremo climático perdurou por cerca de três anos sem que se registrassem chuvas, levando a

população da região ao flagelo, dizimação de rebanhos, o que, por consequência deu origem a um fenômeno de migrações nunca relatados.

Ao esquadrihar as secas que ocorreram no Nordeste desde o século XVI, considerando o registro de anos secos isoladamente em um ou mais Estados, ou múltiplos anos contínuos determinados por baixos índices pluviométricos, Machado; Dias e Silva (2017) apontam que o fenômeno ocorre em períodos de intervalos variáveis, destacando que no século XX ocorreram 28 anos com seca, sendo o século de maior incidência. Os autores também estimam as frequências das durações das secas registradas desde o século XVI, afirmado:

As secas de dois anos de duração são as mais frequentes, 30,3% do total, seguidas das de três anos, 27,3% e de 1 ano, 24,2%. Secas de duração entre quatro e sete anos ocorrem com frequência de 18,2%. O percentual de anos secos a partir de 1583 até 2016 foi de 19,4%. No século XXI, a seca comparece no início da segunda década, após uma sequência de doze anos sem ocorrências do fenômeno.

A seca iniciada em 2012, tem sido considerada como muito grave, pois se observou uma sequência de cinco anos de precipitações abaixo da média para o período chuvoso, com abrangência espacial que tem extrapolado os estados onde tradicionalmente ocorre, no Polígono das Secas (Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe, Bahia e norte de Minas Gerais), até os estados do Maranhão e do Espírito Santo, tendo atingido inclusive estados do sudeste, como São Paulo, no período 2014 a 2016 (MACHADO; DIAS; SILVA, 2017).

1.3 ESTRATÉGIAS DE POLÍTICA PÚBLICA PARA O ENFRENTAMENTO DA SECA

A estruturação e implementação de políticas públicas orientadas, em uma primeira etapa de enfrentamento do fenômeno da seca, e mais recentemente de convivência com o fenômeno, diferem na forma e abordagem ao longo dos séculos. As primeiras ações vieram como resposta aos danos causados pela Grande Seca. Nesse momento, a monarquia reconhece e incorpora na gestão a seca como um problema nacional que precisa ser enfrentado (CAMPOS, 2014). Entretanto, as ações postas em prática no século XVIII se resumiram a reduzir danos através de distribuição de alimentos no período de 1721 e 1727 e na seca de 1776 a 1778. Nessa época histórica Dom João, ao repartir as terras adjacentes entre flagelados reunidos em povoações nas margens dos rios, protagonizou a primeira ação governamental efetiva relacionada ao enfrentamento das secas (MIN, 2004; OPENBRASIL.ORG, 2016).

A construção da barragem do Cedro, no Ceará, pelo governo federal, já no início do século XX é avaliada como a ação de destaque da política pública nacional no combate à

seca. Esta obra também marca o início do planejamento de projetos que incorporam na atuação do estado a construção de grandes barragens no Brasil (CBDB, 2011).

A Inspetoria de Obras Contra as Secas – IOCS –, criada 1909, impulsionou a efetivação das construções de estradas, barragens, açudes, poços, oferecendo dessa forma, suporte em infraestrutura para que o setor agropecuário tivesse fôlego para superar os ciclos de seca. Este conceito, estabelecido para o enfrentamento do problema de disponibilidade de água e seu abastecimento no semiárido, revelou-se a única diretriz traçada pelo governo federal para o Nordeste e dominou a política pública até metade do século XX (CAMPOS, 2014; PASSADOR; PASSADOR, 2010).

Segundo Machado (2017), a partir da segunda metade do século XX ganham força programas e ampliam-se as instituições dedicadas à prevenção e mitigação dos efeitos decorrentes dos fenômenos da seca e promoção do desenvolvimento regional como estratégia sinérgica:

Mais recentemente, à luz dos novos conceitos relativos à convivência com a seca, diferentemente da estratégia de enfrentar os seus efeitos, foram elaborados programas governamentais baseados em tecnologias sociais hídricas de baixo custo e de implantação em qualquer sítio, independente da rede de drenagem fluvial ou ocorrência de aquíferos, a exemplo do Programa Um Milhão de Cisternas Rurais (P1MC), em 2003, e o Água para Todos em 2011, nos quais as cisternas para armazenamento de águas de chuva são os componentes essenciais.

O percurso vivenciado pela política pública visando a adoção de medidas emergenciais, de enfrentamento e de convivência com ao fenômeno da seca no semiárido brasileiro, pode ser sumarizada, em suas principais ações, na Tabela 1:

Tabela 1. Ações da Política Pública para Enfrentamento e Convivência com a Seca.

Abordagem	Ações da Política Pública	Século			
		XVIII	XIX	XX	XXI
Emergencial	Distribuição de alimentos				
	Distribuição de terras				
	Importação de Camelos				
	Frentes de trabalho				
	Transporte de água - carro pipa				
Enfrentamento	Construção de barragens				
	Implantação de Poços				
	Perímetro irrigado				
	Dessalinização de águas				
	Reaproveitamento de águas servidas				
	Transposição de águas entre bacias				
Convivência com a Seca	Implantação de Barragens subterrâneas				
	Implantação de Cisternas				

Fonte: Adaptado de Machado; Dias; Silva (2017).

Em específico, os projetos de transposição de águas entre bacias hidrográficas se configuram como uma alternativa viável para o abastecimento de regiões com elevado déficit hídrico. Esses empreendimentos utilizam diferentes estratégias e infraestrutura física para viabilizar o transporte das águas.

As adutoras que utilizam tubulações pressurizadas e canais têm se mostrado como uma solução adequada para o abastecimento das cidades situadas no semiárido que não possuem nas suas proximidades fontes de água superficiais ou subterrâneas. A transposição pode se dar a partir de grandes reservatórios, lagos, poços ou rios localizados em lugares mais distantes, ou até mesmo em outras bacias hidrográficas.

As adutoras cumprem na atualidade um papel importante na promoção da segurança hídrica do semiárido, recortando parte do seu território e tendo como fonte as águas vinculadas ao litoral (porção aos grandes açudes, canais fluviais e a poços). Já sobre os projetos de transposição, que têm o Canal da Integração, no Ceará, e a transposição de águas do Rio São Francisco como referências, se tem depositado uma forte esperança de que possam reduzir a vulnerabilidade hídrica da região, redefinido assim as bases para o seu desenvolvimento e a melhoria da qualidade de vida de sua população.

1.3.1. A Transposição de Águas do Rio São Francisco

Vencida por fim uma extensa cronologia de tentativas de promover a transposição das águas do rio São Francisco, iniciadas ainda no Brasil Império. Sua primeira formulação é creditada ao ouvidor José Raimundo dos Passos Barbosa, que em 1818 esboçava a proposta de ser aberto um canal que levasse água do rio São Francisco ao rio Jaguaribe. Passados quase dois séculos dessa primeira tentativa, o projeto de transposição efetivamente saiu do papel no primeiro mandato do Presidente Luiz Inácio Lula da Silva – 2003-2006 –. Este volumoso projeto de infraestrutura tem como desígnio captar a água do Rio São Francisco em dois pontos e levá-la a uma ampla extensão do Semiárido Nordeste para abastecer às populações assentadas nesse território; garantir o desenvolvimento das atividades agropecuária, industrial, comercial e turística; fomentar a fixação da população rural na região; promover o crescimento das atividades produtivas; reduzir os gastos públicos carreados de forma cíclica para viabilizar a execução de medidas emergenciais e redução de danos em face dos recorrentes extremos climáticos

de secas e estiagem prolongada; assegurar água para abastecer toda a infraestrutura de preservação e abastecimento hídrico existente (açudes, rios e adutoras) e, de forma global, promover o desenvolvimento regional (MIN, 2004).

O projeto de transposição do Rio São Francisco, denominado PISF, em operação, está estruturado em 477 km de extensão – canais, túneis e aquedutos – e dividido em dois eixos, Norte e Leste. O Eixo Norte, Latitude Sul 08° 32’41,1” e Longitude Oeste 39° 27’15,2”, vai desde Cabrobó-PE até Cajazeiras-PB através de 260 km de extensão passando pelos estados de Pernambuco, do Ceará e da Paraíba e 12 municípios, enquanto o Eixo Leste, Latitude Sul 08° 49’37,7” e Longitude Oeste, 38° 24’43,3” se estende de Floresta-PE até Monteiro-PB com 217 km de extensão passando por três municípios, conforme pode ser visto na Figura 4. Nesta figura percebe-se a divisão da execução da obra em trechos estruturantes (I, II e V) e ramal associado (III, IV, VI e VII). A subdivisão dos trechos contempla lotes e metas que definem contratualmente os responsáveis por suas execuções (CONSÓRCIO GERENCIADOR DO PISF, 2022).

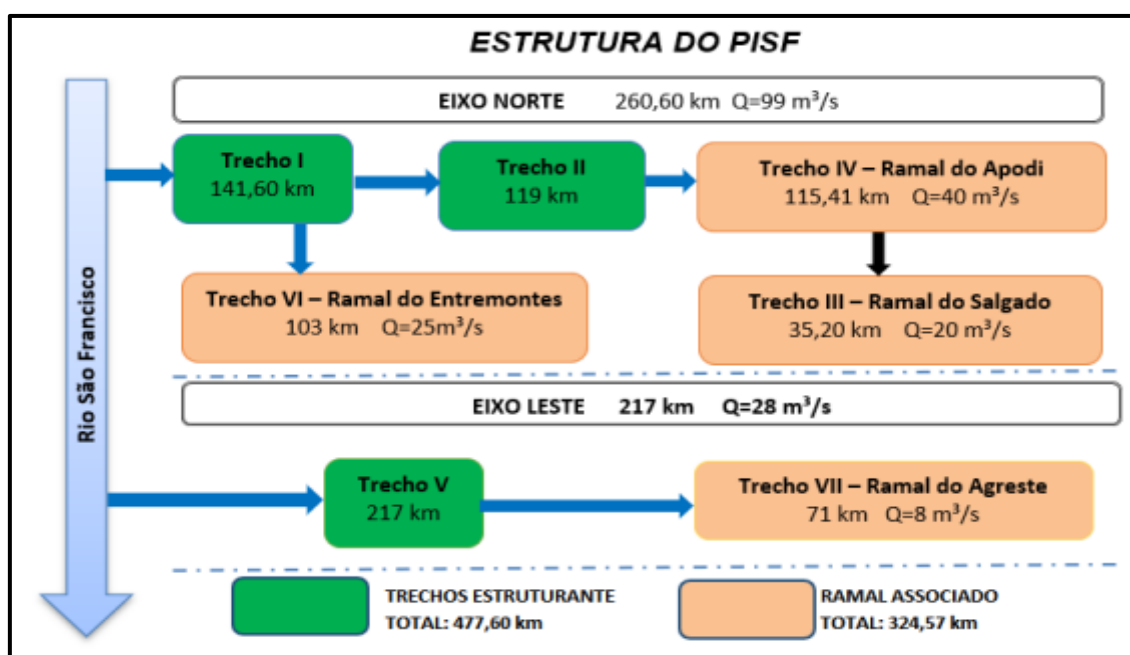


Figura 4. Estrutura do PISF.
Fonte: Consórcio Gerenciador do PISF (2022).

O objetivo do PISF é transportar água do Rio São Francisco a uma vazão de até 127 m³/s, sendo 99 m³/s no Eixo Norte e 28m³/s no Eixo Leste, para ramais que irão abastecer boa parte das regiões do semiárido nordestino. Com a sua conclusão e operação em capacidade total, espera-se beneficiar 12 milhões de pessoas assentadas em 390 municípios nos quatro Estados do Nordeste do Brasil abrangidos pelo projeto,

proporcionando, assim, segurança hídrica desta população, salvaguardando o acesso sustentável a quantidades adequadas de água de qualidade aceitável para manter os meios de sustento, promovendo o bem-estar humano e o desenvolvimento da população na área de abrangência do projeto. Ele também beneficiará áreas com potencial econômico e estratégico dentro da política de descentralização do desenvolvimento e promoção da inclusão social. Os investimentos mobilizados no projeto foram estimados em 2,85 bilhões de dólares (MDR, 2019b). O valor contratado do PISF foi de 13,27 bilhões de reais, porém o custo do investimento atualizado em moeda corrente brasileira está estimado em 16,69 bilhões. Até janeiro de 2022, o custo acumulado do projeto era de 12,65 bilhões de Reais (CONSÓRCIO GERENCIADOR DO PISF, 2022). Segundo o MDR (2022) em abril deste ano o PISF já movimentara 14,6 bilhões de reais.

O Eixo Norte tem seu primeiro ponto de captação nas proximidades da cidade de Cabrobó-PE, cruzando a partir daí cerca de 260 km para que possa levar água do rio São Francisco aos rios Salgado e Jaguaribe, no estado do Ceará; Apodi, no Rio Grande do Norte; e Piranhas-Açu na Paraíba e no Rio Grande do Norte. Uma porção desse eixo que cruza o Estado de Pernambuco visa o abastecimento dos municípios assentados em três sub-bacias do rio São Francisco: Brígida, Terra Nova e Pajeú. O fornecimento de águas para atender às demandas da região do rio Brígida, no Oeste de Pernambuco, conta, em projeto, com ramal de 110 km para desvio de parte da vazão do Eixo Norte para os açudes Entre Montes e Chapéu. Projetado para uma capacidade máxima de 99 m³/s, o Eixo Norte tem projetada uma vazão contínua de operação de 16,4 m³/s. As vazões transferidas poderão atingir a capacidade máxima estabelecida estimada em temporadas de escassez hídrica nas bacias receptoras e de abundância na bacia do São Francisco. Nessas situações, o excedente transferido será armazenado em reservatórios existentes nas bacias receptoras: Atalho e Castanhão, no Ceará; Armando Ribeiro Gonçalves, Santa Cruz e Pau dos Ferros, no Rio Grande do Norte; Engenheiro Ávidos e São Gonçalo, na Paraíba; Chapéu e Entre Montes, em Pernambuco.

Já o Eixo Leste tem a sua captação no lago da Barragem de Itaparica, no município de Floresta, no estado de Pernambuco, e segue 220 km deixando parte da vazão nas bacias do Pajeú, do Moxotó e da região Agreste de Pernambuco, até alcançar o rio Paraíba, no Estado de mesmo nome.

Para o abastecimento da demanda hídrica da região Agreste de Pernambuco, está projetada a abertura de um ramal de 70 km para fazer a interligação com a Bacia do rio

Ipojuca. Previsto para uma capacidade máxima de 28 m³/s, este ramal tem uma vazão contínua estimada de 10 m³/s.

1.3.2. A Estrutura Física do PISF

Em termos estruturais, o PISF conta com 13 aquedutos, quatro túneis, nove estações de bombeamento – EB, denominadas EBI ou EBV – três no Eixo Norte, EBI1; EBI2; e EBI3 e seis no Eixo Leste, EBV1; EBV2; EBV3; EBV4; EBV5; e EBV6 –, 27 reservatórios, oito subestações de 230 kV e uma de 69 kV e 250 km de linhas de transmissão em alta tensão – 230 kV – para os dois eixos, linhas de distribuição – 6,9 kV, 13,8 kV e 69 kV – . Além dessas estruturas físicas, o projeto ainda prevê recuperar 23 açudes da região e construir outros 27 reservatórios visando a expansão da capacidade de bombeamento em sua segunda etapa (COSTA, 2006). O resumo da dimensão da estrutura física da obra pode ser visto na Tabela 2, com destaque para a extensão dos eixos e a quantidade de bombas necessárias a cada etapa de sua operação.

Tabela 2. Estrutura Física da Obra do PISF.

Aspecto	Eixo Norte	Eixo Leste	Total
Distância	260km	217km	477km
Estações de bombeamento (EB)	3	6	9
Bombas Instaladas (Etapa 1)	6	12	18
Bombas Previstas (Etapa 2)	24	24	48
Vazão	99m ³ /s	28m ³ /s	127m ³ /s
Subestações (Quantidade e Tensão)	(8) 230kV/6,9kV	(1) 69kV/6,9kV	(9)
Linhas de Transmissão (230kV)	250km		
Linhas de distribuição	6,9kV, 13,8kV e 69kV		
Aquedutos	13		
Túneis	4		
Reservatórios	27		
Açudes recuperados	23		

Fonte: Elaboração própria a partir de Costa (2006).

A presença de linhas de transmissão e de subestações nas proximidades dos canais favorece a inserção no sistema de energia elétrica fotovoltaica, uma vez que viabiliza sem maiores investimentos o escoamento da energia gerada (ANEEL, 2008). A estrutura simplificada de cada eixo é verificada de forma detalhada na Figura 5 e na Figura 6 com destaque para as distâncias entre as estações de bombeamento.

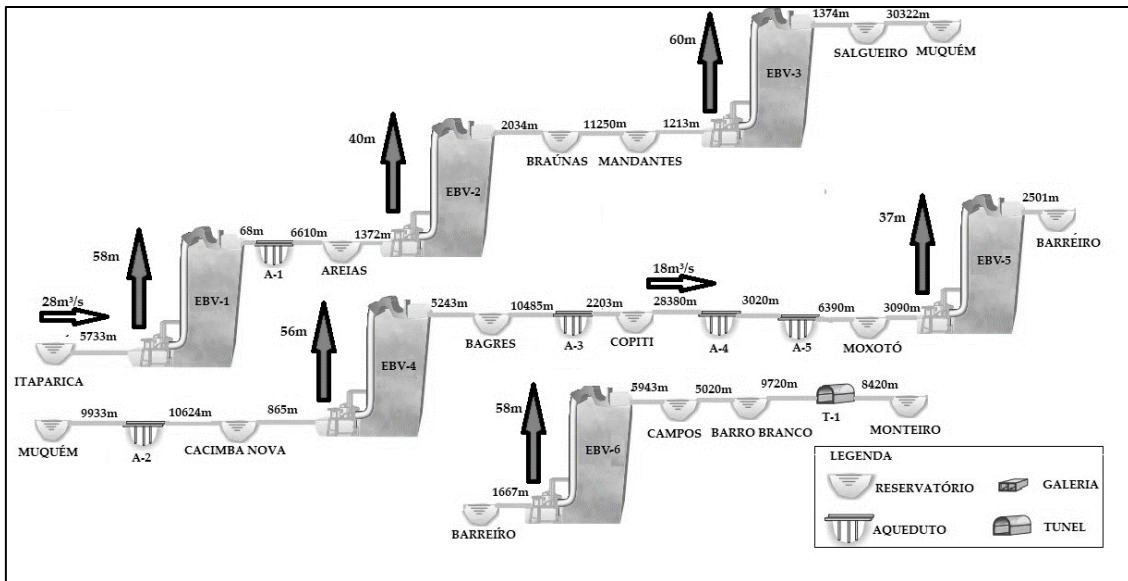


Figura 5. Canais do PISF - Eixo Leste.

Fonte: Elaborado a partir de Consórcio Ecoplan-Skill (2014); Consórcio Techne-Projetec-BRLI (2015).

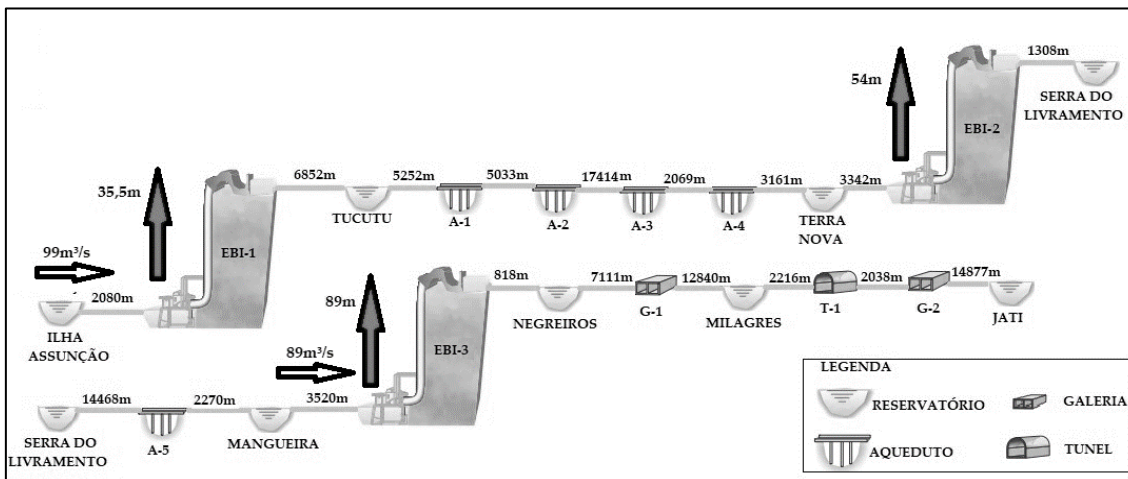


Figura 6. Canais do PISF - Eixo Norte.

Fonte: Elaborado a partir de Consórcio Ecoplan-Skill (2014); Consórcio Techne-Projetec-BRLI (2015).

Obras de transposição de águas têm sido procuradas em abrangência planetária e vários países já adotam tal técnica. A China, por exemplo, possui um projeto semelhante, ainda em construção, que é considerado a maior obra de transposição do mundo, que visa levar água da região Sul para o Norte do país percorrendo cerca de 1200 km através de três canais. Tal obra, situada em Pequim, tem previsão para conclusão em 2050 e custo estimado de aproximadamente 70 bilhões de dólares (INTERNATIONAL RIVERS, 2018). Um dos canais desta obra irá transportar 14,8 bilhões de m³ de água anualmente, por uma distância de 1.156 km, fazendo uso de 23 estações de bombeamento de água com potência instalada de 453 MW (CRUZ, 2012). Os três canais juntos objetivam levar do Sul para o Norte do país, 25 bilhões de metros cúbicos de água por ano (WEBBER;

CROW-MILLER; ROGERS, 2017; WILSON *et al.*, 2017). Durante sua operação parcial, iniciada em 2014, a transposição desviou 9,6 bilhões de m³ de água, beneficiando 53,1 milhões de pessoas (CRUZ, 2012).

Em 2017, o Eixo Leste do projeto entrou em pré-operação, para abastecer a Região Metropolitana de Campina Grande, que corria o risco de entrar em colapso hídrico. Em 2018, com cerca de 97% das obras do PISF concluídas, o projeto operava de forma parcial. O Eixo Leste contava com todas as EBs funcionando com 50% da sua capacidade nominal de bombeamento, e o Eixo Norte apresentava 94,92% de suas obras previstas concluídas (MDR, 2019c; SENADO FEDERAL, 2019). Em 2019 as águas do São Francisco chegaram aos Estados do Rio Grande do Norte e do Ceará, e novamente, à Paraíba só que agora, também, pelo Eixo Norte, que em maio de 2022, encontrava-se em pleno funcionamento.

Em maio de 2022, o PISF encontrava-se com o percentual de 100% do caminho das águas dos eixos estruturantes concluídos e entregando água a todos os Estados beneficiados. O Ramal do Agreste, maior obra hídrica de Pernambuco, também encontra-se concluída e o Governo Federal trabalha nas obras do Ramal do Apodi, no Rio Grande do Norte; e na licitação para construção do Ramal do Salgado, no Ceará (MDR, 2022). Todas as estações elevatórias estão com as duas bombas em plena capacidade de funcionamento. Entretanto, são acionadas conforme necessidade operacional. Algumas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) estão previstas no projeto, mas atualmente não apresentam previsão para instalação. O avanço físico de todo empreendimento com data de janeiro de 2022 está ilustrado no quadro da Figura 7.

AVANÇO FÍSICO DO EMPREENDIMENTO	
Trechos / Meta	Avanço %
PISF - Trechos I, II e V	98,15%
EIXO NORTE - Trechos I e II	98,75%
Trecho I (da captação no Rio São Francisco até o deságue no reservatório Jati)	98,60%
Trecho II (do reservatório Jati até o reservatório Engenheiro Ávidos)	99,46%
EIXO LESTE - Trecho V	97,13%
Meta 1L (da captação no reservatório de Itaparica até o reservatório Areias)	99,09%
Meta 2L (da Estrutura de Controle do reservatório Areias até o final do canal 2211)	96,63%
Meta 3L (do reservatório Muquem até a estrutura de deságue no rio Monteiro)	98,22%

Figura 7. Situação da execução das obras do PISF - Referência Janeiro de 2022.

Fonte: Consórcio Gerenciador do PISF (2022).

2. Operação do PISF sua Demanda de Energia Elétrica

A captação da água da transposição em dois pontos diferentes no curso do Rio São Francisco foi regularizada pela Agência Nacional de águas – ANA –, autarquia federal, vinculada ao Ministério do Desenvolvimento Regional, responsável pela implementação da gestão dos recursos hídricos brasileiros – através da Resolução 411, (ANA, 2005a, 2005b) e alterada pelo Ato de Outorga 2122, de 2018, estabelece que o bombeamento firme e contínuo da vazão nos dois eixos será de $26,4\text{m}^3/\text{s}$ (média anual que corresponde a 1% da vazão do rio) destinados ao consumo humano e animal, podendo chegar, excepcionalmente, a $127\text{m}^3/\text{s}$ para diversas finalidades, quando o nível do reservatório de Sobradinho for superior a 94% (MDR, 2019c; SENADO FEDERAL, 2019). A Figura 8 apresenta o Mapa Geral do PISF com destaque para os eixos, as Estações de Bombeamento e os Estados abrangidos.

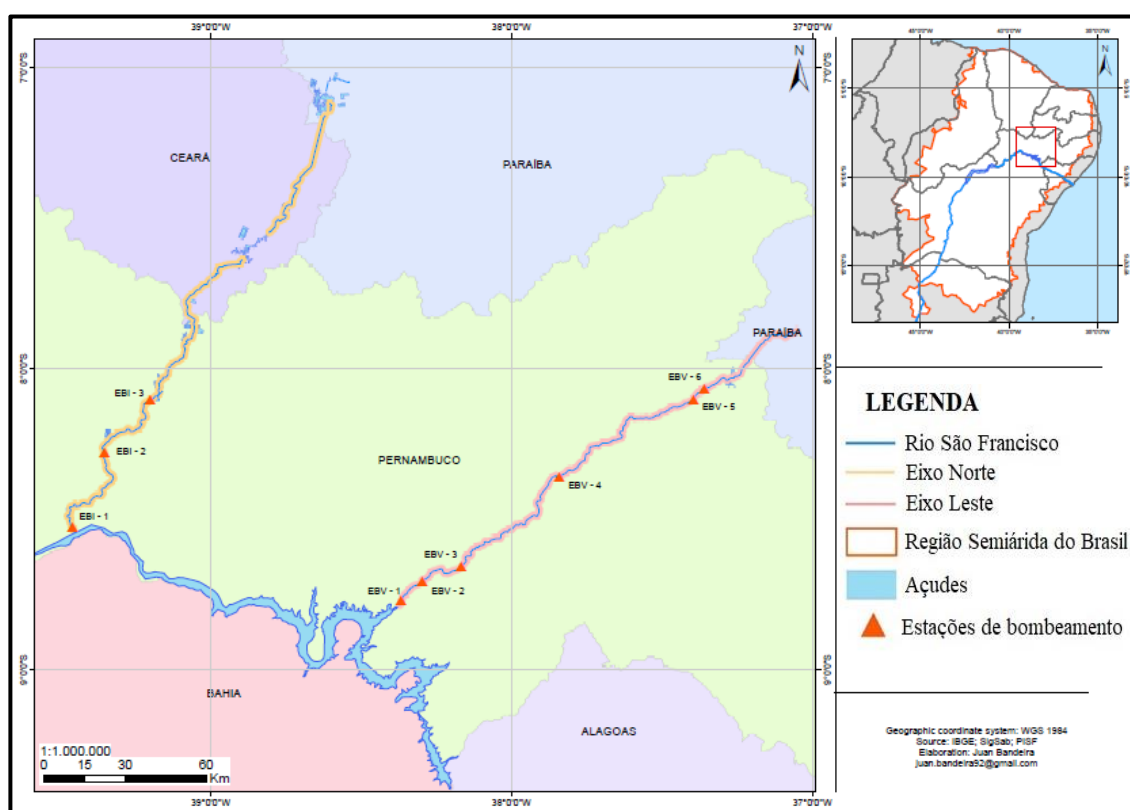


Figura 8. Mapa Geral do PISF.
Fonte: Adaptado de Pires (2016).

Quando em operação em plena carga, o montante de água transportada deverá alcançar uma vazão equivalente a cerca de 3% da vazão atual regularizada para o Reservatório de Sobradinho ($2.060\text{m}^3/\text{s}$ e volume 34 bilhões de m^3) (SENADO FEDERAL, 2019). Para

dar fluidez a esta água transportada e vencer os desníveis do percurso em seus dois eixos, contamos com as nove estações elevatórias equipadas com motobombas que quando operando em sua máxima capacidade – bombeamento de 127 m³/s – necessitam de muitos MWh de energia elétrica. A Figura 9 apresenta de forma individual a altura, a vazão e a eficiência de cada conjunto operando na primeira etapa da operação do PISF.

O projeto encaminha a operação em duas etapas. Em ambas, ele aponta para um bombeamento de até 21 horas durante todos os dias nos dois eixos. Em sua primeira etapa, o bombeamento para vazão firme outorgada demandaria uma potência instalada das motobombas de cerca de 105 MW, chegando a 320 MW ao final do projeto (segunda etapa).

Estação de bombeamento	Eixo	H (mca)	Vazão (m ³ /s)	Eficiência do conjunto
EBI-1	N – 2 bombas	36,1	16,400	87,23%
EBI-2	N – 2 bombas	58,52	15,893	79,56%
EBI-3	N – 2 bombas	96,63	15,413	83,14%
EBV-1	L – 2 bombas	61,78	10,0	86,31%
EBV-2	L – 2 bombas	43,15	9,866	86,34%
EBV-3	L – 2 bombas	63,54	9,676	87,45%
EBV-4	L – 2 bombas	59,28	9,446	87,41%
EBV-5	L – 2 bombas	41,71	7,484	88,04%
EBV-6	L – 2 bombas	62,98	7,390	87,48%

Figura 9. Estações de bombeamento do PISF.

Fonte: Adaptado de ANA (2016).

Em uma simples comparação, constata-se uma demanda maior que a potência instalada da Usina Hidrelétrica de Paulo Afonso I de 180.001 kW e menor que a potência instalada da Usina Hidrelétrica de Paulo Afonso II de 443.000 kW (CHESF, 2021).

No Brasil, a geração de energia elétrica através de plantas hidrelétricas responde por aproximadamente 65% do total de eletricidade ofertado pelo SIN, o que nos alerta para possíveis restrições na operação do sistema em condições futuras de secas extremas, o que pode afetar o objetivo do PISF. A estrutura de bombeamento necessária ao PISF é apresentada na Tabela 3. Na referida tabela é possível verificar a potência unitária das bombas por estação elevatória, a potência total de cada estação e o somatório delas em cada etapa do projeto. Os dados chamam atenção por sua magnitude.

Tabela 3. Potência instalada das bombas do PISF.

Estação de bombeamento		Potência da bomba (kW)	Número de bombas		Potência da Estação (kW)	
Eixo Norte			Etapa 1	Etapa 2	Etapa 1	Etapa 2
EBI1	Tucutu	5.500	2	8	11.000	44.000
EBI2	Terra Nova	8.950	2	8	17.900	71.600
EBI3	Mangueira	12.660	2	8	25.320	101.280
Eixo Leste			Etapa 1	Etapa 2	Etapa 1	Etapa 2
EBV1	Areias	5.300	2	4	10.600	21.200
EBV2	Baraúnas	3.700	2	4	7.400	14.800
EBV3	Mandantes	5.500	2	4	11.000	22.000
EBV4	Cacimba nova	5.300	2	4	10.600	21.200
EBV5	Moxotó	2.200	2	4	4.400	8.800
EBV6	Campos	3.400	2	4	6.800	13.600
Total do PISF		52.510	18	48	105.020	318.480

Fonte: Elaborado a partir de Consórcio Ecoplan-Skill (2014); Consórcio Techne-Projetec-BRLI (2015).

No regime permanente, a primeira etapa de operação do PISF estima um consumo anual de energia de aproximadamente 835 GWh. Em segunda etapa, a potência do conjunto de bombas instaladas somará 320 MW e o consumo anual de energia elétrica será de aproximadamente 2.500 GWh/ano. Para o cálculo da demanda de energia elétrica em ambas as etapas foi considerado o denominado no projeto, ou seja, o bombeamento durante 21 horas seguidas nos dias úteis, garantido paralizações de três horas no horário de pico e de 24 horas contínuas nos finais de semana (ANA, 2005b).

Ao consumo de energia elétrica dessas bombas devemos adicionar as perdas e o controle de toda esta operação. O parecer de Acesso do ONS (ONS RE 2.1/006/2014 – Revisão 01), de abril de 2014 (ONS, 2014), considerou um acréscimo de 10% no consumo de energia elétrica para os demais sistemas da transposição. Em julho de 2019 a capacidade de bombeamento do PISF era de 38m³/s, sendo 24m³/s no Eixo Norte e 14 m³/s no Eixo Leste, com uma potência instalada de aproximadamente 100 MW e consumo anual de energia elétrica projetado em 709 GWh/ano – considerando o cenário de vazão firme de 26,4 m³/s –. O comportamento do consumo de energia elétrica no PISF em meses pontuais pode ser verificado na Figura 10, bem como uma redução no consumo de energia elétrica planejado em 2019, isso devido a paralisação de parte do bombeamento nos eixos por problemas técnicos e questões políticas. Em 2019, de janeiro até julho de 2019 o consumo médio mensal de energia elétrica foi de 50 MWh com previsão de 75 MWh de agosto a dezembro de 2019. Um consumo abaixo do planejado e do contratado para o ano de 2019.

Tabela 4. Energia consumida e valores pagos anualmente com a o PISF.

Ano	Energia consumida (MWh)	Média de valor contratado R\$/MWh sem ICMS	Valor total Pago com ICMS R\$ - Consumo CCEE
2015	6.696,98	286,80	5.806.385,73
2016	4.506,96	197,00	15.456.541,20
2017	200.122,24	310,02	107.841.210,11
2018	88.386,99	378,00	160.114.500,00

Fonte: CODEVASF (2019).

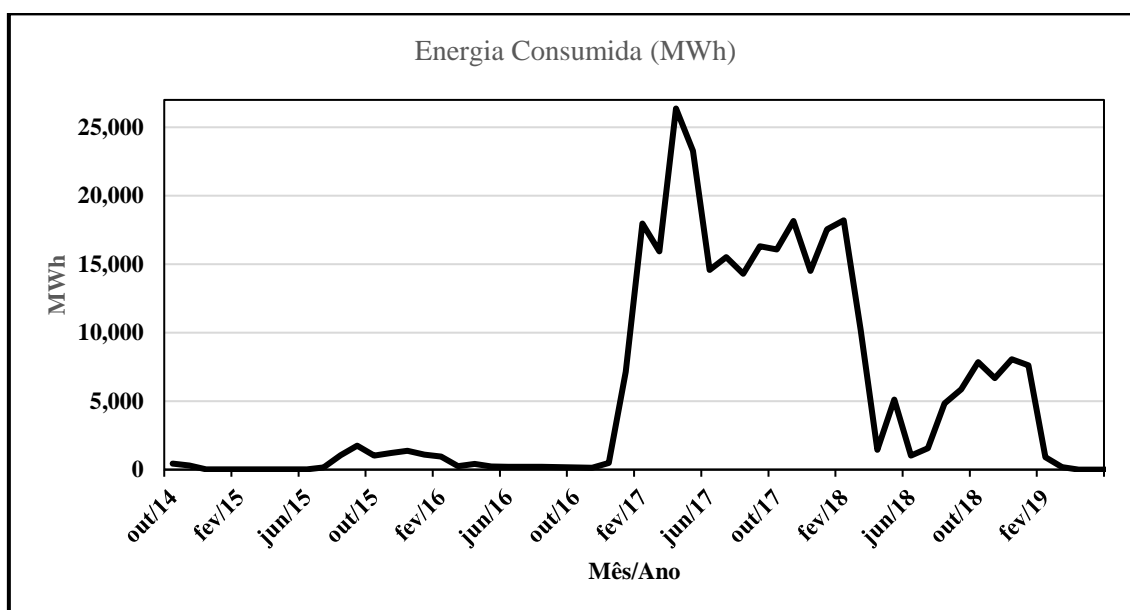


Figura 10. Consumo energético do PISF.

Fonte: Elaboração própria com base em CODEVASF (2019).

A energia elétrica utilizada para alimentar as motobombas é retirada do Sistema Interligado Nacional – SIN, de onde 65% provêm das Usinas Hidrelétricas, pressionando novas instalações e geração de MW, impactos ambientais da transposição e custo financeiro para a manutenção e operação do projeto – sinalizando sua relação com o maior custo de manutenção do projeto –. Essa nova demanda de energia elétrica na área de abrangência do PISF pressiona as unidades de geração existentes, adicionando custos à expansão e manutenção do sistema. Em sua fase de pré-operação o PISF demandou a compra de energia ao custo de U\$ 50,00 por MWh em 2016, U\$ 69,00 por MWh em 2017 e U\$ 95,00 por MWh em 2018. Os gastos com energia elétrica para o PISF se mostram crescentes, como observado na Figura 11, atingindo U\$ 53 milhões em 2019 (SENADO FEDERAL, 2019).

Importa ressaltar que em cenários de escassez de oferta de energia elétrica, certamente os valores praticados tendem a ultrapassar os valores observados em 2019, potencializando sobremaneira os impactos financeiros de operação do projeto, que mesmo tendo um alto custo afundado, pode, à luz da política pública, inviabilizá-lo. Estes volumes financeiros têm imposto preocupações à gestão pública e, por consequência, levado esta à tomada de decisão que advoga pela restrição da operação plena do PISF.

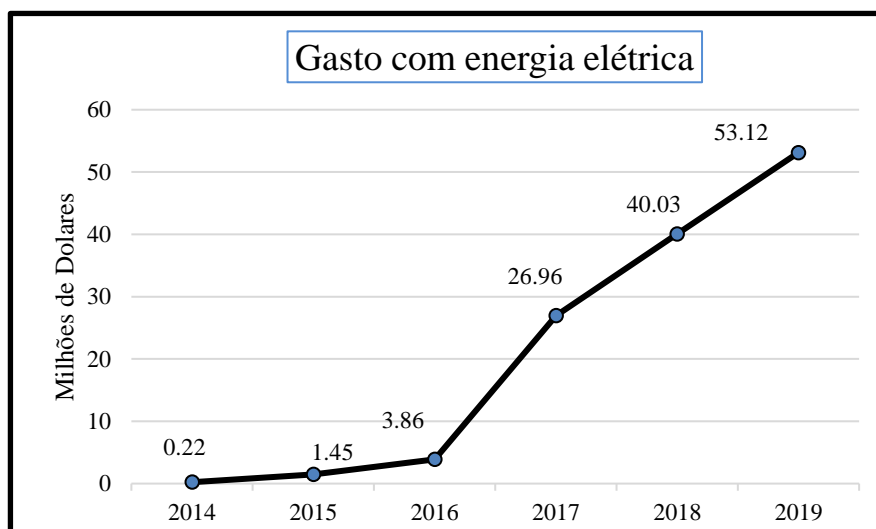


Figura 11. Gasto total com energia elétrica no PISF.
Fonte: Elaboração própria com base em CODEASF (2019).

Nota-se que este custo crescente na compra de energia elétrica, projeta valores próximos a US\$ 70 milhões. O atual modelo de compra de energia do PISF apresenta um risco inerente, uma vez que a compra de eletricidade é feita na condição de consumidor livre. Condição esta que permite que a comercialização ocorra em dois ambientes distintos: mercado livre e mercado cativo – regulamentado –. Os Grandes consumidores, aqueles com demanda superior a 3 MW, podem comprar energia no mercado livre, definindo preço, prazo e volume. Cabe observar que o mercado livre no Brasil é responsável por cerca de 25% da energia consumida no país (ANEEL, 2012; ROMEIRO; DE ALMEIDA; LOSEKANN, 2020).

Neste cenário, a utilização da energia solar fotovoltaica para o abastecimento da demanda de energia elétrica do PISF tem potencial de tornar-se uma opção factível sob o ponto de vista socioeconômico e ambiental, devendo a tomada de decisão ancorar-se na análises econômico-financeiras, ponderando seus impactos locais em termos de desenvolvimento regional e geração de emprego e renda.

Nesses termos, é imperativo que os projetos fotovoltaicos, a exemplo dos arranjos propostos nesta tese para o PISF, expandam os benefícios de seu uso para além dos ganhos financeiros em termos do kWh em função da vida útil dos sistemas utilizados. Faz-se necessário então ampliar seus impactos positivos para os diferentes segmentos da sociedade de forma a desenvolver uma cadeia local de produção e oferta de serviço, além da pesquisa e produção de conhecimentos.

Ao mesmo tempo em que se percebe a acentuada demanda de energia elétrica e o alto volume de recursos financeiros necessários à operação em regime do PISF, atenta-se para os efeitos que os desvios da água realizados a montante das usinas situadas na calha do Rio São Francisco (Itaparica; Moxotó, Paulo Afonso I, II, III ou Paulo Afonso IV; e Xingó), podem causar à capacidade de geração de energia elétrica hidrelétrica na bacia do São Francisco (PEREIRA JÚNIOR, 2005). Em situações adversas de regimes hidrológicos, este cenário pode gerar problemas econômicos na região, aumentar o despacho termoeletrico e, conseqüentemente, o valor da tarifa de energia. A Figura 12 apresenta o conjunto de hidrelétricas da Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF – no Rio São Francisco e suas respectivas capacidades instaladas, bem como o ponto de captação de águas para o eixo Norte e o eixo Leste.

