



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS FLORIANÓPOLIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL – PPGEC

Rafael Antunes Campos

**Avaliação da modelagem do ganho bifacial e do uso de
armazenamento de energia para diminuição de riscos de
comercialização em usinas solares fotovoltaicas de grande porte**

Florianópolis - SC

2025

Rafael Antunes Campos

**Avaliação da modelagem do ganho bifacial e do uso de
armazenamento de energia para diminuição de riscos de
comercialização em usinas solares fotovoltaicas de grande porte**

Defesa de doutorado apresentada ao
Curso de Pós-Graduação em
Engenharia Civil, Área de
concentração Construção Civil,
Universidade Federal de Santa
Catarina.

Orientador: Prof. Ricardo Rüther, PhD.

Florianópolis - SC

2025

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Campos, Rafael Antunes

Avaliação da modelagem do ganho bifacial e do uso de armazenamento de energia para diminuição de riscos de comercialização em usinas solares fotovoltaicas de grande porte / Rafael Antunes Campos; orientador, Ricardo Rüther, 2025.

139p.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Florianópolis, 2025.

Inclui referências

1. Engenharia Civil. 2. Energia Solar 3. Armazenamento de Energia. 4. Incertezas de simulação fotovoltaica. 5. Módulos bifaciais I. Rüther, Ricardo. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. III. Título.

Rafael Antunes Campos

Avaliação da modelagem do ganho bifacial e do uso de armazenamento de energia para diminuição de riscos de comercialização em usinas solares fotovoltaicas de grande porte

O presente trabalho em nível de doutorado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Arno Krenzinger, Dr.

Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Prof. Roberto Zilles, Dr.

Universidade de São Paulo

Prof. Roberto Lamberts, Ph.D.

Universidade Federal de Santa Catarina

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de Doutor em Engenharia Civil.



Documento assinado digitalmente

Rafael Holdorf Lopez

Data: 31/10/2025 07:55:56-0300

CPF: ***.262.979-**

Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Coordenação do Programa de Pós-Graduação



Documento assinado digitalmente

Ricardo Rüther

Data: 31/10/2025 07:23:44-0300

CPF: ***.223.850-**

Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Ricardo Rüther, Ph.D.

Orientador

Florianópolis, 2025.

RESUMO

O crescimento exponencial de projetos de usinas solares fotovoltaicas de grande porte no Brasil levou a uma acirrada competitividade nos preços de energia. Junto com as recentes mudanças regulatórias que impactam os modelos de negócios desses empreendimentos, surge a necessidade de otimização em diversas frentes: aumento da geração, gerenciamento de despacho e melhor aproveitamento da infraestrutura de transmissão. Embora essas otimizações sejam tecnologicamente viáveis, elas introduzem novos riscos e incertezas no processo de viabilização dos projetos. Esta tese apresenta avaliações dessas incertezas em três contextos distintos. Primeiro, analisa-se como a hibridização solar-eólica com armazenamento de energia pode otimizar o uso da infraestrutura de transmissão e mitigar riscos associados à variabilidade horária da geração. Em seguida, avalia-se o impacto da incerteza na previsão de irradiação solar e geração fotovoltaica sobre a receita de usinas solares com armazenamento, operando no mercado de curto prazo brasileiro. Por fim, é analisado o risco associado à incerteza nos ganhos energéticos decorrentes do uso de módulos bifaciais durante a etapa de viabilização dos projetos de usinas solares fotovoltaicas de grande porte.

ABSTRACT

The exponential growth of large-scale solar photovoltaic power plant projects in Brazil has led to fierce competition in energy pricing. Combined with recent regulatory changes impacting the business models of these ventures, there arises a need for optimization across several areas: increased energy production, improved dispatch management, and better utilization of transmission infrastructure. Although these optimizations are technologically feasible, they introduce new risks and uncertainties in the project development process. This thesis presents assessments of such uncertainties in three distinct contexts. First, it analyzes how solar-wind hybridization with energy storage can optimize the use of transmission infrastructure and mitigate risks associated with the hourly variability of generation. Next, it evaluates the impact of uncertainty in solar irradiance forecasting and photovoltaic generation on the revenues of solar power plants with storage, operating in the Brazilian short-term energy market. Finally, it examines the risk associated with uncertainty in the energy gains from using bifacial modules during the project feasibility stage.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ABRACEEL – Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia