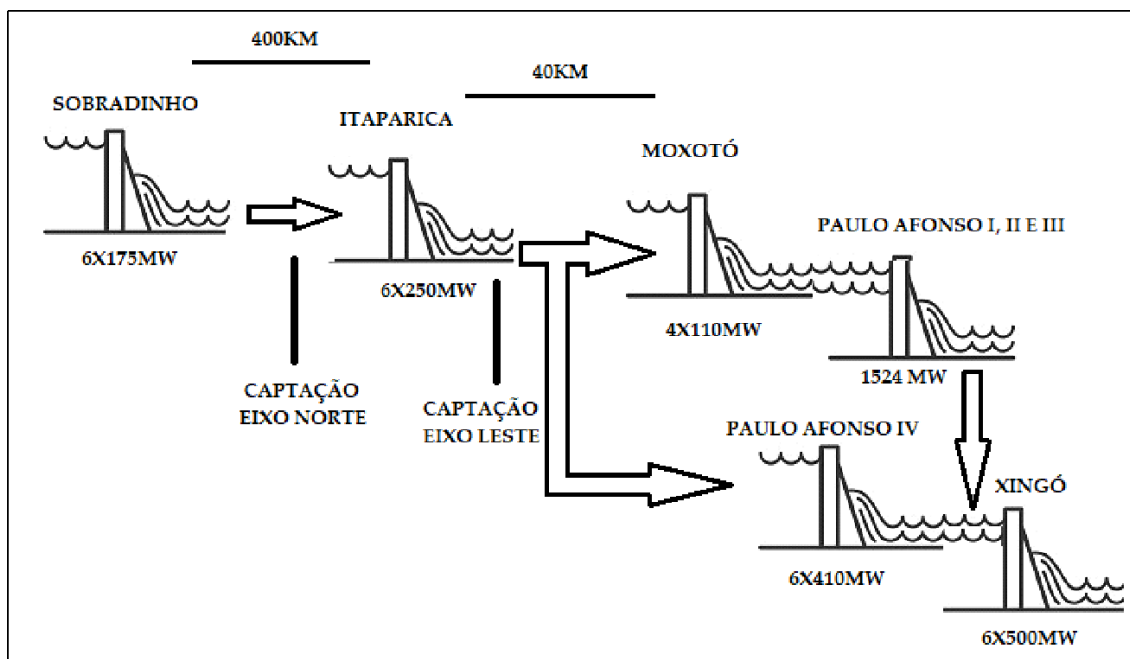


Figura 12. Usinas Hidrelétricas CHESF no Rio São Francisco.
Fonte: Elaboração própria a partir de CHESF (2021).

Ao todo a CHESF possui 12 hidrelétricas, das quais oito estão no Rio São Francisco. As outras quatro estão localizadas no Rio Contas, no Estado da Bahia (duas unidades), no

Rio Parnaíba, no Estado do Piauí e nos Rios Piancó e Aguiar, no Estado da Paraíba, com potência total instalada de 10.262.630 kW (CHESF, 2021). A Usina de Itaparica (Luiz Gonzaga), localizada no Estado de Pernambuco a 25 km de Petrolândia/PE e posicionada no Rio São Francisco a jusante em 312,5 km da foz e a montante em 50 km do Complexo de Usinas de Paulo Afonso, possuindo seis unidades instaladas com potência instalada total de 1.479.600 kW e vazão regulada de 2.060 m³/s. O Complexo de Usinas de Paulo Afonso contém as Usinas de Paulo Afonso, I, II, III – no mesmo represamento –, Paulo Afonso IV – reservatório de Moxotó – e Moxotó (Apolônio Sales) situada em paralelo com Paulo Afonso IV. As potências instaladas de cada usina do complexo são, respectivamente: 180.001 kW; 443.000 kW; 794.200 kW; 2.462.400 kW e 400.000 kW, totalizando uma potência instalada de 4.279.600 kW. A Usina de Xingó, que recebe a água turbinada do Complexo de Usinas de Paulo Afonso tem uma capacidade instalada total de 3.162.000 kW. A Tabela 5 apresenta o resumo da potência instalada e da energia firme produzida pelas hidrelétricas a montante e a jusante da captação da água para o PISF.

Tabela 5. Energia Firme Produzida pela CHESF.

Usina	Potência Instalada (kW)	Energia Potencial x Vazão (m ³ /s)	Energia Firme Produzida (MW)
Sobradinho	1.050.300	0,216 x 2.060	445
Itaparica	1.479.600	0,455 x 2.060	938
Complexo Paulo Afonso	4.279.600	1,010 x 2.060	2.080
Xingó	3.162.000	1,050 x 2.060	2.163
Total	9.971.500	2,731 x 2.060	5.628

Fonte: CHESF (1994; 2022).

Conforme pode-se verificar na Tabela 5, a redução da vazão resultará em uma diminuição da produção de energia. Para cada 1 m³/s retirado em qualquer ponto deste trecho deixarão de ser produzidos aproximadamente 2,731 MW de energia. Esta é a chamada “produtividade de geração de energia” do Rio São Francisco no trecho considerado. Um projeto qualquer que retire 50, 60, 100 m³/s acarretará uma redução de 50, 60, 100 vezes 2,731 MW de energia firme. Para a vazão máxima do PISF este conjunto de hidrelétrica deixa de gerar cerca de 346 MW médio de energia firme.

Estudos orientados a identificar os efeitos da retirada de água da bacia do São Francisco – na vazão média prevista no PISF –, no sistema CHESF apontam que esta atividade tem potencial e pode ocasionar uma perda no conjunto de hidrelétrica a jusante da captação.

Para Pereira Junior (2005), a retirada de água da bacia em conjunto com a vazão média prevista no projeto fará com que este conjunto de hidrelétricas deixe de gerar cerca de 240 MW médio. Segundo Hirai (2010), este valor seria equivalente 2,4% da capacidade nominal do sistema da CHESF. Se considerarmos a energia firme, utilizando-se esse percentual, seriam deixados de produzir 135,07 MW. Estes estudos, ainda inconclusivos, apontam necessidade de aprofundar estas avaliações, uma vez que, em regimes hidrológicos desfavoráveis esses efeitos podem adicionar dificuldades a plena operação do PISF, bem como a oferta de energia no SIN. Além disso, deve-se considerar que a captação é a jusante de Sobradinho e em dois pontos distintos do percurso do rio e o sistema de operação das Usinas de Paulo Afonso. Para Pereira Júnior (2005), a perda de capacidade de geração adicionado à demanda de energia para o bombeamento chegaria a um total de 666 MW ao final do projeto.

Este impacto no SIN em cenários desfavoráveis dos regimes hídricos futuros pode potencializar o agravamento da situação econômica local, aumentar a utilização de usinas termelétricas impactando o meio ambiente e o valor da tarifa na ponta. Não menos importantes, as perdas hídricas oriundas da transposição também devem ser consideradas. Estas perdas variam entre 5% e 10%, segundo o manual de irrigação elaborado pelo Ministério da Integração – MI –. O Projeto de transposição elaborado já destacava as elevadas perdas de transporte causadas pela infiltração e evaporação ao longo do rio, as perdas nos reservatórios por evaporação e derramamento (RAMOS, 2019). Nas condições atuais de outorga, as perdas mais significativas apontam para a evaporação nos reservatórios, em sua maioria nos reservatórios existentes no Eixo Norte. Perdas neste sentido tornam-se relevantes devido ao alto custo do bombeamento e seus efeitos são potencializados em períodos de seca, sendo interessante sua redução em locais com baixa disponibilidade hídrica (EPE, 2020).

Objetivando amenizar a questão energética, o projeto do PISF prevê a construção, no Eixo Norte, de duas PCHs aproveitando a queda d'água natural existente nas barragens de Jati e Atalho, no Estado do Ceará. De acordo com o projeto, elas teriam capacidade instalada de 49 MW e 18,5 MW respectivamente (SILVÉRIO *et al.*, 2018) e com vazões aproximadas de 90 m³/s cada uma (RAMOS, 2019). Desde o início do ano de 2018 esses projetos passam por uma revisão e readequação com vistas à redução de 25% na vazão estimada fruto de uma posterior derivação de até 30 m³/s no Cinturão das Águas do Ceará – CAC –, à montante de Jati (RAMOS, 2019). Nessa readequação, a vazão disponível para Jati vai de 15,18 m³/s a 62,95 m³/s e para Atalho vai de 15,09 m³/s a 62,60 m³/s. A

potência recalculada para as usinas vai de atuais 8,2 MW a 33,60 MW para Jati, e de 3,2 MW a 13,0 MW para Atalho, a depender das obras complementares e das vazões possíveis. Totalizando assim, uma capacidade máxima de 46,60 MW para as duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (RAMOS, 2019).

CAPÍTULO II – PERCURSO METODOLÓGICO

2.1 INTRODUÇÃO

O método científico é a forma como se utiliza o conjunto de processos ou operações mentais a ser empregados em uma investigação. É a linha de raciocínio a ser seguida pela ação de pesquisa. A finalidade de uma pesquisa é “resolver problemas e solucionar dúvidas, mediante a utilização de procedimentos científicos” (PRODANOV; DE FREITAS, 2013). Dos métodos que fornecem as bases lógicas à investigação, o hipotético-dedutivo protagoniza esta pesquisa. Tal método, inicia-se com um problema ou uma lacuna no conhecimento científico, passando pela formulação de hipóteses e por um processo de inferência dedutiva, o qual testa a predição da ocorrência de fenômenos abrangidos pela referida hipótese (PRODANOV; DE FREITAS, 2013). Assim, através de um estudo planejado e seguindo uma linha de raciocínio, parte-se dos problemas hipotéticos da Transposição do Rio São Francisco, originadas do estudo exploratório e descritivo, para uma maior familiaridade com o problema e com as características que envolvem o objeto de estudo: a demanda de energia elétrica oriunda do Projeto de Transposição do Rio São Francisco e as possíveis alternativas advindas do emprego da energia solar fotovoltaica, para supri-la.

A pesquisa tem, portanto, caráter exploratório e descritivo, a qual procura utilizar-se de procedimentos de revisão bibliográfica e documental, aplicada a um caso em especial, para proporcionar mais informações. A pesquisa exploratória possui menor rigidez e tem como principal finalidade desenvolver, esclarecer e modificar conceitos e ideias, tendo em vista a formulação de problemas mais precisos ou hipóteses pesquisáveis para estudos posteriores. Ela envolve o levantamento bibliográfico e documental, entrevistas não padronizadas e estudos de caso, expondo as características de determinada população ou fenômeno (GIL, 2019). Para a consecução dos objetivos propostos, utiliza-se de uma abordagem quali-quantitativa, pois busca traduzir em números os conhecimentos que foram gerados durante a sua realização, sendo assim estruturado seu percurso metodológico.

O quadro representativo da estrutura da demanda de energia elétrica do objeto de estudo é construído por meio do levantamento e análise da bibliografia e de documentos afetos à transposição do Rio São Francisco. Esta revisão bibliográfica e documental e a

construção de um referencial teórico conformam o percurso metodológico inicial da investigação. Para tanto, apresenta-se o histórico das ações da política pública orientada à transposição em tela ao longo do tempo. Avalia-se também as características técnicas do projeto, desde a sua construção até o estado atual da obra, enfatizando-se os recursos hídricos manejados e a demanda de energia elétrica necessária à atividade da transposição.

Inserem-se ainda na análise breves aspectos socioeconômicos e ambientais. Dentre tais documentos destacam-se: bibliografia referente a concepção do projeto de transposição em seus aspectos socioeconômicos, tecnológicos e ambientais, leis, decretos e portarias pertinentes ao objeto da transposição, além de artigos científicos que versam sobre o tema.

Em função do quadro teórico existente, obtido com a revisão bibliográfica, faz-se avaliação da demanda de energia elétrica necessária ao abastecimento do conjunto de equipamentos utilizados na transposição. Para tanto, se fez também necessária a realização de visitas técnicas nas áreas do projeto e em alguns órgãos públicos para validar as informações previamente obtidas na literatura, bem como, a obtenção de parâmetros físicos, em especial, elétricos e hídricos, além de adicionar informações que viabilizam a construção dos arranjos produtivos de energia fotovoltaica. Gil (2019) ressalta que o estudo de caso caracterizado pelo profundo e exaustivo estudo do objeto, permite o seu amplo conhecimento. Neste estudo foram realizadas as seguintes visitas:

- Visitas em várias usinas Eólicas do estado do Rio Grande do Norte, realizadas em janeiro de 2018. Na ocasião, fui acompanhado pelo técnico especialista Silvério da SW Wind Service, que na oportunidade, me apresentou todas as características dos parques eólicos de Cutia-RN e de Bento Miguel-RN de projeto da COPEL, desde a fundação das torres ao funcionamento e controle interno.
- Visita ao Eixo Norte da transposição, realizada em janeiro de 2019. Nesta oportunidade visitei todas as estações elevatórias, as subestações e os canais dos eixos, sempre acompanhado pelos engenheiros recomendados pela CODEVASF (Melone, David, Marcelo Trota).
- Visita os Eixo Leste da Transposição, também realizada em janeiro de 2019 nas mesmas proporções da visita do Eixo Norte.
- Visita à CODEVASF, realizada em fevereiro de 2019. Na oportunidade, obtive e confirmei dados técnicos, financeiros e de operação do PISF.

- Visita à CHESF, realizada em julho de 2019, sob o acompanhamento de Conceição, Reginaldo e Maurício. Na oportunidade, conheci e obtive detalhes sobre o complexo de Usinas de Paulo Afonso e seus principais componentes e histórico.

Estas visitas foram muito importantes para ajudar a entender os contextos social, econômico e técnico que subscrevem a transposição.

O Mapeamento do potencial solar para o aproveitamento energético na área da transposição é feito utilizando-se do estado da arte de tal conhecimento. Para tanto, fez-se uso do Atlas Solarimétrico do Brasil e suas versões estaduais dos índices solarimétricos nas áreas disponíveis do PISF, além do uso do banco de dados solar do CRESESB e de outros institutos nacionais e internacionais que disponibilizam tais informações (PEREIRA *et al.*, 2017a).

Conjuntamente, a partir de um referencial teórico fundamentado na bibliografia especializada, desenvolve-se um quadro representativo do estado da arte das tecnologias de aproveitamento energético solar, considerando suas barreiras e oportunidades quanto ao seu emprego na região de abrangência do projeto de transposição, visando obter a proposição de um arranjo descentralizado ótimo como alternativa ao abastecimento das estações elevatórias.

A proposição de arranjos produtivos de energia elétrica, a partir do aproveitamento do potencial solar na área da transposição, é alcançada através do ajuizamento de todos os instrumentos metodológicos expostos. Destaca-se que as visitas técnicas realizadas fundamentam o estudo de caso, no que concerne a adoção de energia solar fotovoltaica para, alternativamente, aprovisionar a demanda de energia elétrica requisitada.

De posse do quadro representativo da estrutura da demanda de energia elétrica, da avaliação elétrica necessária ao abastecimento do conjunto de equipamentos, dos estudos teóricos realizados, das análises documentais e dos dados adquiridos no trabalho de campo, bem como das proposições de arranjos produtivos de energia, buscaram-se as confirmações ou não das hipóteses levantadas nesta pesquisa.

2.2 DELIMITAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO

Para o levantamento da área útil do PISF, se fez necessário a caracterização do projeto de transposição de águas do Rio São Francisco. Para tal fim, estudou-se toda uma base

documental apresentada em publicações oficiais, regramentos legais (ANA, 2018; CODEVASF, 2019; CONSÓRCIO ECOPLAN-SKILL, 2014; CONSÓRCIO GERENCIADOR DO PISF, 2022; CONSÓRCIO TECHNE-PROJETEC-BRLI, 2015), bem como visitas técnicas *in situ*, visando a coleta, a comparação e análise de dados como forma de revelar a realidade vivenciada na execução da obra. A Figura 13 e a Figura 14 apresentam a visão externa das estações de bombeamento. Já a Figura 15 traz a imagem de uma das bombas instalada nas EBs, e na Figura 16, se vê um trecho do canal da transposição juntamente com um de seus reservatórios.



Figura 13. Estação de bombeamento do PISF.

Fonte: Acervo do autor.



Figura 14. Estação de bombeamento do PISF.

Fonte: Acervo do autor.



Figura 15. Motobomba instalada nas EB's.
Fonte: Acervo do autor.



Figura 16. Canal da transposição e reservatório.
Fonte: Acervo do autor.

Os arranjos produtivos de energia elétrica a partir da utilização UFV partem dos cálculos do potencial solar na região de estudo, utilizando-se métodos e equações analíticas recorrentes na literatura visando suprir integralmente as demandas de energia elétrica postas ao projeto. Para tanto, utilizou-se os índices solarimétricos médios diários anuais de cada estação de bombeamento, a partir das suas coordenadas geográficas e o levantamento das áreas delimitadas pelo projeto de transposição. Os arranjos foram definidos em função das áreas possíveis de aproveitamento para a instalação de UFV:

1. áreas úteis nas laterais dos canais;
2. áreas úteis sobre os canais, e;
3. áreas úteis em reservatórios.

Para dimensionamento das UFVs utilizou-se painéis solares genéricos cujos parâmetros estão apresentados na Tabela 6. Analiticamente encontrou-se a estimativa de potência instalada possível nas áreas em torno do PISF, as dimensões físicas e a produção anual de energia elétrica das UFVs.

Tabela 6. Parâmetros do painel solar genérico.

Aspecto	Valor
Potência máxima do módulo - W_p	360
Dimensões em mm	2000x1000x40
Eficiência do módulo (%)	18
Temperatura Operacional Nominal da Célula (NOCT)	$45 \pm 2^\circ C$
Coefficiente de temperatura	$-0,41\%/^\circ C$

Fonte: Elaboração própria.

2.3 DEMANDAS DE ENERGIA ELÉTRICA DO PISF

Considerando o cenário no qual toda a demanda de eletricidade do PISF é suprida - durante o tempo de bombeamento $t_b = 7956h/ano$ - conforme definido no projeto e outorgado pela Agência Nacional de Águas – ANA em 2018, a demanda anual de energia elétrica $E_{Req(i)}$ em GWh/ano por EB (i) para cada etapa de operação do PISF foi calculada conforme a Equação (1).

$$E_{Req(i)} = \frac{t_b \cdot n_b(i) \cdot P_b(i)}{10^9} \quad (1)$$

Em que:

t_b é o tempo de funcionamento das estações de bombeamento;

$n_b(i)$ é o número de bombas de cada EB;

$P_b(i)$ é a potência de cada bomba em kW da estação de bombeamento.

2.4 ÁREAS ÚTEIS DISPONÍVEIS NO PISF

As áreas úteis no PISF consideram as áreas disponíveis nas laterais dos canais, sobre os canais e nos reservatórios, excetuando-se partes reservadas a outros fins.

2.4.1 Áreas úteis nas laterais e sobre os canais

Para o cálculo da área total disponível na faixa de terra lateral e sobre o canal utilizou-se o somatório dos comprimentos dos canais existentes entre captação, estações de bombeamento e barragens e suas respectivas larguras nas margens laterais. A faixa de terra com largura média de 200 m extensível a todo o canal é patrimônio imobiliário do PISF, sendo 100 m de largura em cada lado partindo do eixo central do canal.

Para o cálculo da área útil na faixa de terra lateral dos canais, área possível de ser ocupada com placas solares fotovoltaicas, fez-se uso da largura de 55 m em cada margem. Esse valor foi definido com base em possíveis exclusões relativas - em ambas as margens - aos taludes do canal e às estradas de serviço para acesso, conforme ilustrado na Figura 17.

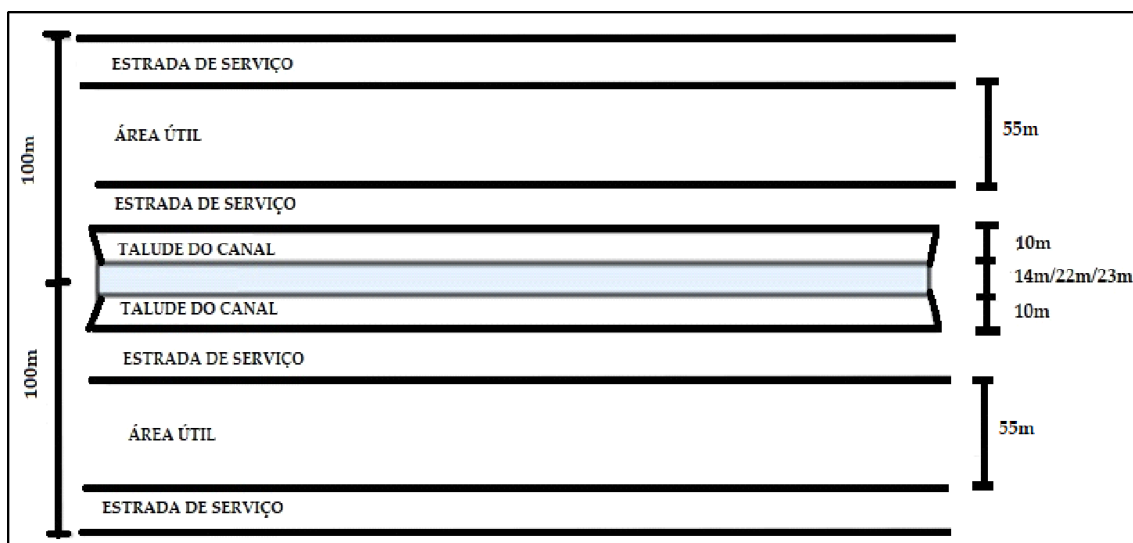


Figura 17. Largura útil ao longo dos canais.
Fonte: Elaboração própria.

Considerando toda a extensão dos dois eixos - excluindo-se áreas cortadas por estradas, pontes, passarelas, bueiros, túneis e aquedutos - e utilizando-se as medidas das larguras das laterais e do vão dos canais, a área útil e propícia à instalação de painéis fotovoltaicos nas laterais dos canais no Eixo Norte é aproximadamente 19,92 km² e no Eixo Leste, aproximadamente, 19,09 km².

2.4.2 Área disponível no topo do canal

A largura do canal no Eixo Norte a partir do Rio São Francisco até a EBI-3 é de 23 metros. A partir da EBI-3 a largura do canal passa a ser de 21 metros. No Eixo Leste a largura do canal é de 14 metros em toda a sua extensão. Utilizando-se o comprimento dos canais para o cálculo da área útil e propícia a instalação de painéis fotovoltaicos em estruturas fixas sobre o canal, encontrando-se aproximadamente 3,94 km² no Eixo Norte e 2,43 km² no Eixo Leste. Sobre essas premissas, as áreas disponíveis para a instalação de módulos fotovoltaicos podem ser vistas na Tabela 7.

Tabela 7. Área útil nas laterais e no topo dos canais.

	Trecho de canal	Extensão (m)	Área lateral (m ²)	Área no topo (m ²)
Eixo Norte	Rio São Francisco a EBI 1	2.080	228.800	47.840
	EBI 1 - EBI 2	43.120	4.743.200	991.760
	EBI 2 - EBI 3	21.570	2.372.700	496.110
	EBI 3 - Reservatório de Jati	39.900	4.389.000	837.900
	Reservatório de Jati - Reservatório de Atalho	2.350	258.500	49.350
	Reservatório de Atalho - Rio Piranhas Assu	72.100	7.931.000	1.514.100
Total - Eixo Norte		181.120	19.923.200	3.937.060
Eixo Leste	Reservatório Itaparica - EBV1	5.730	630.300	80.220
	EBV 1 - EBV 2	8.050	885.500	112.700
	EBV 2 - EBV 3	14.500	1.595.000	203.000
	EBV 3 - EBV 4	53.190	5.850.900	744.660
	EBV 4 - EBV 5	58.810	6.469.100	823.340
	EBV 5 - EBV 6	4.160	457.600	58.240
	EBV 6 - Açude Poções	29.100	3.201.000	407.400
Total - Eixo Leste		173.540	19.089.400	2.429.560

Fonte: Elaboração própria.

2.4.3 Área disponível nos reservatórios

Para o cálculo da área total disponível nos reservatórios do PISF, considerou-se os reservatórios de maior proximidade com as Estações de Bombeamento - EBs. A Tabela 8 mostra a área total de dois principais reservatórios do PISF, juntamente com a estação de bombeamento mais próxima a estes. Neste estudo, optou-se pela porção de 25% da área total dos reservatórios como área útil, de modo a evitar o sombreamento dos painéis causado pela borda dos reservatórios e garantir a integridade e funcionalidade da UFV, mesmo em situações de potencial variação do volume do reservatório. Este percentual de cobertura de reservatórios de hidrelétricas reduz a evaporação da água de forma a possibilitar um aumento da disponibilidade hídrica em 6,3% (FARFAN; BREYER, 2018). A região em estudo apresenta elevadas taxas de evaporação e, nestas situações, a cobertura de parte dos reservatórios apresenta efeito significativo (EPE, 2020).

Tabela 8. Áreas dos reservatórios próximos às estações de bombeamento.

Reservatórios	Proximidade	Área (m²)	Reservatórios	Proximidade	Área (m²)
Areias	EBV-2	1.674.453	Barro Branco	EBV-6	88.427
Baraúnas	EBV-2	1.331.286	Tucutu	EBI-1	3.567.873
Mandantes	EBV-3	949.707	Terra Nova	EBI-2	2.338.136
Salgueiro	EBV-3	958.840	Serra do Livramento	EBI-2	1.580.230
Muquém	EBV-4	768.060	Mangueira	EBI-2	3.244.998
Cacimba Nova	EBV-4	867.894	Negreiros	EBI-3	2.480.666
Bagres	EBV-4	792.282	Milagres	EBI-3	11.299.275
Copiti	EBV-4	1.523.182	Jati	EBI-3	1.311.886
Moxotó	EBV-5	506.232	Atalho	EBI-3	5.622.193
Barreiro	EBV-6	750.949	Porcos	EBI-3	8.136.503
Campos	EBV-6	909.240	Cana Brava	EBI-3	862.631
Total					51.476.516

Fonte: Elaboração própria.

2.5 POTENCIAL SOLAR DA ÁREA DE PISF

O potencial solar teórico – radiação solar – foi obtido por meio do software SunData do Centro de Referência em Energia Solar e Eólica Sérgio Brito – CRESESB –. O software SunData fornece valores médios diários de radiação solar mensal em qualquer ponto do território brasileiro. A base de dados SunData é composta por um histórico de 17 anos de imagens de satélite, disponibilizando informações de mais de 72.000 pontos em todo o

território brasileiro (CRESESB, 2018). A Figura 18 apresenta o potencial teórico brasileiro de radiação solar.

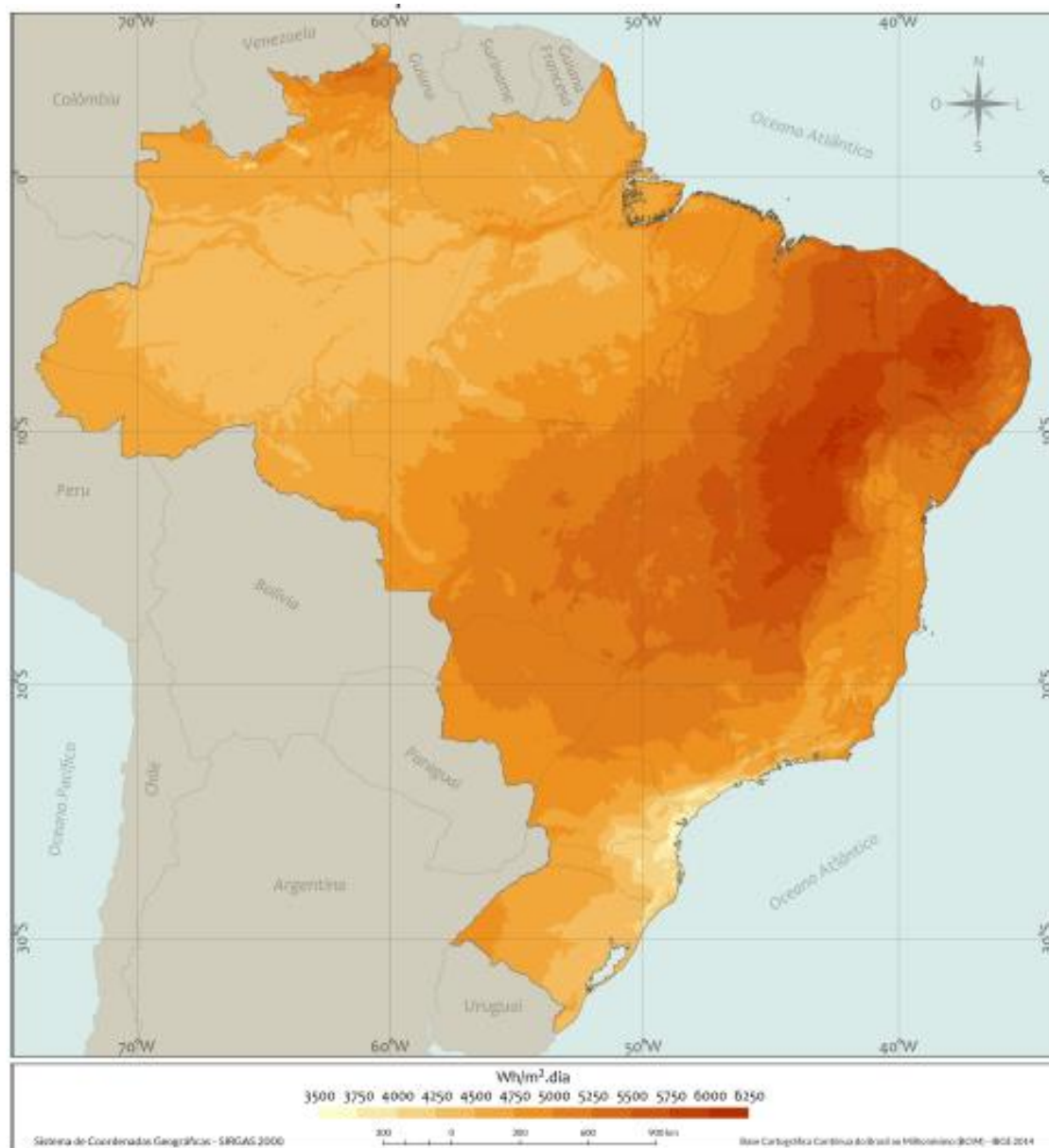


Figura 18. Potencial teórico brasileiro da radiação solar.

Fonte: Adaptado de Pereira *et al.* (2017a).

O potencial solar na área do PISF, em especial no entorno das estações de bombeamento, pode ser visto no recorte apresentado na Figura 19. Ela apresenta o mapa da radiação solar global horizontal em kWh/m²/ano com 12 km de raio dos canais do PISF e índices entre 5,8 e 6,1, além da localização das estações de bombeamento dos eixos nestes potenciais.

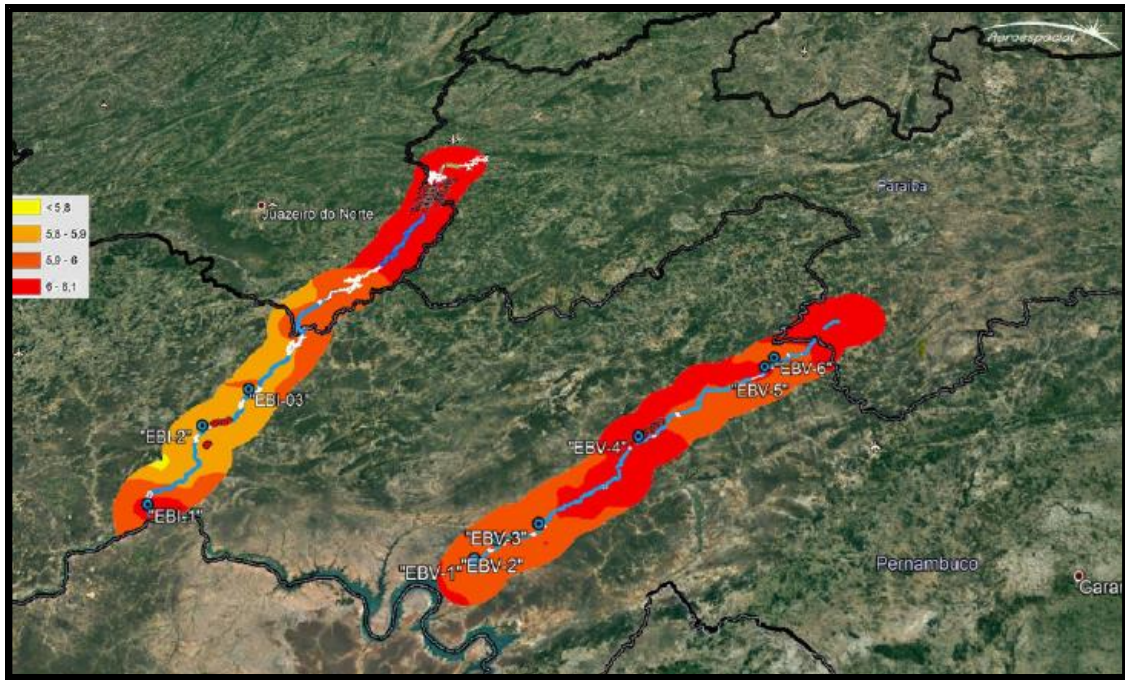


Figura 19. Potencial solar no entorno das estações de bombeamento.
Fonte: Ramos (2019)

2.5.1 Potencial solar geográfico

O potencial geográfico anual – E_{geo} – de uma dada área é função da radiação solar média diária no plano horizontal e da área de incidência. Assim, para estimativa do potencial geográfico anual da área total do PISF usou-se a Equação (2).

$$E_{geo} = H_{dia} \cdot A_{PISF} \cdot 365 \quad (2)$$

Em que:

H_{dia} é a radiação solar média diária estimada ($kWh/m^2/dia$), em um plano incidente horizontal;

A_{PISF} é a área total do PISF, em m^2 .

2.5.2 Potencial solar para de geração de eletricidade

De posse da área útil disponível e apta a instalação de painéis fotovoltaicos e da média anual da irradiação diária local foi possível avaliar o potencial solar local para geração de eletricidade na área do PISF, por meio do emprego de sistema solar fotovoltaico.

O potencial solar fotovoltaico foi estimado aplicando-se os dados referentes às áreas disponíveis e adequadas para a instalação dos módulos fotovoltaicos, bem como, a média

anual de irradiação diária local. O potencial técnico fotovoltaico total da região avaliada foi obtido para cada arranjo proposto em torno dos EBs, tomando o somatório dos potenciais individuais.

Em relação aos módulos fotovoltaicos, os valores de potência máxima e a projeção da energia ofertada refletem a disponibilidade da área e o potencial solar em cada trecho avaliado. Ressalta-se que as capacidades instaladas propostas com sistemas fotovoltaicos por arranjos e suas projeções de geração de energia são somadas de forma a contribuir para uma oferta total dos arranjos propostos.

O Índice de Cobertura do Solo – ICS é definido como a razão entre a área total do gerador fotovoltaico – A_{Ger} – e a área real ocupada por todo o sistema fotovoltaico – A_{PV} –, conforme expressa a Equação (3). Esse índice nos dá real dimensão da área realmente a ser ocupada em cada arranjo.

$$ICS = A_{Ger} / A_{PV} \quad (3)$$

Em que:

A_{Ger} é a área ocupada pelo gerador fotovoltaico, em m²;

A_{PV} é a área real ocupada por todo o sistema fotovoltaico, em m².

O dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos em cada arranjo, nas duas fases do PISF, leva em consideração o ângulo de inclinação dos módulos instalados, a potência máxima e a área ocupada pelo módulo fotovoltaico típico, perdas e variações aplicáveis. Assim, os arranjos propostos são modulares e ajustam-se às demandas das estações de bombeamento.

Muitos estudos fornecem as bases teóricas para o cálculo do ângulo de inclinação ideal usando expressões complexas (JACOBSON; JADHAV, 2018). Alguns empregam expressões lineares simples calculadas em função da latitude local (CHANG, 2009; TALEBIZADEH; MEHRABIAN; ABDOLZADEH, 2011). Foi escolhido um ângulo de inclinação (α) de 10°, uma vez que toda a região PISF está situada em latitudes entre 8° e 9°, corroborando com as definições enunciadas em BOSH (2013); Branco (2006); ONU (2016) e Pinho; Galdino (2014). Foi utilizado um fator de correção para a superfície inclinada para corrigir o valor de irradiação nas regiões de interesse, como apresentado na Tabela 9, de acordo com Oliveira e Malagón (2018).

Tabela 9. Fator de correção para a superfície inclinada de 10° na longitude de 9°

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Área	0,95	0,98	1,01	1,04	1,06	1,06	1,05	1,03	1,01	0,98	0,95	0,94

Fonte: Adaptado de Oliveira e Malagón (2018).

A Tabela 6 descreve as características do painel solar genérico utilizado para o dimensionamento das Usinas Fotovoltaicas. Analiticamente, as estimativas da potência instalada máxima provável foram obtidas a partir das áreas circundantes ao PISF, dimensões físicas das Usinas Fotovoltaicas e estimativas anuais de produção de eletricidade.

A estimativa anual da produção de energia para cada Usina Fotovoltaica foi calculada de acordo com a Equação (4).

$$E_{Rec} = H_{dia} \cdot ICS \cdot A_{PV} \cdot PR \cdot 365 \quad (4)$$

Em que:

H_{dia} é a irradiação solar média diária estimada (kWh/m²/dia), em um plano incidente horizontal;

A_{PV} é a área em m² ocupada pela Usina Fotovoltaica;

ICS é o Índice de Cobertura do Solo;

PR é o índice de desempenho da Usina Fotovoltaica.

Com a área ocupada pelo gerador fotovoltaico – A_{Ger} – e a área de cada módulo genérico – A_{modulo} – adotado neste estudo, o número de módulos – NM – instaláveis nesta área foi determinado conforme a Equação (5).

$$NM = A_{Ger} / A_{modulo} \quad (5)$$

Neste caso, o potencial fotovoltaico instalável – P_{Inst} – da Usina Fotovoltaica foi calculado multiplicando o número de módulos – NM – pela sua potência de pico – $PSTC$ –, em W, conforme a Equação (6).

$$P_{Inst} = NM \cdot PSTC \quad (6)$$

O Fator de Capacidade médio estimado – FC foi calculado usando a razão entre a energia anual estimada e a produção de energia que teria sido gerada caso o sistema estivesse operando em plena capacidade por todo o período (DE LIMA; FERREIRA; MORAIS, 2017; KOUHESTANI *et al.*, 2019), de acordo com a Equação (7).

$$FC = E_{Tec} / P_{Inst} \cdot 8760 \quad (7)$$

Os resultados obtidos nas análises foram comparados com os valores encontrados utilizando o Software PVSYST, a fim de validar o método analítico aplicado (PVSYST, 2022a).

O PVSYST foi escolhido entre os diversos pacotes de software existentes devido às suas características de intercambialidade com outros programas e praticidade na definição rápida dos recursos gerais dos Sistemas Fotovoltaicos, além de sua funcionalidade no uso de dados geográficos e solarimétricos e aqueles que caracterizam os módulos fotovoltaicos e seus inversores (SHARMA; VERMA; SING, 2014).

2.6 ARRANJOS PRODUTIVOS DE ENERGIA ELÉTRICA FOTOVOLTAICA

Com base no dimensionamento obtido das áreas viáveis de aproveitamento, em conjunto com seu potencial solar, os seguintes arranjos produtivos foram propostos nesta pesquisa:

Arranjo 1 – Objetiva o suprimento de toda demanda de energia elétrica do total de EB com UFV instaladas nas áreas disponíveis na lateral dos canais em ambas as etapas;

Arranjo 2 – Objetiva o suprimento da demanda de energia elétrica do total das EB com UFV instaladas nas áreas disponíveis sobre os canais em ambas as etapas;

Arranjo 3 – Objetiva o suprimento da demanda de energia elétrica do total das EB com UFV instaladas em 25% das áreas disponíveis nos reservatórios em ambas as etapas.;

As demandas de energia elétrica necessárias para as duas etapas do PISF foram calculadas para o dimensionamento das Usinas Fotovoltaicas, de acordo com o tempo de bombeamento definido no projeto e a soma das potências de cada bomba nas diferentes Estações de Bombeamento.

CAPÍTULO III – TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA COMO ALTERNATIVA DE ABASTECIMENTO EM PROJETOS DE GRANDE PORTE

3.1 INTRODUÇÃO

Os progressos historiados pelo conhecimento científico conformam uma diversidade de aprendizados, técnicas e tecnologias. Neste percurso, distintas tecnologias de conversão de energia tornaram-se possíveis, viabilizando, assim, que uma ampla cesta de recursos energéticos pudesse ser aproveitada no processo de desenvolvimento das sociedades. Neste contexto, as fontes primárias de energia mantêm importância destacada no processo de suprimento das demandas requeridas pelos diferentes setores da sociedade.

As tecnologias de combustão externa, protagonizadas pela máquina a vapor, rompem com o padrão técnico/tecnológico dominante, alicerçado no aproveitamento dos recursos energéticos renováveis, fundamentalmente por meio do uso da biomassa. A entrada da máquina a vapor nos processos de conversão de energia e oferta de trabalho, e com ela a denominada revolução industrial, cessa a hegemonia do aproveitamento dos recursos energéticos naturais renováveis, gerando as condições basilares para o triunfo dos combustíveis fósseis.

O predomínio dos recursos naturais não renováveis na matriz energética mundial, deslocando a importância das fontes renováveis, se manteve incontestemente até meados dos anos 1970. Nas duas últimas décadas do século XX, fruto de um debate que tem origem no caráter esgotável dos recursos não renováveis frente aos recursos renováveis, bem como nos potenciais impactos socioeconômicos e ambientais negativos creditados à estrutura mundial de oferta de energia, se introduz uma nova compreensão e importância a ser atribuída às fontes renováveis.

Esse novo entendimento passa a incorporar, em um segundo momento, os debates internos aos Estados Nacionais e blocos regionais, assim como nos processos de negociações internacionais, o papel e a importância de se voltar a dar destaque e ampliar o aproveitamento dos fluxos renováveis de energia, visando, dessa forma, a redução dos impactos negativos resultantes da maneira predominante de se ofertar de energia – hegemonia dos combustíveis fósseis –, além da mitigação dos Gases de Efeito Estufa – GEE –, aos quais se credita maior responsabilidade à denominada mudança global do clima.

Nesse novo ambiente, os discursos de diversas ordens, liderados em um primeiro momento por grupos ambientalistas, credita às fontes renováveis ganhos socioambientais que torna amigável a sua exploração. Nessa cesta, estão incluídos o aproveitamento eólico, solar, geotérmico, biomassa e, com restrições – em função da dimensão do projeto e determinantes locais – a hidroeletricidade. Já aos projetos centralizados convencionais, fundamentalmente às termelétricas, grandes hidrelétricas e usinas nucleares, associam-se amplos riscos à saúde humana e animal, danos ambientais de difícil reversibilidade e determinantes de ordem socioeconômica e geopolítica, que devem estimular a desaceleração de seus usos, seja por meio de políticas pública ou sinais econômicos de incentivos às fontes renováveis de energia.

Da cesta de tecnologias renováveis, o aproveitamento solar por meio do uso sistemas fotovoltaicos, objeto de investigação nesta tese, tem na atualidade registrado significativos ganhos tecnológicos, com reflexos na redução de seus custos de instalação, fato que tem expressivamente ampliado sua participação na matriz elétrica mundial, seja na forma de geração distribuída ou por meio de grandes projetos de geração conectados à rede (PINHO; GALDINO, 2014).