ANN – Redes Neurais Artificiais (*Artificial Neural Networks*)

BESS – *Battery Energy Storage System*

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CdTe – Telureto de Cádmio

CIGS – Copper Indium Gallium Selenide

CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FV – Fotovoltaico(a)

GHI – Irradiância Global Horizontal (*Global Horizontal Irradiance*)

GCR – Ground Coverage Ratio

IA – Informação de Acesso

DHI – Irradiância Difusa

DNI – Irradiância Direta

GHI – Irradiância Global Horizontal (*Global Horizontal Irradiance - GHI*)

GCR – taxa de ocupação do terreno (*Groud Coverage Ratio*)

GF – Garantia Física

LCOE – *Levelized Cost of Energy*

LID – Degradação Induzida por Luz (*Light Induced Degradation*)

MBE – *Mean Bias Error*

MCP – Mercado de Curto Prazo

MME – Ministério de Minas e Energia

m-Si – Silício Monocristalino

NREL – Laboratório Nacional de Energias Renováveis (*National Renewable Energy Laboratory*)

NWP – Numerical Weather Prediction

ONS – *Operador Nacional do Sistema*

PA – *Parecer de Acesso*

PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia

PLD – Preço de Liquidação de Diferenças

PPA – *Power Purchase Agreement*

PR – Performance Ratio

p-Si – Silício Multicristalino

PERC –Emissor Passivado e Contato Traseiro (*Passivated Emitter and Rear Cell*)

RMSE – *Root Mean Square Error*

SEB – Setor Elétrico Brasileiro

SIN – Sistema Interligado Nacional

UFV – Usina Fotovoltaica

UGH – Central Geradora Híbrida

Sumário

1	INTRODUÇÃO E JUSTIFICATIVA	22
2	OBJETIVO	28
2.1	OBJETIVO PRINCIPAL	28
2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	28
2.2.1	Complementariedade solar-eólica e redução de <i>curtailment</i> com uso de sistemas de armazenamento eletroquímico de energia elétrica em baterias (da sigla em inglês BESS: Battery Energy Storage Systems).....	28
2.2.2	Otimização do despacho de energia com armazenamento.....	29
2.2.3	Estudo do ganho bifacial em usinas solares fotovoltaicas de grande porte utilizando módulos fotovoltaicos bifaciais e incerteza associada	29
3	CONTEXTUALIZAÇÃO E REVISÃO DA LITERATURA	30
3.1	DESENVOLVIMENTO DE PROJETOS DE GERAÇÃO CENTRALIZADA NO BRASIL.....	30
3.1.1	Ambientes de Contratação de Energia Elétrica	30
3.1.2	Mercado de curto prazo (MCP)	33
3.1.3	Comercialização de energia solar fotovoltaica	33
3.1.4	Usinas híbridas no Brasil	35
3.1.5	Requisitos de acesso à rede (Parecer de Acesso)	37
3.1.6	O <i>curtailment</i> no Sistema Interligado Nacional	39
3.2	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA - BESS	41
3.3	RECURSO SOLAR	46
3.3.1	Radiação solar.....	46
3.3.2	Atlas Brasileiro de Energia Solar	47
3.3.3	Dados de satélite e processos de <i>site-adaptation</i>	48
3.3.4	Dados de albedo	49
3.4	TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA.....	52
3.4.1	Módulo fotovoltaico	52
3.4.2	Rastreador fotovoltaico	53
3.4.3	Tecnologia bifacial	56
3.5	INCERTEZAS NA SIMULAÇÃO DE GERAÇÃO	64
3.5.1	Incerteza da irradiação solar.....	67

3.6	MÉTRICAS DE ANÁLISE DE DESEMPENHO DE USINAS FOTOVOLTAICAS	70
3.6.1	<i>Produtividade (Yield)</i>	70
3.6.2	Fator de Capacidade (FC)	71
3.6.3	Performance Ratio (PR)	72
3.6.4	Weather-corrected Performance Ratio	73
3.6.5	Energy Performance Index (EPI)	75
3.7	PREVISÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	76
3.8	Riscos e Viabilidade Econômica	77
4	A natureza complementar entre geração eólica e solar no Brasil e o papel do armazenamento de energia em usinas híbridas de grande PORTE.....	80
4.1	INTRODUÇÃO	80
4.2	METODOLOGIA	82
4.2.1	Área de estudo e dados utilizados	82
4.2.2	Avaliação da complementariedade	83
4.2.3	Análise de suprimento de carga	84
4.2.4	Otimização de <i>curtailment</i> e modelo de armazenamento	85
4.3	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	86
4.3.1	Complementariedade temporal	86
4.3.2	Suprimento de carga.....	87
4.3.3	Otimização de <i>curtailment</i> e capacidade de transmissão.....	92
4.3.4	Implicações para o planejamento energético.....	93
4.4	CONCLUSÕES	93
5	Avaliação da influência da PRECISÃO da previsão solar na otimização de receita de usinas fotovoltaicas com armazenamento de energia em mercados de curto prazo	95
5.1	INTRODUÇÃO	95
5.2	METODOLOGIA	96
5.2.1	Estrutura geral do modelo	96
5.2.2	Formulação do problema de despacho	98
5.3	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	99
5.4	CONCLUSÕES	102

6	Análise comparativa de métodos de modelagem da irradiância traseira para sistemas fotovoltaicos bifaciais em rastreadores de um eixo sob diferentes condições de albedo	103
6.1	INTRODUÇÃO	103
6.2	ESTUDO DE CASO	104
6.3	METODOLOGIA	105
6.4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	107
6.4.1	Métodos de estimativa da irradiância traseira	108
6.4.2	Não uniformidade da irradiância traseira	111
6.4.3	Geração fotovoltaica	117
6.5	CONCLUSÕES	123
7	CONCLUSÕES	124
8	REFERÊNCIAS	126

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1 - Previsão da oferta de elétrica brasileira apresentada pela EPE no PDE 2034.....	22
Figura 1-2 – Localização das UFVs e sistema de transmissão existentes posicionados sobre o mapa de irradiação solar do Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira <i>et al.</i> , 2017).....	23
Figura 1-3 – Curvas de probabilidade de geração anual de uma usina fotovoltaica de 50 MW para dois graus de incertezas: alta (linha vermelha) e baixa (linha azul).....	25
Figura 3-1 - Fluxo da energia simulada até se transformar na Garantia Física da usina fotovoltaica.....	35
Figura 3-2 - Linha do tempo da expansão da geração renovável, perturbação no SIN e respostas regulatórias (2020–2025). (ONS, 2025).....	40
Figura 3-3 - Tecnologias de armazenamento de energia e suas magnitudes de aplicação em potência instalada e tempo de descarga (Georgiou; Shah; Markides, 2018).....	43
Figura 3-4 – Categorização das aplicações de BESS e seus respectivos perfis de uso da carga em relação à frequência e à intensidade de uso (Zhao et al, 2023).	44
Figura 3-5 - Ilustração das componentes da irradiância global incidente no plano.	46
Figura 3-6 - Total diário da irradiação global horizontal (GHI) - Média Anual (Pereira <i>et al.</i> , 2017).....	48
Figura 3-7 – Satélites típicos utilizados para obtenção de irradiação solar através do tratamento de imagens de satélite (Yang et al., 2022).	49
Figura 3-8 - Produção global das tecnologias fotovoltaicas. Adaptado de (ISE, 2025).	53
Figura 3-9 - Classificação dos tipos de algoritmos de rastreamento solar com base em tipo de acionamento e complexidade. (Kazem <i>et al.</i> , 2024)	55
Figura 3-10 – Principais diferenças construtivas entre as células bifaciais e monofaciais.	56