O espaço favorável ao desenvolvimento da tecnologia solar fotovoltaica é, na contemporaneidade, profundamente estimulado pelos acordos internacionais orientados ao estabelecimento de metas de reduções das emissões globais de GEE que possam restringir o aquecimento global abaixo de 2°C acima daqueles registrados dos níveis pré-industriais, consoante ao fixado no acordo de Paris (ONU, 2015). Não obstante, as nações e/ou blocos econômicos sustentam suas estratégias de garantir seu desenvolvimento econômico, baseado em um sistema de oferta de energia estável e competitivo. Essa relação dialética possibilita instituir o denominado "Trilema da Energia", no qual o ordenamento dado aos sistemas energéticos visa estabelecer bases aos benefícios da oferta de energia, que considere no planejamento de sua expansão a garantia da segurança e equidade energética e a sustentabilidade ambiental (WEC, 2019).

Nesse contexto, o capítulo fundamenta teoricamente a tecnologia solar fotovoltaica como alternativa de abastecimento em projetos de grande porte. Para tanto, a descreve em sua base técnica-científica e apresenta o estado da arte, destacando os grandes aproveitamentos e suas condicionantes para o emprego local.

3.2 FUNDAMENTOS TECNOLÓGICOS

3.2.1 A Fonte Solar

A radiação solar que alcança a superfície da Terra exerce papel essencial ao funcionamento do planeta. A quase totalidade da energia disponível na Terra é originária dessa fonte. Por consequência, todos os processos naturais biológicos e físicos verificados somente se realizam devido a essa fonte “inesgotável” de energia de origem Solar.

Dessa forma, excetuando-se as fontes maremotriz e geotérmica, as fontes de energias renováveis e não renováveis derivam, direta ou indiretamente do aproveitamento da energia solar. Segundo Jackson, (1992), a energia que o sol disponibiliza à superfície da Terra terrestre alcança valores próximos a 100.000 TW, isto contabilizando às reflexões sobre a atmosfera, antes das diversas conversões térmicas e químicas que convertem a entrada de energia solar de alta qualidade em calor de baixa qualidade (JACKSON, 1992; SILVA, 2006). Essa oferta diária de energia proporcionada pela fonte solar supera em cerca de 10.000 vezes o fluxo de energia primária demandada pela economia global, CER (IPCC, 2011).

A presença e importância da energia solar para a humanidade é intrinsecamente vinculada a sua própria existência. O aproveitamento da radiação solar para proveito próprio de forma direta data dos primórdios, quando o humano fazia uso da energia solar para secar alimentos, peles e biomassa. Segundo Souza (2005) apud Kemerich *et al.*, (2016), “achados históricos de arqueólogos comprovam que, já no século VII a.C se utilizavam simples lentes de vidro para concentrar a luz do sol e desta forma queimar pequenos pedaços de madeira e assim obter fogo”. A humanidade segue fazendo uso da energia solar em duas configurações fundamentais de aproveitamento: i) passivo e; ii) ativo.

O aproveitamento passivo resulta dos benefícios obtidos quando da penetração ou absorção da radiação solar no ambiente construído, e, dessa forma, promovendo a iluminação ou aquecimento dos ambientes por aproveitamento da iluminação do calor disponível de forma natural. Por meio da energia solar passiva é possível reduzir as demandas de iluminação e aquecimento artificial (KEMERICH *et al.*, 2016; SOUZA, 2005). Essa forma de aproveitamento solar é, na atualidade, bastante explorada na arquitetura. Nesses termos, os projetos arquitetônicos estabelecem parâmetros de forma a tornar a edificação o mais eficiente possível do ponto de vista energético,

oportunizando-o uso da irradiação solar na regulação das condições ambientais da edificação, permitindo seu aproveitamento direto para fins específicos: iluminação de ambientes e regulação de temperatura. Os projetos arquitetônicos também podem efficientizar o uso de espaços onde a radiação solar direta incide em níveis indesejáveis. No caso dos aproveitamentos ativos, eles se realizam por meio do emprego de diferentes tecnologias. No entanto, são fundamentalmente efetivadas pelo aproveitamento solar térmico e fotovoltaico.

As tecnologias solares térmicas convertem a irradiação solar natural em energia térmica, destinando o seu uso para o aquecimento de água nos espaços residenciais, comerciais e industriais, secagem de grãos e refrigeração. O emprego de concentradores solares pode ser usado no aquecimento de fluidos para gerar vapor e expandi-lo em uma turbina a vapor que, acoplada a um gerador elétrico, produzir eletricidade. Já a Energia Solar Fotovoltaica faz uso do efeito fotovoltaico para transformar a irradiação solar diretamente em eletricidade em sistemas isolados ou interligados na rede de distribuição.

Tradicionalmente, os sistemas que convertem energia solar em energia elétrica, foram desenvolvidos com base no silício monocristalino com adição de impurezas - materiais dopantes - de modo a criar as características elétricas que viabilizam o efeito fotovoltaico. Essa tecnologia constitui a primeira geração dos sistemas fotovoltaicos.

3.2.2 O Efeito Fotovoltaico

O efeito fotovoltaico é a conversão direta de potência associada a radiação solar em potência elétrica na forma de tensão e corrente contínua. Ele ocorre quando a radiação solar incide sobre um material semicondutor, com propriedades específicas, fazendo surgir uma diferença de potencial em seus terminais. Para tanto, o elétron (do material que recebeu a energia do fóton através do efeito fotovoltaico¹) passa da banda de valência para a banda de condução do material (MOTA, 2020). A célula fotovoltaica é o menor elemento do sistema fotovoltaico e o principal. Elas são constituídas por materiais semicondutores, com ao menos duas camadas (uma positiva e outra negativa), que permitem que ocorra o efeito fotovoltaico, gerando energia elétrica (CASTRO, 2018). A

¹ No modelo de Einstein para o efeito fotoelétrico, desenvolvido em 1905, assume-se que quando um fóton atinge a superfície de um metal, transfere toda a sua energia para um único elétron do material, independentemente da existência de outros fótons (Santos,2002).

Figura 20 apresenta a produção de energia elétrica a partir do efeito fotovoltaico descrito em uma célula comum - junção p-n.

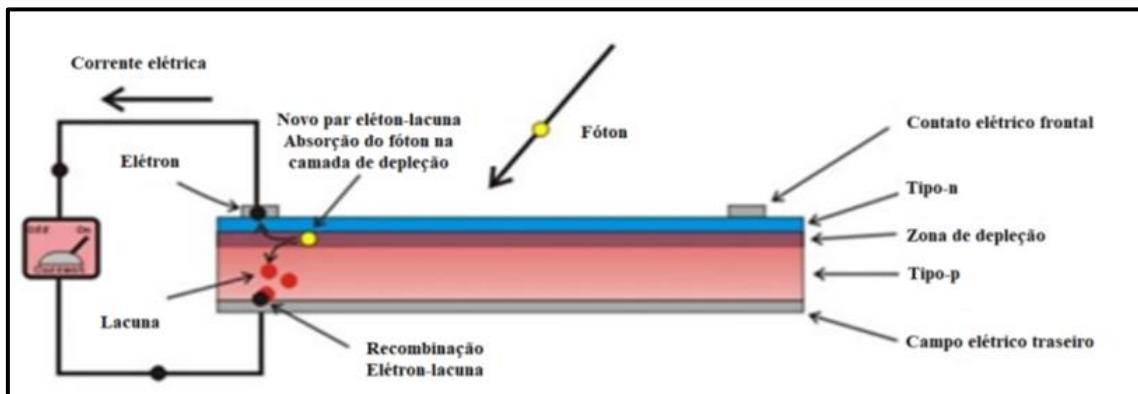


Figura 20. Efeito fotovoltaico em uma célula solar típica.

Fonte: Mota (2020).

A diferença de potencial produzida na célula é de cerca de 0,5 V, podendo fornecer uma corrente em torno de 3 A e, conseqüentemente, produzir uma potência elétrica de aproximadamente 1,5 W. Assim, percebe-se que uma única célula fornece uma tensão muito baixa e pouca energia.

O agrupamento de várias células na produção de módulos fotovoltaicos objetiva o aumento desta tensão elétrica, da sua potência, e por conseqüência, da produção de energia (REIS, 2018). A Figura 21 mostra a associação de várias células fotovoltaicas de silício monocristalino na composição do módulo fotovoltaico.

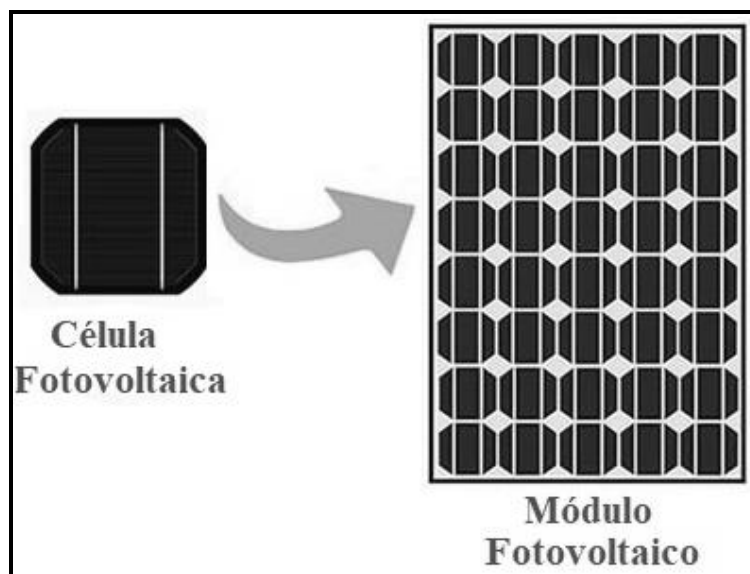


Figura 21. Agrupamento das células fotovoltaicas na composição do módulo.

Fonte: Carneiro (2010) e adaptado de Portal Solar (2020).

3.2.3 Tecnologias Fotovoltaicas

Atualmente, as células solares são classificadas em três tipos de acordo com a tecnologia utilizada, a saber: primeira, segunda e terceira geração. As tecnologias de primeira geração são as mais consolidadas e confiáveis e apresentam as melhores eficiências do ponto de vista comercial. Elas utilizam o silício cristalizado como material semicondutor. Já a segunda geração, de tecnologia mais recente, apresenta uma menor eficiência, redução no rendimento e na vida útil. Contudo, apresenta um aumento de sua participação devido ao potencial de redução de custos graças à produção mais fácil e às características dos seus processos de fabricação. Ela é considerada a geração baseada em filmes finos inorgânicos (CASTRO, 2018). A terceira geração de células solares permite uma utilização mais eficiente da radiação solar que as células convencionais, mesclando alta eficiência com baixo custo por Watt. São células orgânicas, células com concentradores e de multijunção. Essa geração utiliza materiais com mais abundância na natureza e menos toxicidade, mesclando alta eficiência com baixo custo/Watt (ELY; SWART, 2014). Conhecer e estudar as tecnologias fotovoltaicas e seus comportamentos permite reduzir as incertezas ligadas ao desempenho e produção energética dos sistemas fotovoltaicos, com vistas a diminuição das dificuldades de avaliação de seus projetos (DIAS, 2017).

3.2.4 Tipos de células

As células fotovoltaicas são diferenciadas pelos materiais e refinamentos usados (tecnologias de processamento utilizados em sua fabricação). As principais são produzidas em silício cristalizado (fatias de lingotes de silício purificado tratadas quimicamente visando a produção de energia elétrica) que, associadas em número de 60, 66 e 72 células ou, 120, 132 e 144 no caso Half-Cell, compõem os módulos solares. A primeira geração de tecnologia fotovoltaica (chamadas de células solares convencionais), caracterizou-se com a produção de dois tipos de células (PINHO; GALDINO, 2014):

- Silício monocristalino (obtido através do lingote de silício puro);
- Silício policristalino (obtido através do lingote de silício com múltiplos cristais);
- Arsenato de Gálio (GaAs).

As células convencionais são compostas a base de silício purificado e dopado com boro e fósforo. A parte de baixo da célula (a maior delas) - dopada com boro – forma a parte Tipo-P; já o lado que será exposto ao sol - dopada com fósforo- é a parte do Tipo-N

(CASTRO, 2018). A estrutura básica de uma célula solar de silício é apresentada na Figura 22, com destaque para os cristais tipo P e tipo N e a junção PN.

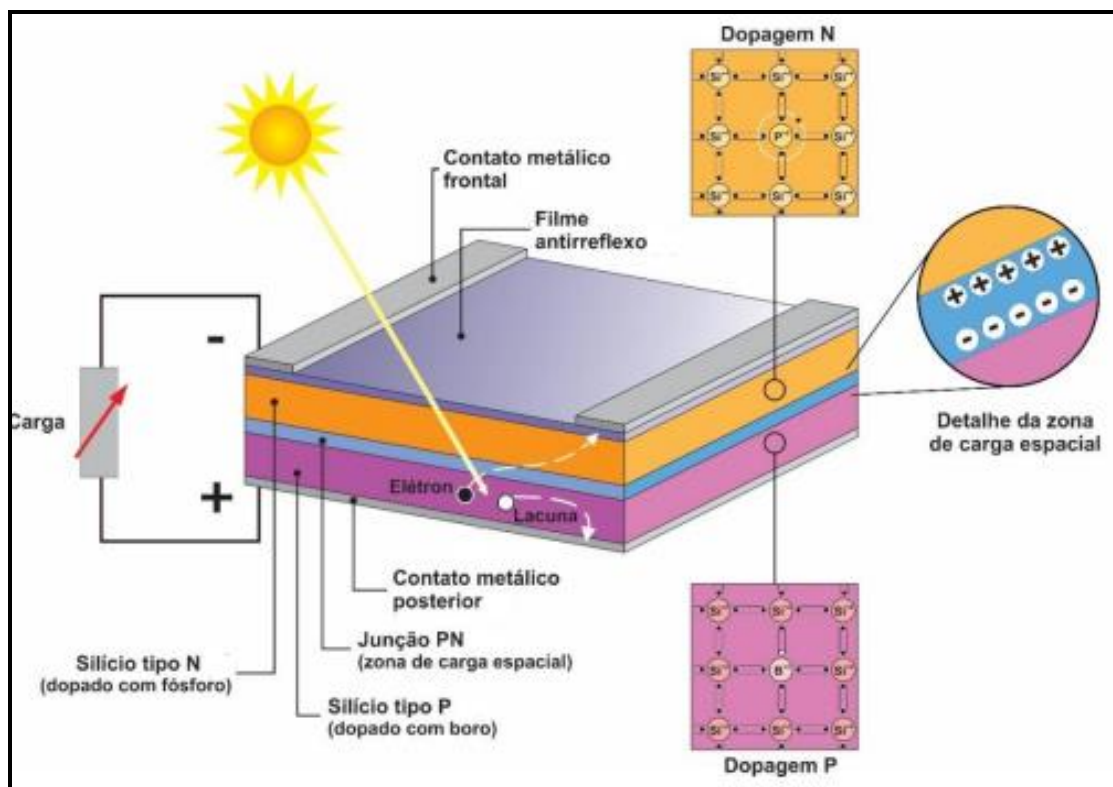


Figura 22. Estrutura básica de uma célula de silício.
Fonte: Adaptado de Moehlecke; Zanesco (2005).

Em suas características, as células solares de silício cristalino absorvem a radiação apenas de uma faixa estreita do espectro, não absorvendo a energia dos fótons com frequências acima ou abaixo da faixa utilizada no efeito fotovoltaico, convertendo-a em calor, e acarretando a diminuição de sua eficiência. Outros fatores também acarretam diminuição da eficiência das células de silício: sombreamento e reflexão devido aos contatos frontais, a recombinação natural do semicondutor, gradiente elétrico na área da junção e a resistência das ligações série entre os módulos (PINHO; GALDINO, 2014). Das células de silício, as células monocristalinas são as mais eficientes, devido a pureza do seu material. Porém, seu processo fabril demanda mais energia e investimento. Conseqüentemente, o seu valor comercial tende a ser maior que as células policristalinas, que são fabricadas por processos menos exigentes de purificação e mais baratos (CASTRO, 2018). As células de silício monocristalinas são facilmente identificadas por apresentarem uniformidade aparente e coloração azulada ou preta (DIAS, 2017). Ainda na primeira tecnologia, aparecem as fitas de silício cristalizadas (CASTRO, 2018) e o Arsenato de Gálio (GaAs) (MAURYA *et al.*, 2022). A segunda geração, de tecnologia

mais recente, apresenta filmes finos que utilizam menor quantidade de matéria-prima, uma vez que um ultrafino material semicondutor é depositado em uma grande área de substrato a base de metal, requerendo menos material para aproximadamente a mesma absorção da radiação solar (MAURYA *et al.*, 2022). Nessa tecnologia os materiais mais usados são (CASTRO, 2018; DIAS, 2017):

- Silício amorfo (a-Si);
- Disseleneto de cobre e índio (CuInSe₂) - chamado de seleneto de cobre e índio (CIS) - ou disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) – obtido coligando gálio com índio;
- Telureto de cádmio (CdTe).

Esta geração apresenta uma eficiência menor, quando comparada com a primeira geração, e algumas dificuldades relacionadas à disponibilidade de matéria-prima, vida útil, rendimento e toxicidade (no caso do cádmio) (PINHO; GALDINO, 2014). Entretanto, células da segunda geração experimentaram um crescimento acentuado nos últimos anos devido ao grande potencial de redução de custos que apresentam e a maleabilidade e flexibilidade dos seus processos de fabricação, além de proporcionar maior liberdade de aplicações, como células solares flexíveis e transparentes. Uma forma de aumentar a eficiência das células de filme de unijunção é o empilhamento de camadas. Os materiais absorventes são combinados, formando múltiplas junções p-n e cada material absorve um intervalo diferente de comprimentos de onda da radiação para geração de eletricidade. A camada espessura e *bandgap* dos materiais são ajustados para alcançar uma maior eficiência (MAURYA *et al.*, 2022). As células de unijunção observam o avanço crescente da razão entre eficiência e aumento nos custos de produção das configurações em multijunções que se mostraram com uma alternativa ao limite de eficiência imposto pelas células de unijunção. Maurya *et al.*, (2022), considera as células solares de multijunção como pertencente a terceira geração. Ainda na segunda geração e, não menos importantes, as células fotovoltaicas para concentração (CPV), usam um sistema óptico com lentes de Fresnel ou espelhos para concentrar a radiação solar direta em células fotovoltaicas, aumentando assim a eficiência do sistema (CASTRO, 2018). A terceira geração de células fotovoltaicas, ainda em fase de testes e produção, apresenta um conjunto de novas tecnologias de filmes finos ainda em fase de investigação, mas com alto potencial de desenvolvimento visando alta eficiência, a saber:

- OPV (*Organic Photovoltaic*) células orgânicas;

- DSSC (*Dye-sensitized solar cell*) células sensibilizadas por corante;
- PERC (*Passivated Emitter and Rear Contact*);
- Células de *perovskita* (mineral de óxido de cálcio e titânio com estrutura cristalina - CaTiO_3);
- HJT/HIT (*HeteroJunction Technology/ Heterojunction Intrinsic – layer Technology*) células híbridas de heterojunção ou Camada Intrínseca de Heterojunção (MAURYA et al., 2022).

As células orgânicas ou poliméricas (OPV) são formadas de polímeros conjugados que apresentam propriedades elétricas e ópticas similares aos metais e aos semicondutores. Em sua estrutura mais simples, são compostas por um eletrodo transparente, para absorver a luz incidente, uma camada fotossensível - o polímero conjugado ou molécula conjugada colocada entre os eletrodos - e um eletrodo metálico. As camadas externas são formadas por dois eletrodos condutores. Internamente, os pigmentos orgânicos são os doadores e receptores de elétron e de lacunas em substituição a junção PN e as propriedades dos materiais permitem, por meio de um processo inverso, que a energia luminosa incidente seja convertida em energia elétrica (DIAS, 2017). Apesar das vantagens e da utilização de material mais econômico (CASTRO, 2018), a baixa eficiência dessas células na conversão energética tem sido a barreira para o dispositivo no mercado fotovoltaico (DIAS, 2017).

As células sensibilizadas por corantes (DSSC), também conhecidas como células de Gratzel, são um subgrupo das células de fio filme baseado na geração elétrica por meio de corantes orgânicos iluminados em células eletroquímicas, um conceito inspirado na conversão da energia solar em energia química pela fotossíntese (DIAS, 2017). Elas são compostas por um eletrodo de Dióxido de Titânio (TiO_2) e corante obtido de complexo metálico sobre vidro coberto por óxido de estanho (SnO_2) dopado com Flúor. Com estrutura relativamente simples e produção barata, apresenta como vantagens: resistência mecânica e composição híbrida. Contudo, apresenta um futuro incerto devido à dificuldade de manter o eletrólito vedado ao ar circulante (CASTRO, 2018), além da necessidade de algumas melhorias nos aspectos críticos da sua eficiência de conversão, para se tornar competitiva às demais. Quando fabricadas com chumbo, apresenta perigo de toxicidade e corrosão. Sua vida útil é muito baixa (cerca de 10 anos), fazendo-se necessário um aumento neste tempo para uma maior competitividade (DIAS, 2017).

As células solares de perovskita são células de fabricação híbrida que compreendem, mais comumente, os materiais de híbridos orgânicos-inorgânicos com base em $\text{CH}_3\text{NH}_3\text{PbI}_3$ (um cátion inorgânico - chumbo ou estanho-, um cátion orgânico e um halogênio - iodo, cloro ou bromo). O interesse nessa célula busca a eficiência de conversão fotovoltaica, devido à alta absorção ótica, do longo comprimento de difusão e baixa taxa de recombinação. Elas são de fácil produção e usam técnicas de fabricação de baixo custo (DIAS, 2017). Além disso, oferecem as mesmas vantagens dos semicondutores utilizados em células de filme fino, como flexibilidade, semitransparência e leveza. A Figura 23 apresenta a primeira geração (*Wafer*), a segunda geração (Filmes finos comerciais) e a terceira geração (Filmes finos emergentes), conforme Raphael et al. (2018), com destaque para os diversos materiais utilizados e os refinamentos tecnológicos recebidos na produção de cada tipo de célula.

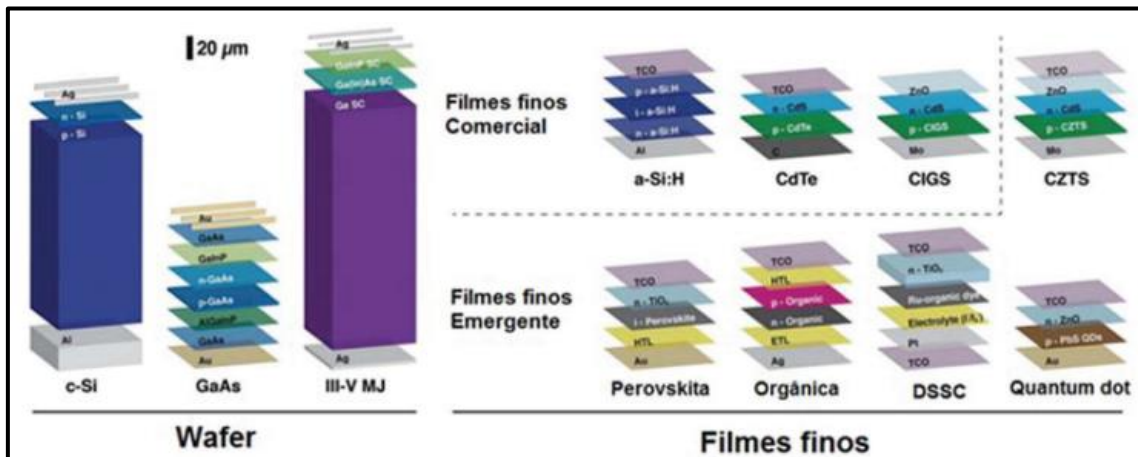


Figura 23. Representação das células solares que compõem as três gerações de células solares.
Fonte: Raphael et al. (2018).

3.2.5 Limites de eficiência

As células solares de junção PN, a base de silício, foram inventadas já na década de 1950, logo após os primeiros diodos semicondutores, com uma eficiência de 6% (MAURYA et al., 2022). Inicialmente a difusão do boro em fatias (*wafers*) dopados com arsênio, depois, a difusão de fósforo em *wafers* dopados com boro. Hoje, elas são a tecnologia industrial padrão na formação da junção PN (WILSON et al., 2020). Com a mudança de *wafers* do tipo n para o tipo p e a introdução, na estrutura, do campo de superfície traseira de alumínio - AL-BSF (*Back Surface Field*), as células solares passaram a atingir eficiências superiores a 17%, atingindo 20% no ano de 2013. Contudo, só após décadas

de pesquisa o silício monocristalino atingiu eficiência superior a 25% (MAURYA *et al.*, 2022). Neste interim ganha espaço a célula com estrutura PERC (*Passivated Emitter and Rear Cell*) – emissor passivado e contato traseiro - que apresentava melhores resultados elétricos e ópticos, melhorando a eficiência das células para valores entre 22% e 23,4% (WILSON *et al.*, 2020). Além de ser mais fina, ela difere da arquitetura de células solares convencionais por possuir uma camada extra (Figura 24) que reflete a radiação incidente no fundo da célula aumentando a capacidade de captação dos raios solares presentes. A família das células PERC possui as seguintes configurações: PERD (*Passivated Emitter Rear Directly-contacted*), célula com emissor passivado diretamente contatado, célula PERL (*Passivated Emitter and Rear Locally-diffused*), célula com emissor passivado com difusão posterior localizada, célula PERT (*Passivated Emitter Rear Totally-difused*), célula de emissor passivado com região posterior totalmente difundida; e a célula PERF (*Passivated Emitter Rear Floating-junction*), célula de emissor passivado com junção flutuante posterior, das quais as configurações PERC mais amplamente implementadas são a PERL e a PERT (WILSON *et al.*, 2020). Na Figura 24 percebe-se a diferença de arquitetura da célula convencional da célula PERC.

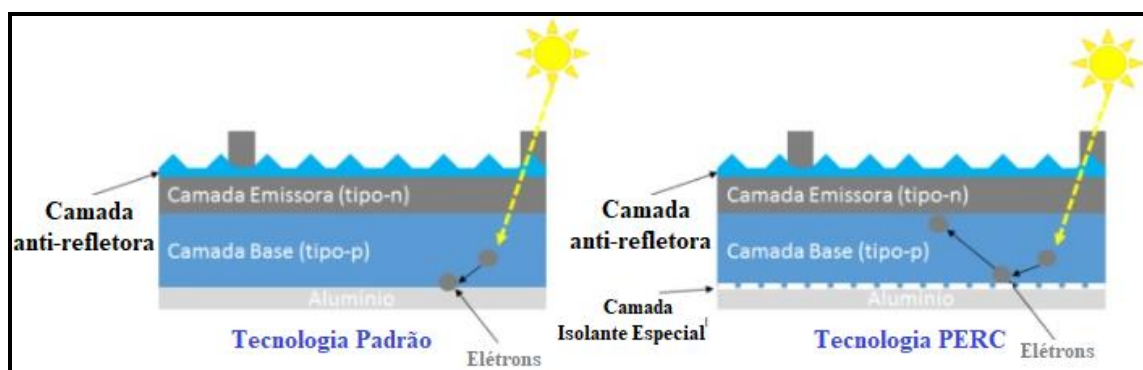


Figura 24. Comparativo entre a célula de silício padrão e a célula de silício PERC.

Fonte: Adaptado de (LIBERTY ENERGIA, 2022).

Segundo Wilson *et al.*, (2020), com a evolução das células solares nos últimos anos, a melhoria de sua eficiência na produção atingiu-se 23,3% com limite prático de cerca de 24,5%, sendo um dos valores mais altos da indústria. A tecnologia baseada na arquitetura PERL, uma evolução da estrutura PERC (CRESTANI, 2016), oferece uma eficiência em torno de 25% maior que a célula de silício monocristalino e restrições aos elevados custos para aplicação de todos os seus idealizados aspectos (DIAS, 2017).

Os módulos bifaciais são agora considerados como uma das tecnologias promissoras para redução de custos da energia solar, com expectativa de prevalência no mercado mundial

(Guerrero-Lemus, *et al.*, 2016). Elas possuem características elétricas e dimensões físicas muito semelhante às dos módulos convencionais, mas com redução da cobertura de metal da parte traseira dos módulos (PINHO; GALDINO, 2014). Essa técnica permite aproveitar a refletividade, com variação de 6% até cerca de 25% nos melhores casos (solo com refletividade muito alta), e consequentemente a produção de energia, uma vez que esta produção depende do albedo (WILSON *et al.*, 2020). Mas o aumento de eficiência dessas células também depende do modo de instalação (altura do solo e ângulo de inclinação). O comparativo de sua estrutura com a célula convencional pode ser visto na Figura 25, com destaque para a entrada de radiação, também, pela parte traseira do módulo.

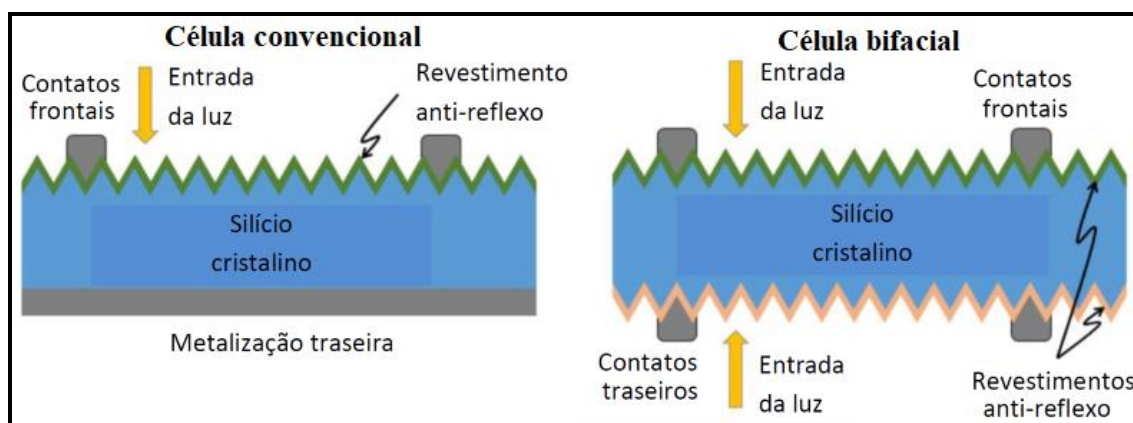


Figura 25. Comparativo entre a célula convencional e a célula bifacial.

Fonte: Adaptado de Canal Solar (2019a).

Os ganhos adicionais com módulos bifaciais dependem da elevação do módulo e do ângulo de inclinação (Guerrero-Lemus, *et al.*, 2016). Nas condições do Brasil, em razão da baixa inclinação dos módulos, espera-se um ganho baixo de eficiência. Sendo adequada, então, para o percurso alto do sol tão perto do Equador, e do o ângulo azimutal entre nascer e pôr do sol, que é mais fechado em latitudes baixas do que em altas (Guerrero-Lemus, *et al.*, 2016). No Brasil, as usinas de grande porte costumam usar rastreadores com módulos bifaciais para aproveitar a irradiação ao máximo (SOLARIZE, 2021).

As células HIT (*Heterojunction Intrinsic-layer Technology*), ou células solares de heterojunção de silício (SHJ) (CANAL SOLAR, 2021b), usam contatos passivadores baseados em uma pilha de camadas de intrínsecos e dopados silício amorfo. Essa técnica eleva a eficiência dos módulos, com relação ao convencional, em até 15% e em laboratório, acima de 25% (WILSON *et al.*, 2020).

Uma alternativa muito recente ao HIT, na produção industrial, para passivar contatos é a estrutura TOPCon. Ela consiste na adição de uma fina camada de dióxido de silício (cerca de 1,5 nm) e uma camada de polissilício dopado com fósforo entre os substratos de silício e o contato de metal traseiro. Com isso foi possível atingir eficiências de 24,6% e 25,8% em laboratório (WILSON *et al.*, 2020).

Células solares com contatos posteriores interdigitados (IBC), são consideradas como a arquitetura de célula com o maior potencial de eficiência, sendo a primeira célula solar industrial a superar claramente o limite de 20% de eficiência. A eficiência acima de 25% foi alcançada pela *SunPower* com utilização de contatos passivadores. Com contatos passivadores à base de polissilício registrou-se uma eficiência de 26,1% e seu maior valor atual, para célula de silício, é de 26,7% quando combinada a estrutura IBC com contatos passivadores de heterojunção (WILSON *et al.*, 2020).

Os rendimentos obtidos nas DSSCs ainda não atingiram níveis competitivos no mercado, tendo sido relatada à eficiência de 11,9 % para uma célula Sharp, em laboratório nas condições padrão (GREEN *et al.*, 2013).

Em resumo, as células solares de silício com eficiências de área total acima de 24,5% têm uma característica em comum: contatos passivadores, para reduzir recombinação de portadores. As células em tandem à base de silício têm um limite teórico de eficiência entre 29,4% e 29,5%. Contudo, a indústria fotovoltaica de silício tem muitas técnicas para alcançar cerca de 27,5% em laboratório e 26% na produção de eficiência na célula de silício de unijunção (WILSON *et al.*, 2020).

Atualmente, células com eficiências mais altas são possíveis apenas com estruturas multijunção (duas ou mais junções absorventes), uma vez que a eficiência máxima teórica que uma célula solar de unijunção pode alcançar com a luz solar, não concentrada, é de cerca de 33,5%. Este é o limite de Shockley-Queisser. Ele estabelece que a tensão de circuito aberto (V_{ca}) que a célula solar pode gerar é limitada pelo intervalo de banda do material absorvente. Os fótons incidentes com energia abaixo ou acima deste intervalo não são absorvidos, sendo os últimos convertidos em calor (WILSON *et al.*, 2020). Tais estruturas de células utilizam vários intervalos de banda tratados para absorver uma região específica do espectro solar e produzir valores de eficiência acima de 45 por cento. Contudo, outras opções de tecnologias, como: células solares em tandem à base de silício oferecem soluções promissoras para eficiências acima de 28%, com combinação monolítica de silício como a célula inferior e células superiores baseadas em III-V; células solares com tecnologias perovskitas como células superiores registram atualmente

eficiências acima de 28% (WILSON *et al.*, 2020); tecnologia de células solares de CdTe tiveram eficiências certificadas em 22,1% na década passada e seu uso está em uma crescente, em sua maioria, em instalações de usinas de energia, com tendência, a curto prazo, de atingir a eficiência de 25%; as ligas semicondutoras de calcopirita (Ag,Cu)(In,Ga)(S,Se)₂ do grupo I-III-VI, comumente conhecidas como CIGS², tem eficiência em cristal único de 23,4%, De acordo com GREEN *et al.*, (2013), pesquisas atuais acreditam alcançar 25% de eficiência; as células solares Perovskite – PSC (*Perovskite solar cells*) - de junção única atingiram 29,1% de eficiência e para células de seis junções sob luz solar concentrada conseguiu-se 47,1%; a célula de GaAs de junção única é de 29,1%, estando mais próximo do limite Shockley-Queisser (33,5%) do que qualquer outra tecnologia fotovoltaica. Por fim, as células III-Vs também provaram ser prontamente extensíveis a estruturas multijunção, demonstrando um registro de eficiência de conversão de 47,1% e as células solares em tandem de alta eficiência usando Si em conjunto com semicondutores III-V apresentaram eficiências de até 32,8% para duas junções e de 34,1%–35,9% para três junções. A Figura 26 ilustra algumas diferentes tecnologias e a frequência da radiação solar absorvida, facilitando a compreensão da magnitude da eficiência das células multijunção.

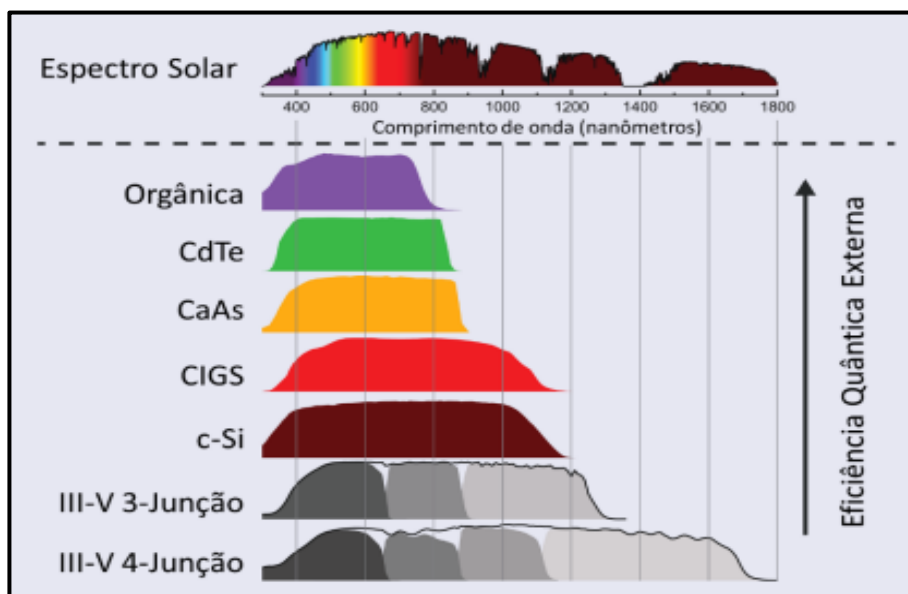


Figura 26. Diferentes tecnologias e absorção do espectro solar.

Fonte: Simioni (2013).

Tabela 11 fornecem um resumo do estado atual das eficiências confirmadas das melhores células e submódulos.

² Materiais absorventes particularmente adequados para células solares.

Tabela 10. Eficiências confirmadas de células terrestres e submódulos de uniunção, nas condições AM=1,5, T=25°C e G=1000 W/m².

Classificação		Eficiência (%)	V _{ca} (V)
Silício	monocristalino	26,7	0,738
	DS Célula Wafer	24,4	0,7132
	Submódulo de transferência fino	21,2	0,687
	minimódulo de filme fino	10,570	0,492
Células III-V	Filme fino de GaAs	29,1	1,1272
	Polícristalina GaAs	18,4	0,994
	Monocristalina InP	24,2	0,939
	GaInP*	22,0	1,4695
Calcogeneto de filme fino	Células CIGS (<i>Cd-free</i>)	23,35	0,734
	Submódulo CIGSse	19,6	0,688
	Células CdTe	21,0	0,8759
	CdTe Filme fino	22,1	0,8872
	Células CZTSse	11,3	0,5333
	Células CZTS	10,0	0,7083
Silício Amorfo / Microcristalino	Célula Silício amorfo	10,2	0,896
	Célula Silício Microcristalina	11,9	0,550
Perovskite	Célula Perovskite	22,6	1,178
	Minimódulo Perovskite	21,4	1,149
	<i>Perovskite</i> Filme fino*	25,5	1,1885
Sensibilizado por corante	Célula	11,90	0,744
	minimódulo	10,7	0,754
	Submódulo	8,8	0,697
	Sintetizado corante	12,25	1,0203
Orgânico	Célula orgânica	15,2	0,8467
	minimódulo orgânico	14,1	0,8276
	submódulo orgânico	11,7	0,8177
	Orgânico filme fino	18,2	0,8965
Dispositivo multijunção	InGaP/GaAs/InGaAs	37,770	3,014
	a-Si/nc-Si/nc-Si Filme fino	13,4	1,963
	a-Si/nc-Si/nc-Si submódulo Filme fino	12,3	1,365
	a-Si/nc-Si/nc-Si Célula de Filme fino	11,7	5,462

Fonte: Adaptado de Green *et al.*, (2022).

Tabela 11. Eficiências de células terrestres multijunção e submódulos confirmadas nas condições: AM1.5 (1000 W/m²) em 25°C.

Classificação	Eficiência (%)	V _{ca} (V)
---------------	----------------	---------------------

III-IV multijunção	Célula de cinco junções (ligada)	38,8	4,767
	InGaP/GaAs/InGaAs	37,9	3,065
	GaInP/GaAs (monolithico)	32,8	2,568
	a-Si/nc-Si/nc-Si Célula de Filme fino	11,7	5,462
Multijunção Com c-silício	GaInP / GaInAsP / Si (Wafer ligado)	35,9	3,248
	GaInP / GaAs / Si (pilha mecanizada)	35,9	2,52
	GaInP / GaAs / Si (monolítico)	25,9	2,647
	GaAsP / Si (monolítico)	23,4	1,732
	GaAs / Si (pilha mecanizada)	32,8	1,09
	Perovskite/Si (dois terminais)	29,5	1,884
	GaInP/GaInAs/Ge; Si (minimódulo espectral dividido)	34,5	2,66
Outras multijunções	Perovskite/CIGS	24,2	1,768
	Perovskite/perovskite	24,2	1,986
	Perovskite/perovskite minimódulo	21,7	2,009
	a-Si/nc-Si/nc-Si (filme fino)	14,0	1,922
	a-Si/nc-Si (Célula de filme fino)	12,7	1,342
Notáveis exceções	Seis junções monolítica	39,2	5,549
	GaInP/GaAs (nqw)/GaInAs	39,5	2,997

Fonte: Adaptado de Green *et al.*, (2022).

O Laboratório Nacional de Energias Renováveis (NREL) disponibiliza um gráfico informativo do estado da arte das células fotovoltaicas com as mais altas eficiências de conversão confirmadas por laboratórios de teste independentes e reconhecidos, (Figura 27). Os dados são medidos nas condições Padrão de Teste e exibidos de forma padronizada (NREL, 2022). Eles são organizados em cinco famílias de semicondutores e, ao todo, são 29 subcategorias, cada uma com um símbolo para melhor identificação no gráfico. Analisando os dados nele contidos podemos confirmar que, atualmente, a família de células de multijunção apresentam as maiores eficiências na conversão solar, seguida pelas células de unijunção GaAs e as células de silício monocristalino. Contudo, o referido gráfico provém muitas informações relevantes às eficiências das células solares.

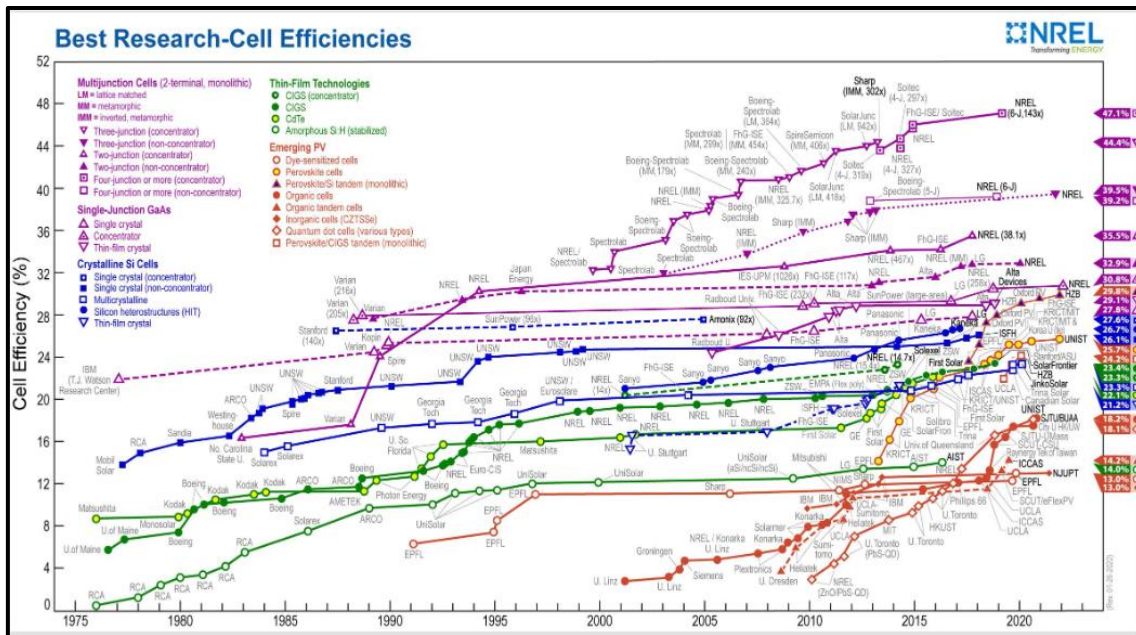


Figura 27. Gráfico de evolução temporal das eficiências dos diversos tipos de células.
 Fonte: NREL (2022).

3.2.6 Densidade de Energia

A radiação solar é a energia radiante emitida pelo Sol, transmitida sob forma de onda eletromagnética (DIAS, 2017). Ela é genericamente referenciada, em termos de fluxo de potência - irradiância solar -, ou em termos de energia por unidade de área - irradiação solar. Assim, a densidade de fluxo energético originado pela radiação solar é a irradiância solar. A densidade média do fluxo energético da radiação solar no topo da atmosfera, quando medida de uma superfície perpendicular aos raios solares, apresenta valor de Irradiância média de $1.366,1 \text{ W/m}^2$ (ELTBAAKH *et al.*, 2011). Esse valor recebe a denominação de constante solar. Tal constante, sofre variação de $\pm 3,3\%$ no decorrer do ano devido à forma elíptica da órbita terrestre e às alterações que ocorrem na superfície solar (CRISTÓBAL, 2011).

A Figura 28 mostra o comportamento anual da irradiância solar que atinge a Terra no topo da camada atmosférica. Com destaque para os valores mínimos e máximos respectivamente apresentados: 1.322 W/m^2 e 1.412 W/m^2 .

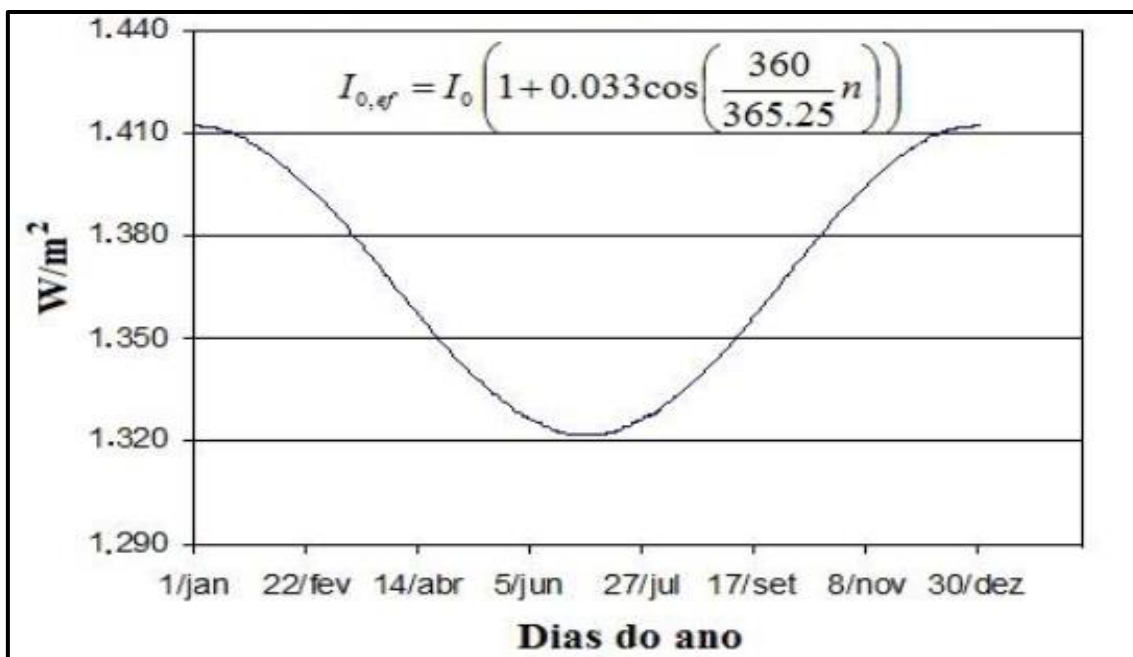


Figura 28. Variação de irradiância média solar durante um ano.
Fonte: Pinho; Galdino (2014).

3.2.7 Condições de teste Standard (CTS)

Visando a comparação de diferentes células ou módulos fotovoltaicos, utiliza-se as especificações de condições uniformes de teste, sob as quais os dados elétricos da curva característica da célula solar são identificados. Tais condições de teste estão em consonância com as normas IEC 60904 /DIN EM 60904. Eles podem ser vistos na Tabela 12.

Tabela 12. Condições de Teste Standard (CTS).

Parâmetro	Símbolo	Valor
Irradiância incidente na célula	G^r	1000 W/m ²
Temperatura da célula	T^r	25° C = 298,16 K
Distribuição do espectro padrão de irradiância	AM (Air Mass)	1,5

Fonte: Elaboração própria a partir de Castro (2018).

A radiação incidente em uma superfície é composta de uma componente direta e uma componente difusa, sendo a última proveniente de todas as direções. Ela atinge a superfície após sofrer espalhamento pela atmosfera terrestre (PINHO; GALDINO, 2014). O valor da distribuição espectral da radiação solar total parametrizada, apresentada na Tabela 12, é de 1000 W/m² considerando a altitude ao nível do mar, condições de céu

limpo e incidente em superfície perpendicular aos raios solares e inclinada de 37° em relação à horizontal (CASTRO, 2018).

Os módulos fotovoltaicos operam em temperaturas superiores às utilizadas em condições de teste - temperatura do ar igual a 25°C, motivo pelo qual, muitas vezes os fabricantes especificam a temperatura nominal de operação NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*) do módulo fotovoltaico. Tal temperatura nominal é definida em circuito aberto segundo parâmetros apresentados na Tabela 13 (PINHO; GALDINO, 2014; CASTRO, 2018).

Tabela 13. Parâmetros NOCT.

Parâmetro	Símbolo	Valor
Irradiância incidente na superfície	G	800 W/m ²
Temperatura do ar	T	20°C
Velocidade do vento	v	1 m/s

Fonte: Elaboração própria a partir de Castro (2018).

3.2.8 Características Elétricas dos Módulos Fotovoltaicos

O comportamento da célula fotovoltaica é estudado através de modelos matemáticos e de equivalentes elétricos, uma técnica muito utilizada na engenharia eletrônica. Castro (2018) apresenta dois tipos de modelos matemáticos de representação de módulos fotovoltaicos de silício: o modelo simplificado de um diodo e três parâmetros, utilizado para uma célula ideal que, neste caso, pode ser considerada uma fonte de corrente variável em função da irradiação luminosa; e o modelo mais completo com um diodo e cinco parâmetros, que melhor traduz uma célula fotovoltaica real (CASTRO, 2018). Já Shannan; Yahaya; Singh (2014) apresentam três diferentes modelos matemáticos comumente empregados na modelagem matemática de módulos fotovoltaicos: Ideal, Real e modelo de Dois Diodos. Algumas pesquisas avançam no estudo e desenvolvimento do modelo à três diodos (REIS, 2018) e independente do modelo adotado, eles devem permitir que as características das células fotovoltaicas possam ser devidamente conhecidas de forma a garantir as melhores aplicações e aproveitamentos, em especial, quanto aos parâmetros elétricos e térmicos, que expressam valores fundamentais para a realização dos dimensionamentos dos sistemas fotovoltaicos (DIAS, 2017). Ishaque; Salam; Taheri (2011) e Nguyen; Nguyen (2015) apresentam a estimação destes parâmetros utilizando o método de Newton-Raphson. Já Shaheen *et al.* (2022), utiliza o Algoritmo de Otimização Baseado na Demanda (SDOA) para extrair os parâmetros

desconhecidos de modelos fotovoltaicos com base na convergência ao equilíbrio após um número específico de repetições, um otimizador competitivo quando comparado com outras técnicas abordadas na literatura, desenvolvido para o modelo de diodo triplo – TDM (*Triple-Diode Model*), conforme vê-se na Figura 29.

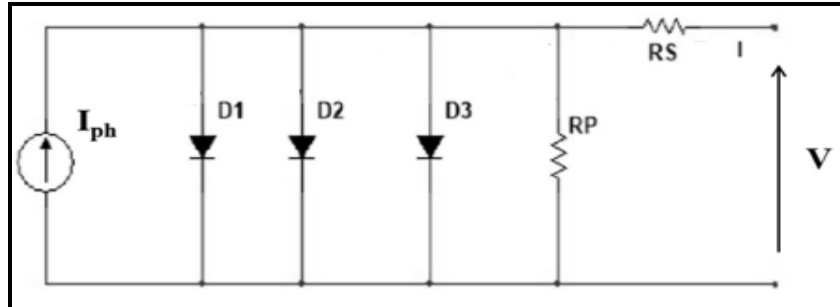


Figura 29. Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica, modelo com três diodos.
Fonte: Adaptado de Shaheen *et al.* (2022).

O trabalho de Shaheen *et al.* (2022) também verificou capacidade de extração dos parâmetros para modelos com dois diodos - DDM (*Double-Diode Model*) e com um diodo - SDM (*Single-Diode Model*). Em Shaheen *et al.* (2022) usa-se o equivalente com dois diodos, Figura 30, e modelo matemático com sete parâmetros extraídos de forma simples e rápida através de processo iterativo e de cálculos analíticos, utilizando-se como dados de entrada apenas as informações colhidas na folha de dados do fabricante do módulo fotovoltaico.

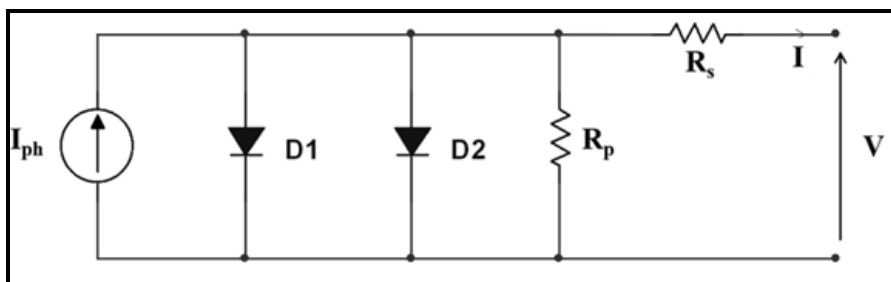


Figura 30. Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica, modelo com dois diodos.
Fonte: Adaptado de Tifidat *et al.*, (2022).

Segundo Reis (2018), das abordagens de modelagem existentes na literatura, o SDM (*Single Diode Model*) é o mais utilizado. O circuito elétrico equivalente deste modelo é exibido na Figura 31.

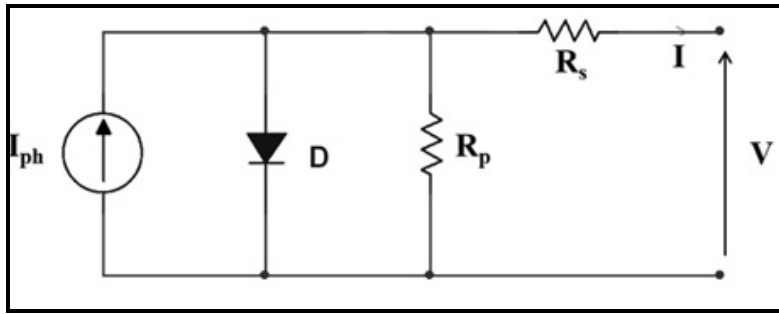


Figura 31. Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica, modelo com um diodo.
Fonte: Adaptado de Tifidat *et al.*, (2022).

No modelo ideal, a célula fotovoltaica de junção PN pode ser descrita através do modelo matemático simplificado, cujo circuito equivalente é mostrado na Figura 32. Nele, a fonte de corrente (I_S) representa a corrente elétrica gerada pelo feixe de radiação luminosa, sendo unidirecional e constante para uma incidente irradiância (G) e a junção P-N funciona como um diodo atravessado por uma corrente I_D que depende da tensão V aos terminais da célula (CASTRO, 2018). Este trabalho acrescenta apenas a análise do modelo simplificado, uma vez que ele já nos permite entender o funcionamento da célula solar com base em um circuito elétrico equivalente.

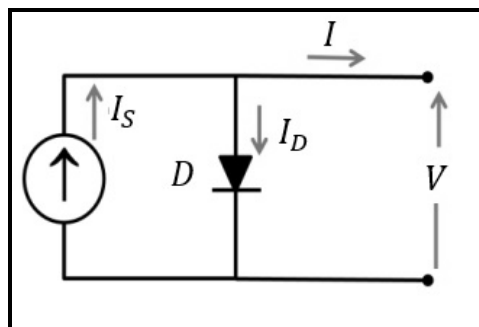


Figura 32. Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica, modelo com um diodo.
Fonte: Adaptado de Castro (2018).

A corrente do diodo I_D é dada pela Equação (8) (CASTRO, 2018):

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \quad (8)$$

Em que:

I_0 é a corrente inversa de saturação do diodo, dada em A;

V é a tensão nos terminais da célula fotovoltaica, em v;

m é o fator de idealidade do diodo (diodo ideal: $m = 1$; diodo real $m > 1$).

O valor de V_T é determinado pelo potencial térmico e calculado conforme a Equação (9) (CASTRO, 2018):

$$V_T = \frac{KT}{q} \quad (9)$$

Em que:

K é a constante de Boltzmann ($K = 1,38 \times 10^{-23} J/K$);

T é a temperatura absoluta da célula em K ;

q é a carga elétrica do elétron ($q = 1,6 \times 10^{-19} C$).

Utilizando-se a Equação 9, calculou-se o potencial térmico nas condições de referência.

$$V_T = \frac{KT}{q} = \frac{1,38 \times 10^{-23} \cdot 298,16}{1,6 \times 10^{-19}} = 0,0257 V$$

Continuando a análise: substituindo a Equação (9) na Equação (8) chegamos à Equação (10):

$$I_D = I_0 \left[e^{\left(\frac{Vq}{mKT}\right)} - 1 \right] \quad (10)$$

Analisando as correntes do circuito equivalente, encontra-se a corrente da carga I reescrita nas linhas da Equação (11).

$$I = I_S - I_D = I_S - I_0 \left[e^{\left(\frac{Vq}{mKT}\right)} - 1 \right] \quad (11)$$

Ao se considerar dois casos particulares, obteve-se a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto.

- 1- Saída curto circuitada, implica em $V = 0$ e a corrente curto de curto-circuito I_{cc} é calculada através da Equação (12).

$$I_{cc} = I = I_S \quad (12)$$

- 2- Saída em circuito aberto, implica em $I = 0$ e a tensão de circuito aberto V_{ca} é calculada através da Equação (13).

$$V_{ca} = \frac{mKT}{q} \ln \left(1 + \frac{I_S}{I_0} \right) \quad (13)$$

3.2.8.1 Corrente de Curto-Circuito (I_{cc}):

A corrente de curto-circuito é o valor máximo da corrente na carga, geralmente especificadas nas CTS. Ela representa a corrente que a célula fotovoltaica fornece quando seus terminais estão curtos-circuitados. O seu valor está relacionado com a característica da célula, sendo, portanto, um parâmetro de *datasheet* do fabricante. Esta corrente varia, linearmente, com a irradiância, onde a duplicação da irradiância duplicará a intensidade da corrente de curto-circuito e com a temperatura, (CASTRO, 2018).

3.2.8.2 Tensão de Circuito Aberto (V_{ca}):

A tensão de circuito aberto ou em vazio é o valor máximo da tensão nos terminais da célula. Isso acontece quando a célula fotovoltaica, livre de carga ou com carga cuja magnitude da impedância tende ao infinito, fica submetida a radiação luminosa, surgindo em seus terminais uma tensão elétrica denominada de tensão de circuito aberto (V_{ca}) (DIAS, 2017). Essa tensão elétrica, geralmente especificada para condições de referência CTS, é um parâmetro fornecido pelo fabricante para determinadas condições de temperatura e irradiância (Castro, 2018). A tensão V_{ca} não sofre variações significativas com a mudança da irradiância, exceto quando a irradiância cai abaixo de 100 W/m^2 (DIAS, 2017).

3.2.8.3 Ponto de Máxima Potência (PMP)

O produto $I \times V$ quantifica a potência elétrica de saída da célula fotovoltaica. Quando este produto atinge o seu valor máximo, atinge o Ponto de Máxima Potência ou *Maximum Power Point* (PMP ou MPP). A potência elétrica de saída da célula, dada a irradiância incidente e a temperatura na célula, pode ser calculada utilizando a Equação (14).

$$P = V \times I = V \times \left\{ I_{cc} - \left\{ I_0 \left[e^{\left(\frac{Vq}{mKT} \right)} - 1 \right] \right\} \right\} \quad (14)$$

De posse da Equação 14, podemos obter a máxima potência fazendo $dP/dV = 0$, conforme Equação (15).

$$\frac{dP}{dV} = I_{cc} + I_0 \left(1 - e^{\left(\frac{Vq}{mKT}\right)} - \left(\frac{Vq}{mKT}\right) e^{\left(\frac{Vq}{mKT}\right)} \right) = 0 \Leftrightarrow e^{\left(\frac{Vq}{mKT}\right)} = \frac{\frac{I_{cc}}{I_0} + 1}{\frac{Vq}{mKT} + 1} \quad (15)$$

A solução da Equação (15) é $V = V_{MP}$, tensão no ponto de máxima potência e a correspondente corrente no ponto de máxima potência $I = I_{MP}$. Assim o ponto de máxima potência é calculado utilizando-se a Equação (16). Nela P_{DC} é uma potência DC.

$$P_{MP} = V_{MP} I_{MP} = P_{DC} \quad (16)$$

3.2.8.4 Tensão à máxima potência (VMP)

É o valor máximo de tensão que é entregue a uma carga à máxima potência, sob determinadas condições de radiação e de temperatura. É utilizada como tensão nominal do módulo fotovoltaico.

$$V_{MP} = m \frac{KT}{q} \ln \left(\frac{\frac{I_{cc}}{I_0} + 1}{\frac{Vq}{mKT} + 1} \right) \quad (17)$$

3.2.8.5 Corrente à máxima potência (IMP)

É o valor máximo da corrente que é entregue a uma carga à máxima potência, sob determinadas condições de radiação e de temperatura. É utilizada como corrente nominal do módulo fotovoltaico. A Equação (18) pode ser utilizada para cálculo desta corrente.

$$I_{MP} = I_{cc} - \left\{ I_0 \left[e^{\left(\frac{Vq}{mKT}\right)} - 1 \right] \right\} \quad (18)$$

3.2.8.6 Potência de pico (PP)

A característica mais significativa é a potência de pico medida em Watt-pico (Wp). Ela é definida como a potência máxima que a célula pode gerar quando em pleno

funcionamento com carga acoplada em seus terminais (REIS, 2018). Graficamente ela corresponde ao ponto da curva no qual o Produto $V \times I$ é máximo. A potência de pico pode ser obtida nas condições STC através da Equação (19).

$$P_p = P_{DC}^r = V_{MP}^r \times I_{MP}^r \quad (19)$$

3.2.8.7 Rendimento (η)

O rendimento nas condições de referência é a razão entre a potência de pico e a potência correspondente à irradiância incidente, conforme pode ser verificado na Equação (20).

$$\eta^r = \frac{P_p}{AG^r} = \frac{P_{DC}^r}{AG^r} \quad (20)$$

Em que:

A é a área da célula, dada em m^2 ;

G^r é a irradiância na referência ($1000 \text{ W}/m^2$).

Para casos cujos valores diferem da condição de referência, a equação (20) pode ser usada substituindo o valor da irradiância na referência pela irradiância solar incidente na célula.

3.2.8.8 Fator de Forma (FF)

O fator de forma caracteriza o desempenho do módulo fotovoltaico. Ele descreve o “grau de proximidade” entre os valores da tensão máxima (V_{MP}) e da tensão de circuito aberto (V_{ac}) e, também, entre a corrente máxima (I_{MP}) e corrente de curto-circuito (I_{cc}). É um parâmetro fornecido pelos fabricantes. O fator de forma pode ser calculado pela razão entre a potência de pico e o produto da tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito na referência, conforme podemos ver na equação (21). As células de silício apresentam um fator de forma entre 0,7 e 0,85, e para as tecnologias de filme fino a variação é entre 0,5 e 0,65. Quanto maior o fator de forma melhor. Ou seja, quanto mais ele se aproximar de 1, mais a curva característica se aproxima da forma retangular e maior a eficiência da célula (CARNEIRO, 2009; CASTRO, 2018).

$$FF = \frac{P_{DC}^r}{V_{ac}^r \times I_{cc}^r} = \frac{V_{MP}^r \times I_{MP}^r}{V_{ac}^r \times I_{cc}^r} \quad (21)$$

3.2.8.9 Curva ($I \times V$)

Para se traçar a curva ($I \times V$) e obter os parâmetros elétricos característicos de uma célula fotovoltaica, obtemos um par de valores ($I ; V$) para distintas condições de carga acoplada aos terminais da célula. Cada par transforma-se em um ponto cartesiano que dará contorno a curva ($I \times V$). O produto dos elementos de cada par aponta um valor da potência produzida nos terminais da célula em cada ponto da curva. A Figura 33 mostra um exemplo de curva ($I \times V$), com destaque para os pontos que não geram potência (I_{cc} , 0) e (0, V_{ca}) e para o único ponto cuja intensidade da potência fornecida na saída do módulo é máxima (CARNEIRO, 2009; REIS, 2018).

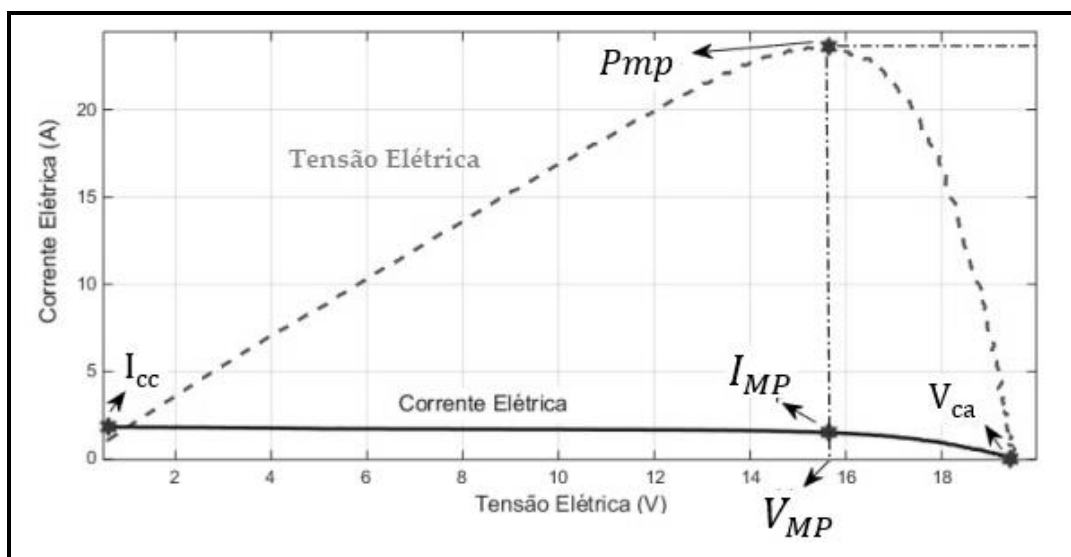


Figura 33. Exemplo de Curva $I \times V$.

Fonte: Adaptado de Reis (2018).

3.2.9 Influência da temperatura na performance dos módulos

O aumento da temperatura local influencia na geração de energia de forma negativa. Por serem os módulos fotovoltaicos à base de materiais semicondutores tipo P e N, o aumento da temperatura aumenta a barreira de potencial que existe nas junções PN, dificultando o deslocamento de elétrons livres. Esse fenômeno diminui a tensão que o módulo fotovoltaico fornece em sua saída, como pode ser percebido na Figura 34. Alguns

resultados alcançados no trabalho de Simioni (2017) mostraram o impacto negativo causado pela temperatura de operação das células, quando das estimativas de perdas de eficiência de até 15% em regiões de potenciais solares reais. Segundo Brito (2013), as características elétricas de tensão versus corrente dos módulos fotovoltaicos não são lineares, conforme visto na Figura 33 e ilustrado na Figura 34. Elas variam de acordo com a radiação solar e a temperatura. Se varia a corrente e a tensão, varia-se também a potência, e conseqüentemente, o ponto de máxima potência. A Figura 34 destaca o deslocamento da curva ($I \times V$) com a variação da temperatura, donde se percebe que a tensão de saída sofre uma variação mais relevante que a corrente. (SIMIONI, 2017)

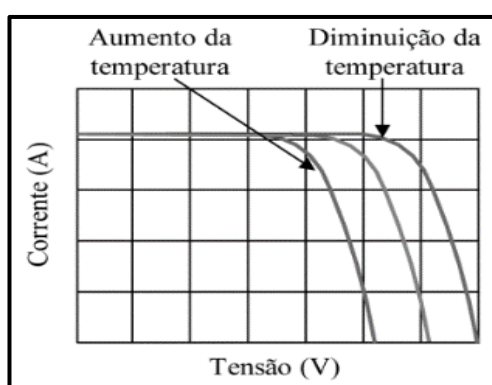


Figura 34. Deslocamento da curva ($I \times V$) com a variação da temperatura.
Fonte: Adaptado de Brito (2013).

Geralmente a temperatura da célula habita o intervalo entre 40°C e 50°C. A NOCT está relacionada com as propriedades térmicas e ópticas dos materiais constituintes do módulo fotovoltaico. Ela será sempre maior que a temperatura ambiente graças aos fenômenos de troca térmica entre os módulos, seus componentes e o ambiente (BRITO, 2013).

A literatura apresenta diversos modelos para obtenção da temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos, podendo ser uma função que resulta em um valor definido de temperatura ou métodos iterativos que findam na obtenção de um valor para a temperatura de operação do módulo fotovoltaico. Skoplaki; Palyvos (2009) apresentam diversos métodos para a obtenção da temperatura de operação do módulo fotovoltaico e muitos estudos seguem acrescentando novos modelos à literatura. Contudo, neste trabalho optamos por utilizar o modelo de cálculo estimado da temperatura de operação da célula em função do NOCT (KYMAKIS; KALYKAKIS; PAPAZOGLU, 2009). É um modelo direto, muito utilizado na prática devido a sua simplicidade, padrão da norma IEC 61853 (*International Electrotechnical Commission*) e, cuja função matemática é apresentada na Equação (22).

$$T = T_A + \frac{NOCT - T_{a\ NOCT}}{G_{NOCT}} G \quad (22)$$

Em que:

T é a temperatura da célula em (°C);

T_A é a temperatura do ar em (°C);

G é à intensidade da radiação incidente em (W/m²).

Considerando as condições apresentadas na Tabela 13, podemos calcular a temperatura das células através da simplificação da Equação (22).

$$\begin{aligned} G_{NOCT} &= 800 \text{ W/m}^2 \\ T_{a\ NOCT} &= 2^\circ\text{C} \\ T &= T_A + \frac{NOCT - 20}{800} G \end{aligned}$$

Da equação (22) podemos encontrar o coeficiente térmico do módulo fotovoltaico (K_T).

$$K_T = \frac{NOCT - 20}{800} \quad (23)$$

Segundo Pinho; Galdino (2014), os módulos que apresentam o menor NOCT, com os mesmos coeficientes de temperatura (α , β e γ), sofreram menos com perdas por temperatura.

3.2.10 Influência da irradiância solar

A Irradiância é um parâmetro que influencia diretamente na potência, na corrente gerada e, conseqüentemente, na eficiência do módulo fotovoltaico. A variação deste parâmetro na superfície pode apresentar mudanças bruscas em questões de segundos (REIS, 2018). A Figura 35 mostra essa relação. Nela, percebe-se que o aumento da irradiância incidente no módulo fotovoltaico aumenta a corrente elétrica e a tensão elétrica, esta última em menor proporção. Como consequência direta, aumenta-se também a potência de saída do módulo.

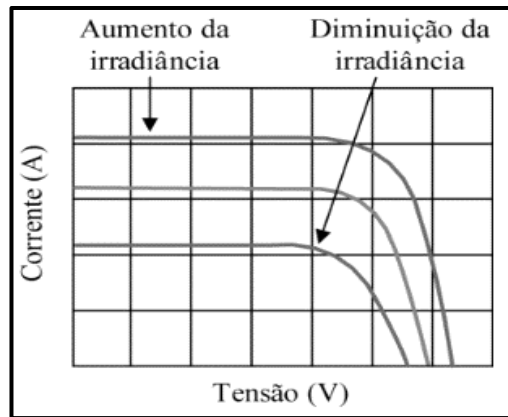


Figura 35. Deslocamento da curva ($I \times V$) com a variação da irradiância.

Fonte: Adaptado de Brito, 2013.

3.2.11 Influência do local de aproveitamento

o Albedo

Quando a superfície do módulo fotovoltaico apresenta inclinação com relação à horizontal, surge uma radiação refletida pelo ambiente do entorno (solo, água, vegetação, obstáculos, neve, etc.) desta superfície (PINHO; GALDINO, 2014).

O albedo é a porcentagem de radiação solar incidente que uma determinada superfície reflete. Ele determina a quantidade de radiação refletida no solo disponível para geração de energia fotovoltaica (RIEDEL-LYNGSKÆR *et al.*, 2022). Esta razão pode ser significativa nas latitudes do norte devido às baixas elevações do sol. Uma superfície preta tem albedo zero, já uma superfície refletora perfeita tem albedo 1. Contudo, um módulo fotovoltaico pode estar sujeito a diversos albedos de diversas superfícies próximas. Simplificadamente usa-se valores constantes e tabelados para albedos a depender da localização e do tipo de superfície.

Alguns trabalhos propuseram um valor de albedo constante de 0,2 para solo comum ou na ausência de dados (GUL *et al.*, 2018), porém muitos outros discordam deste valor e/ou de um valor constante qualquer, apresentando faixa de valores para diferentes tipos de albedos (KOTAK BENG *et al.*, 2015). A Tabela 14 fornece valores de albedo que podem ser levados em consideração para cálculos do sistema fotovoltaico, considerando diferentes superfícies.

Outras tabelas com diferentes valores estão disponíveis na literatura, nos sites de diversos fabricantes de sistemas solares e em softwares de projetos de sistemas fotovoltaicos. Assim, quando estes parâmetros forem críticos para o projeto e necessitar de uma maior

exatidão, recomenda-se realizar medições anuais nos locais de fixação dos módulos solares (GALDINO, 2020).

Tabela 14. Faixa de valores de albedo para diversos tipos de superfícies.

Superfície	Albedo
Água, altura solar de 10°	0,22
Água, altura solar de 20°	0,12
Água, altura solar de 30°	0,08
Água, altura solar maior que 45°	0,05
Alumínio	0,85
Ambiente urbano	0,14 – 0,22
Asfalto seco	0,09 – 0,15
Asfalto molhado	0,18
Aço galvanizado muito sujo	0,08
Aço galvanizado novo	0,35
Cobre	0,74
Concreto	0,25 – 0,35
Gramma	0,15 – 0,25
Gramma fresca	0,26
Gelo	0,3 - 0,5
Neve fresca	0,82
Neve molhada	0,55 – 0,75
Telhas vermelhas e marrons	0,33

Fonte: Elaborado a partir de PINHO; GALDINO (2014); PVSYST (2022b).

A escolha do local para a implantação do sistema fotovoltaico deve levar em consideração o terreno e os materiais utilizados, sabendo que, quanto maior o albedo, maior é a reflexão da radiação solar nas zonas adjacentes à instalação e, conseqüentemente, maior a radiação difusa incidente no local. Contudo, o albedo no plano horizontal é nulo e aumenta com a inclinação (PVSYST, 2022b). Sua contribuição é proporcional à Equação (24).

$$\frac{1 - \cos i}{2} = \text{contribuição} \quad (24)$$

Em que: i é a inclinação do plano.

$$i = 0^\circ \Leftrightarrow 0; i = 10^\circ \Leftrightarrow 0,0076; i = 30^\circ \Leftrightarrow 0,067;$$

$$i = 45^\circ \Leftrightarrow 0,14; i = 90^\circ \Leftrightarrow 0,5;$$

Com os valores da contribuição calculados, podemos perceber que, com exceção dos planos verticais, este valor não assume grande importância, pois a componente albedo é relativamente fraca na irradiação global incidente. Em usinas em solo, apenas a primeira linha de módulos será afetada pelo albedo, o fator de sombreamento no componente albedo $(n - 1)/n$, sendo n , o número de linhas (PVSYST, 2022b). Para módulos de uma única face (monofacial) o albedo no solo apresenta pouca contribuição para seu desempenho. Contudo, as investigações científicas de albedo e suas contribuições têm aumentado devido à crescente utilização de módulo bifacial (KOTAK BENG *et al.*, 2015). Silvério *et al.*, (2018) apresenta um modelo para estimar o albedo em diferentes corpos d'água em função de parâmetros como o coeficiente de cor e de rugosidade e a altura solar, onde para lagos e lagoas com águas claras e pequenas ondulações o albedo variou de 0,070 a 0,128 para valores de altura solar a partir de 10°.

o **Posicionamento dos módulos fotovoltaicos**

Os módulos fotovoltaicos apresentam maior rendimento quando sua face se encontra perpendicular à radiação solar incidente. Um módulo fotovoltaico precisa estar apontado e ser inclinado em um ângulo tal que permita a interceptação do máximo de raios solares verticalmente por sua superfície (MAMUN *et al.*, 2022). A orientação do módulo solar está relacionada com azimute local, uma vez que a maior parte da radiação solar incide em linha reta. Os sistemas fotovoltaicos devem dispor seus módulos voltados para o Equador para que possa captar o máximo de radiação solar. Quando no hemisfério Sul, os módulos devem estar voltados para o Norte; já no hemisfério Norte, os módulos apontam para o Sul, garantindo a maior captação de radiação solar durante o dia. Para Mamun *et al.*, (2022), o ângulo de orientação do módulo fotovoltaico é função dos ângulos azimute e zênite (elevação), visto que eles plotam posição do sol no céu. Sabendo que o sol nasce no Leste e se põe no Oeste e se declina para o Norte e para o Sul, sempre na faixa entre os dois trópicos ele varia a elevação local de acordo com o período do ano, Figura 36, sendo o ângulo máximo do sol no solstício de verão e o ângulo mínimo no solstício de inverno. Como a inclinação do painel solar está intimamente relacionada com a elevação local, uma instalação solar fixa deve utilizar um ângulo de inclinação centralizado para instalação dos módulos fotovoltaicos. Muitas pesquisas investem na procura de um método que relacione o ângulo de inclinação ideal com a eficiência do módulo, mas os resultados ainda são inconclusos.

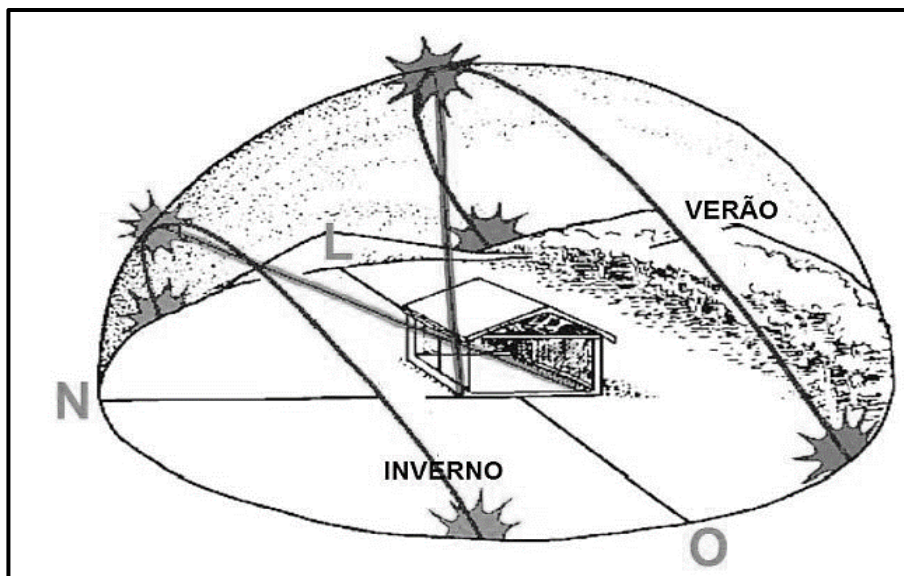


Figura 36. Relação da posição do sol em relação a terra.
Fonte: (PORTAL SOLAR, 2021).

Em termos práticos, o ângulo de inclinação do módulo solar convencional é igual ao da Latitude da localidade (BAKIRCI, 2012), Figura 37. Esse ângulo é, normalmente, o melhor para se instalar um módulo fotovoltaico com foco na otimização da produção de energia ao longo do ano (SOLAVISTAENERGY, 2021). Para Mamun *et al.*, (2022) a inclinação do módulo fotovoltaico deve coincidir com latitude do local, permitindo-se um desalinhamento de até $\pm 15^\circ$. No entanto, essa variação pode incorrer em perdas de até 5% na produção total de energia. Pinho; Galdino (2014), recomendam que esse ângulo não seja inferior à de 10° para evitar aumento das perdas devido à sujeira sobre os módulos.

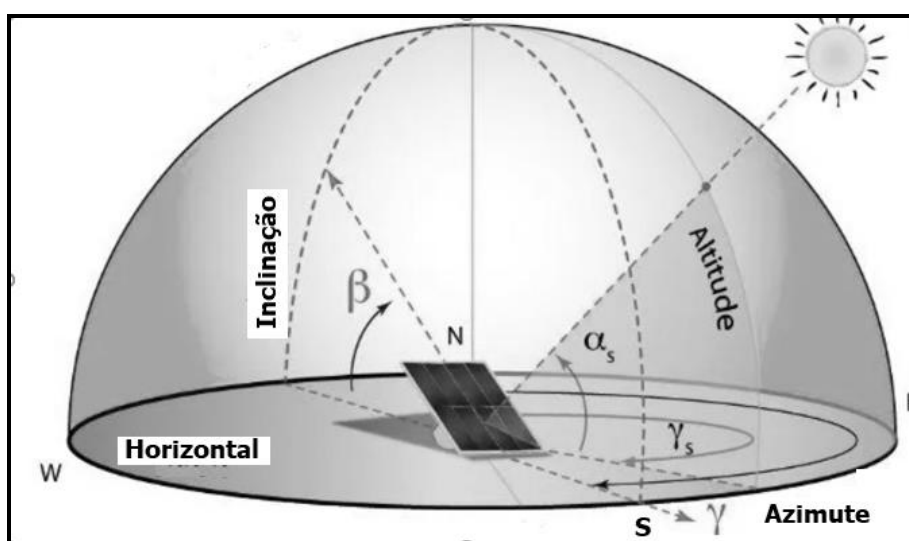


Figura 37. Posição do módulo fotovoltaico.
Fonte: Adaptado de Solavistaenergy (2021).

o **delineamento dos módulos fotovoltaicos**

O delineamento dos módulos fotovoltaicos visa não provocar perdas de eficiência ao sistema, uma vez que elas podem alterar no ponto de funcionamento ótimo do gerador (MPP); causar o sombreamento de células; provocar tensão inversa elevada; criar pontos quentes em pontos dos módulos. Em projetos com grandes quantidades de módulos fotovoltaicos associados em série e em paralelo deve-se evitar o sombreamento de um painel devido ao outro. Para isso, deve-se respeitar a distância mínima entre as fileiras dos módulos fotovoltaicos, seja instalado em solo ou em cobertura plana. Tal distância é função da localização geográfica, das dimensões do módulo, da sua orientação e do ângulo que o módulo faz com a horizontal. Não menos importante, a altura da elevação do sol pode ser calculada com a utilização da Tabela 15 e da Tabela 16, (POWER, 2022).

Tabela 15. Cálculo da altura solar em latitudes mais altas, φ é a Latitude.

Data	Hemisfério Norte	Hemisfério Sul
21 de março e 23 de setembro	$H_s = 90^\circ - \varphi$	$H_s = 90^\circ - \varphi$
22 de junho	$H_s = 90^\circ - \varphi + 23^\circ 27'$	$H_s = 90^\circ - \varphi - 23^\circ 27'$
22 de dezembro	$H_s = 90^\circ - \varphi - 23^\circ 27'$	$H_s = 90^\circ - \varphi + 23^\circ 27'$

Fonte: Elaboração própria a partir de POWER (2022).

Tabela 16. Cálculo da altura solar intertropical, φ é a Latitude.

Data	Hemisfério Norte	Hemisfério Sul
21 de março e 23 de setembro	$H_s = 90^\circ - \varphi$	$H_s = 90^\circ - \varphi$
22 de junho	$H_s = 90^\circ + \varphi - 23^\circ 27'$	$H_s = 90^\circ - \varphi - 23^\circ 27'$
22 de dezembro	$H_s = 90^\circ - \varphi - 23^\circ 27'$	$H_s = 90^\circ + \varphi - 23^\circ 27'$

Fonte: Elaboração própria a partir de POWER (2022).

Com a altura de elevação do sol podemos calcular a altura do nosso painel fotovoltaico, uma vez que possuímos a inclinação do painel em relação ao solo e as dimensões do painel. Com a lei dos senos chega-se a:

$$\frac{L}{\text{sen}(90^\circ)} = \frac{h}{\text{sen}(a)}$$

Utiliza-se o produto do meio pelos extremos para encontrar a Equação que calcula a altura h , conforme Equação (27).

$$h = \frac{L}{\text{sen}(90^\circ)} \text{sen}(a) \quad (25)$$

Em que:

L é o comprimento do painel em metros;

h é a altura do painel em metros;

α é a inclinação do painel.