Figura 3-11 – Ganho bifacial modelado para os vários métodos de modelagem em função da variação dos parâmetros construtivos como GCR, altura do módulo, ângulo e albedo (Pelaez <i>et al.</i> , 2019).....	60
Figura 3-12 - Ganho da irradiância dos módulos da borda em relação aos módulos do centro do arranjo (Pelaez <i>et al.</i> , 2019).....	61
Figura 3-13 – Perfis de irradiâncias frontal e traseira para sistemas bifaciais obtidos por modelagem de <i>view-factor</i> , <i>raytracing</i> e medidos (Kang <i>et al.</i> , 2019). ...	61
Figura 3-14 - Níveis de irradiância traseira ao longo do dia para cada fileira de célula em um módulo de 144 células (24 fileiras x 6 células) (Bailey; Jaubert, 2018).	62
Figura 3-15 - Perfil de irradiação traseira recebida por cada fileira de células dos módulos fotovoltaicos ao longo de um seguidor de um eixo localizado no Hemisfério Norte. O lado (a) da figura apresenta o perfil para todas as células do rastreador e o lado (b) destaca somente as células do eixo central do módulo (Zhao <i>et al.</i> , 2021).	63
Figura 3-16 – Variação do mismatch traseiro em função da altura do módulo para três locais (Ayala Pelaez <i>et al.</i> , 2019).	64
Figura 3-17 – Resumo das principais incertezas em um modelo de simulação de usina fotovoltaica (Reise; Müller; IEA, 2018).	66
Figura 3-18 - Variabilidade das médias anuais dos totais diários de irradiação global horizontal ao longo dos anos de 2005 a 2015 para cada uma das regiões do Brasil (Pereira <i>et al.</i> , 2017).	69
Figura 3-19 – Principais perdas de um sistema fotovoltaico que podem influenciar as métricas de desempenho de uma usina (do Nascimento <i>et al.</i> , 2020).	73
Figura 3-20 – Comparação mensal entre a Performance Ratio normal e a Weather-corrected Performance Ratio (Gopi <i>et al.</i> , 2021).	75
Figura 3-21 – Diagrama de blocos do procedimento que define as Energias Esperada, Medida e Prevista.	76
Figura 4-1 - Usinas eólicas e fotovoltaicas de grande porte instaladas até 2019 no Nordeste brasileiro, localização da usina híbrida eólica/fotovoltaica Brotas de Macaúbas, no estado da Bahia (esquerda); localização do (Pereira <i>et al.</i> , 2017) estudo de caso destacada no mapa de irradiância solar global do <i>Atlas Brasileiro de Energia</i>	

Solar (centro); e no mapa de velocidade média anual dos ventos do *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro* (CEPEL, 2017) (direita). 81

Figura 4-2 - Diagrama em blocos mostrando a usina eólica de 95 MW, a estação de medição de P&D solar fotovoltaica + eólica utilizada como estudo de caso em Brotas de Macaúbas – Bahia, e um sistema de armazenamento eletroquímico simulado. A imagem apresenta diversas tecnologias fotovoltaicas, incluindo os dois sistemas (em destaque) avaliados neste artigo: um sistema com inclinação fixa de 12° e outro com rastreador de um eixo.....83

Figura 4-3 - Diagrama de fluxo da estratégia de despacho de carga e descarga do sistema de armazenamento de energia. 86

Figura 4-4 - Boxplot de correlação (Coeficiente de Correlação de Pearson – PCC) entre os perfis de geração eólica e geração fotovoltaica (com inclinação fixa em latitude e com rastreamento de um eixo) em Brotas de Macaúbas – BA. 87

Figura 4-5 - Boxplot das correlações diárias (PCCs) entre a geração híbrida eólica + solar e a carga, para os 11 cenários híbridos de geração eólica + solar, considerando geradores fotovoltaicos com inclinação fixa em latitude (gráfico superior) e com rastreamento de um eixo (gráfico inferior). 88

Figura 4-6 - Boxplot diário da Probabilidade de Perda de Carga (LOLP) entre a geração híbrida eólica + solar e a carga, para os 11 cenários híbridos de geração eólica + solar, considerando geradores fotovoltaicos com inclinação fixa em latitude (gráfico superior) e com rastreamento de um eixo (gráfico inferior). 89

Figura 5-1 - Fluxograma do processo completo de avaliação de receita para cada nível de precisão da previsão. 98

Figura 5-2 - Boxplot dos resultados da simulação de Monte Carlo para cada nível de precisão das previsões. 100

Figura 6-1 - Usina fotovoltaica piloto de pesquisa composta por seis sistemas FV distintos, com diferentes condições de albedo, localizada no Laboratório de Energia Solar Fotovoltaica/UFSC, em Florianópolis, Brasil. Os sistemas analisados incluem TR1 (brita branca), TR2 (caulim), TR3 (areia) e TR4 e TR5 (bica corrida).104

Figura 6-2 - Representação esquemática das três abordagens avaliadas: (a) Método 1 – Fator de Visão (View Factor): simulação padrão no PVsyst® utilizando apenas a irradiância frontal como entrada; (b) Métodos 2–4: simulações monofaciais no PVsyst® com irradiância efetiva, combinando dados medidos de irradiância frontal

com a irradiância traseira obtida por *ray tracing* (RT); (c) Método 5 – Medido: simulação monofacial no PVsyst® com irradiância efetiva baseada inteiramente em medições reais de irradiância frontal e traseira. 106