Com a altura calculada e de posse do valor do ângulo de elevação do sol, determina-se a distância mínima entre os painéis, conforme Equação (26).

$$D = \frac{h}{\tan(H_s)} \quad (26)$$

Deve-se atentar que a altura dos elementos da fila de um sistema fotovoltaico pode ser a altura de um ou de vários módulos fotovoltaicos coplanares. Sánchez-Carbajal; Rodrigo (2019), calculam o espaçamento entre as filas de painéis fotovoltaicos utilizando a soma da distância d com a projeção do comprimento do painel coma a horizontal, $l \cos(\beta)$. A literatura apresenta outros métodos para calcular o afastamento entre painéis, levando em consideração alguns objetivos do sistema e qual parâmetro se deseja priorizar. Na prática, algumas relações matemáticas baseadas em métodos empíricos podem ser utilizadas de cálculo da distância ótima entre painéis. Estes métodos têm, por sinal, demonstrado ser muito eficazes. Como exemplo a equação experimental para obter a distância mínima entre as filas. Quando o objetivo é priorizar o rendimento, pode se usar a Equação (27):

$$D = 3,5 \cdot L \cdot \sin(\alpha) \quad (27)$$

Em que:

D é a distância entre módulos;

L é o comprimento dos módulos em metros;

α é o ângulo de inclinação dos módulos.

Uma forma empírica utilizada quando o objetivo primordial é otimizar a área, é o uso da Equação (28).

$$D = 2,5 \cdot L \quad (28)$$

Em que:

D é a distância entre módulos em metros;

L é o comprimento do módulo em metros.

Considerando a inclinação dos painéis em 10° , calculou-se a distância entre eles visando o rendimento do sistema fotovoltaico, conforme equação.

Como os arranjos apresentam painéis associados em série e em paralelo (strings e filas), procurou-se respeitar as distâncias entre eles, tomando como base a Equação (27).

Em geral, quanto maior for a inclinação dos módulos, menor será a taxa de utilização definida por F . A literatura apresenta o fator de utilização F , como uma forma de cálculo da área necessária para a instalação dos painéis fotovoltaicos. Tal fator pode ser verificado utilizando-se a Equação (29).

$$F = \frac{b}{d} \quad (29)$$

Em que:

b é o comprimento do módulo;

d é a distância entre as fileiras.

3.2.12 Influência do sombreamento nos módulos fotovoltaicos

A curva característica do módulo fotovoltaico sofre modificações em função do sombreamento a que está submetido, o que significa que o ponto de máxima potência (MPP) é desviado, implicando na redução de sua potência (VILLALVA, 2015). O sombreamento pode ter consequências graves para a eficiência e para a segurança do módulo fotovoltaico. Na maioria das vezes, as sombras são temporárias, uma vez que resultam de fenômenos naturais que são muito imprevisíveis. Outras vezes, o sombreamento pode resultar presença de folhas, detritos de pássaros, poeiras, etc. Estas, de carácter mais permanente, são responsáveis por estimáveis perdas entre 2% a 5% da produção de energia (CARNEIRO, 2010). Se uma parte do módulo for sombreada a ponto de escurecer totalmente uma célula, esta ficará inversamente polarizada, comportando-se como uma carga e convertendo energia elétrica em calor. Se a corrente que atravessa esta célula for muito elevada, poderá resultar nela um ponto quente. Para prevenir a ocorrência destes pontos quentes, desvia-se a corrente da célula solar através de uma derivação proporcionada pelo diodo de *by-pass*, conectado eletricamente em antiparalelo com a célula fotovoltaica (PINHO; GALDINO, 2014).

3.3 ARRANJOS FOTOVOLTAICOS

Dependendo das especificações dos projetos e/ou das características das cargas a serem alimentadas, a instalação do sistema fotovoltaico é montada a partir de interligações dos

módulos. As escolhas são feitas com o objetivo de obter uma especificação de corrente e/ou tensão elétrica dentro dos parâmetros requisitados pelo sistema (MOHANTY; MUNEEER; KOLHE, 2016). As formas de interligações entre módulos fotovoltaicos são: série, paralela ou mista (CASTRO, 2018; PINHO; GALDINO, 2014). A interligação de módulos fotovoltaicos de modo a obter um agrupamento é conhecido com o arranjo fotovoltaico na literatura, em especial, na internacional.

3.3.1 Série

O arranjo dos módulos fotovoltaicos em série tem o objetivo de aumentar a tensão elétrica do conjunto de módulos, mantendo o nível de corrente baixo. Essa forma de arranjo é utilizada nos sistemas interligados a rede elétrica, por exemplo, pois elas operam com tensões mais elevadas que a fornecida pelo módulo. Este tipo de ligação é denominado de *string* (MOHANTY; MUNEEER; KOLHE, 2016), terminologia muito utilizada em sistemas conectados à rede elétrica das concessionárias de energia. A conexão de módulos fotovoltaicos em série produz na saída do arranjo a soma algébrica as tensões individuais de cada módulo e a corrente resultante é a mesma que circula em todos os módulos, conforme característica intrínseca de um circuito elétrico série (CASTRO, 2018; PINHO; GALDINO, 2014). O formato da curva ($I \times V$) do arranjo série se mantém semelhante ao da curva de um módulo individual (REIS, 2018).

3.3.2 Paralelo

O arranjo dos módulos fotovoltaicos em paralelo tem o objetivo de aumentar a intensidade da corrente elétrica do conjunto de módulos, mantendo o nível de tensão individual dos módulos ou da string. Na associação em paralelo, os terminais positivos dos dispositivos são interligados entre si, assim como os terminais negativos (MOHANTY; MUNEEER; KOLHE, 2016). A conexão de módulos fotovoltaicos em paralelo produz na saída do arranjo a soma algébrica das correntes individuais de cada módulo e a tensão resultante é a mesma de todos os módulos, conforme característica intrínseca de um circuito elétrico paralelo (CASTRO, 2018; PINHO; GALDINO, 2014; REIS, 2018). A Figura 38 mostra o esquema de ligação de dois módulos básicos em série e em paralelo.

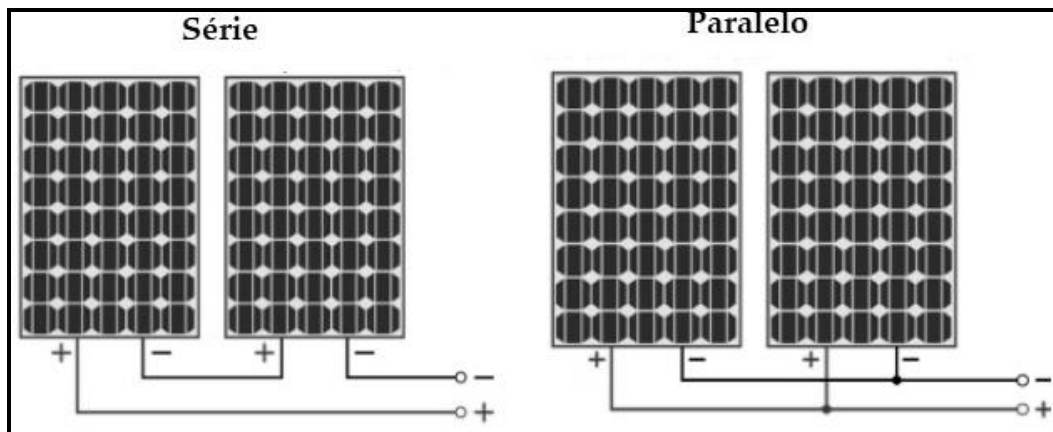


Figura 38. Associação de dois módulos fotovoltaicos.

Fonte: Autoria própria.

○ **Controlador de Carga**

O controlador de carga é um equipamento essencial para os sistemas autônomos ou isolados que utiliza em sua entrada energia armazenada em baterias ou banco de baterias. Ele faz a conexão correta entre os módulos fotovoltaicos e a bateria, de modo a evitar sobrecarga ou descarga excessiva da mesma (PINHO; GALDINO, 2014). Os controladores comerciais possuem capacidade de corrente entre 10 e 60 A. Em caso de correntes maiores os controladores podem ser associados em paralelo. Os tipos existentes são os convencionais, de carga com chave série, de carga com chave paralela e os controladores PWM que otimizam o processo de carregamento da bateria e possuem recurso MPPT, permitindo que o módulo ou arranjo fotovoltaico opere sempre em seu ponto de máxima potência (VILLALVA, 2015). Alguns modelos apresentam em sua saída um sinal periódico em forma de onda quadrada, triangular.

○ **Inversores CC/CA**

Os inversores são conversores de energia elétrica que convertem tensão e corrente contínua em tensão e corrente alternada. Eles podem ser conectados à rede elétrica (*grid-Connected*) ou autônomo (*off-grid*) (PINHO; GALDINO, 2014), sendo um componente essencial de um sistema fotovoltaico, uma vez que realizam a conversão saída DC variável dos módulos fotovoltaicos em corrente e tensão CA senoidal de frequência de 50 Hz ou 60 Hz (MOHANTY; MUNEEER; KOLHE, 2016). Eles são conectados à rede, e após, convertem a potência CC entregue pelos módulos fotovoltaicos, CA monofásica ou trifásica na frequência desejada em sincronismo com a rede elétrica local, agindo como um “misturador” da energia solar com energia elétrica convencional, de tal sorte que seja possível a alimentação de aparelho através da rede elétrica. Eles ficam permanentemente

conectados à rede, porém, ao detectar qualquer falta na rede ou flutuações de tensão, eles devem se desligar automaticamente. Os diferentes tipos de inversores são: Inversores centrais, strings, multi-strings e micro-inversores. Todos são apresentados Tabela 17 e a escolha do tipo de um inversor é função de parâmetros como: eficiência, regulação de frequência, perdas de espera, fator de correção de potência, facilidade de manutenção, custo, confiabilidade e aplicação (MOHANTY; MUNEER; KOLHE, 2016).

Tabela 17. Tipos de inversores.

Inversores centrais ou estágio simples	Um único inversor para toda instalação	A partir de 5 kW
Inversores strings	Um inversor por string	Entre 700 e 5 kW
Inversores multi-strings	Um inversor para várias strings	3 kW a 20 kW
Inversores micro-inversores	Um inversor por módulo fotovoltaico	100 a 300 W

Fonte: Elaboração própria a partir de Pinho; Galdino (2014).

Além de converter CC em CA, os inversores têm como função maximizar a potência de saída do arranjo fotovoltaico sob condição de variação de irradiância através do rastreamento da curva $I \times V$, função conhecida como MPPT (*maximum Power Point Tracking*), sob condições seguras de operação do sistema. Eles devem ser conectados aos módulos fotovoltaicos em série ou em série-paralelo e podem ser interconectados em arranjo com vários inversores. Contudo, eles devem ser compatíveis entre si.

Para sua instalação, deve-se escolher locais com temperaturas amenas e ventilação natural e os limites de tensão e corrente devem ser respeitados. A eficiência dos inversores pode atingir entre 95% e 99%. Porém, ela varia com a carga, conforme curva de eficiência do inversor, sendo os inversores sem transformador os mais eficientes (PINHO; GALDINO, 2014; VILLALVA, 2015). Os inversores autônomos retiram potência CC diretamente do banco de baterias, gerando em sua saída um sinal elétrico de CA para alimentar diretamente os aparelhos consumidores. Por este tipo de sistema fotovoltaico não ter nenhuma conexão com a rede elétrica, seu uso é indicado para lugares remotos (PINHO; GALDINO, 2014), não sendo uma regra pois, atualmente, são utilizados em diversos locais com características de autossustento de energia.

3.4 SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

O sistema solar fotovoltaico é capaz de gerar energia elétrica por meio das células fotovoltaicas, através do efeito fotovoltaico. Esse sistema pode ser instalado em qualquer lugar que apresente um nível mínimo de radiação solar e possui, dentre as várias

características, alta confiabilidade. Os sistemas fotovoltaicos são classificados em três tipos: Sistema isolado ou autônomo, que consome toda energia gerada, não interagindo com a rede elétrica local; Sistema ligado à rede; e Sistema híbrido solar fotovoltaico atuando em conjunto com outra fonte de energia (MOHANTY; MUNEER; KOLHE, 2016).

- **Sistemas Isolados**

São sistemas, geralmente, utilizados em lugares remotos, sem acesso à rede elétrica local, ou onde o custo do acesso é exorbitante (PINHO; GALDINO, 2014), não sendo uma regra pois, atualmente, são utilizados em diversos locais com características de autossustento de energia. Eles podem ser individuais ou em minirredes, quando a geração é partilhada com um pequeno grupo de consumidores próximos localmente uns dos outros (PINHO; GALDINO, 2014). Nos sistemas isolados a energia de entrada é fornecida por baterias, acumuladores de carga, o que onera a sua implementação e manutenção.

- **Sistemas Conectados à rede.**

Também chamados de *grid-tie*, são sistemas que necessitam de conexão com a rede elétrica e toda potência elétrica gerada é rapidamente escoada para a rede. Os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) são em média 30% mais eficientes que os sistemas isolados, uma vez que não utilizam baterias e nem controladores de carga. Nessas aplicações, o gerador fotovoltaico entrega à rede a máxima potência instantânea. Tais sistemas são, em sua maioria, de tipo único, caracterizado por um gerador fotovoltaico como fonte complementar ao sistema elétrico ao qual pertence (PINHO; GALDINO, 2014).

3.5 CENÁRIO GLOBAL DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica na década em curso assume maturidade técnica, tecnológica e comercial. O aprendizado tecnológico e os avanços comerciais alcançados resultam dos incentivos destinados à pesquisa e ao desenvolvimento, sendo, portanto, creditados às políticas de incentivos à promoção das fontes renováveis de energia, erigidas com base em estímulos fiscais e financeiros, a partir dos anos de 1990 do século XX. A tecnologia solar fotovoltaica ocupa, neste cenário, o papel de alternativa à oferta de eletricidade, seja para o suprimento de demandas pontuais - no conceito de Geração

Distribuída – GD –, por meio de micro e minigeração ou em empreendimentos de maior porte - Usinas Solares Fotovoltaicas – projetos de média e grande escala, para a geração de maiores volume de energia conectado diretamente ao *grid*.

Os avanços registrados na indústria solar fotovoltaica vêm promovendo uma significativa redução dos custos em toda a cadeia, fato que possibilita arrojadas previsões no que concerne à ampliação da participação dessa tecnologia na matriz elétrica mundial, seja no conceito de Geração Distribuída ou centralizada. A década de 2010 escreve um período importante na trajetória de redução desses custos, a qual deriva, portanto, da associação de ações da política pública de apoio às fontes renováveis de energia, incentivando a indústria energia solar. Entre 2010 e 2020 aproximadamente 644 GW foram adicionados à capacidade instalada mundial, os quais apresentavam custos abaixo daqueles registrados pelas fontes convencionais de origem fóssil em cada período (IRENA, 2021a, 2021b).

Nestes termos, os agentes de mercado, segundo a IRENA (2021b), indicam uma significativa redução nos seus custos, registrando uma queda de 85% no período de 2010 a 2020 no seu Custo Nivelado de Energia – LCOE – média ponderada global em relação às unidades de geração centralizadas. Nesse mesmo período os custos dos sistemas fotovoltaicos empregados na Geração Distribuída também se reduziram fortemente.

Tais resultados vinculam-se aos seguidos avanços técnicos obtidos e a atenção dada às pesquisas direcionadas à promoção do aumento da eficiência dos módulos fotovoltaicos. Como resultado positivo desse processo, inventaria-se no período entre 2010 e 2020 um crescimento da sua capacidade instalada de cerca de 17,5 vezes, saltando de 40,3 GW em 2010 para 707,5 GW em 2020. No entanto, esse crescimento não se distribuiu uniformemente entre as diferentes regiões do mundo. A Tabela 18 e a Figura 39 apresentam a evolução da capacidade instalada em energia solar fotovoltaica no mundo entre 2010 e 2020. Por esses dados é possível observar que no final do ano de 2020, a Ásia respondia por 58% da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no mundo, a Europa por 22%, América do Norte por 11%, enquanto o restante dos continentes contabilizava cerca de 9% dessa mesma capacidade (IRENA, 2020, 2021a).

Tabela 18. Evolução da capacidade instalada em energia solar fotovoltaica no mundo – 2010 a 2020.

MW	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Mundo	40.279	72.040	101.449	135.681	171.590	217.463	291.295	384.452	482.916	580.760	707.495
África	194	266	346	660	1.565	1.931	2.974	4.691	7.096	8.277	9.505
Ásia	5.497	9.625	15.995	34.522	56.300	84.657	136.438	206.165	274.098	328.553	406.283
América Central e Caribe	78	104	162	263	336	919	1.135	1.477	1.836	2.255	2.391
Eurásia	6	8	13	20	47	315	935	3.667	5.650	7.145	8.230
Europa	30.118	53.565	71.716	81.860	88.780	97.300	103.863	110.057	119.341	140.320	161.145
Oriente Médio	85	209	268	507	798	972	1.479	2.110	3.333	5.485	6.520
América do Norte	3.159	.	8.963	13.051	17.943	24.374	36.008	44.944	57.067	66.660	82.768
Oceania	1.099	2.491	3.826	4.606	5.353	6.074	6.854	7.571	8.876	13.565	17.984
América do Sul	44	65	161	193	469	921	1.609	3.760	5.619	8.501	12.668

Fonte: Elaboração própria a partir de: (IRENA, 2020, 2021a).

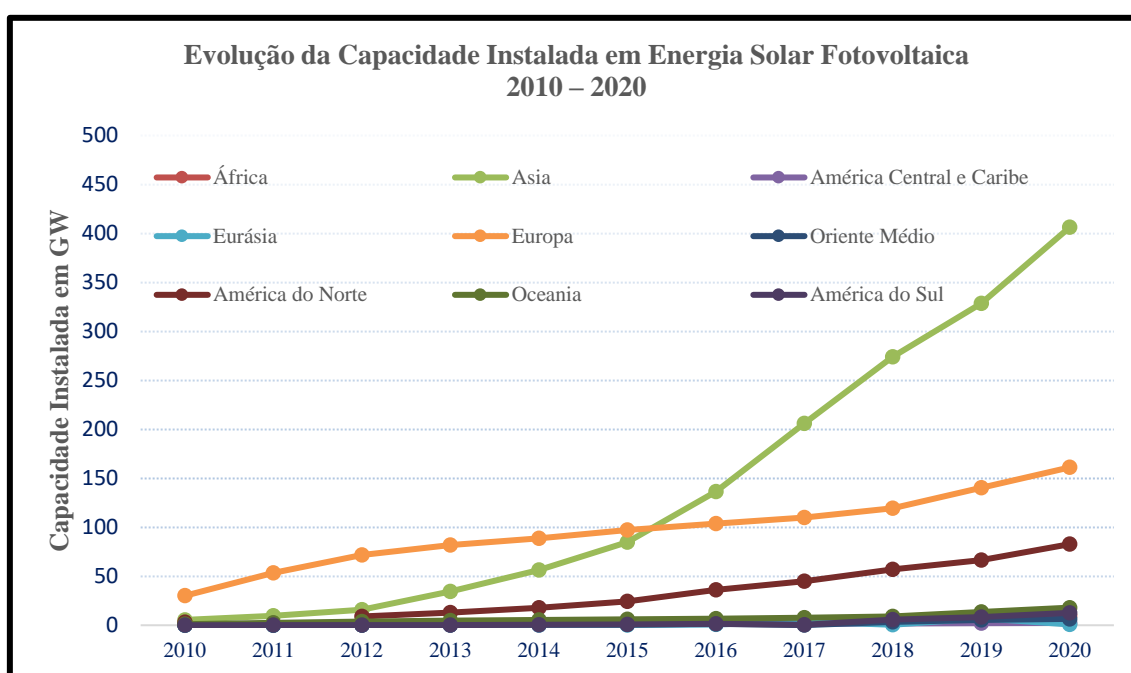


Figura 39. Evolução da Capacidade Instalada em Energia Solar Fotovoltaica – 2010 – 2020.

Fonte: Elaboração própria a partir de: (IRENA, 2020, 2021a).

No que concerne às fontes de origem fóssil e nuclear, o incremento da capacidade instalada não foi registrado em amplitude considerável, levando a participação de energias renováveis a responder por 82% de toda a nova capacidade instalada em 2020. A partir da segunda metade da década de 2000, as fontes renováveis de energia passaram a responder por, no mínimo, a metade de toda a capacidade instalada por ano no período de 2015 a 2020.

A pandemia anunciada pela Organização Mundial da Saúde – OMS –, em dezembro de 2019, tratando dos riscos globais causados pelo novo coronavírus denominado SARS-CoV-2, causador da doença COVID-19, acarretou, juntamente com os problemas de ordem sanitária, pesados reflexos a economia global. O ambiente restritivo à economia mundial ordenado pela COVID-19 revelou uma significativa resiliência das cadeias globais de fornecimento das tecnologias renováveis de energia. Isso se revela no registro de que no ano de 2020, novos recordes de capacidade instalada de fontes renováveis foram alcançados. Em 2020 foram acrescidos 261 GW em novas capacidades em energia renováveis, potência 50% superior ao registrado em 2019, (IRENA, 2021b; MITRAŠINOVIĆ, 2021).

Dentre as tecnologias renováveis, a energia solar fotovoltaica foi a tecnologia que mais avançou em termos de acréscimo de capacidade instalada no ano de 2020. Está ampliando-se em cerca de 22%, 126 GW, em relação ao ano anterior -73 GW de nova capacidade comissionada. A capacidade instalada em energia eólica, que juntamente com a fotovoltaica vem se destacando entre às energias renováveis, no mesmo período adicionou 111 GW, o dobro do aumento verificado em 2019, quando foram adicionados de 59 GW. Já a capacidade instalada em hidroeletricidade, no ano de 2020, adicionou 20 GW, valor 66% superior aos 12 GW adicionados em 2019. No que concerne às outras tecnologias renováveis, a capacidade instalada em bioenergética cresceu 2 GW, a energia geotérmica, ampliou-se em 164 MW e a Energia Solar Concentrada – CSP, avolumou-se em 150 MW.

Conforme aponta Mitrašinović (2021),

No primeiro trimestre de 2020, regista-se apenas um aumento da procura de energia de fontes solares e eólicas, cerca de três por cento em relação ao primeiro trimestre de 2019. Embora a demanda total de eletricidade e transportes tenham encolhido de 3,8% e 14,4% respectivamente, principalmente devido aos efeitos do Covid-19. As primeiras análises mostram que os processos fotovoltaicos são provavelmente o tipo de conversão de energia mais adequado em condições de pandemias globais ou durante períodos de contatos sociais restritos, que podem se tornar realidade em um futuro próximo.

Em que pese a alta taxa de crescimento anual da capacidade instalada, a energia fotovoltaica mantém uma reduzida participação no mercado, respondendo por cerca de 2,5% da oferta mundial de energia elétrica em 2019 (BP, 2021; IEA, 2022).

As assimetrias verificadas nas capacidades instaladas da tecnologia fotovoltaica no mundo, se tornam mais expressivas quando vistas as suas distribuições por estados nacionais. A assertiva pode ser observada na Tabela 19 e na Figura 40, que apresentam

os 10 países com as maiores capacidades instaladas de fotovoltaicas em seus territórios na atualidade, juntamente com o Brasil. Pela Tabela 18 se pode inferir que somente a China, país com maior aproveitamento fotovoltaico, detém cerca de 36% de toda a capacidade instalada no mundo em 2020. Já o bloco dos países listados, excetuando-se o Brasil, que responde por 1,1%, abrigam em seus territórios 80% da capacidade instalada fotovoltaica mundial.

Tabela 19. Evolução da capacidade instalada em energia solar fotovoltaica em alguns países – 2010 a 2020.

MW	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Mundo	40.279	72.040	101.449	135.681	171.590	217.463	291.295	384.452	482.916	580.760	707.495
China	1.022	3.108	6.718	17.748	28.388	43.538	77.788	130.801	175.016	204.575	253.834
Japão	3.599	4.890	6.430	12.107	19.334	28.615	38.438	44.226	55.500	61.526	67.000
USA	2.909	5.172	8.137	11.759	15.984	21.684	32.958	41.357	51.426	58.924	73.814
Alemanha	18.004	25.914	34.075	36.708	37.898	39.222	40.677	42.291	45.156	49.045	53.781
Índia	65	563	979	1.446	3.444	5.365	9.651	17.923	27.125	34.861	38.983
Itália	3592	13.131	16.785	18.185	18.594	18.901	19.283	19.682	20.108	20.865	21.594
Reino Unido	95	1.000	1.753	2.937	5.528	9.601	11.914	12.760	13.073	13.346	13.563
Austrália	1.088	2.470	3.796	4.565	5.284	5.943	6.686	7.352	8.625	13.250	17.625
Korea do sul	650	730	1.024	1.555	2.481	3.615	4.502	5.835	7.130	10.505	14.575
França	1.044	3.004	4.359	5.277	6.034	7.138	7.702	8.610	9.691	10.795	11.724
Brasil	2	2	3	8	20	41	148	1.296	2.470	4.615	7.881

Fonte: Elaboração própria a partir de: (IRENA, 2020, 2021a).

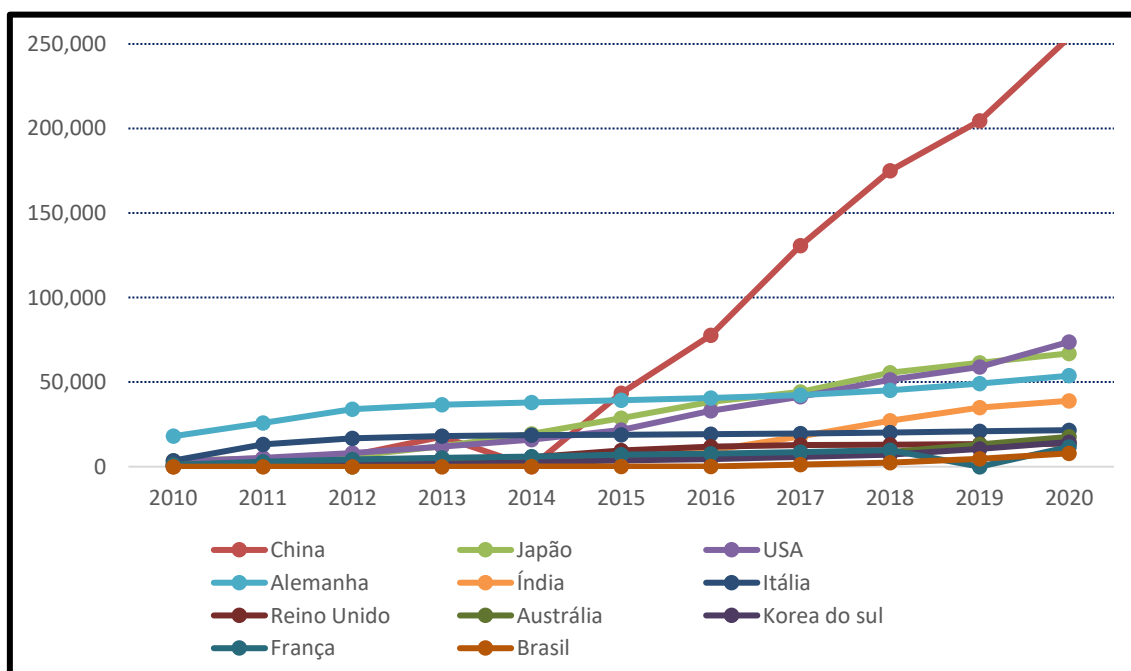


Figura 40. Evolução da capacidade instalada em energia solar fotovoltaica em alguns países – 2010 a 2020.

Fonte: Elaboração própria a partir de: (IRENA, 2020, 2021a).

3.6 COMPORTAMENTO DOS CUSTOS

As energias renováveis, e de forma destacada a tecnologia solar fotovoltaica, ampliaram seu espaço de competitividade no mercado global de energia elétrica na década de 2010, adicionando novas capacidades instaladas com custos estimados a cada ano abaixo das alternativas de menor custo das tecnologias convencionais. As quedas historiadas nos custos foram incentivadas pelos avanços e ganhos tecnológicos oriundos da pesquisa e desenvolvimento, economias de escala, melhoria na estrutura das cadeias de suprimentos e melhorias advindas na curva de aprendizado dos desenvolvedores (BP, 2021).

Importa destacar que a modularidade dos sistemas fotovoltaicos se conforma em um fator que contribui para a queda dos seus custos. As dimensões reduzidas de uma unidade de geração, a presença da fonte solar econômica e tecnicamente viável para exploração energética na maior parte do planeta, aliado a um menor investimento unitário, permitem que o dimensionamento e desenvolvimento do projeto ocorra em um menor tempo, podendo ser replicado integralmente, quando comparado à outras tecnologias que compõem a cesta de oferta de tecnologias renováveis, enquanto vários mercados foram abordados em paralelo com base na alta modularidade e no acesso a recursos solares em todos os países (VICTORIA *et al.*, 2021).

No período de 2010 a 2020, o histórico dos custos da Energia Solar Fotovoltaica nas usinas centralizadas apresenta uma destacada e constante redução, registrando uma queda no custo da eletricidade em torno de 85%. A redução registrada nos custos dos Concentradores Solares foi de 68% e a energia eólica *onshore* e *offshore* reduziu 56% e 48%, respectivamente.

Desde 1976 os módulos solares fotovoltaicos seguem apresentando uma taxa de aprendizado de 23%, ou seja, seus custos se reduzem em 23% sempre que a capacidade instalada é duplicada. Nesse mercado as células solares de silício dominam o mercado, contabilizando mais de 95% da capacidade fotovoltaica atualmente instalada (BÜHLER; DOS SANTOS; GABE, 2018; VICTORIA *et al.*, 2021).

Na década de 1990 os custos do módulo fotovoltaico ultrapassavam 50% dos custos totais dos empreendimentos instalados. Já no início dos anos 2020 esse percentual caiu para

valores inferiores a 20 por cento. A expectativa de que as reduções nos custos se mantenham estão presentes nos cenários que avaliam o comportamento futuro desta tecnologia na década de 2020. Estes cenários conjecturam que as tecnologias renováveis avançarão em termos de competitividade, de modo que venham contribuir de forma expressiva para a redução da demanda por combustíveis não renováveis (IRENA, 2021b; MITRAŠINOVIĆ, 2021; VICTORIA *et al.*, 2021).

A indústria fotovoltaica na atualidade tem comercializado células solares com o registro de um crescente aumento da sua eficiência, sem que se verifique aumento significativo nos custos de produção, reduzindo dessa forma a razão entre a potência ofertada e o dólar comercializado (SCHUBERT *et al.*, 2021). Os registros de ganhos de eficiência, somando a uma maior vida útil dos sistemas fotovoltaicos, proporcionados pelos avanços na pesquisa e desenvolvimento em curso, fortalecem o mercado, impulsionando novos ganhos para esta indústria.

O aumento na eficiência da conversão fotovoltaica amplia a oferta de eletricidade por área disponibilizada aos sistemas fotovoltaicos. Dessa forma, toda a demanda de equipamentos e componentes auxiliares se reduz, liberando áreas para a ampliação dos sistemas fotovoltaicos ou para outra forma de uso do solo (VICTORIA *et al.*, 2021).

Novos progressos fundamentam-se no desenvolvimento de tecnologias que possibilitem o aproveitamento de novos materiais nas futuras gerações de células solares, as quais precisam minimizar as influências geradas no entorno, além de se mostrarem eficientes de maneira análoga ou superior aos materiais fotovoltaicos de silício empregados na primeira geração. Uma promessa recai na utilização de tecnologias de filme fino - segunda geração (MITRAŠINOVIĆ, 2021).

Segundo VICTORIA *et al.* (2021), os módulos solares fotovoltaicos mantêm uma taxa de aprendizado de 23% desde 1976, ou seja, seu custo reduz em 23% cada vez que a capacidade dobra. As células solares de silício compreendem mais de 95% da capacidade fotovoltaica instalada em 2019.

3.6.1 Custo Nivelado de Energia

O custo nivelado de energia – LCOE, creditado a uma tecnologia específica, é determinado por meio da razão entre os custos totais atribuídos à implementação, operação e manutenção de uma tecnologia e a energia ofertada por esta em toda a sua

vida útil, considerando os seus fatores de capacidade, usando, para tanto, uma taxa de desconto que reflete o custo médio de capital.

O uso do LCOE, segundo a IRENA, (2021b)³, possibilita não somente acompanhar a evolução dos custos das tecnologias de geração, mas também ter uma visão dos determinantes dos custos subjacentes, na média global, estudos regionais ou por países. O LCOE, portanto, permite comparar os custos relativos da energia gerada por diferentes tecnologias, expressando, dessa forma, a alternativa de geração que se apresenta mais atrativa para um determinado projeto de geração: hídrica, solar, eólica, dentre outras.

Segundo a IRENA, (2021b), o custo nivelado – LCOE – médio mundial creditado às usinas solares fotovoltaicas centralizadas registraram uma redução de cerca de 85% no período de 2010 e 2020, conforme pode ser observado na Figura 41. A referida Figura apresenta a evolução da média ponderada global do LCOE creditado à tecnologia solar fotovoltaica centralizada neste período, saindo de um valor igual a US\$ 0,381/, em 2010 para US\$ 0,057/kWh, em 2020. Seguindo a mesma tendência de queda, seus custos totais de instalação caíram cerca de 5,3 vezes, como pode ser visto na Figura 42, reduzindo-se de US\$ 4.731/ kW, para US\$ 883/kW, no mesmo período. Já nos últimos cinco anos – 2017 a 2021 – essa queda foi de 55% (BP, 2021). Na Figura 42 é possível acompanhar o comportamento dos custos totais.

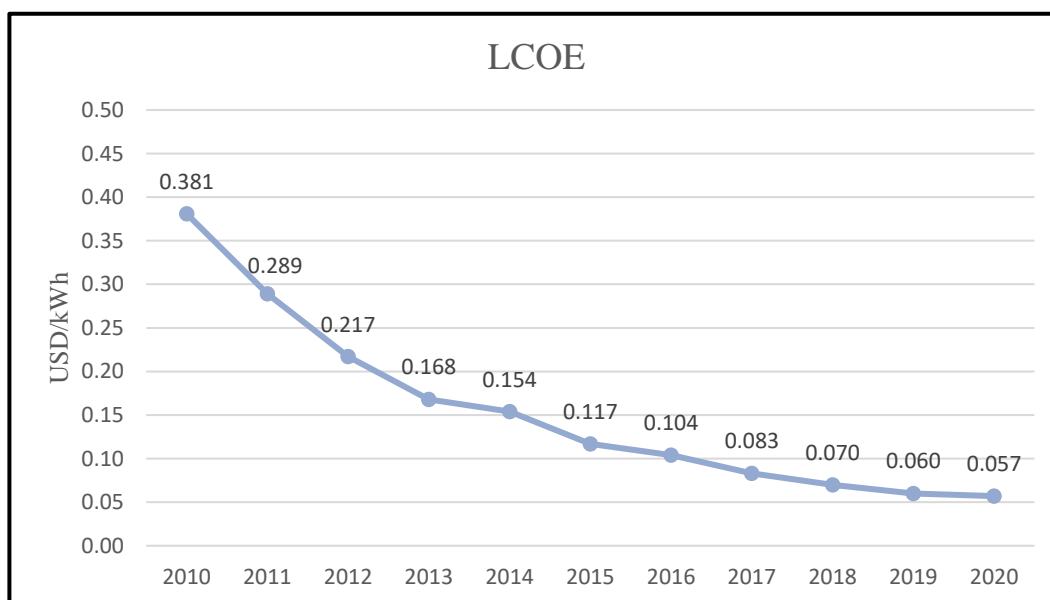


Figura 41. LCOE Médio global da Tecnologia Solar Fotovoltaica, 2010-2020.

Fonte: Elaboração própria com base em IRENA (2021b).

³ Todos os valores em Dólar apresentados na IRENA (2021b) estão atualizados ao valor Dólar médio de 2020, e consideram, portanto, a inflação nessa moeda.

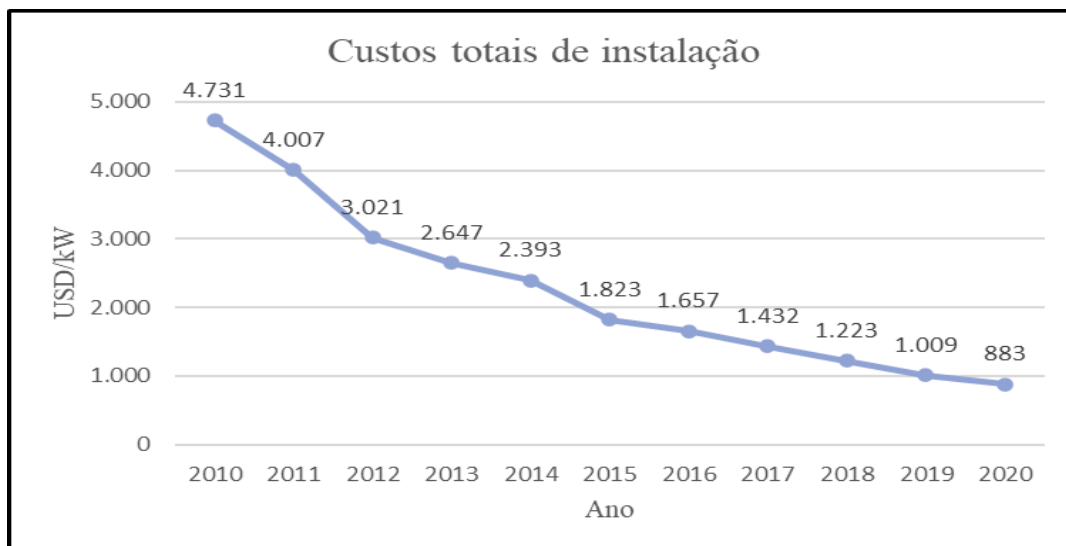


Figura 42. Custos Totais de Instalação da Tecnologia Solar Fotovoltaica - 2010-2020.
Fonte: Elaboração própria com base em IRENA, (2021b).

A mesma tendência de queda no LCOE foi verificada nos sistemas fotovoltaicos descentralizados. Em países como a Austrália, Alemanha, Itália, Japão e Estados Unidos, O LCOE dos sistemas fotovoltaicos residenciais, que estavam entre 0,304/ USD kWh e 0,460 USD/kWh em 2010, caíram para uma faixa entre 0,055 USD/kWh e 0,236 USD/kWh em 2020 – uma redução de entre 49% e 82%.

A Tabela 20 apresenta os valores do LCOE da tecnologia solar fotovoltaica em uso residencial em diversos países. Nela também se pode observar que no caso brasileiro os registros de LCOE do IRENA datam de 2013, a valores de 0,236 USD/kWh, caindo para 0.089 USD/kWh em 2020, uma redução de 62% (IRENA, 2021b).

Tabela 20. LCOE Médio por Países da Tecnologia Solar Fotovoltaica de usos Residencial

Mercado	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
USD / kWh (2020)											
Austrália	0,322	0,260	0,189	0,165	0,155	0,107	0,099	0,089	0,089	0,072	0,069
Brasil				0,263	0,246	0,235	0,188	0,157	0,126	0,108	0,089
China			0,164	0,145	0,140	0,108	0,104	0,097	0,079	0,068	0,063
França		0,720	0,522	0,440	0,333	0,203	0,190	0,176	0,172	0,168	0,165
Alemanha	0,304	0,264	0,206	0,187	0,175	0,145	0,142	0,139	0,145	0,135	0,135
Índia				0,133	0,129	0,094	0,086	0,075	0,067	0,064	0,055
Itália	0,409	0,363	0,250	0,230	0,163	0,139	0,129	0,122	0,114	0,110	0,104
Japão	0,460	0,455	0,397	0,301	0,253	0,226	0,204	0,189	0,171	0,164	0,159
Malásia				0,187	0,186	0,163	0,152	0,128	0,110	0,095	0,089
Coreia do Sul				0,226	0,227	0,171	0,166	0,143	0,131	0,126	0,110
África do Sul				0,202	0,182	0,157	0,149	0,136	0,120	0,103	0,091
Espanha				0,183	0,160	0,123	0,117	0,110	0,107	0,105	0,103
Suíça				0,307	0,277	0,262	0,258	0,252	0,230	0,216	0,211
Tailândia				0,252	0,203	0,185	0,181	0,161	0,138	0,112	0,104
Reino Unido				0,330	0,345	0,305	0,276	0,278	0,270	0,256	0,236
Califórnia	0,309	0,293	0,256	0,224	0,212	0,215	0,209	0,189	0,180	0,174	0,176
Outros Estados (EUA)	0,307	0,283	0,233	0,204	0,205	0,204	0,180	0,164	0,158	0,156	0,150

Fonte: Adaptado de IRENA, (2021b).

Nessa mesma década de 2010 a 2020, refletindo as significativas reduções de custos vivenciadas pela indústria solar fotovoltaica, a capacidade instalada global acumulada de todas as unidades solar fotovoltaica cresceu 17 vezes, saltando de 42 GW em 2010 para 714 GW em 2020. O crescimento registrado na capacidade instalada global fotovoltaica foi estimulado sobretudo pelas reduções historiadas nos preços dos módulos. Estes se reduziram em cerca de 93% desde o início dos anos 2010, como resposta à melhoria de suas eficiências, bem como pela otimização e ampliação dos processos produtivos.

Vale destacar que os fatores de capacidade – que têm influência direta no comportamento do LCOE – também aumentaram no período em análise, conforme registrado na Figura 43. Tal melhoria de desempenho é creditada fundamentalmente a entrada da energia solar fotovoltaica em novos mercados que apresentam condições de irradiação bem mais atrativas. Já as melhorias tecnológicas que otimizaram as perdas presentes nos sistemas, exerceram uma menor, mas relevante, importância na composição do LCOE.

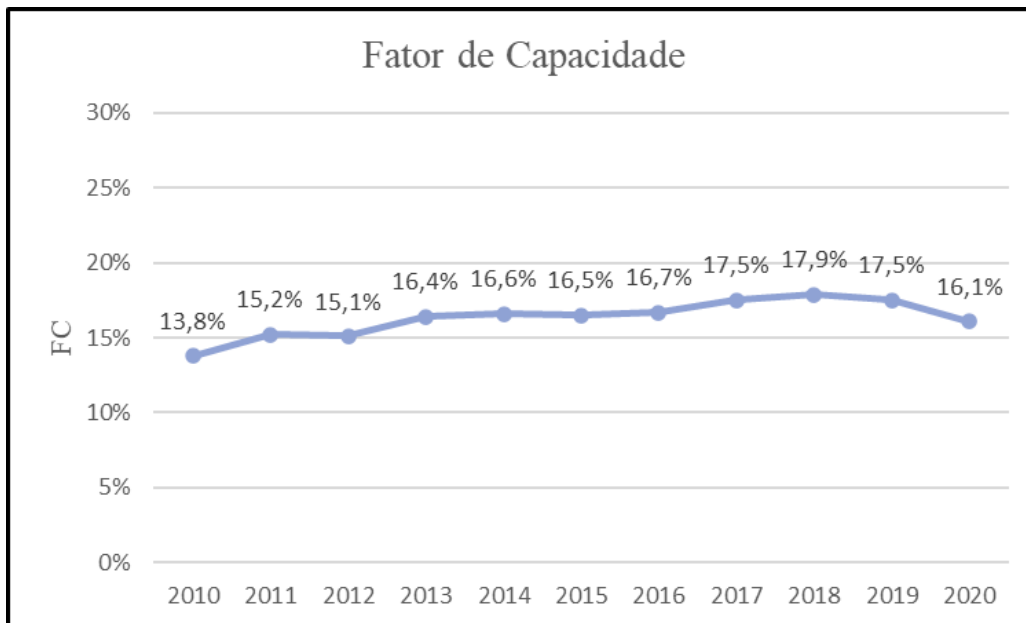


Figura 43. Fator de Capacidade da Tecnologia Solar Fotovoltaica - 2010-2020.

Fonte: Adaptado de IRENA, (2021b).

Em 2020, a IRENA, (2021b) registrou para a tecnologia solar fotovoltaica um LCOE médio global de US\$ 0,057/kWh, para o qual afirma está no limite inferior da faixa praticada em novos projetos de geração a partir de combustíveis fósseis. Nesse contexto, novos os projetos de unidades centralizadas solar fotovoltaica competem cada vez mais no mercado, inclusive rivalizando com opções mais baratas de novas usinas termelétricas. Segundo a BP (2021),

À medida que quantidades cada vez maiores de capacidade renovável são produzidas e instaladas, a cadeia de suprimentos aprende a se tornar cada vez mais eficiente, reduzindo os custos progressivamente. Visto desta forma, os custos das energias renováveis podem cair mais do que o esperado, seja porque a se amplia a seu aproveitamento de diferentes projetos – permitindo assim um maior aprendizado – ou porque os custos caem mais para um determinado nível de construção. Os resultados da aquisição competitiva de energias renováveis por meio de leilões ou contratos de compra de energia (PPA) confirmam a competitividade das energias renováveis.

3.7 APROVEITAMENTO SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADO À REDE

Os aproveitamentos solares fotovoltaicos para geração de eletricidade apresentaram inicialmente interesses de aplicações fundamentalmente em sistemas rurais, unidades de residências e comerciais desconectadas da rede. Todavia, seja no conceito de geração distribuída (micro e minigeração) ou na forma descentralizada, por meio de projetos de

maior potência em usinas fotovoltaicas, esses sistemas passaram a ser usados para fornecer eletricidade diretamente conectados à rede (GIL *et al.*, 2020).

A conexão de um sistema fotovoltaico diretamente à rede pode se dar por meio de diferentes arranjos, sendo então classificados em função de sua capacidade instalada e níveis de tensão. Esta classificação também pode se dar em função da configuração dada aos inversores, condicionando diferentes etapas de tratamento da energia, emprego de transformadores e capacitores. Via de regra, a conexão à rede dos sistemas fotovoltaicos está assim configurada: i) sistemas de estágio único e; ii) sistemas de estágio duplo.

Nos sistemas de um único estágio a conexão entre o gerador fotovoltaico e a rede é realizada por um único conversor. Já nos sistemas de dois estágios, antes da conexão à rede, a tensão estabelecida pelos módulos fotovoltaicos é regulada por meio de uma conversão DC-DC e um segundo estágio promove a conversão DC-CA. Nessas configurações, o emprego do inversor é fundamental para prover as características necessárias ao paralelismo com a rede: sincronismo, ajuste de frequência e nível de tensão. Importa destacar que na conversão CC-CC os inversores cumprem também a função de modificar o nível da tensão estabelecida nos módulos fotovoltaicos ao nível tal que possa ser obtida a máxima potência disponível por meio de algum algoritmo MPPT – Maximum Power Point Tracking – (AL-SHETWI *et al.*, 2019; HASSAINE *et al.*, 2009; KJAER; PEDERSEN; BLAABJERG, 2005)

Para unidades de geração fotovoltaica de grandes capacidades instaladas (com e elevados níveis de tensões na saída CA), cabe ao inversor DC-AC controlar o fluxo de energia disponibilizada dos módulos fotovoltaicos em direção à rede. Para estes sistemas – grandes aproveitamentos solares fotovoltaicos –, os requisitos técnicos do operador do sistema devem estar de acordo com os requisitos de conexão especificados para a rede pelo operador, incluindo estabilidade, resposta a falhas e qualidade de energia. Como forma de garantir a qualidade de operações do sistema, cada país ou bloco econômico interligado determina seus requisitos técnicos, garantindo, assim, a segurança da rede (GIL *et al.*, 2020; KERKES; SÉRA; MÁTHÉ, 2015).

3.7.1 Usinas fotovoltaicas de grande capacidade instalada

As unidades de geração fotovoltaicas de grande capacidade instalada conformam-se em sistemas centralizados de produção de energia elétrica a um sistema interligado de

transmissão ou distribuição, não registrando, na maioria dos casos, um consumidor específico.

Nesses sistemas, a garantir da conexão dessas unidades às redes de transmissão ou distribuição são determinadas por protocolos e normas de rede que visam garantir a instabilidade, a tensão e frequência, além de regular a potência e obstar situações irregulares do sistema e restaurá-lo, em casos de registro de irregularidades (ANZALCHI; SARWAT, 2017).

Dessa forma, demanda-se desses empreendimentos o atendimento de padrões rígidos estabelecidos com o objetivo de aprimorar sua confiabilidade, estabilidade e segurança. Esses protocolos foram desenvolvidos inicialmente para possibilitar as interfaces dos geradores síncronos - predominantes à época nas usinas de geração – das usinas com as redes de transmissão. Com a maior penetração das denominadas novas tecnologias de geração de energia nos sistemas de interligados, tais protocolos passaram a incorporar os requisitos demandados pelos geradores síncronos e condicionantes de outras tecnologias de geração, a exemplo da energia solar e eólica, com maior destaque (CABRERA-TOBAR *et al.*, 2016).

Os protocolos de conexão à rede consignam que a unidade geradora deve ser dinamicamente suportada pela rede. Nestes termos, o gerador deve ter a capacidade de manter-se conectado durante uma falta, suportar ou fornecer a potência reativa ao sistema durante o tempo da falta e absorver potência reativa após o término desta (ANZALCHI; SARWAT, 2017; CABRERA-TOBAR *et al.*, 2016).

As condições que o gerador fotovoltaico deve operar em termos elétricos também estão determinadas nos protocolos de rede, os quais estabelecem a frequência nominal, a faixa de frequências de operação e a quantidade de tempo que o gerador conectado à rede deve suportar até proceder sua desconexão. O comportamento estável da frequência demonstra haver um equilíbrio entre a energia ofertada pela unidade de geração e a sua demanda. Nestes termos, cada estado nacional ou bloco econômico interligado regula a operação de seus sistemas de proteção de acordo com limites de frequência por estes estabelecidos.

3.7.2 Usinas fotovoltaicas na Geração Distribuída

Geração Distribuída – GD – é a terminologia empregada para nomear a forma de geração elétrica que ocorre junto ao ponto de consumo, independente da capacidade instalada,

tecnologia empregada e a fonte de energia. Segundo Costa (2019), o crescimento registrado por esta modalidade de geração

“está relacionado a uma nova perspectiva de emancipação proativa do consumidor e tem mostrado, em sua evolução, impactos relevantes na sua potência instalada, repercussões tarifárias às distribuidoras e, dessa forma, tem feito emergirem novas necessidades de adequações do arranjo regulatório vigente” (COSTA, 2019).

Nesse cenário de franca expansão, a GD tem registrado empreendimentos que cada vez mais aumentam a sua potência instalada, viabilizando avanços nos dispositivos de medição, controle e operação dos geradores e das cargas de forma a promover o melhor ajuste entre oferta, demanda e fluxos de carga.

Na GD não se aplicam os protocolos de rede vistos nas unidades de geração de grande capacidade instalada. As condições técnicas necessárias à conexão são fixadas tomando como referência o quadro regulatório adotado por cada estado nacional. Esse arcabouço regulatório estabelece também as bases dos sistemas de proteção, procedimentos de medição, compensação e tarifação da energia disponibilizada pela unidade de geração e o consumo da unidade a qual o sistema está dedicado.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede obrigam-se a asseverar as condições de segurança para os operadores que trabalham na instalação e manutenção das redes. Não devem imputar vulnerabilidades e nem interferir nos níveis de tensão e frequência definidos em área de operação. Esse conjunto de normativas exige um sistema de proteção que permita a retirada da unidade de geração em situações de falhas originadas tanto no sistema fotovoltaico, quanto na rede de distribuição.

Os requisitos técnicos e protocolos estabelecidos à integração das fontes renováveis, por meio da geração distribuída – GD às redes de distribuição apontam um nexos claro entre a definição usual das redes inteligentes, sintetizadas na concepção de *Smart Grid*, uma vez que tais formulações fundamentam-se nos ganhos técnicos, econômicos e socioambientais advindos do emprego de tecnologias e inovações aplicadas em diferentes sistemas de distribuição de energia elétrica, a exemplo das unidades de micro e minigeração distribuída. Nesse contexto, presume-se que tais arranjos imputem redução de perdas nos sistemas, bem como menores impactos negativos ao meio ambiente, a exemplo da geração distribuída conectada na Baixa Tensão – BT – ou Média Tensão – MT – (COSTA, 2019).

Este novo ambiente, que vincula a geração distribuída ao *Smart Grid*, redefine o papel do até então considerado “consumidor passivo”, que passa, nesse ambiente de Resposta da

Demanda, a ter uma maior autoridade e compreensão sobre o comportamento de seu consumo, possibilitando que estes possa atuar de forma ativa no mercado de energia, bem como na (re)configuração dos sistemas elétricos (MULLER, 2016).

Esse novo comportamento do consumidor, lhe configura agora como prossumidor, conceito que alude a sua atuação como produtor-consumidor de energia elétrica, ou seja, aquele que pode demandar, produzir e fornecer energia elétrica à distribuidora (TOLEDO, 2012). Segundo Moreno (2015), a figura do prossumidor amplia-se no ambiente *Smart Grid*, uma vez que ele torna-se também proativos e ator do sistema de distribuição (MORENO, 2015).

3.8 GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL

As primeiras iniciativas de promoção do emprego da tecnologia solar fotovoltaica para geração de eletricidade no Brasil realizaram-se de maneira embrionária mediante a implementação de projetos de pesquisa e ações demonstrativas, na sua maioria sob a execução de institutos de pesquisas e universidades. As experiências iniciais, fora desse escopo, concentraram-se nas alternativas de abastecimento de energia elétrica em pequenas comunidades rurais isoladas, sobretudo nas regiões Norte e Nordeste. Em seu nascedouro, importa destacar as atividades da Heliodinâmica, empresa nacional dedicada a manufatura de módulos solares com base nas células de silício, que nos anos 1980 esteve entre as maiores empresas produtoras de módulos solares fotovoltaico do mundo, respondendo, a época por cerca de 5% de toda a oferta mundial de células fotovoltaicas (ENERGÊS, 2020).

Na década de 1990, o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios – PRODEEM, instituído pelo Decreto nº 27/12/1994, do Governo Federal, objetivava levar energia elétrica a comunidades carentes isoladas no meio rural não atendidas pelas redes convencionais de distribuição, utilizando, para tanto, fontes renováveis locais em base autossustentável, de modo a promover o desenvolvimento social e econômico dessas localidades (MME, 2002).

Essa política pública pioneira figura entre aquelas mais importantes no processo de redução das assimetrias de acesso à energia elétrica no país. O PRODEEM oportunizou o emprego de qualquer tecnologia renovável de energia. No entanto, no âmbito dessa política pública, as unidades de geração fotovoltaica assumiram maior destaque e

participação, abrindo as primeiras sendas para a implantação da energia solar fotovoltaica no Brasil. Os aproveitamentos fotovoltaicos no âmbito do PRODEEM estiveram baseados sobretudo em três tipos de aplicações: sistemas para abastecimento em unidades de ensino, postos de saúde e residências; sistemas de bombeamento de água e sistemas de iluminação pública, todos em espaços exclusivamente comunitários. (GALDINO; LIMA, 2002).

Sob a égide do PRODEEM foi possível instalar 9.000 sistemas fotovoltaicos em todo o Brasil, padronizados a uma média de 500 Wp por unidade, alcançando cerca de 5 MWp instalados, com um investimento de US\$ 70 Milhões. Do total instalado, 67% foram usados na geração de eletricidade em escolas, postos de saúde e residências, 30% foi aplicado no bombeamento e 3% para iluminação pública (BORGES NETO; DE CARVALHO, 2006).

A Chamada de Pesquisa e Desenvolvimento de Projetos Estratégicos N^o. 013/2011 - “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”, gerada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL –, em agosto de 2011, configura-se como uma iniciativa de elevada importância para o mercado solar fotovoltaico no Brasil. Esse fomento possibilitou adicionar cerca de 24,6 MWp à capacidade instalada nacional em energia solar fotovoltaica, por meio de 17 projetos aprovados, movimentando cerca de R\$ 395 milhões em investimentos (ANEEL, 2011; SILVA, 2015). Segundo a EPE (2012), essa iniciativa mobilizou 96 empresas, 62 instituições de ensino e pesquisa e 584 pesquisadores diretamente envolvidos nos projetos aprovados.

A ANEEL, por meio da Resolução Normativa n^o 482/2012, posteriormente alterada pela Resolução Normativa n^o 687, de 24 de novembro de 2015 (ANEEL, 2012), estabeleceu regras que incentivam o acesso da micro e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como estabeleceu um sistema de compensação de créditos de energia elétrica – *net metering* –, onde a energia gerada pela unidade consumidora – UC –, com microgeração ou minigeração distribuída, pode compensar o consumo de energia elétrica ativa demandada por este da rede de distribuição convencional. Suas regras são válidas para consumidores que utilizem formas de cogeração que atendem aos requisitos definidos em resolução específica, segundo aspectos de racionalidade energética, para fins de participação nas políticas de incentivo à cogeração ou fontes renováveis de energia elétrica (ANEEL, 2012; COSTA, 2019).

A referida resolução também atuou na redução de barreiras à conexão da geração de pequeno porte disponível na rede de distribuição a partir de fontes de energia incentivadas. Pela sua abrangência, inovação e impacto, a Resolução Normativa nº 482/2012 é apontada pelos agentes do setor como o marco categórico para a prática comercial da energia solar fotovoltaica no Brasil.

As alterações para o aperfeiçoamento da Resolução Normativa nº 482/2012, efetivada pela Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015, já previu a necessidade de novas revisões, sugerindo aperfeiçoamentos no modelo do sistema de compensação de créditos, de forma a incluir nas análises os avanços registrados na geração distribuída. O foco das discussões está centrado no desafio de asseverar a expansão da Geração Distribuída, sem que com isso sejam gerados impactos na tarifa dos consumidores que estão fora do *net metering*, evitando assim que estes consumidores sejam penalizados por encargos originados por aqueles que fazem uso do sistema de créditos (COSTA, 2019).

Considera-se que a resolução em tela disciplinou o intercâmbio de energia entre o consumidor/gerador – prosumidor - e a rede pública via Geração Distribuída. A promoção de leilões de energia conduzidos pelo Governo Federal, incluído a contratação da energia solar fotovoltaica como alternativa, torna material a presença dessa fonte na matriz elétrica nacional como um recurso viável em termos técnicos e econômicos, agora na sua modalidade centralizada integrada ao Sistema Interligado Nacional – SIN –.

O marco regulatório em voga viabilizou, a instalação de 857.173 unidades de Geração Distribuída de até 5 MW, totalizando uma capacidade instalada de 9.269 MW, conforme registrado no site de Acompanhamento da Geração Distribuída (ANEEL, 2020a).

No que concerne à capacidade instalada em solar fotovoltaicas não classificadas Geração Centralizada, integradas ou não ao Sistema Interligado Nacional – SIN, a ANEEL disponibiliza, por meio do Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA – (ANEEL, 2020a), informações relativas a empreendimentos fotovoltaicos titulares de concessões e autorizações nas fases “Construção não iniciada”, “Construção” e “Operação”. Esse banco de dados contabiliza, em março de 2022, 9.093 unidades de geração fotovoltaica que adicionam cerca de 4.790 MW ao parque gerador nacional.

A partir dos dois bancos de dados acima apresentados – Acompanhamento da Geração Distribuída da ANEEL (2020a; 2020b), é possível contabilizar uma capacidade instalada, é possível contabilizar uma capacidade instalada solar fotovoltaica no Brasil de 14.086 MW, por meio de 866.266 empreendimentos de diferentes potências. A Tabela 21 detalha a Capacidade Instalada de Usinas Solares Fotovoltaicas no Brasil, por regiões e estados.

Tabela 21. Capacidade Instalada de Usinas Solares Fotovoltaicas no Brasil.

REGIÃO	ESTADO	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA		GERAÇÃO CENTRALIZADA	
		EMPREENDIMENTOS	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	EMPREENDIMENTOS	POTÊNCIA INSTALADA (MW)
Norte	Acre	2.100	23,882	1	0,715
	Amapá	928	14,456	1	4,039
	Amazonas	3.417	55,243	92	0,291
	Pará	22.571	259,886	7.173	7,760
	Rondônia	7.406	90,542	5	2,270
	Roraima	600	13,272	-	-
	Tocantins	12.470	124,280	1	5,000
	Total Norte	49.492	581,565	7.273	20,075
Nordeste	Alagoas	6.862	81,108	15	0,440
	Bahia	31.754	305,785	175	1.354,744
	Ceará	28.139	330,261	95	499,926
	Maranhão	16.776	211,438	4	0,682
	Paraíba	12.385	158,866	53	139,083
	Pernambuco	24.299	290,791	94	315,878
	Piauí	17.922	194,392	108	1.073,204
	Rio Grande do Norte	19.093	205,982	94	124,494
	Sergipe	4.521	54,927	-	-
Total Nordeste	161.751	1.833,555	638	3.508,451	
Sul	Paraná	42.076	484,774	8	1,568
	Rio Grande do Sul	114.113	1.088,811	16	8,184
	Santa Catarina	40.349	491,218	9	9,135
	Total Sul	196.628	2.064,804	33	18,887
Sudeste	Espírito Santo	13.761	171,323	11	5,740
	Minas Gerais	141.078	1.592,374	375	631,162
	Rio de Janeiro	41.285	342,149	10	4,564
	São Paulo	139.657	1.209,742	73	588,580
Total Sudeste	385.781	3.315,590	469	1.230,046	
Centro Oeste	Distrito Federal	5.704	96,942	-	-
	Goiás	34.933	460,079	12	1,671
	Mato Grosso	46.203	645,539	8	8,720
	Mato Grosso do Sul	26.681	270,979	660	2,865
Total Centro Oeste	113.521	1.473,540	680	13,256	
Total Brasil	857.173	9.269	9.093	4.790	
Solar Fotovoltaica Brasil		866.266 Unidades de Geração		14.086 MW	

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL (2020a, 2020b).

Já as unidades de geração Solar Fotovoltaica Centralizadas e integradas ao Sistema Interligado Nacional – SIN, supervisionadas pela ONS, totalizam 3.279,69 MW de capacidade instalada, distribuídas em 94 unidades, conforme mostra a Tabela 22. Esta

potência corresponde a 68,4% de toda capacidade instalada em Geração Centralizada, a partir de usinas solares fotovoltaicas contabilizadas na Tabela 21.

Tabela 22. Usinas Solares Fotovoltaicas Integradas ao SIN.

REGIÃO	ESTADO	CONJUNTO	USINAS	POTÊNCIA (MW)
Nordeste	Bahia	Lapa	2	60
		Sertão Solar Barreira	4	94,64
		Bom BJL	2	40
		Bom Jesus	2	60
		São Pedro	2	54
		Juazeiro Solar	4	120
		Horizonte	3	77,4
		Ituverava	7	196
	Ceará	Sol do Sertão	8	285,76
		Sol do Futuro	3	81
		Calcário	4	132
	Paraíba	Rio Alto	2	81
	Pernambuco	Tacaratu	2	10
		Brigida	2	63
	Piauí	São Gonçalo	2	575,72
		Nova Olinda	7	210
		SJP	5	186,05
	Rio Grande Norte	Assú V	1	30
Floresta		3	86	
Total Nordeste			65	2.442,57
Sudeste	Minas Gerais	Paracatu	4	132
		Pirapora	11	329
	São Paulo	Boa Hora	6	145,12
		Dracena	3	81
		Guaimbê	5	150
Total Sudeste			29	837,12
Total Usinas Solar Fotovoltaica Centralizadas no SIN			94	3.279,69

Fonte: Elaboração própria a partir de ONS (2021).

Importa observar que a Região Nordeste se destaca como espaço de atração dos empreendimentos fotovoltaicos de grande porte, respondendo por 74,5% de todos os empreendimentos fotovoltaicos conectados ao SIN. Esta vocação natural da região adiciona importância à pesquisa aqui desenvolvida, uma vez que o objeto de estudo se

encontra integralmente situado no semiárido, território mais privilegiado do país em termos de irradiação solar diária.

Vale também ressaltar que, embora reconheça que a tecnologia solar fotovoltaica ainda represente uma pequena participação na matriz elétrica nacional, o Operador Nacional de Sistema (ONS, 2019), no seu Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL 2021/2025 –, projeta que esta tecnologia registrará uma expressiva expansão no seu uso, cerca de 45% no período de 2020 a 2024. A estimativa para o final de 2024 é de que a energia solar fotovoltaica possa atingir a marca de 24,9 GW instalados, o que representaria 14% da capacidade instalada do SIN, também projetada para esse em valores de 117 GW. Tais projeções reafirmam a importância de avançarmos nos estudos e desenvolvermos pesquisas regionalizadas que desvelem barreiras e oportunidades vinculadas ao bom emprego dessa tecnologia.

CAPÍTULO IV – SUPRIMENTO DA DEMANDA DE ENERGIA ELETRICA NAS ESTAÇÕES DE BOMBEAMENTO ATRAVÉS DO EMPREGO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICO.

4.1 POTENCIAL SOLAR FOTOVOLTAICO DO SEMIÁRIDO NORDESTINO

O Atlas Solarimétrico Brasileiro mostra que a região Nordeste apresenta poucas variações dos índices de irradiação solar e sua média varia entre 5,39 a 5,59 kWh/m² (PEREIRA *et al.*, 2017b). No atlas de energia elétrica do Brasil da ANEEL é possível verificar que a região do semiárido do Nordeste brasileiro, em particular a região da transposição do Rio São Francisco, apresenta valores de insolação diária média entre 5,7 e 6,1 kWh/m²/dia (ANEEL, 2008).

Todas as estações de bombeamento do PISF, objeto desta tese, estão situadas no Estado de Pernambuco. As regiões de localização geográfica das EBs possuem índices de Irradiação Horizontal Global com médias superiores a 5,80 kWh/m²/dia, como mostrado na Figura 44. Na região do Sertão de Itaparica – Petrolândia, Floresta, Jatobá e Itacuruba – às margens do rio São Francisco, a Radiação Solar Global ultrapassa 6,40 kWh/m²/dia (MARTÍN-CHIVELET, 2016).

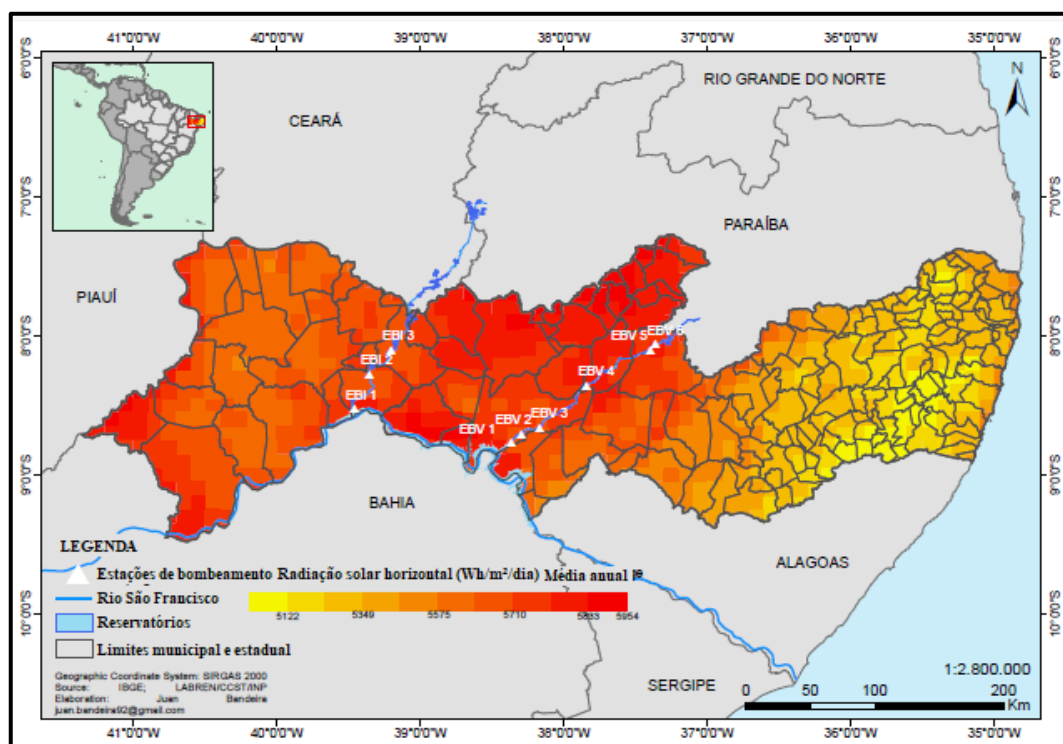


Figura 44. Mapa de irradiação horizontal global em torno de estações de bombeamento situadas no Estado de Pernambuco.

Fonte: Adaptado de Martín-Chivelet (2016).

Os índices solarimétricos médios mensais de cada EB são exibidos na Tabela 23. Eles foram obtidos do Programa SunData, disponível na página do CRESESB, e apresentados pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar (DECEASED; BECKMAN, 2013; PEREIRA *et al.*, 2017b). Os valores desta tabela corroboram com os pressupostos acima e caracterizam a região do PISF como área propícia para a geração solar fotovoltaica.

Tabela 23. Irradiação solar nas estações de bombeamento do PSIF - Plano horizontal.

Irradiação solar média diária (G) [kWh/m ² .dia]													
Estações de Bombeamento	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	G
EBI-1	6,31	6,06	6,11	5,47	4,84	4,47	4,74	5,49	6,32	6,52	6,72	6,49	5,79
EBI-2	6,11	5,89	5,92	5,41	4,79	4,4	4,64	5,42	6,36	6,49	6,65	6,31	5,7
EBI-3	6,02	5,92	5,9	5,48	4,79	4,45	4,73	5,52	6,39	6,41	6,59	6,29	5,71
EBV-1	6,35	6,12	6,11	5,48	4,64	4,18	4,43	5,14	6,08	6,36	6,65	6,46	5,67
EBV-2	6,30	6,10	6,19	5,53	4,64	4,16	4,40	5,13	6,10	6,44	6,75	6,48	5,68
EBV-3	6,32	6,10	6,12	5,51	4,65	4,18	4,48	5,15	6,10	6,43	6,74	6,44	5,69
EBV-4	6,32	6,19	6,19	5,70	4,79	4,22	4,47	5,24	6,21	6,47	6,78	6,50	5,76
EBV-5	6,35	6,16	6,1	5,63	4,84	4,31	4,52	5,31	6,21	6,49	6,79	6,54	5,77
EBV-6	6,35	6,16	6,1	5,63	4,84	4,31	4,52	5,31	6,21	6,49	6,79	6,54	5,77

Fonte: Elaboração própria a partir de CRESESB (2018).

4.2 POTENCIAL SOLAR FOTOVOLTAICO DAS ÁREAS DISPONÍVEIS DO PISF

O cálculo do potencial solar do PISF que conformam os arranjos propostos nesta pesquisa foi realizado utilizando-se os dados de irradiação média diária obtidos e apresentados na Tabela X1, as áreas úteis disponíveis no PISF, conforme apresentadas na Tabela 5 e 6, a eficiência (η) do painel genérico adotado de 18% e a taxa de performance do sistema fotovoltaico (PR) de 80%, valor adotado (CASTELLANOS; SUNTER; KAMMEN, 2017). O potencial solar fotovoltaico da região P_{ER} foi calculado conforme equação (29).

$$P_{ER} = \eta \cdot A \cdot G \quad (30)$$

Em que:

A é a área útil disponível em m^2 ;

G é a irradiação média diária anual em $kWh/m^2 \cdot dia$.

Utilizando-se a equação (31), estimou-se a produção de energia elétrica diária na região dada a taxa de desempenho do SFV, conforme Castellanos; Sunter; Kammen (2017).

$$E_{(dia)} = P_{ER} \cdot PR \quad (31)$$

A estimativa de produção anual de energia foi calculada pelo produto da Energia diária estimada por um período de 365 dias, conforme equação (32).

$$E_{(ano)} = E_{(dia)} \cdot 365 \quad (32)$$

O potencial médio estimado foi calculado com base na razão entre o valor de energia produzida em um dia e o número de horas dia, a partir da equação (33) .

$$P_{med} = \frac{E_{(dia)}}{24} \quad (33)$$

Considerando que toda área útil definida anteriormente esteja ocupada com os painéis genéricos adotados neste estudo, encontrou-se o número de painéis NP desta área conforme equação (34).

$$NP = \frac{A}{2} \quad (34)$$

Neste caso, o potencial instalável (P_{Inst}) do SFV foi calculado multiplicando-se o número de painéis pela potência pico dos mesmos.

$$P_{Inst} = NP \cdot 360 \quad (35)$$

O fator de capacidade médio estimado FC foi calculado através da razão entre energia anual estimada e a produção de energia que teria sido gerada caso o sistema fosse operado em plena capacidade durante todo o período (DE LIMA; DE ARAÚJO FERREIRA; DE LIMA MORAIS, 2017; KOUHESTANI *et al.*, 2019).

$$FC = \frac{E_{(ano)}}{P_{Inst} \cdot 8760} \quad (36)$$

A Tabela 24 apresenta o potencial de geração elétrica possível de aproveitamento no entorno do PISF, conforme delimitações de áreas definidas na pesquisa, a estimativa de produção de energia elétrica anual e o potencial instalável por comprimento de canal ou por área de reservatório, no caso específico do arranjo 3. Nota-se um potencial instalável

total na região de 10.488 MW e uma estimativa de geração de 17.598 GWh de energia elétrica anual, para um FC aproximado de 19%.

Tabela 24. Potencial instalável na Região do PSIF.

Eixo	Área útil	Potencial instalável	Energia anual	Potencial/área	FC
Instalação em solo nas laterais dos canais - áreas úteis na lateral dos canais					
Norte	19,92 Km ²	3.586 MW	5.999 GWh	19,8 MW/Km	19,12%
Leste	19,09 Km ²	3.436 MW	5.772 GWh	19,8 MW/Km	19,10%
Instalação no topo dos canais - áreas úteis sobre os canais					
Norte	3,94 Km ²	709 MW	1.186 GWh	3,91 MW/Km	19,12%
Leste	2,43 Km ²	437 MW	735 GWh	2,52 MW/Km	19,10%
Instalação nos reservatórios (25% da área total) - áreas úteis em reservatórios					
Norte	40,4 Km ²	1.820 MW	3.067 GWh	45 MW/Km ²	19,15%
Leste	11,12 Km ²	500 MW	839 GWh	45 MW/Km ²	19,22%

Fonte: Elaboração própria.

4.3 POTENCIAL SOLAR NECESSÁRIO AO ABASTECIMENTO DO PISF

Considerando o cenário no qual toda a demanda de eletricidade do PISF é suprida - durante o tempo de bombeamento $t_b = 7956h/ano$ - conforme definido no projeto e outorgado pela ANA (PIRES, 2016) - encontrou-se demanda anual de energia elétrica $E_{anual(i)}$ em GWh/ano por EB (i) para cada etapa de operação do PISF conforme equação (37).

$$E_{anual(i)} = \frac{t_b \cdot n_b \cdot P_b}{10^9} \quad (37)$$

Em que:

n_b é o número de bombas de cada EB;

P_b é a potência de cada bomba em kW .

4.4 DEMANDA ENERGÉTICA DO PISF

Considerando os dados da Tabela 3 - Potência instalada das bombas do PISF, que apresenta a demanda das estações de bombeamento, calculou-se a demanda de energia elétrica anual em cada uma das etapas por estação de bombeamento, conforme pode ser visto na Tabela 25.

Tabela 25. Demanda energética anual das estações de bombeamento do PISF.

		ETAPA 1		ETAPA 2	
ESTAÇÃO	POTÊNCIA POR BOMBA (kW)	QUANTIDADE DE BOMBAS	DEMANDA ANUAL (GWh)	QUANTIDADE DE BOMBAS	DEMANDA ANUAL (GWh)
EIXO NORTE					
EBI1	5500	2	87,52	8	350,06
EBI2	8950	2	142,41	8	569,65
EBI3	12660	2	201,45	8	805,78
EIXO LESTE					
EBV1	5300	2	84,33	4	168,67
EBV2	3700	2	58,87	4	117,75
EBV3	5500	2	87,52	4	175,03
EBV4	5300	2	84,33	4	168,67
EBV5	2200	2	35,01	4	70,01
EBV6	3400	2	54,10	4	108,20
TOTAL	52510	18	835,54	48	2533,83

Fonte: Elaboração própria.

A equação (38) foi utilizada para cálculo da demanda média diária $E_{diária(i)}$ em kWh de cada EB.

$$E_{diária(i)} = \frac{E_{anual(i)} \cdot 10^6}{365} \quad (38)$$

O dimensionamento do SFV de cada EB em suas duas etapas, partiu da definição do ângulo de inclinação dos painéis solares. Neste estudo, optou-se por um ângulo de inclinação (α) de 10°C, uma vez que toda a região do PISF apresenta latitude entre 8° e 9°, de acordo com a fundamentação já discutida em tópicos anteriores. Para a correção do valor da irradiação nas regiões de interesse, utilizou-se o fator de correção para a superfície inclinada, conforme apresentado na Tabela 9.

A potência de pico necessária de cada UFV para as estações (i) nas condições *standard* $P_{P(std)(i)}$, foi calculada com base na equação (39) (CASTRO, 2018).

$$P_{P(stc)(i)} = \frac{E_{diária(i)}}{HSP} \quad (39)$$

Em que:

HSP (Peak Solar Hours) corresponde à média diária anual do número de horas em que a radiação solar é constante em $1 \text{ kw}/\text{m}^2$ no plano do painel fotovoltaico;

$P_{P(stc)(i)}$ é a potência pico do painel fotovoltaico em *kWp* nas condições de testes em laboratório.

Como já discutido em tópicos anteriores, os painéis fotovoltaicos alteram seus valores de tensão e corrente de saída quando submetidos a variações de temperatura e radiação, modificando assim sua eficiência (MORCILLO-HERRERA; HERNÁNDEZ-SÁNCHEZ; FLOTA-BAÑUELOS, 2014). Como o rendimento do painel fotovoltaico decresce com o aumento da temperatura, esse parâmetro ganha destaque neste estudo, uma vez que a região do PISF apresenta temperaturas médias elevadas ao longo do ano, alterando assim de forma significativa a eficiência dos painéis fotovoltaicos (GALDINO, 2020).

A correção da eficiência dos painéis devido à temperatura pode ser calculada por diferentes modelos existentes na literatura, os quais dependem de muitos parâmetros (YANG *et al.*, 2018). A afirmação de Yang (2018) corrobora com a discussão já encaminhada em tópicos anteriores, de tal sorte que a equação (23) estima a temperatura de operação das células fotovoltaicas em função da temperatura em condições Normais de Operação em Circuito Aberto – NOCT, em temperatura ambiente de 20°C, irradiância de 800W/m² e vento de 1m/s (CARNEIRO, 2009a; MORCILLO-HERRERA; HERNÁNDEZ-SÁNCHEZ; FLOTA-BAÑUELOS, 2014).

Uma forma de aplicar o efeito da temperatura no SFV é efetuar a correção da eficiência do painel fotovoltaico. Assim, a eficiência em condições operacionais, η_c , pode ser calculada pela equação (40) adaptada de Roumpakias; Stamatelos (2017).

$$\eta_c = \eta(1 + a(T_c - T_{STC})) \quad (40)$$

Em que:

η é eficiência nominal;

a é coeficiente de temperatura;

T_c é a temperatura do painel;

T_{STC} é a temperatura de referência nas condições STC.

Neste caso, a determinação da quantidade de painéis fotovoltaicos $N_{p(i)}$ de cada sistema (i) seria calculada conforme a equação (41).

$$N_{p(i)} = \frac{P_{P(stc)(i)}}{W_{p(stc)}/1000} \quad (41)$$

Em que:

$N_{p(i)}$ é o número de painéis de cada UFV;

$W_{p(stc)}$ é a potência de pico nominal do painel fotovoltaico nas condições de laboratório.

Desta forma, com a correção da eficiência do painel devido ao efeito da temperatura, o número de painéis necessários à potência demanda aumentaria conforme cálculos encontrados a partir da equação (43). Contudo, este método corrige apenas as perdas devido ao efeito da temperatura nos painéis.

$$N_{pc(i)} = \frac{P_{P(stc)(i)}}{W_{p(c)}/1000} \quad (42)$$

Em que:

$N_{pc(i)}$ é o número de painéis ajustado devido ao efeito da temperatura;

$W_{p(c)}$ é a potência do painel em operação, calculado por $\eta_c \cdot Ap \cdot 1000$.

Como consequência da correção do efeito da temperatura, a utilização da equação (43) calcula a área ocupada pelos painéis de cada UFV.

$$A_{(i)} = \frac{N_{pc(i)}}{A_p} \quad (43)$$

Em que:

$A_{(i)}$ é a área necessária para a instalação;

A_p é a área do painel fotovoltaico.

Contudo, as perdas por temperatura no dimensionamento das UFVs estarão inseridas na taxa de performance do sistema que será definida adiante. Considerou-se, também, a eficiência do inversor e dos sistemas de controle, além das perdas no cabeamento CC e CA, por considerar que estes parâmetros são importantes na influência do desempenho de um SFV.

A eficiência da conversão CC/CA, razão entre a potência de saída e a potência de entrada do inversor, é dada pela equação (44).

$$\eta_i = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} \quad (44)$$

Em que:

η_i é a eficiência de conversão do inversor;

P_{DC} representa a potência de entrada efetiva;

P_{AC} e a potência de saída efetiva.

Considerou-se neste trabalho um inversor com eficiência de 95%, por ser um valor bem aceito e referenciado na literatura para inversores comerciais.

Os arranjos propostos foram dimensionados considerando a instalação dos inversores próximos aos painéis, de modo a não ultrapassar os limites de perdas de 2% para as linhas DC e de 1% para a linha AC.

Os painéis devem ser dispostos de forma a não provocar:

- i. alterações no ponto de funcionamento ótimo do gerador – MPP –;
- ii. sombreamento de células;
- iii. tensão inversa elevada e criação de pontos quentes.

Como os arranjos apresentam painéis associados em série e em paralelo (*strings* e filas), procurou-se respeitar as distâncias entre eles, tomando como base a equação (45), dentre as várias discutidas e referenciadas em tópicos anteriores.

$$S = L \left(\cos \alpha + \frac{\sin(\alpha)}{\tan(\beta)} \right) \quad (45)$$

Em que:

S é a distância entre painéis;

L é a comprimento dos painéis em metros;

α é o ângulo de inclinação dos painéis;

β é o ângulo da altura mínima do solar.

Lembrando que o fator de utilização F fora apresentado anteriormente na Equação (31), como uma forma de cálculo da área necessária para a instalação dos painéis fotovoltaicos.

A estimativa da área necessária a cada UFV foi feita de forma individual, a partir do fator de utilização calculado conforme características técnicas de cada arranjo proposto, de forma a evitar o sombreamento de painéis. A irradiação refletida no albedo procedente do solo e com origem na reflexão da radiação incidente na superfície depende das características do solo. A reflexão do solo é fator importante no desempenho de um SFV (GUL *et al.*, 2018). Utilizou-se neste trabalho, o valor de albedo de 0,2, o qual, na literatura, correspondente ao valor utilizado para solo comum ou na ausência de dados, e 0,1 para os arranjos nos reservatórios (GUL *et al.*, 2018; SILVÉRIO *et al.*, 2018), valor aproximado aos contidos na Tabela 14 para região plana semelhante.

As perdas de incompatibilidade – Mismatch losses – oriundas de possíveis incompatibilidades causadas pelas ligações internas entre as células fotovoltaicas, ou pelos módulos conectados em série ou em paralelo, ocasionam reduções na eficiência e no desempenho dos sistemas fotovoltaicos. Normalmente estas perdas nos sistemas FV encontram-se entre 0,3 e 2,5% (SILVAMANSOURI, 2016).

Em geral, as perdas totais dos sistemas FV são de aproximadamente 18% (MIRANDA, 2014), sendo possível encontrar na literatura perdas entre 10% e 40%. Neste estudo, utilizou-se as perdas do sistema FV discutidas acima para estimar um valor para a PR (taxa de performance - relação entre o rendimento real e o rendimento esperado do SFV) do sistema FV do arranjo 1, conforme observados na Tabela 26.

Tabela 26. Estimativa de perdas do SFV.

Perdas	Porcentagem
Perdas por temperatura	6%
Perdas no inversor	5%
Perdas nos cabos DC - DC	2%
Perdas nos cabos AC - AC	1%
Perdas por sombreamento	0%
Perdas por irradiação fraca e refletida	3%
Perdas por poeira	0%
Perdas por incompatibilidade	3%
PR = Taxa de performance, dados os coeficientes de perdas	80%

Fonte: Elaboração própria com base em Roumpakias; Stamatelos (2017).

O valor de PR é crítico e muito utilizado para caracterizar a eficiência dos sistemas FV (ROUMPAKIAS; STAMATELOS, 2017). No entanto, ele não é o mesmo para os diferentes arranjos propostos. Neste estudo, partiu-se da taxa de performance do sistema de 0,8 de acordo com o calculado e aderentes àqueles utilizados na literatura (DE LIMA; FERREIRA; MORAIS, 2017; KOUHESTANI *et al.*, 2019). Este PR foi utilizado no

dimensionamento do arranjo 1. Para os arranjos 2 e 3 aplicou-se a correção do PR devido à diferença de estrutura da UFV e seus respectivos efeitos nas perdas do sistema (GALDINO, 2020).