Figura 6-3 - Boxplot dos valores horários de irradiância traseira para diferentes tipos de solo e métodos. Os valores medidos são consistentemente os menores, seguidos pelo método RT (sensor único). O RT com cinco sensores geralmente apresentou os maiores valores e a maior variabilidade, exceto para o caso de brita branca, em que o método PVFactors apresentou valores mais altos. O PVsyst® subestimou sistematicamente a irradiância traseira em comparação com os outros modelos. 108

Figura 6-4 - Valores diários de irradiância traseira (Wh/m^2) em função da irradiância frontal (Wh/m^2) para cada método e tipo de solo. As diferenças aumentam em dias de alta irradiância devido aos efeitos do posicionamento dos sensores e aos vieses dos modelos. O método RT com cinco sensores apresenta valores mais altos para brita cinza e mais baixos para brita branca, refletindo sua capacidade de considerar albedos heterogêneos. 110

Figura 6-5 - Perfis de irradiância traseira em intervalos de 30 minutos para as posições dos sensores oeste, centro e leste em um dia ensolarado (linha superior) e em um dia nublado (linha inferior). No caso ensolarado, tanto as simulações RT quanto as PVFactors superestimam a irradiância no centro do módulo em comparação com as medições, enquanto os valores nas bordas apresentam melhor concordância. Sob condições nubladas, os perfis simulados e medidos se alinham de forma mais consistente em todas as posições, ilustrando a tendência dos modelos de superestimar a irradiância traseira em dias claros. 112

Figura 6-6 - Gráficos de dispersão da irradiância traseira versus frontal em intervalos de 30 minutos para os sensores nas posições leste, centro e oeste. Os valores medidos são consistentemente os menores, enquanto os métodos RT e PVFactors apresentam distribuições semelhantes, com o PVFactors exibindo valores ligeiramente mais altos em dias de irradiância intermediária. 113

Figura 6-7 - Gráficos de dispersão da irradiância traseira em intervalos de 30 minutos, média entre os sensores das bordas e do centro, em função da irradiância frontal. Ambos os lados do módulo apresentam faixas semelhantes, com o método

PVFactors exibindo a maior variância e os valores medidos apresentando a menor.
..... 113

Figura 6-8 - Erro médio diário (*Mean Bias Error* – MBE) entre a irradiância traseira simulada e medida em função da irradiância frontal diária, para os métodos PVFactors e RT, nas posições dos sensores leste, centro e oeste. O viés é mais pronunciado em níveis baixos de irradiância, com o PVFactors ultrapassando +40% abaixo de 500 Wh/m². 115

Figura 6-9 - Diferenças percentuais entre a geração de energia simulada e medida para quatro tipos de solo, utilizando cinco métodos. Todos os desvios permanecem dentro do intervalo de $\pm 2\%$. Os métodos baseados em Fator de Visão (VF) — PVSyst® e PVFactors — tendem a superestimar, com o maior viés (+1,86%) observado para o solo de caulim no método VF PVSyst®. Os valores medidos subestimam consistentemente (até -1,42% para brita branca), refletindo o posicionamento do sensor no centro do módulo. Os resultados dos métodos RT (com um e cinco sensores) situam-se entre as abordagens baseadas em VF e os valores medidos..... 119

Figura 6-10 - Desvios diários entre a geração de energia simulada e medida em função da irradiância frontal para cada tipo de solo. Os erros são mais dispersos em condições de baixa irradiância e tendem a se estabilizar em níveis mais altos, frequentemente atingindo o pico em torno de 4000–5000 Wh/m². A maioria dos desvios permanece dentro do intervalo de $\pm 10\%$, em conformidade com as incertezas esperadas em simulações fotovoltaicas. 122