Os sistemas fotovoltaicos foram dimensionados considerando a demanda de cada EB nas suas duas etapas. Dessa forma, os arranjos propostos são modulares e se ajustam às demandas das referidas estações. As quantidades de painéis, valores de potência instalada e a projeção da energia ofertada refletem a disponibilidade de área em cada trecho. A Tabela 27 apresenta o dimensionamento das diferentes unidades de geração fotovoltaicas, para cada EB para o arranjo 1 necessários à demanda do PISF nas etapas 1 e 2. Nesta tabela visualiza-se a área e o comprimento de canal necessário para cada UFV.

Tabela 27. Dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos para o Arranjo 1 - SFV instalados nas áreas laterais do canal necessário a demanda do PISF.

EB	Demanda Anual (GWh)		Potência UFV (MWp)		Quantidade de Painéis		Área (m ²)		Comprimento (m)	
	FASE 1	FASE 2	FASE 1	FASE 2	FASE 1	FASE 2	FASE 1	FASE 2	FASE 1	FASE 2
EBI1	87,52	350,06	51,711	206,844	143.642	574.567	287.283	1.149.134	3.899	15.593
EBI2	142,41	569,65	85,550	342,200	237.639	950.556	475.278	1.901.112	6.449	25.796
EBI3	201,45	805,78	120,795	483,181	335.543	1.342.170	671.085	2.684.341	9.106	36.422
EBV1	84,33	168,67	50,998	101,996	141.661	283.322	283.322	566.645	3.845	7.688
EBV2	58,87	117,75	35,490	70,980	98.584	197.167	197.167	394.334	2.675	5.351
EBV3	87,52	175,03	52,750	105,500	146.528	293.056	293.056	586.112	3.976	7.952
EBV4	84,33	168,67	50,188	100,377	139.412	278.824	278.824	557.649	3.784	7.567
EBV5	35,01	70,01	20,780	41,560	57.723	115.446	115.446	230.891	1.567	3.133
EBV6	54,1	108,2	32,115	64,230	89.208	178.416	178.416	356.832	2.241	4.842
TOTAL	835,54	2.533,82	500,378	1.516,868	1.389.940	4.213.524	2.779.877	8.427.050	37.721	114.343

Fonte: Elaboração própria.

De maneira análoga ao anterior, dimensionou-se os SFV necessários aos arranjos 2 e 3, conforme apresentados respectivamente na Tabela 28 e na Tabela 29. Para esses arranjos adotou-se a taxa de performance de 88%, refletindo um aumento do desempenho do painel fotovoltaico devido ao efeito do resfriamento (MATSUKI PORTAL SOLAR KOUHESTANI *et al.*, 2019; SILVÉRIO *et al.*, 2018). Alguns estudos indicam um ganho de eficiência para módulos fotovoltaicos instalados em reservatórios brasileiros; a taxa conservadora de 7% (SILVÉRIO *et al.*, 2018). Esse aumento na eficiência deve-se a

diminuição da temperatura no painel fotovoltaico (EPE, 2020). Além disso, a cobertura do canal pelos módulos fotovoltaicos favorece a redução das perdas de água por evaporação e restringe o crescimento de algas (FARFAN; BREYER, 2018).

Tabela 28. Dimensionamento dos Sistemas Fotovoltaicos para o Arranjo 2 - SFV instalados no topo dos canais necessário ao abastecimento do PISF.

EB	Demanda Anual (GWh)		Potência UFV (MWp)		Quantidade de Painéis		Área (m²)		Comprimento (m)	
	FASE 1	FASE 2	FASE 1	FASE 2	FASE 1	FASE 2	FASE 1	FASE 2	FASE 1	FASE 2
EBI1	87,52	350,06	47,010	188,040	130.583	522.334	261.167	1.044.667	11.355	45.420
EBI2	142,41	569,65	77,773	311,091	216.035	864.142	432.071	1.728.284	18.786	75.143
EBI3	201,45	805,78	109,814	439,256	305.039	1.220.155	610.077	2.440.310	26.525	106.100
EBV1	84,33	168,67	46,362	92,724	128.783	257.566	257.566	515.132	18.398	36.795
EBV2	58,87	117,75	32,264	64,527	89.621	179.243	179.243	358.485	12.803	25.606
EBV3	87,52	175,03	47,955	95,909	133.207	266.415	266.415	532.829	19.030	38.059
EBV4	84,33	168,67	45,626	91,252	126.738	253.477	253.477	506.953	18.105	36.211
EBV5	35,01	70,01	18,891	37,782	52.475	104.951	104.951	209.901	7.496	14.993
EBV6	54,1	108,2	29,195	58,391	81.098	162.196	162.196	324.393	11.585	23.171
TOTAL	835,54	2.533,82	454,889	1.378,972	1.263.581	3.830.477	2.527.162	7.660.954	144.084	401.499

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 29. Dimensionamento dos Sistemas Fotovoltaicos para o Arranjo 3 – SFV instalados nos reservatórios necessários ao abastecimento do PISF.

EB	Demanda Anual (GWh)		Potência UFV (MWp)		Quantidade de Painéis		Área (m²)	
	FASE 1	FASE 2	FASE 1	FASE 2	FASE 1	FASE 2	FASE 1	FASE 2
EBI1	87,52	350,06	46,896	187,584	130.267	521.067	388.856	1.555.422
EBI2	142,41	569,65	77,378	309,512	214.939	859.756	641.609	2.566.436
EBI3	201,45	805,78	108,694	434,778	301.929	1.207.715	901.208	3.605.121
EBV1	84,33	168,67	46,144	92,777	128.177	257.713	382.618	769.292
EBV2	58,87	117,75	32,157	64,427	89.325	178.964	266.642	534.211
EBV3	87,52	175,03	47,303	95,602	131.397	265.561	392.231	792.720
EBV4	84,33	168,67	45,583	91,166	126.619	253.239	377.968	755.936
EBV5	35,01	70,01	18,921	37,842	52.559	105.118	156.893	313.785
EBV6	54,1	108,2	29,141	58,281	80.946	161.893	241.631	483.262
TOTAL	835,54	2.533,82	452,217	1.371,969	1.256.159	3.811.026	3.749.728	11.376.196

Fonte: Elaboração própria.

A energia solar fotovoltaica aplicada a estruturas flutuantes em lagos, barragens e açudes, entre outros, é uma das tendências atuais da indústria solar e vem sendo amplamente aplicada, principalmente na China. No Brasil, vários projetos já adotaram essa tecnologia (ARAÚJO, 2012; LOPES *et al.*, 2020). Os tipos mais comuns são: Flutuadores para suporte e fixação; flutuadores com estrutura metálica; membranas e tapetes e estrutura tubular (EPE, 2020).

Os resultados analíticos para os arranjos foram comparados aos obtidos utilizando-se *PVSYST Photovoltaic Software* (PVSYST, 2022a) e se mostraram aproximados, validando assim a metodologia utilizada (ROUMPAKIAS; STAMATELOS, 2017).

4.5 ANÁLISE DE RESULTADOS

4.5.1 Potencial solar da região de estudo

A demanda de energia elétrica no Projeto de Integração do Rio São Francisco (PISF) vem preocupando os seus operadores, Governo Federal, Estados e Municípios, de tal sorte que a CODEVASF – Operadora Federal do PISF – tem procurado alternativas para à operação financeiramente sustentável do projeto, em termos de alocação de recursos destinados à aquisição de energia elétrica.

Neste ambiente, importa considerar o potencial de energia solar do Estado de Pernambuco - unidade da federação que comporta a totalidade das bombas elevatórias do PISF - estimado em 770 GW médios, com um potencial instalável de 3.083 GW. Parte desse potencial encontra-se identificado na área do PISF, o que favorece a instalação de UFV no solo, em estruturas montadas sobre os canais e em estruturas flutuantes nos reservatórios, o que se mostra como uma alternativa de interesse da política.

Nestes termos, a pesquisa em tela mostra que, em conjunto ou de forma individual, o potencial solar fotovoltaico nas laterais, no topo dos canais e na área dos reservatórios supririam a demanda de energia elétrica na etapa 1 e na etapa 2 do PISF quando considerada toda área útil e potencial solar disponível na região. Já para a etapa 2, utilizar apenas o potencial solar fotovoltaico no topo dos canais seria insuficiente para o suprimento da demanda total de energia elétrica do PISF, conforme visto no gráfico da Figura 45.

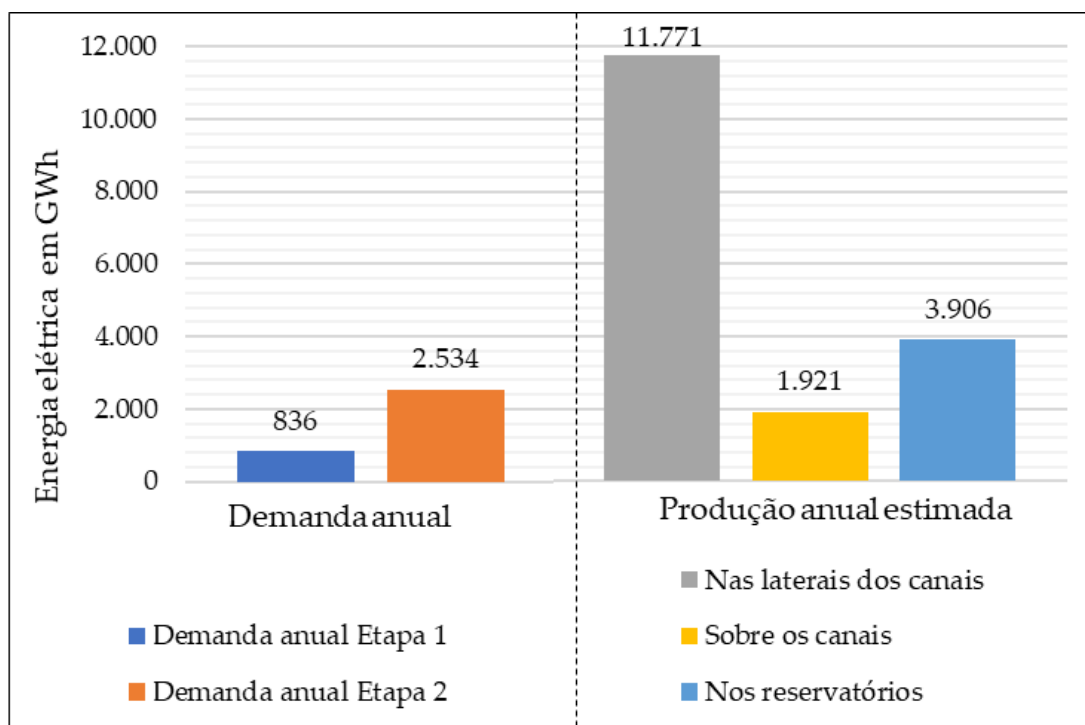


Figura 45. Demanda em primeira etapa e potencial energético solar anual na região do PISF.
Fonte: Elaboração própria.

Como alternativa, se poderia utilizar adicionalmente o potencial solar dos reservatórios e das laterais dos canais. A utilização de diferentes combinações das áreas úteis mostra-se uma ótima opção para o aproveitamento do potencial solar avaliado para suprir a demanda de energia elétrica do PISF em suas etapas, com possibilidade de gerar excedente que pode ser comercializado no mercado de energia.

4.5.2 Arranjos FV para o PISF

Efetuada o dimensionamento das UFVs para cada arranjo, procedeu-se uma análise concernente à demanda de área necessária à instalação das UFV em comparação com a disponibilidade de área apresentada pelo PISF.

Para o arranjo 1, utilizou-se o fator de utilização de área de 0,67, conforme esquema apresentado na Figura 46.

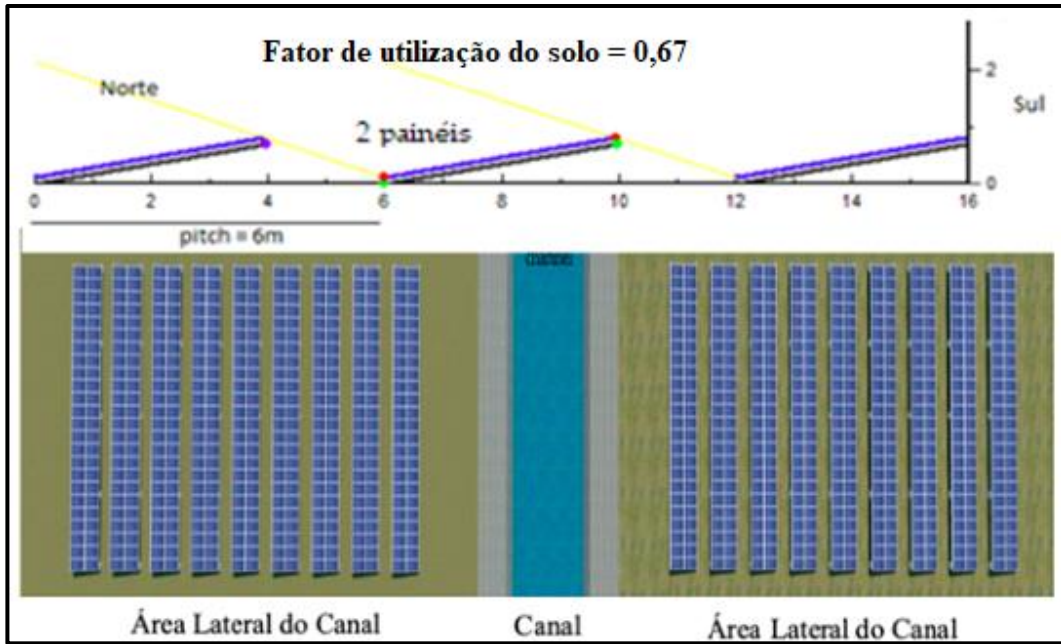


Figura 46. Disposição dos painéis para o arranjo 1.

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 47 retrata a suficiência de comprimento de canal para instalação das UfV para cada EB, utilizando-se o Arranjo 1, visando o abastecimento em primeira etapa da demanda por energia elétrica do PISF.

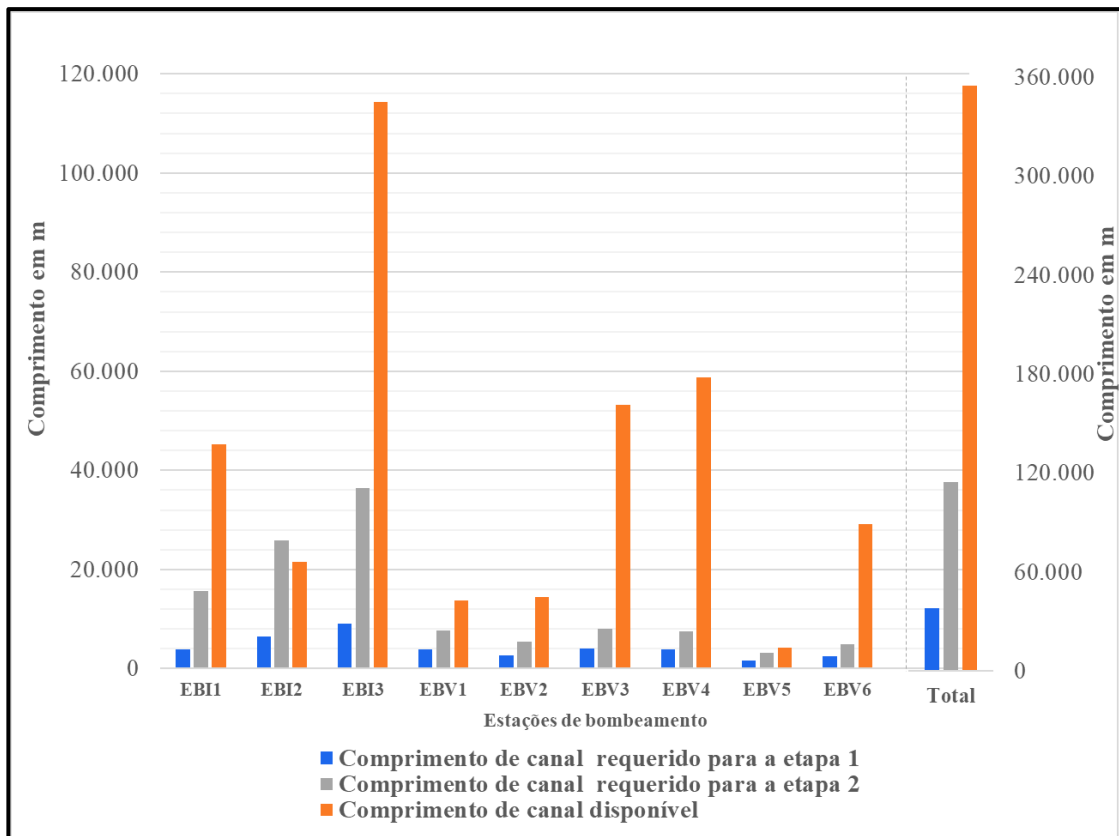


Figura 47. Arranjo 1 – comprimento necessário ao suprimento da demanda de energia elétrica do PISF.

Fonte: Elaboração própria.

Para abastecimento da segunda etapa, considerando ainda o arranjo 1, temos que a EBI2, de forma isolada, não dispõe de comprimento de canal suficiente para a disposição de todas os painéis fotovoltaicos necessários, individualmente, à demanda requerida. Entretanto, a EBI3, estação vizinha, possui excedente para suprir a falta de EBI2.

Em análise semelhante, quando considerado apenas o arranjo 2, a Figura 48 mostra que para abastecimento na etapa 1 do PISF, todas as estações EBI e as estações EBV 1, 3, 4 e 6 apresentam comprimento suficiente para a instalação da potência necessária de UFV. Para suprir a demanda de energia elétrica do PISF na etapa 2, apenas a EBI-3 e as EBV 3, 4 e 6 seriam autossuficientes. Em ambas as etapas, o espaço excedente nas demais estações podem ser utilizados para suprir a necessidade de área das demais estações. A utilização conjunta das usinas do arranjo 2 com UFV do Arranjo 1, apresenta-se também como alternativa para suprir a necessidade de espaço para instalação das UFV visando suprir toda a demanda de energia elétrica das etapas 1 e 2.

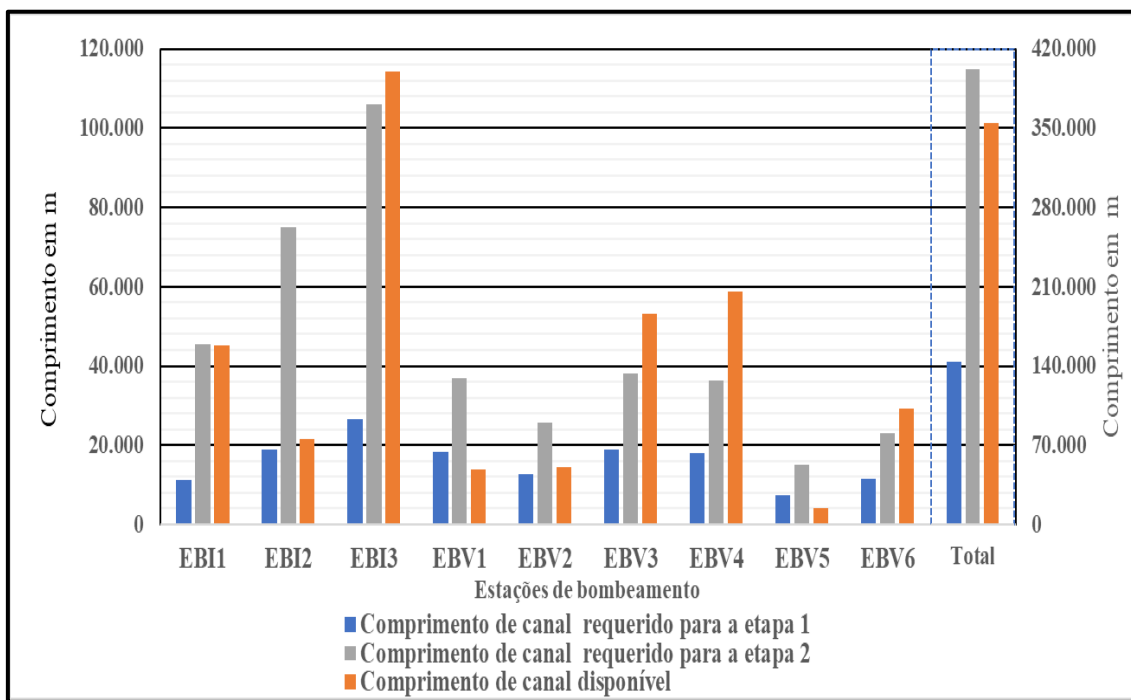


Figura 48. Arranjo 2 - comprimento necessário ao suprimento da demanda de energia elétrica do PISF
Fonte: Elaboração própria.

Para o Arranjo 2, utilizou-se o fator de utilização de área de 1, conforme esquema apresentado na Figura 49.

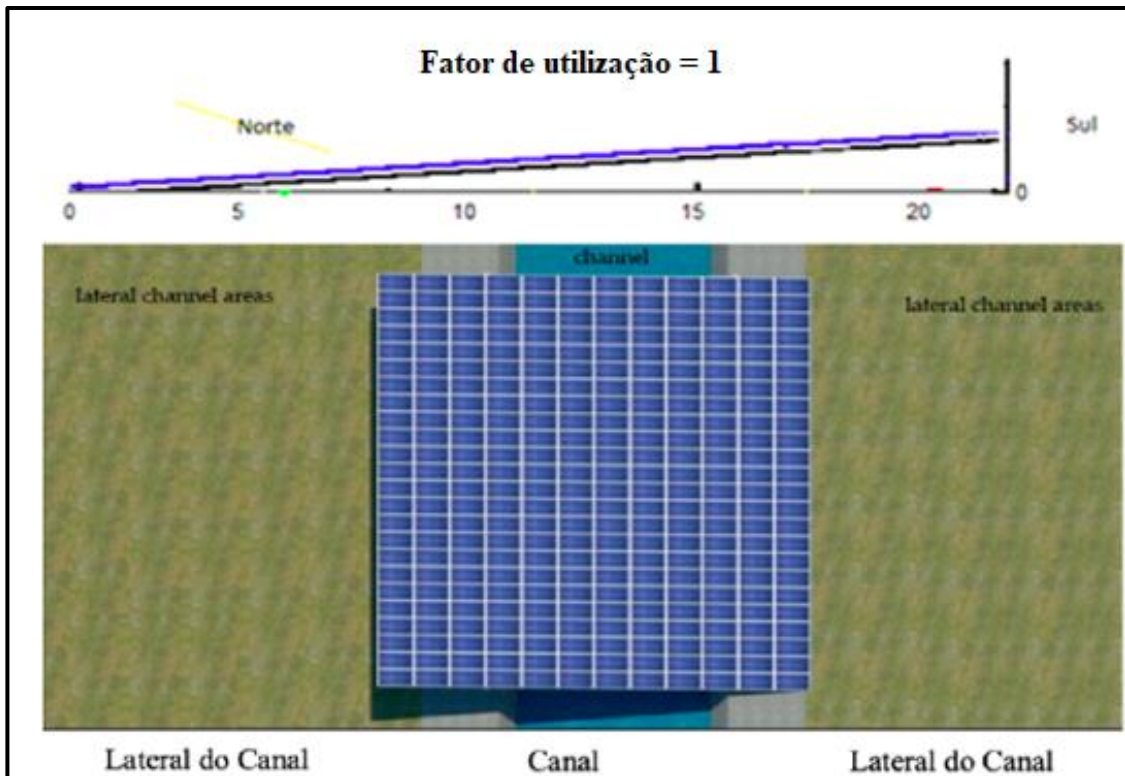


Figura 49. Disposição dos painéis no arranjo 2.
Fonte: Elaboração própria.

A Figura 50 apresenta de forma gráfica as áreas úteis dos reservatórios mais próximos de cada EB e a demanda de área necessária para a instalação de UFV flutuantes para atender às estações de bombeamento.

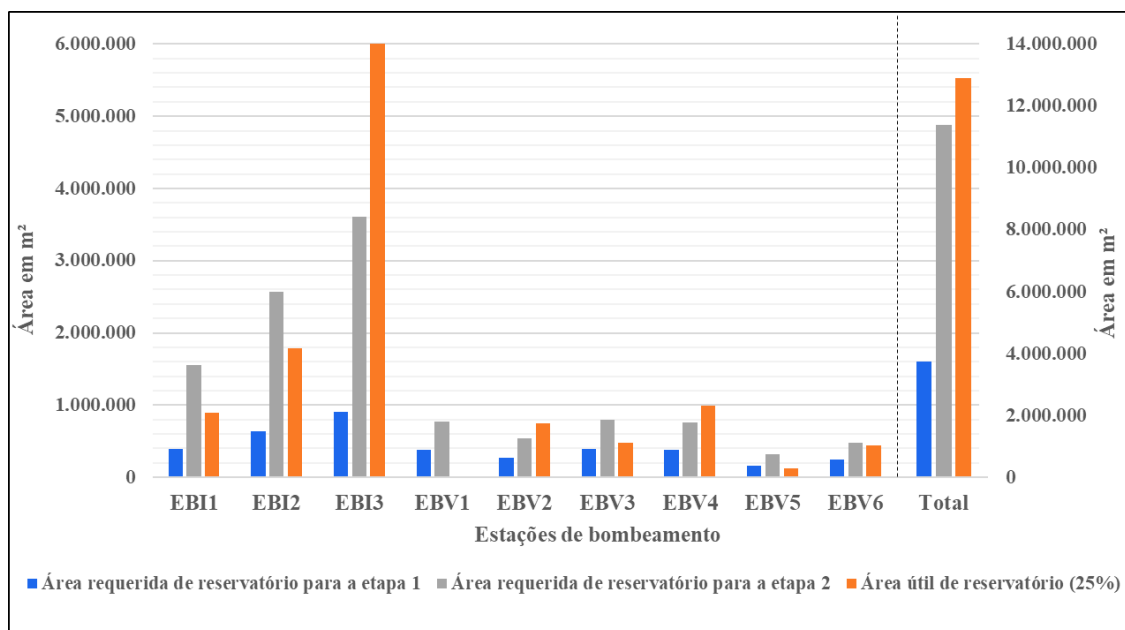


Figura 50. Arranjo 3 - comprimento necessário ao suprimento da demanda de energia elétrica do PISF.
Fonte: Elaboração própria.

Nela é possível verificar a disponibilidade de área para instalação de UFV flutuante apenas para a etapa 1, sendo a área da EBV2 utilizada para instalar as UFV das estações EBV1 e EBV2. Para a etapa 2, apenas as UFV flutuantes não atenderiam a demanda por área das UFV dos arranjos. Neste caso, a utilização dos arranjos 1 e 2 em conjunto como arranjo 3 se apresentam como opção indicada.

Por outro lado, as UFV flutuantes podem ser implementadas para complementar o potencial das UFV na lateral e no topo do canal para o suprimento total da demanda de energia elétrica do PISF em segunda etapa. Não obstante, apresenta-se também como complementar, mesmo para a etapa 1, de modo a reduzir o espaço de terra a ser utilizado pelas UFV ao longo dos canais.

Para o arranjo 3, foi utilizado um fator de utilização de área de 0,67. A ilustração deste arranjo é mostrada na Figura 51.

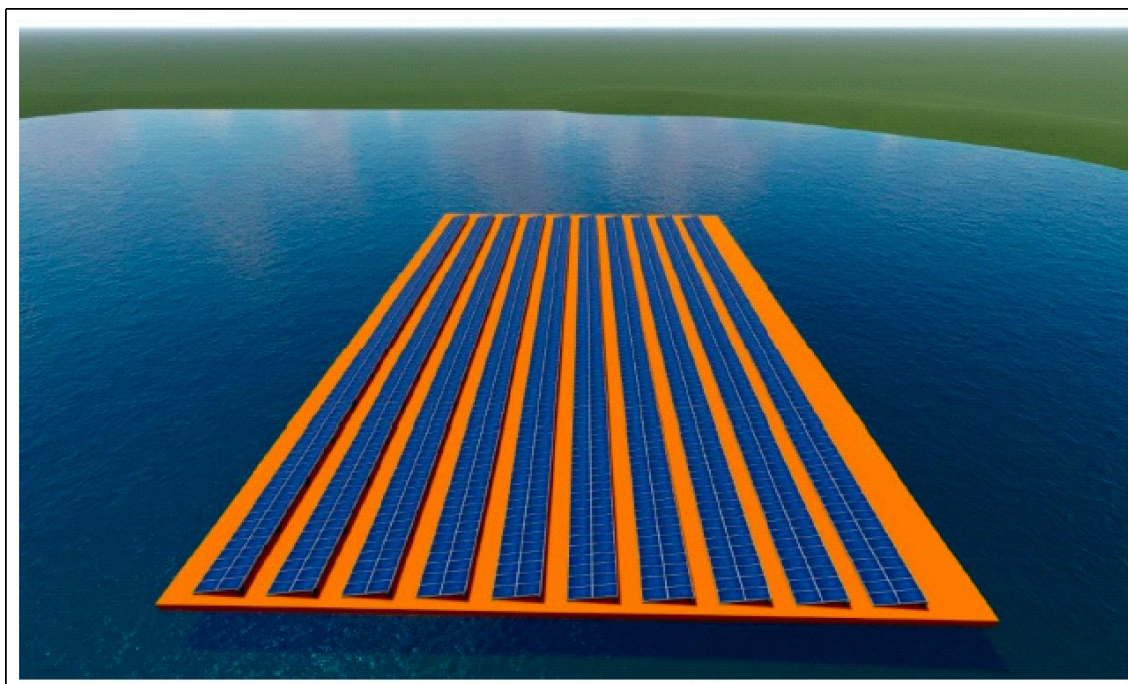


Figura 51. Disposição dos painéis no arranjo 3.
Fonte: Elaboração própria.

Os resultados obtidos na análise mostram que os potenciais estimados de geração de energia elétrica, a partir de UFV para os arranjos 1,2 e 3 foram, respectivamente: 7.022 MW, 1.146 MW, 2.320 MW, totalizando 10.488 MW, assim revelado por cada arranjo proposto:

i) Arranjo 1 - possibilita a oferta de 11.761 GWh/ano, energia suficiente para suprir a demanda anual da etapa 1, estimada em 835,54 GWh/ano e da etapa 2, estimada em

2533,83 GWh/ano. Nesse arranjo o conjunto de UFV deverá contabilizar uma potência instalada de aproximadamente 500 MWp, ocupando 38 quilômetros de comprimento de canal com módulos fotovoltaicos para suprir a demanda da etapa 1. Já para suprir a demanda da etapa 2, a UFV deverá possuir uma potência instalada de aproximadamente 1.500 MWp e preencher 115 quilômetros de comprimento de canal.

ii) Arranjo 2 - tem uma oferta estimada de 1.921 GWh/ano, energia que pode suprir toda a demanda da etapa 1 ou 75% da demanda da etapa 2. Para suprir a demanda de energia elétrica da etapa 1 neste arranjo, se faz necessário que a UFV tenha potência instalada de aproximadamente 455 MWp, com módulos FV cobrindo 144 km de extensão de canal. Já para suprir a demanda da etapa 2, a UFV deverá possuir uma potência instalada de aproximadamente 1.378 MWp e preencher 400 km de comprimento de canal. Este comprimento útil apresenta-se indisponível nos eixos norte e leste do PISF.

iii) Arranjo 3 – pode ofertar 4.446 GWh/ano, energia que possibilita o abastecimento total das etapas 1 e 2, sendo necessário para suprir a demanda de energia da etapa 1 do PISF aproximadamente 452 MWp de potência instalada e a cobertura por módulos FV de uma área de 3,7 km² dos reservatórios. Já para a etapa 2, as UFV no arranjo 3, necessitariam de aproximadamente 1.372 MWp e ocupar com módulos FV aproximadamente 1,38 km² de área de reservatórios.

No caso do aproveitamento conjunto dos três arranjos propostos se tem estimada uma potência instalada de 10.488 MW, valor este que pode ofertar anualmente 18.128 GWh. Para este arranjo, a energia estimada supera a demanda do PISF em suas duas etapas em cerca de sete vezes, possibilitando, dessa forma, que o agente operador do projeto possa optar por aproveitar esse potencial e, também operar no mercado ofertando o excedente, gerando com isso renda adicional ao Projeto de Integração do Rio São Francisco. Outra alternativa seria licitar as áreas excedentes para um operador externo, aferindo também renda adicional ao projeto.

Em todos os arranjos, utilizando-se ou não toda a área útil do PISF, o uso de UFV apresenta-se como opção viável para fornecer de forma parcial, completa ou com sobra, energia elétrica à sua operação de forma sustentável.

Nesse cenário, a adoção da tecnologia solar fotovoltaica na região de estudo deve ocorrer dentro de um ambiente institucional que promova a cultura da sustentabilidade, estreitando a necessária relação com o desenvolvimento social, econômico e ambiental na região. Demanda, dessa forma, ações de promoção do desenvolvimento tecnológico e

formação e capacitação da população assentada na área de abrangência dos projetos, como forma de possibilitar a geração de emprego e renda.

Nesses termos, é imperativo que os projetos fotovoltaicos expandam os benefícios de seu uso para além da lógica estrita de mercado que se centra nos benefícios financeiros do kWh em função da vida útil dos sistemas utilizados. Faz-se necessário então ampliar seus impactos positivos para os diferentes segmentos da sociedade, de forma a desenvolver uma cadeia local de produção e oferta de serviço, além da pesquisa e produção de conhecimentos.

CONCLUSÕES

Encontra-se alicerçado na sociedade, em âmbito planetário, que o acesso à água possibilita a manutenção e a reprodução da vida, uma vez que esta é um elemento essencial para a sobrevivência dos todos os seres vivos, bem como dos ecossistemas. A falta da água, ou a ocorrência de seu acesso de forma imprópria, impõe impactos abrangentes à vida das pessoas, afetando sobremaneira a sua saúde e o desenvolvimento socioeconômico. Sua importância é tão particular que a Organização das Nações Unidas – ONU reconhece o acesso à água de forma limpa, de qualidade e segura como um direito fundamental para que se possa promover a vida em toda a sua plenitude, viabilizando também a atenção a todos os demais direitos creditados ao ser humano.

No Brasil, o semiárido Nordeste tem sido historicamente palco de atenção no que concerne à garantia da promoção do abastecimento hídrico para dessedentação humana e animal e promoção do desenvolvimento socioeconômico da região. Nesta área o índice de pluviosidade anual é baixo e recorrentemente se registra fenômeno de estiagem prolongada e seca, o que tem dificultado a vida de cerca de 27 milhões de pessoas que habitam essa Região.

Nesse contexto, o Governo Federal pôs em curso o projeto de transposição do Rio São Francisco visando beneficiar 12 milhões de pessoas no que concerne à superação das dificuldades impostas pelas condições pluviométricas da região, bem como suplantando o atraso socioeconômico, fruto de uma política pública estruturante regulada no plano nacional, por um processo de desenvolvimento socioeconômico assimétrico, o qual priorizou as regiões Sul e Sudeste.

A ideia da transposição ultrapassou décadas e governos, projetos e modificações até ser implementada pelo Governo Federal no mandato do Presidente Luiz Inácio Lula da Silva, passando pelos governos de Dilma Rousseff, Michel Temer e Jair Bolsonaro, encontrando-se ainda em fase de execução dos canais adutores. Uma obra que enfrentou diversos embates políticos, mas que hoje, já em fase de operação, beneficia milhões de pessoas nos quatro estados contemplados pela chegada da água. Com as mudanças de governo, em especial para o Governo do Presidente Jair Bolsonaro, o acesso às informações e aos órgãos públicos tornaram-se mais difíceis e o estudo aqui realizado sofreu com a carência de algumas informações administrativas, econômicas e financeiras da execução e operação da transposição na atualidade.

A partir da avaliação do projeto de transposição do Rio São Francisco, este artigo investigou arranjos produtivos de energia elétrica utilizando sistemas solares fotovoltaicos. Verificou-se que, devido à alta demanda de energia elétrica imposta pelo projeto e, conseqüentemente, os volumes financeiros necessários para adquirir essa energia, a energia solar fotovoltaica pode contribuir para diminuir as pressões impostas pelos impostos de energia elétrica sobre o projeto, bem como promover o desenvolvimento tecnológico da região, favorecendo a geração de emprego e renda local. Por outro lado, os potenciais dos recursos naturais da região Nordeste, em especial, recursos com possibilidades de geração de energia elétrica como a biomassa, o vento e a radiação solar podem suprir esta demanda. Porém, o estudo apresentado não se dedicou à utilização da biomassa e do vento para a produção de energia elétrica visando o abastecimento elétrico da transposição, mas informações do governo e estudos de viabilidade técnica já realizados apontam para a possibilidade de parques eólicos na região da transposição e do aproveitamento da biomassa na produção de energia elétrica, visando um arranjo híbrido com usinas fotovoltaicas, eólicas e térmicas visando o suprimento da demanda energética da transposição.

Por outro lado, o próprio projeto em execução prevê a construção de duas PCHs no desvio da água do São Francisco, que por hora encontram-se sem previsão de construção, mas que em situações e governos futuros podem contribuir com este híbrido de produção de energia elétrica.

Destacado o potencial solar da região para a produção de energia solar fotovoltaica, a investigação realizada apontou que o uso vigoroso do potencial de energia solar registrado na área do PISF se mostra favorável à geração de energia elétrica por meio de sistemas fotovoltaicos. Nesses termos, a tese apresentou estimativas de geração de energia elétrica para três arranjos estudados:

- Sistemas Solares Fotovoltaicos instalados em áreas disponíveis nas laterais dos canais;
- Sistemas Solares Fotovoltaicos instalados em áreas disponíveis nos próprios canais;
- Sistemas Solares Fotovoltaicos instalados em 25% das áreas disponíveis nos reservatórios.

A produção de energia elétrica através de concentradores solares não fez parte do objeto de estudo uma vez que o Brasil ainda não possui usinas utilizando essas características, mas que pode ser explorado em pesquisas futuras.

O estudo dos arranjos produtivos de energia elétrica fotovoltaica permitiu observar que em face da elevada demanda de energia elétrica imposta pelo PISF, e, por consequência, os volumes financeiros necessários à aquisição da mesma, a inserção da energia solar é uma alternativa para a redução da pressão imposta pela tarifa elétrica ao projeto, promovendo, com as usinas descentralizadas ao longo dos canais ou sob os reservatórios, o aproveitamento do espaço imobiliário da Transposição para a produção de energia.

Os potenciais estimados de geração de energia elétrica a partir de UFV para os arranjos 1,2,3 e somatório deles foram respectivamente: 7.022 MW, 1.146 MW, 2.320 MW e 10.488 MW. Tais potenciais instaláveis são capazes de gerar aproximadamente:

Arranjo 1 – Permite a oferta de 11.761 GWh/ano, energia suficiente para suprir as demandas anuais da etapa primeira etapa do PISF, estimada em 835,54 GWh/ano e as demandas da segunda etapa 2, estimada em 2.533,83 GWh/ano. Nesse arranjo, para suprir as demandas da primeira etapa, o PVP deverá ter capacidade instalada de aproximadamente 500 MWp, ocupando 38 km de extensão de canal com módulos fotovoltaicos. Já para suprir a demanda da segunda etapa do PISF, o PVP deve contar com uma capacidade instalada de aproximadamente 1500 MWp, o que demandaria o uso de 115 km de extensão de canal.

Arranjo 2 – Contabiliza uma oferta estimada de 1.921 GWh/ano, capaz de suprir toda a demanda da primeira etapa do PISF ou 75% da demanda da segunda etapa. Para atender a demanda da primeira etapa, o PVP desse arranjo deve ter uma capacidade instalada de aproximadamente 455 MWp, com módulos fotovoltaicos ocupando 144 km de comprimento de canal. Para suprir a demanda da segunda etapa, o PVP deve ter capacidade instalada de aproximadamente 1.378 MWp e preencher 400 km de extensão de canal. Esse comprimento utilizável demandado não está disponível para os eixos Norte e Leste.

Arranjo 3 - Possibilita uma oferta de 4.446 GWh/ano, energia que permite o abastecimento total da primeira e segunda etapa. Para suprir as demandas da etapa 1, esse arranjo necessita de aproximadamente 452 MWp de capacidade instalada, requerendo, para tanto, 3,7 km² de cobertura de reservatório com módulos fotovoltaicos. Para suprir a demanda da segunda etapa a capacidade instalada com módulos fotovoltaicos totaliza cerca de 1372 MWp a ser abrigado em 11,38 km² de área de reservatório.

A quantidade de comprimento de canais e de área de reservatório podem sofrer variações se considerarmos nos cálculos a quantidade de energia que o complexo de hidrelétricas de Paulo Afonso deixaria de produzir com os desvios da água do Rio São Francisco, com

as perdas técnicas e com a possibilidade de implantação das PCHs. Do lado técnico, painéis solares bifaciais e/ou painéis com tecnologias de segunda e terceira geração que apresentam eficiência maior que a utilizada no painel genérico aplicado no estudo podem proporcionar uma menor utilização de comprimento de canais e/ou área de reservatório, otimizando a utilização das áreas consideradas no estudo e podem ser foco de novas pesquisas.

Em operação conjunta, os três arranjos propostos provisionaram uma capacidade instalada estimada de 10.488 MW, capaz de oferecer 18.128 GWh anuais. Para esse arranjo, a energia estimada supera em aproximadamente sete vezes a demanda do PISF em suas duas etapas, permitindo que o operador do projeto opte por aproveitar esse potencial e, também, atuar no mercado ofertando o excedente, gerando receitas adicionais de PISF. Outra alternativa seria permitir licitações de operadores externos em áreas excedentes, captando também receitas adicionais ao projeto.

A combinação dos arranjos propostos permite flexibilizar o uso de sistemas fotovoltaicos, uma vez que, optando-se pelos arranjos 2 e 3, reduz-se a utilização de área em terra nas laterais dos canais. As usinas propostas nos arranjos 2 e 3 apresentam ainda a possibilidade de redução das perdas d'água por evaporação e aumento da eficiência do sistema fotovoltaico. Em contrapartida, a utilização dos arranjos 2 e 3 implica em um maior custo de implantação. Em todos os arranjos, utilizando-se ou não toda a área útil do PISF, o uso de UFV apresenta-se como opção viável à sua operação de forma mais sustentável.