LISTA DE TABELAS

Tabela 3-1 – Topologias de tecnologias das células bifaciais de silício cristalino (Raina; Sinha, 2022a).	57
Tabela 4-1 - Composição dos cenários simulados de geração eólica + solar na análise de suprimento de carga.	84
Tabela 4-2 - LOLP para os 11 cenários de usinas híbridas eólica + solar (FV com inclinação fixa em latitude) e armazenamento.....	90
Tabela 4-3 - LOLP para os 11 cenários de usinas híbridas eólica + solar (FV com rastreamento) e armazenamento.	91
Tabela 4-4 - Energia gerada em cada cenário e a correspondente capacidade de armazenamento para LOLP = 0 no sistema FV com inclinação fixa em latitude..	91
Tabela 4-5 - Energia gerada em cada cenário e a correspondente capacidade de armazenamento para LOLP = 0 no sistema FV com rastreamento em latitude. ..	92
Tabela 4-6 - Perdas por restrição de geração (<i>curtailment</i>) para a usina híbrida eólica + solar (com inclinação fixa em latitude).	92
Tabela 5-1 - Distribuições de probabilidade utilizadas para simular diferentes valores de habilidades de previsão (<i>forecast skills</i>).	97
Tabela 5-2 - Distribuições de probabilidade utilizadas para simular diferentes valores de receita em função das habilidades de previsão (<i>forecast skills</i>).	101
Tabela 6-1 - Média e desvio-padrão dos valores horários de irradiância traseira para os diferentes métodos e tipos de cobertura do solo.....	109
Tabela 6-2 - Desvio das estimativas de irradiância traseira em relação à média (excluindo os métodos Medido e RT com sensor único) para os diferentes métodos e tipos de solo.	114
Tabela 6-3 - Erro Quadrático Médio (<i>Root Mean Square Error</i> – RMSE) para cada posição de sensor e para cada método, considerando valores em intervalos de 30 minutos e valores diários.....	117
Tabela 6-4 - Diferença relativa entre as irradiâncias traseiras nas bordas e no centro do módulo.....	117

1 INTRODUÇÃO E JUSTIFICATIVA

Até junho de 2025, a energia solar fotovoltaica ultrapassou 116 GW de potência outorgada pela ANEEL em empreendimentos de geração centralizada no Brasil, com previsão de entrada em operação até 2027 (ANEEL, 2025). Já o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2024–2034, publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), estima que, até 2031, as fontes solar e eólica juntas corresponderão a cerca de 24% da oferta de energia elétrica nacional, totalizando aproximadamente 37 GW (EPE, 2025). A Figura 1-1 apresenta a projeção da composição da oferta de energia elétrica considerada no PDE. Ao mesmo tempo, a potência instalada e em operação de usinas solares fotovoltaicas de grande porte no Brasil é até junho de 2025 é de cerca de 18 GW, enquanto a geração fotovoltaica na geração distribuída atingiu mais de 40 GW no mesmo período (ANEEL, 2025).

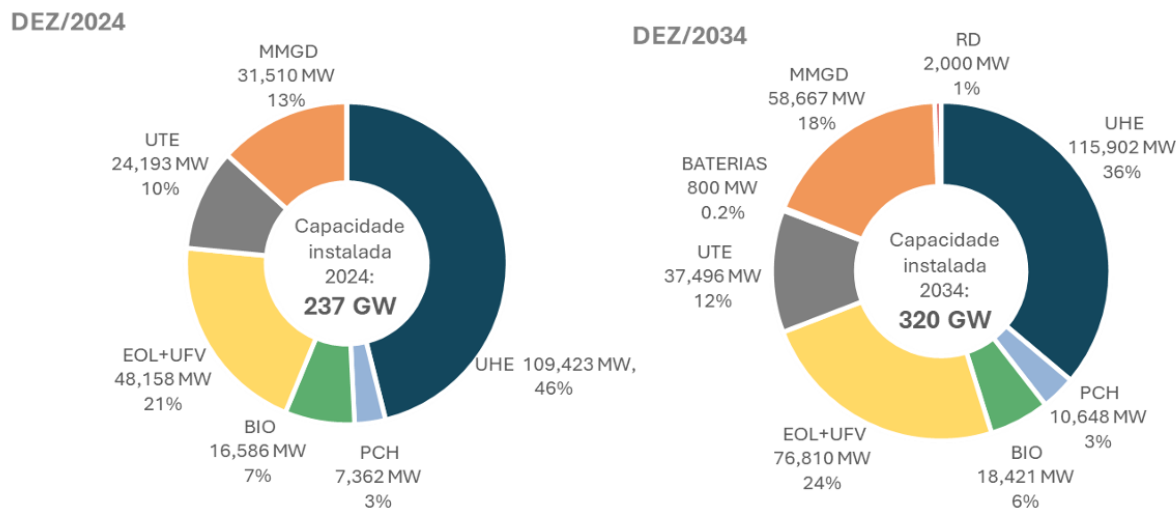


Figura 1-1 - Previsão da oferta de elétrica brasileira apresentada pela EPE no PDE 2034.