Essa oferta de energia pode ser maior se considerarmos a inserção da produção eólica e biomassa na região aproveitando ainda mais o leque de recursos naturais inato da região. Avaliados os valores obtidos para a geração de energia solar fotovoltaica, conforme o LCOE apresentado nesta pesquisa, entre US\$33 e US\$37/MWh para sistemas instalados nas laterais dos canais, US\$48 e US\$53/MWh no topo dos canais e US\$36 e US\$40/MWh nos reservatórios e considerando os valores estabelecidos no último Leilão de Energia Nova A-5, de 30 setembro de 2021, no qual o preço médio de venda dos projetos solares fotovoltaicos comercializados alcançou o valor de US\$30,90/MWh - valor próximo à média estabelecida para a fonte eólica que foi de US\$20,70/MWh, pode-se concluir que os valores praticados para a tecnologia solar fotovoltaica são inferiores aos despendidos na aquisição de eletricidade pelo PISF nos anos: 2016 - US\$50,00/ MWh; em 2017 - US\$69,00/MWh e; 2018 - U\$ 95,00/ U\$ MWh. Os dados também exprimem a potencial viabilidade econômica dos arranjos propostas nesta tese.

Se considerarmos a legislação vigente para o setor - Resolução Normativa N° 482 -, a qual limita a 5 MW as usinas fotovoltaicas em mini geração distribuída, teríamos limitações legais nos arranjos acima de 5 MW, essas poderiam ser facilmente resolvidas desmembrando-as em várias usinas com capacidade de até 5 MW ou, de uma forma mais burocrática, resolvendo com alterações no marco regulatório das fotovoltaicas, que acredito ser possivelmente revisado, independente de aplicações na transposição Rio São Francisco.

Para trabalhos futuros, compreende-se importante adicionar ao conhecimento as novas tecnologias de módulos solares bifaciais e os módulos solares de 3ª Geração, avaliando-se o desempenho técnico e os custos envolvidos, de forma a otimizar a área disponível no PISF e/ou aumentar a produção de energia elétrica a partir da tecnologia fotovoltaica e, por conseguinte, disponibilizando o seu excedente ao SIN ou para comercialização. Deve-se também incentivar pesquisas que revelem o potencial da biomassa para uso energético na região de estudo, adicionando-se a estas pesquisas o uso diversificado de fontes renováveis possíveis de serem acessadas.

REFERÊNCIAS

AL-SHETWI, A. Q. *et al.* “Fault ride-through control of grid-connected photovoltaic power plants: A review”. **Solar Energy**, v. 180, p. 340–350, mar. 2019.

ANA - Agência Nacional de Águas. Resolução. **Resolução N° 411, de 22 de setembro de 2005**. Brasília: ANA, 2005a. Disponível em: <<http://arquivos.ana.gov.br/resolucoes/2005/411-2005.pdf>>. Acesso em: 29 ago. 2019.

ANA - Agência nacional de Águas. **Nota Técnica n° 390-2005**. Brasília: ANA, 2005b. Disponível em: <<https://www.ana.gov.br/todos-os-documentos-do-portal/documentos-sre/pisf/outorga/nota-tecnica-no-390-2005-soc.pdf>>. Acesso em: 27 ago.

ANA - Agência Nacional de Águas. **Conjuntura dos recursos hídricos no Brasil: Informe 2014**. Brasília: ANA, 2015. Disponível em: <<https://www.snirh.gov.br/portal/centrais-de-conteudos/conjuntura-dos-recursos-hidricos/informes2014.pdf>>.

ANA - Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico. **Conjuntura dos recursos hídricos no Brasil: relatório pleno 2017**. Brasília: ANA, 2017. Disponível em: <<http://www.snirh.gov.br/portal/snirh/centrais-de-conteudos/conjuntura-dos-recursos-hidricos/relatorio-conjuntura-2017.pdf/view>>.

ANA - AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS. **Nota Técnica Conjunta n°2 / 2016 / COSER / SER / SAS**. Brasília: ANA, 2016. Disponível em http://audienciapublica.ana.gov.br/arquivos/Aud_002_2016_Nota_Tecnica_1_e_2_2016_COSER_SRE_SAS.pdf. Acesso em: 30 de nov. 2020.

ANDRADE, T. DA S. 2017., **Resiliência à secas futuras, índices de seca e análise de vulnerabilidade em bacias hidrográficas do semiárido brasileiro**. Tese de doutorado, Centro de Tecnologia em Recursos Naturais – Universidade Federal de Campina Grande - UFCG, Campina Grande, PB, Brasil.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Brasília: ANEEL, 2008.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Chamada nº013/2011 - Projeto de P&D Estratégico “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”** Brasília, 2011.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N. 482, de 17 de abril de 2012**. Brasília: ANEEL, 2012. Disponível em: <www.aneel.gov.br>

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Geração Distribuída**. Brasília: ANEEL, 2020b. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>. Acesso em: 4 abr. 2020.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Sistema de Informação de Geração SIGASIGA**, 2020a. Disponível em: <<https://bit.ly/2IGf4Q0>>. Acesso em: 5 abr. 2022.

ANZALCHI, A.; SARWAT, A. “Overview of technical specifications for grid-connected photovoltaic systems”. **Energy Conversion and Management**, v. 152, p. 312–327, nov. 2017.

ARAÚJO, T. B. “Nordeste, Nordeste: que Nordeste?” In: AFFONSO, R.; SILVA, P. (ORGS). (Ed.). **Federalismo no Brasil - desigualdades regionais e desenvolvimento**. São Paulo: Fundap/Unesp, 1995. p. 125–156.

ARAÚJO, T. B. **Ensaio sobre o Desenvolvimento Brasileiro: heranças e urgências**. 2. ed. Rio de Janeiro: Revan, 2012.

BAKIRCI, K. “General models for optimum tilt angles of solar panels: Turkey case study”. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 8, p. 6149–6159, 2012.

BANCO MUNDIAL. **High and dry: climate change, water, and the economy**. Washington, DC: World Bank, 2016. Disponível em: <<https://www.worldbank.org/en/topic/water/publication/high-and-dry-climate-change-water-and-the-economy>>.

BARRA, T. DA S. *et al.* “Caracterização climatológica da severidade de secas do Estado do Ceará - Brasil”. **Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental**, v. 6, n. 2, 2002.

BORGES NETO, M. R.; DE CARVALHO, P. C. M. **Energia solar fotovoltaica no Semiárido: estudo de caso sobre a atuação do PRODEEM em Petrolina-PE**. 6°. Encontro de Energia no Meio Rural. **Anais...2006**. Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?pid=00000000220060001&script=sci_issuetoc>.

BOSH. **Installation and Safety Manual for the c-Si M60(S) NA 30117 and NA 42117 Families of Crystalline Photovoltaic Modules**. BOSH, 2013. Disponível em: <http://www.boschsolarenergy.de/media/bosch_se_serviceorganisation/kundendienst/north_america/crystalline_solar_modules/Bosch_Solar_Module_NA30117_NA42117_V1_1_29052013.pdf>. Acesso em: 9 jan. 2020.

BP - British Petroleum. **Statistical Review of World Energy 2021**. Londres: [s.n.].

BRANCO, O. E. de. A. **Avaliação da disponibilidade hídrica: conceitos e aplicabilidade**. Juiz de Fora: UFJF, 2006.

MME - Ministério das Minas e Energia. **Programa PRODEEM e a Universalização do Acesso à Energia Elétrica no Brasil. Relatório 2002**. Brasília: MME, 2002.

BRITO, M. A. G. DE., 2013, **Inversores Integrados Monofásicos e Trifásicos para Aplicações Fotovoltaicas: Técnicas para obtenção de MPPT, detecção e proteção de ilhamento, sincronização e paralelismo com a rede de distribuição de energia elétrica**. Tese de Doutorado, FEIS / UNESP – São Paulo, SP, Brasil.

BÜHLER, A. J.; DOS SANTOS, F. H.; GABE, I. J. **Uma revisão sobre as tecnologias fotovoltaicas atuais**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. **Anais...Gramado: 2018**.

CABRERA-TOBAR, A. *et al.* “Review of advanced grid requirements for the integration of large scale photovoltaic power plants in the transmission system”. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 62, p. 971–987, 2016.

CAMPOS, J. N. B. “Secas e políticas públicas no semiárido: ideias, pensadores e períodos”. **Estudos Avançados**, v. 28, n. 82, p. 65–88, 2014.

CAMPOS, J. N. B.; STUDART, T. M. C. “Secas no Nordeste do Brasil: origens, causas e soluções”. In: **Inter-American Dialogue on Water Management**, 4., 2001. **Anais...Foz do Iguaçu: Associação Brasileira de Recursos Hídricos, 2001**.

CANAL SOLAR. **Entenda os módulos fotovoltaicos bifaciais**. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/modulos-fotovoltaicos-bifaciais/>>. Acesso em: 23 abr. 2022a.

CANAL SOLAR. **Conheça as células fotovoltaicas de heterojunção**. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/conheca-as-celulas-fotovoltaicas-de-heterojuncao/>>. Acesso em: 23 abr. 2022b.

CARNEIRO, J. **Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos**. Departamento de Física/Universidade do Minho. Lisboa, 2018. Disponível em:<<https://core.ac.uk/download/pdf/55618430.pdf>>.

CARNEIRO, J. **Eletromagnetismo B. Módulos fotovoltaicos características e associações**. Escola de Ciências - Departamento de Física/Universidade do Minho. Lisboa, 2010. Disponível em:<<https://core.ac.uk/download/pdf/55618427.pdf>>.

CASTELLANOS, S.; SUNTER, D. A.; KAMMEN, D. M. “Rooftop solar photovoltaic potential in cities: How scalable are assessment approaches?”. **Environmental Research Letters**, v. 12, n. 12, 2017.

CASTRO, R. **Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, fotovoltaica e Mini-Hídrica**. 3ª ed. Lisboa: Instituto Superior Técnico - IST Press, 2018.

CASTRO, C. N.; PEREIRA, C. N. **Revitalização da bacia hidrográfica do rio São Francisco: histórico, diagnóstico e desafios**. Brasília: IPEA, 2019. Disponível em: <https://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/livros/livros/190724_livro_revitalizacao_hidrografica.pdf>.

CAVALCANTE JÚNIOR, R. G. *et al.* “Sustainable groundwater exploitation aiming at the reduction of water vulnerability in the Brazilian semi-arid region”, **Energies**, v. 12, n. 5, p. 1–20, 2019.

CAVALCANTE JÚNIOR, R. G., 2012, **Exploração de águas subterrâneas na redução associada a fontes renováveis de energia na vulnerabilidade hídrica no Nordeste brasileiro: o caso do Programa Água Doce no Rio Grande do Norte**. Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 2021.

CBDB - Comitê Brasileiro de Barragens. **A história das barragens no Brasil, Séculos XIX, XX e XXI: cinquenta anos do Comitê Brasileiro de Barragens**. Rio de Janeiro: CBDB, 2011.

CBHSF - Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco. **A Bacia**, 2019. Disponível em: <<https://cbhsaofrancisco.org.br/a-bacia/>> Acesso em: 5 dez. 2021.

CHANG, T. P. “The Sun’s apparent position and the optimal tilt angle of a solar collector in the northern hemisphere”. **Solar Energy**, v. 83, n. 8, p. 1274–1284, 2009.

CHESF- **A CHESF e o Uso Múltiplo das Águas do São Francisco**. *In*: II Simpósio de Recursos Hídricos do Nordeste. Fortaleza-CE, 1994.

CHESF - Companhia Hidrelétrica do São Francisco. **Sistemas de Geração**, 2021. Disponível em:<<https://www.chesf.gov.br/SistemaChesf/Pages/SistemaGeracao/SistemasGeracao.aspx>>. Acesso em: 2 abr. 2022.

CODEVASF - Companhia de Desenvolvimento dos Vales do São Francisco e do Parnaíba. **Visita em loco**. Salgueiro, PE: CODEVASF, 2019.

CONSÓRCIO ECOPLAN-SKILL - Ministério da Integração Nacional. **Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional - Lote D - Eixo Leste**. Porto Alegre: MI, 2014.

CONSÓRCIO GERENCIADOR DO PISF. **Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional. Relatório de progresso - 1378_REL_3200_00_00_018_R00**. Brasília: Consórcio Gerenciador do PISF, 2022.

CONSÓRCIO TECHNE-PROJETEC-BRLi. **Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional - Eixo Leste; Projeto Executivo do Lote C / Relatório Final dos Projetos Executivos do Lote C**. Recife: Consórcio TECHNE-PROJETEC-BRLi, 2015. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/transparencia/desestatizacao/processos-em-andamento/pisf>>.

COSTA, J. A. DA. **Perdas de energia em sistemas de distribuição com integração ótima de geração distribuída fotovoltaica**. Rio de Janeiro: UFRJ, 2019.

COSTA, P. C. L., 2006, **Transposição do Rio São Francisco: Uma Abordagem por Controle Ótimo**. Dissertação, PPGEF/UFPE, Recife, PE, Brasil.

CRESESB - Centro de Referência em Energia Solar e Eólica Sérgio Brito. **Potencial Solar - SunData v 3.0** Potencial Solar - SunData v 3.0, 2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>

CRESTANI, T., 2016, **Desenvolvimento do campo retrodifusor seletivo de alumínio e boro em células solares de silício**. Dissertação de Mestrado, PUC-RS. Porto Alegre, RS, Brasil.

CRISTÓBAL, A. G., 2011, **Desenho de campo de heliostatos para torres solares de receptor central**. TCC, Escola Politécnica Superior da Universidade Carlos III de Madri, Madri, ES.

CRUZ, A. S. **China constrói sua obra de transposição**. Revista Exame, 2012. Disponível em: <<https://exame.abril.com.br/revista-exame/china-constrói-sua-obra-de-transposicao/>>. Acesso em: 10 nov. 2021.

DE LIMA, L. C.; FERREIRA, L. DE A.; MORAIS, F. H. B. DE L. “Performance analysis of a grid connected photovoltaic system in northeastern Brazil”. **Energy for Sustainable Development**, v. 37, p. 79–85, 2017.

DECEASED, J. A. D.; BECKMAN, W. A. **Duffie Solar Engineering of Thermal Processes Fourth Edition Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin**. 4^a ed. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc, 2013.

DEMENTSHUK, M. **A Transposição, um projeto dos tempos do Império Pública**, 2014. Disponível em: <<https://apublica.org/2014/02/transposicao-um-projeto-dos-tempos-imperio/>> Acesso em: 11 dez. 2021.

DIAS, C. L. A., 2017, **Modelos de Avaliação de Desempenho de diferentes tecnologias de geração fotovoltaica: Estudo de caso para a região dos Lagos**. Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

EASYSOLAR. **How to calculate the minimum distance between PV panels?** Disponível em: <<https://easysolar.app/en/ufaq/how-to-calculate-the-minimum-distance-between-pv-panels/>>. Acesso em: 22 mar. 2022.

- ELTBAAKH, Y. *et al.* “Measurement of total and spectral solar irradiance: Overview of existing research”. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 1403–1426, 1 abr. 2011.
- ELY, F.; SWART, J. W. **Energia solar fotovoltaica de terceira geração**. Disponível em: <<http://www.ieee.org.br/wp-content/uploads/2014/05/energia-solar-fotovoltaica-terceira-geracao.pdf>>. Acesso em: 22 abr. 2022.
- ENERGÊS. **História da Energia Solar**. Energês, 2020. Disponível em: <<https://energes.com.br/historia-da-energia-solar/>>. Acesso em: 5 abr. 2022
- ENGECORPS. **R32 - Relatório de viabilidade técnico-econômica e Ambiental: projeto de Transposição de Águas do Rio São Francisco**. São Paulo, 2000: [s.n.]. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/arquivos/pisf/r32-sintese.pdf>>.
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Rio de Janeiro: EPE, 2015.
- FAO - Organização das Nações Unidas para a Alimentação e Agricultura. **Review of World Water Resources by Country - Water Reports 23**. Roma: FAO, 2003.
- FARFAN, J.; BREYER, C. “Combining floating solar photovoltaic power plants and hydropower reservoirs: A virtual battery of great global potential”. **Energy Procedia**, v. 155, p. 403–411, 2018.
- FERRARINI, A. DOS S. F. *et al.* “Water demand prospects for irrigation in the São Francisco River: Brazilian public policy”. **Water Policy**, p. 1–21, 2020.
- FREITAS, M. DE; RANGEL, D.; DUTRA, L. **Gestão de recursos hídricos no Brasil: a experiência da Agência Nacional de Águas**. Agua, Vida y Desarrollo, p. 1–10, 2001.
- FURTADO, C. **Formação Econômica do Brasil**. 32^o ed. São Paulo - SP: Companhia Editora Nacional, 2005.
- GALDINO, JEAN C.D.S. *et al.* “Creating the Path for Sustainability: Inserting Solar PV in São Francisco Transposition Project”, **Sustainability**, v. 12, n. 21, 8982, 2020.
- GALDINO, M. A.; LIMA, J. H. G. **PRODEEM- O Programa Nacional de Eletrificação Rural Baseado em Energia Solar Fotovoltaica**. Anais do IX Congresso Brasileiro de Energia-CBE. Anais...Rio de Janeiro: 2002.
- GIL, A. C. **Métodos e técnicas de pesquisa social**. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2019.
- GIL, G. M. V. *et al.* “Photovoltaic energy in South America: Current state and grid regulation for large-scale and distributed photovoltaic systems”. **Renewable Energy**, v. 162, p. 1307–1320, 2020.
- GREEN, M. A. *et al.* “Solar cell efficiency tables (version 41)”. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 21, n. 1, p. 1–11, jan. 2013.
- GREEN, M. A. *et al.* “Solar cell efficiency tables (version 59)”. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 30, n. 1, p. 3–12, 1 jan. 2022.
- GUERRERO-LEMUS, *et al.* “Bifacial solar photovoltaics – A technology review”. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 60, p. 1533–1549, 2016.
- GUL, M. *et al.* “Enhancement of albedo for solar energy gain with particular emphasis on overcast skies”. **Energies**, v. 11, n. 11, p. 1–17, 2018.

HALFELD, H. G. F. **Atlas e Relatório concernente a exploração do Rio de São Francisco**. Rio de Janeiro - RJ: [s.n.]. Disponível em: <<http://www2.senado.leg.br/bdsf/handle/id/185636>>.

HASSAINE, L. *et al.* Digital power factor control and reactive power regulation for grid-connected photovoltaic inverter. **Renewable Energy**, v. 34, n. 1, p. 315–321, jan. 2009.

HENKES, S. L. “A Política, O Direito E O Desenvolvimento: Um Estudo Sobre a Transposição Do Rio São Francisco”. **Revista Direito GV**, v. 10, n. 2, p. 497–534, 2015.

HIRAI, M. N. 2010,. **Planejamento nacional da Transposição do rio São Francisco**. TCC, Faculdade de Arquitetura e Urbanismo – FAU-USP. São Paulo, SP, Brasil.

IBAMA - Ministério do Meio Ambiente. **Parecer técnico n. 15/2007 - IBAMA. Análise técnica do Plano Básico Ambiental e das condicionantes da Licença Prévia n. 200/2005, referente ao PISF**. Brasília: MMA, 2007. Disponível em: <https://antigo.mdr.gov.br/images/stories/ProjetoRioSaoFrancisco/ArquivosPDF/documentos/PARECER-TCNICO-15_2007.pdf>.

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Divisão regional do Brasil em regiões geográficas imediatas e regiões geográficas intermediárias**. Rio de Janeiro: IBGE, 2017.

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Áreas Especiais - Cadastro de Municípios localizados na Região Semiárida do Brasil**. IBGE, 2018. Disponível em: <<https://ww2.ibge.gov.br/home/geociencias/geografia/semiario.shtm?c=4>>. Acesso em: 4 abr. 2021.

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Estimativas da população residente no Brasil e unidades da federação 2019**. Rio de Janeiro: IBGE, 2019. Disponível em: <https://ftp.ibge.gov.br/Estimativas_de_Populacao/Estimativas_2019/POP2019_20210331.pdf>. Acesso em: 4 abr. 2022.

IEA - Agência Internacional de Energia. Data and StatisticsData and Statistics, 2022. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics>>. Acesso em: 5 abr. 2022

INTERNATIONAL RIVERS. **South-North Water Transfer Project**. Disponível em: <<https://archive.internationalrivers.org/campaigns/south-north-water-transfer-project>>. Acesso em: 29 jan. 2020.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. Summary for Policymakers. In: EDENHOFER, O. *et al.* (Eds.). **IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation**. New York: Cambridge University Press, 2011. p. 25.

IPMA - Instituto Português do Mar e da Atmosfera. **Enciclopédia IPMA**, 2022. Disponível em: <<https://www.ipma.pt/pt/enciclopedia/>>. Acesso em: 24 mar. 2022.

IRENA - International Renewable Energy Agency. **Renewable Energy Statistics 2020**. Abu Dhabi: IRENA, 2020.

IRENA - International Renewable Energy Agency. **Renewable Power Generation Costs 2020**. Abu Dhabi: IRENA, 2021a.

IRENA - International Renewable Energy Agency. **Renewable Energy Statistics 2021**. Abu Dhabi: IRENA, 2021b.

- ISHAQUE, K.; SALAM, Z.; TAHERI, H. “Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules”. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 95, n. 2, p. 586–594, 2011.
- JACKSON, T. “Renewable energy Summary paper for the renewables series”. **Energy Policy**, v. 20, n. 9, p. 861–883, 1992.
- JACOBSON, M. Z.; JADHAV, V. “World estimates of PV optimal tilt angles and ratios of sunlight incident upon tilted and tracked PV panels relative to horizontal panels”. **Solar Energy**, v. 169, n. December 2017, p. 55–66, 2018.
- SILVA, J. E. DA. **Metodologia de dimensionamento para instalações fotovoltaicas em autoconsumo**. Lisboa: Universidade de Lisboa, 2016.
- KEMERICH, P. D. DA C. *et al.* “Paradigmas da energia solar no Brasil e no mundo”. **Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental**, v. 20, n. 1, p. 241–247, 2016.
- KEREKES, T.; SÉRA, D.; MÁTHÉ, L. “Three-phase Photovoltaic Systems: Structures, Topologies, and Control”. **Electric Power Components and Systems**, v. 43, n. 12, p. 1364–1375, jul. 2015.
- KJAER, S. B.; PEDERSEN, J. K.; BLAABJERG, F. “A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules”. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 41, n. 5, p. 1292–1306, 2005.
- KOTAK BENG, Y. *et al.* “Investigating the Impact of Ground Albedo on the Performance of PV Systems”. **CIBSE Technical Symposium**, p. 16–17, abr. 2015.
- KOUHESTANI, F. M. *et al.* “Evaluating solar energy technical and economic potential on rooftops in an urban setting: the city of Lethbridge, Canada”. **International Journal of Energy and Environmental Engineering**, v. 10, n. 1, p. 13–32, mar. 2019.
- KYMAKIS, E.; KALYKAKIS, S.; PAPAZOGLU, T. M. “Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete”. **Energy Conversion and Management**, v. 50, n. 3, p. 433–438, 2009.
- LIBERTY ENERGIA. **Tecnologia PERC: o que é e como ela funciona?** Disponível em: <<https://www.libertyenergia.eco.br/tecnologia-perc-o-que-e-e-como-ela-funciona/#beneficiosefuncionamento>>. Acesso em: 26 abr. 2022.
- LIMA, F. J. L. DE *et al.* “The seasonal variability and trends for the surface solar irradiation in northeastern region of Brazil”. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 35, n. July, p. 335–346, 2019.
- LOPES, M. P. C. *et al.* “Water-energy nexus: Floating photovoltaic systems promoting water security and energy generation in the semiarid region of Brazil”. **Journal of Cleaner Production**, v. 273, 2020.
- MACHADO, T. T. V.; DIAS, J. T.; SILVA, T. C. DA. “Evolução e avaliação das políticas públicas para a atenuação dos efeitos da seca no semiárido brasileiro”. **Gaia Scientia**, v. 84, n. 2, p. 84–103, 2017. Disponível em: <https://periodicos.ufpb.br/ojs/index.php/gaia/article/view/31831>. Acesso em 23 de janeiro de 2022.
- MAMUN, M. A. A. *et al.* “Effect of tilt angle on the performance and electrical parameters of a PV module: Comparative indoor and outdoor experimental investigation”. **Energy and Built Environment**, v. 3, n. 3, p. 278–290, 2022.

- MARSILY, G. DE. **A água**. 1ª ed. Lisboa: Instituto Piaget, 1994.
- MARTÍN-CHIVELET, N. “Photovoltaic potential and land-use estimation methodology”. **Energy**, v. 94, p. 233–242, 2016.
- MARTINS, F. R. *et al.* “Solar energy scenarios in Brazil, Part one: Resource assessment”. **Energy Policy**, v. 36, n. 8, p. 2853–2864, 2008.
- MATSUKI, E. “Transposição do São Francisco usa gravidade e bombeamento para levar água a 12 milhões”. **EBC - Empresa Brasileira de Comunicação**, 2015. Disponível em: <<https://memoria.ebc.com.br/tecnologia/2015/09/saiba-como-funciona-obra-de-transposicao-do-rio-sao-francisco>>. Acesso em: 31 mar. 2022.
- MAURYA, M.R. *et al.* “A review on high performance photovoltaic cells and strategies for improving their efficiency”. **Frontiers in Energy**, maio, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s11708-022-0826-8>. Acesso em: 25 de maio de 2022.
- MDR - Ministério do Desenvolvimento Regional. **Vazão e Uso da Água: Projeto São Francisco**, 2019a. Disponível em: <<https://antigo.mdr.gov.br/seguranca-hidrica/projeto-rio-sao-francisco/o-que-e-o-projeto/vazao-e-uso-da-agua>>. Acesso em: 3 mar. 2022.
- MDR - Ministério do Desenvolvimento Regional. **O que é o projeto? Projeto Rio São Francisco**, 2019b. Disponível em: <<http://www.mdr.gov.br/projeto-rio-sao-francisco/o-que-e-o-projeto/>>. Acesso em: 4 abr. 2022.
- MDR - Ministério do Desenvolvimento Regional. **Transposição do Rio São Francisco**. MDR, 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/mdr/transposicao-sao-francisco>>. Acesso em: 13 abr. 2022.
- MDR - Ministério do Desenvolvimento Regional. **Andamento das Obras**, MDR, 2019c. Disponível em: <<https://www.cidades.gov.br/seguranca-hidrica/projeto-rio-sao-francisco/o-que-e-o-projeto/andamento-das-obras>>. Acesso em: 29 jan. 2020.
- MEDEIROS, S. DE S. **Estabelecimento Agropecuários do Semiárido brasileiro**. Campina Grande: Instituto Nacional do Semiárido - INSA, 2018. Disponível em: <<https://portal.insa.gov.br/images/acervo-livros/Tabela completa-final 08.pdf>>.
- MELO, J. C. “O fenômeno El Niño e as secas no Nordeste do Brasil”. **Raízes**, v. XVIII, n. 20, p. 13–21, 1999.
- MI - Ministério da Integração Nacional. **Projeto de Integração do São Francisco - Relatório de Impacto Ambiental - RIMA**. Brasília: MI, 2016.
- MI - Ministério da Integração Nacional. **Relatório de Gestão - Exercício 2016**. Brasília: MI, 2016. Disponível em <<http://www.mi.gov.br/documents/exercicio2016/>>.
- MI - Ministério da Integração Nacional. **Secretaria de Infraestrutura Hídrica - Relatório de Gestão do Exercício de 2017**. Brasília: MI, 2018. Disponível em: <<https://antigo.mdr.gov.br/images/stories/cessoainformacao/relatoriodegestao/2017/RelatorioGestao-sih-2017.pdf>>.
- MI - Ministério da Integração Nacional. **Boletim de Acompanhamento dos Reservatórios do Nordeste do Brasil Posição em 15/02/2016**. Brasília: MI, 2016. Disponível em <http://www.mi.gov.br/documents/3216400/0/ApresentacaoCompleta_SITE.pdf>.
- MIN - Ministério da Integração Nacional. **Relatório de impacto ambiental da transposição**. Brasília: MI, 2004. Disponível em: <

<https://antigo.mdr.gov.br/images/stories/ProjetoRioSaoFrancisco/ArquivosPDF/documetostecnicos/RIMAJULHO2004.pdf>>.

MIRANDA, A. B. C. M., 2014, **Análise de Viabilidade Econômica de Um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede**. Projeto de Graduação, Escola Politécnica - Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Rio de Janeiro, RJ - Brasil.

MITRAŠINOVIĆ, A. M. “Photovoltaics advancements for transition from renewable to clean energy”. **Energy**, v. 237, 2021.

MOHANTY, P.; MUNEEER, T.; KOLHE, M. **Solar Photovoltaic System and Applications**. Suíça: Springer, 2016. v. 20.

MOEHLECKE, A.; ZANESCO, I. “Mercado, física e processamento de células solares”. **Metalurgia e Materiais**, v. 61, n. 557, p. 394–397, 2005.

MORCILLO-HERRERA, C.; HERNÁNDEZ-SÁNCHEZ, F.; FLOTA-BAÑUELOS, M. “Practical method to estimate energy potential generated by photovoltaic cells: Practice case at Merida City”. **Energy Procedia**, v. 57, p. 245–254, 2014.

MORENO, N. DE A. **Smart grids: modelagem regulatória de infraestrutura**. 1ª ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2015.

MOTA, B. G., 2020, **Estudo de técnicas de preparação de contactos seletivos para células solares de muito alta eficiência usando compostos metálicos transparentes**. Dissertação de Mestrado, Universidade De Lisboa – Faculdade de Ciências, Lisboa, PT, 2020.

MULLER, G. DE M., 2016, **Impacto de novas tecnologias e smart grids na demanda de longo prazo do sistema elétrico brasileiro**. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

NASA - **The Prediction of Worldwide Energy Resources (POWER)**. Disponível em: <https://power.larc.nasa.gov/docs/methodology/energy-fluxes/geometry/>. Acesso em: 15 de maio de 2022.

NGUYEN-KHOA, S. *et al.* **Global Water Framework 6th World Water Forum Marseille**. Marselha: WWC World Water Council, 2012.

NGUYEN, X. H.; NGUYEN, M. P. “Mathematical modeling of photovoltaic cell/module/arrays with tags in Matlab/Simulink”. **Environmental Systems Research**, v. 4, n. 1, p. 1-13, 2015.

NREL. **Best Research-Cell Efficiency Chart**. Disponível em: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>>. Acesso em: 27 abr. 2022.

OLIVEIRA, F. T. V.; MALAGÓN, L. A. G. “Otimização do ângulo de inclinação e orientação de painéis solares para a cidade de Petrolina”. *In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Anais...* (A. V.- CBES, Ed.). Gramado-RS.: 2018. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/717>>. Acesso em: 18 out. 2019

OMS - Organização Mundial da Saúde. **Progress on household drinking water, sanitation and hygiene 2000-2020: five years into the SDGs**. 1a. ed. Genebra: OMS Organização Mundial da Saúde e UNICEF Fundo das Nações Unidas para a Infância, 2021.

ONS - Operador Nacional do Sistema. **Acervo Digital Documentos e Publicações**. Brasília: ONS, 2014. Disponível em: <http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/>>.

ONS - Operador Nacional do Sistema. **Planejamento elétrico de médio prazo do SIN 2020-2024**. Brasília: ONS, 2019.

ONS - Operador Nacional do Sistema. **Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica**, 2021. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes?categoria=Boletim+Mensal+de+Geração+Solar+Fotovoltaica>>. Acesso em: 5 abr. 2022.

ONU - Organização das Nações Unidas. **The United Nations World Water Development Report 2016: Water and Jobs**. Paris: United Nations World Water Assessment Programme., 2016.

ONU - Organização das Nações Unidas. **The Paris Agreement**. Paris, 2015. Disponível em: <<https://www.un.org/en/climatechange/paris-agreement>>

ONU - Organização das Nações Unidas. **World Population Prospects 2019 Highlights**. Nova Iorque: [s.n.]. Disponível em: <<https://population.un.org/wpp/>>. Acesso em: 30 mar. 2022.

OPENBRASIL.ORG. **O Grito da Seca: Cronologia das Secas. O Grito da Seca**, 2016. Disponível em: <<http://ogritodaseca.openbrasil.org/>>. Acesso em: 4 abr. 2022.

PASSADOR, C. S.; PASSADOR, J. L. “Apontamentos sobre as políticas públicas de combate à seca no Brasil: cisternas e cidadania?”. **Cadernos Gestão Pública e Cidadania**, p. 65–86, 2010.

PEREIRA, E. B. *et al.* **Atlas brasileiro de energia solar**. 2ª ed. São José dos Campos, SP: INPE, 2017a. Disponível em: <<http://mtc-m21b.sid.inpe.br/rep/8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>>.

PEREIRA, Gustavo Furtado *et al.* **Energia solar no semiárido brasileiro: levantamento do potencial e aplicações**. Anais.. II CONIDIS... Campina Grande: Realize Editora, 2017. Disponível em: <<https://editorarealize.com.br/artigo/visualizar/33480>>. Acesso em: 27/01/2022.

PEREIRA JÚNIOR, J. DE S. **Projeto de transposição de água do Rio São Francisco**. Brasília: Câmara dos Deputados, 2005. Disponível em: <<http://bd.camara.leg.br/bd/handle/bdcamara/1582>>.

PEREIRA, M. G. *et al.* “Scarcity and Abundance in the Brazilian Semiarid: The Strategies for Harnessing the Renewable Energy Potential of the Region (Re)Differentiating the Territory”. In: GOLDSTEIN, M. I.; DELLASALA, D. A. (Eds.). **Encyclopedia of the World’s Biomes**. [s.l.] Elsevier, 2020. p. 209–215.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Energia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro - RJ: CEPEL/CRESESB, 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/manual_de_engenharia_fv_2014.pdf>.

PIRES, A. P. N., 2016, **O Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco: a gestão das águas e a transposição do Rio São Francisco**. Tese de Doutorado., Faculdade de Ciência e Tecnologia de Presidente Prudente (FCT-UNESP), Presidente Prudente, SP, Brasil.

PIRES, A. P. N. “Structure and objectives of the São Francisco River Transposition: versions of the same history”. **USP - GEOUSP**., v. 23, n. 1, p. 182–197, 2019.

- PORTAL SOLAR. **Célula fotovoltaica: tudo o que você precisa saber**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/celula-fotovoltaica.html>>. Acesso em: 20 dez. 2020.
- PORTAL SOLAR. **A Melhor Direção do Pannel Solar Fotovoltaico**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/a-melhor-direcao-do-pannel-solar-fotovoltaico.html>>. Acesso em: 16 jun. 2021.
- PRODANOV, C. C.; DE FREITAS, E. C. **Metodologia do trabalho científico: métodos e técnicas da pesquisa e do trabalho acadêmico**. 2. ed. Novo Hamburgo: FEEVALE, 2013.
- PVSYST. **Logiciel Photovoltaïque**. Disponível em: <<https://www.pvsyst.com/>>. Acesso em: 13 jan. 2022a.
- PVSYST. **Coeficiente de Albedo**. Disponível em: <<https://www.pvsyst.com/help/albedo.htm>>. Acesso em: 27 abr. 2022b.
- RAMOS, E. G., 2019, **EVTEA para o Uso de Fonte de Energia Renovável no PISF: uma avaliação de alternativas para a sustentabilidade energética**. TCC de Especialização. Escola Nacional de Administração Pública - ENAP, Brasília, DF, Brasil.
- RAPHAEL, E. *et al.* “Células solares de perovskitas: uma nova tecnologia emergente”. **Química Nova**, 41, n. 1, p. 61–74, 2018. Disponível em: <<https://www.scielo.br/j/qn/a/7fGqwHXzFZwLMr8X6vMhVZR/?format=pdf&lang=pt>>.
- REIS, L. R. DE D., 2018, **Determinação de parâmetros de módulos fotovoltaicos utilizando o método de newton raphson e algoritmos genéticos**. Dissertação de mestrado, PGEE/UFU, Uberlândia, MG, Brasil.
- RIEDEL-LYNGSKÆR, N. *et al.* “The effect of spectral albedo in bifacial photovoltaic performance”. **Solar Energy**, v. 231, n. December 2021, p. 921–935, 2022.
- ROMEIRO, D. L.; DE ALMEIDA, E. L. F.; LOSEKANN, L. “Systemic value of electricity sources – What we can learn from the Brazilian experience?”. **Energy Policy**, v. 138, n. February 2019, p. 111247, 2020.
- ROSS, R. G., & SMOKLER, M. I. “Electricity from photovoltaic solar cells: Flat-Plate Solar Array Project final report. Volume VI: Engineering sciences and reliability”. **JPL Publication**, 86-31, n. October, p. 12–13, 1986.
- ROUMPAKIAS, E.; STAMATELOS, A. “Comparative performance analysis of grid-connected photovoltaic system by use of existing performance models”. **Energy Conversion and Management**, v. 150, n. August, p. 14–25, 2017.
- SÁNCHEZ-CARBAJAL, S.; RODRIGO, P. M. “Optimum Array Spacing in Grid-Connected Photovoltaic Systems considering Technical and Economic Factors”. **International Journal of Photoenergy**, v. 2019, p. 1486749, 2019.
- SCHLECHT, M.; MEYER, R. “Site selection and feasibility analysis for concentrating solar power (CSP) systems”. *In*: LOVEGROVE, K.; STEIN, W. (Eds.). **Concentrating Solar Power Technology**. [s.l.] Woodhead Publishing, 2012. p. 91–119.
- SCHUBERT, M. C. *et al.* The potential of cast silicon. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 219, jan. 2021.
- SENADO FEDERAL. **Projeto de Integração do Rio São Francisco com as Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional (PISF) - Audiência Pública**. Brasília: Senado Federal, 2019. Disponível em:

<<https://www12.senado.leg.br/ecidadania/visualizacaoaudiencia?id=15990>>. Acesso em: 3 abr. 2022.

SETTI, A. A. *et al.* **Introdução ao gerenciamento de recursos hídricos**. 2a. ed. Brasília: ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2000.

SHAHEEN, A. M. *et al.* “Parameter identification of solar photovoltaic cell and module models via supply demand optimizer”. **Ain Shams Engineering Journal**, v. 13, n. 4, p. 101705, 2022.

SHANNAN, N. M.; YAHAYA, N. Z.; Singh, B. “Two diode model for parameters extraction of PV module”. *In* **2014 IEEE Conference on Energy Conversion (CENCON)**, pp. 260–264. IEEE, 2014.

SHARMA, D. K.; VERMA, V.; SING, A. P. “Review and Analysis of Solar Photovoltaic Softwares”. **International Journal of Current Engineering and Technology**, v. 4, n. 2, p. 725–731, 2014.

SILVA, N. F. DA., 2006, **Fontes de Energia Renováveis Complementares na Expansão do Setor Elétrico Brasileiro: O Caso da Energia Eólica**. Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

SILVA, R. M. **Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios**. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, fevereiro/2015 (Texto para Discussão nº 166). Disponível em: www.senado.leg.br/estudos. Acesso em 3 de fevereiro de 2022.

SILVÉRIO, N. M. *et al.* “Use of floating PV plants for coordinated operation with hydropower plants: Case study of the hydroelectric plants of the São Francisco River basin”. **Energy Conversion and Management**, v. 171, p. 339–349, 1 set. 2018.

SIMIONI, T., 2017, **O impacto da temperatura para o aproveitamento do potencial solar fotovoltaico do brasil**. Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

SKOPLAKI, E., PALYVOS, J.A. “On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations”, **Solar Energy**, v. 83, n. 5, pp. 614–624, Mai. 2009.

SOLARIZE. **Blog - Módulos bifaciais: entenda os ganhos para decidir onde usar com vantagem**. Disponível em: <<https://www.solarize.com.br/site-content/11-blog/460-modulos-bifaciais-entenda-os-ganhos-para-decidir-onde-usar>>. Acesso em: 23 abr. 2022.

SOLAVISTAENERGY. **A posição do painel solar no telhado pode influenciar na produção de energia**. Disponível em: <<https://www.solavistaenergy.com.br/a-posicao-do-painel-solar-no-telhado-pode-influenciar-na-producao-de-energia>>. Acesso em: 27 abr. 2022.

SOUZA, R. A. B., 2005, **Energia solar: vantagens do investimento desta fonte de energia alternativa na Região do Nordeste**. Monografia de Especialização, UFLA, Lavras, MG- Brasil.

SUDENE - Superintendência para o Desenvolvimento do Nordeste. **Resolução N° 107/2017 - Ministério da Integração nacional – Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste**. Recife: SUDENE, 2017a. Disponível em: <<http://www.sudene.gov.br/delimitacao-do-semiarido>>. Acesso em: 28 ago. 2019.

SUDENE - Superintendência para o Desenvolvimento do Nordeste. **Nova delimitação Semiárido**. Recife: SUDENE, 2017b. Disponível em:<<http://antigo.sudene.gov.br/images/arquivos/semiarido/arquivos/mapa-semiarido-1262municipios-Sudene.pdf>>.

TALEBIZADEH, P.; MEHRABIAN, M. A.; ABDOLZADEH, M. “Determination of optimum slope angles of solar collectors based on new correlations”. **Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects**, v. 33, n. 17, p. 1567–1580, 2011.

TIFIDAT, K. *et al.* “An accurate approach for modeling I-V characteristics of photovoltaic generators based on the two-diode model”. **Energy Conversion and Management: X**, v. 14, n. December 2021, p. 100205, 2022.

TOLEDO, F. **Desvendando as Redes Elétricas Inteligentes. Smart Grid Handbook**. 1ª ed. Rio de Janeiro: Brasport, 2012.

UNICEF & OMS. **Progress on household drinking water, sanitation and hygiene, 2000-2017**. Nova Iorque: [s.n.]. Disponível em:<<https://washdata.org/sites/default/files/documents/reports/2019-07/jmp-2019-wash-households.pdf>>.

VICTORIA, M. *et al.* “Solar photovoltaics is ready to power a sustainable future”. **Joule**, v. 5, n. 5, p. 1041–1056, 2021.

VILLALVA, M. G. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 2ª ed. São Paulo - SP: Ed. Erica.

WEBBER, M.; CROW-MILLER, B.; ROGERS, S. “The South–North Water Transfer Project: remaking the geography of China”. **Regional Studies**, v. 51, n. 3, p. 370–382, 2017.

WEC - World Energy Council. **Energy Transition Toolkit - User guide**. WEC, 2019. Disponível em:< <https://www.worldenergy.org/assets/downloads/World-Energy-Council-Energy-Transition-Toolkit-User-Guide.pdf>>.

WILSON, G. M. *et al.* “The 2020 photovoltaic technologies roadmap”. **Journal of Physics D: Applied Physics**, v. 53, n. 49, 2020.

WILSON, M. C. *et al.* “A Review of the economic, social, and environmental impacts of China’s South–North Water Transfer Project: A sustainability perspective”. **Sustainability (Switzerland)**, v. 9, n. 8, p. 1–11, 2017.

YANG, R. L. *et al.* **Estimação da temperatura em células fotovoltaicas para sistemas fotocelulares conectados à rede elétrica em Curitiba**. Smart Energy Paraná 2018. **Anais...Curitiba: UTFPR**, 2018.