A discrepância entre a potência outorgada pela ANEEL e as projeções da EPE reflete as dificuldades concretas de viabilização dos projetos solares no cenário atual. Muitos empreendimentos autorizados podem não entrar em operação devido, principalmente, a dois fatores:

- **Indisponibilidade de conexão ao Sistema Interligado Nacional (SIN)**, causada pela alta concentração de projetos nas mesmas regiões, sobretudo no Nordeste e norte de Minas Gerais.

- **Inviabilidade econômica**, diante do excesso de oferta no mercado e da desaceleração na expansão da demanda por usinas de grande porte, principalmente em função da grande e crescente contribuição da geração distribuída, onde pequenos geradores solares fotovoltaicos contribuem com mais de 40 GW para a oferta de energia elétrica brasileira até o presente.

A limitação de conexão decorre da saturação da infraestrutura de transmissão nas regiões com maior recurso solar, como evidenciado na Figura 1-2, que sobrepõe o mapa de irradiação solar com a malha de transmissão e a localização das usinas fotovoltaicas (UFVs) existentes.

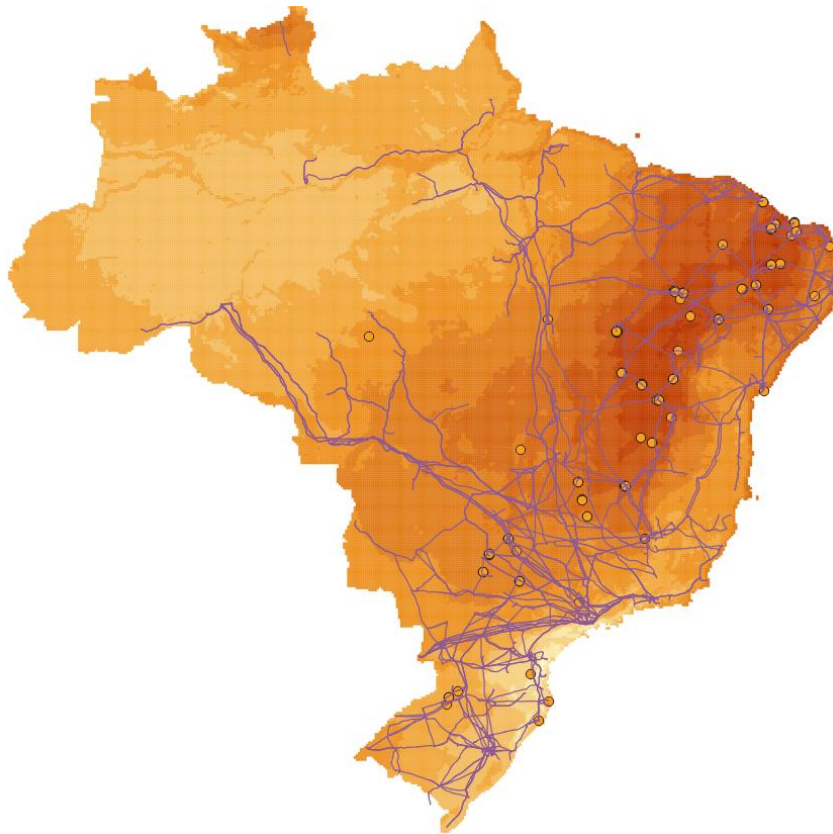


Figura 1-2 – Localização das UFVs e sistema de transmissão existentes posicionados sobre o mapa de irradiação solar do Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira *et al.*, 2017).

De modo geral, a capacidade remanescente de escoamento no SIN está associada a linhas de transmissão de alta ou extra-alta tensão (acima de 500 kV), ou a regiões com irradiância solar reduzida. Em ambos os casos, os custos da energia gerada tendem a ser elevados: seja pela menor produtividade em regiões de baixo recurso

solar, seja pelo elevado investimento em infraestrutura necessário para conexão em tensões elevadas.

Além dos desafios técnicos, as usinas fotovoltaicas enfrentam um mercado cada vez mais competitivo. Dados da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL) indicam que cerca de 97% das usinas solares atuam no Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde a flexibilidade contratual permite maior liberdade, mas também exige estratégias sofisticadas de gestão de energia. Essa liberdade permite, por exemplo, negociar contratos com tolerâncias mensais, ajustar o perfil de entrega em função do risco e aproveitar oportunidades do mercado de curto prazo.

Neste contexto, otimizações técnico-econômicas tornaram-se essenciais para garantir a viabilidade e competitividade dos projetos. Isso envolve não apenas a redução de custos, mas também o gerenciamento eficiente da energia gerada, a minimização de perdas por *curtailment*¹ e o aumento da previsibilidade e da energia firme, fatores cruciais em negociações contratuais e avaliações de risco.

Outro aspecto estratégico é a estimativa confiável dos montantes de energia com diferentes níveis de confiança estatística — como o P50 e o P90 — que impactam

¹ Em termos simples, *curtailment* no contexto da produção de energia refere-se à redução ou interrupção da geração de eletricidade de fontes renováveis, como parques eólicos e solares, devido a restrições operacionais do sistema. Essencialmente, é quando a energia que poderia ser gerada não é produzida, seja por limitações na rede de transmissão, excesso de oferta em relação à demanda, ou outros fatores (nota gerada com o uso de IA).

diretamente o financiamento e a aceitação dos projetos. A Figura 1-3 ilustra como a incerteza na simulação energética afeta a distância entre esses percentis.

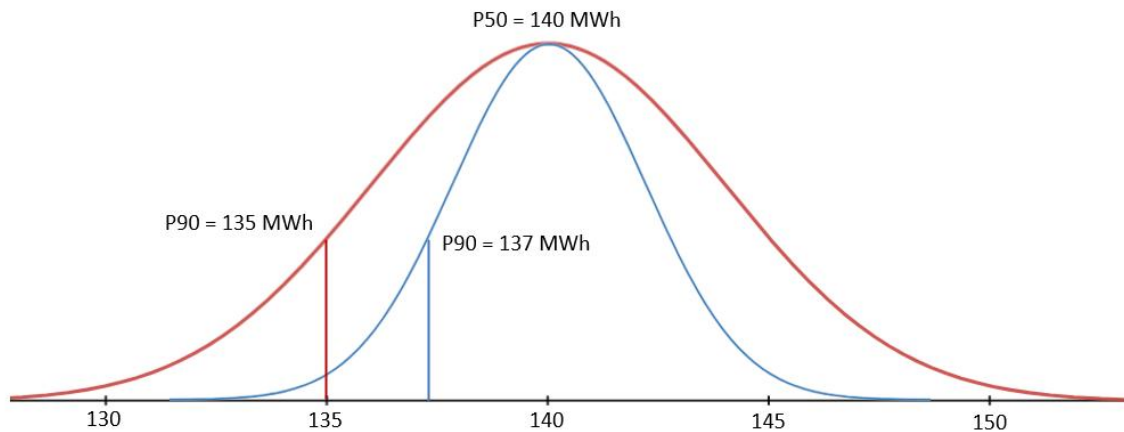


Figura 1-3 – Curvas de probabilidade de geração anual de uma usina fotovoltaica de 50 MW para dois graus de incertezas: alta (linha vermelha) e baixa (linha azul).

Diante deste cenário, esta tese de doutorado propõe contribuições inovadoras em duas frentes principais:

1. **Gerenciamento de energia para redução de *curtailment*** e maximização da receita em usinas solares híbridas com armazenamento, com base na complementariedade solar-eólica e na precificação horária da energia no mercado brasileiro.
2. **Maior precisão na energia firme de projetos solares** por meio da melhoria da modelagem e simulação energética de tecnologias bifaciais com rastreadores solares, considerando o impacto do albedo e a variabilidade espacial da irradiância na face traseira do arranjo fotovoltaico bifacial.

Essas contribuições estão estruturadas em dois artigos publicados e um terceiro em fase de avaliação, como segue:

- **Artigo 1 – The complementary nature between wind and solar Generation in Brazil and the role of Energy storage in utility-scale hybrid power plants** (<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113160>), apresentado no Apêndice A desta tese e publicado na revista Energy Conversion and Management, Volume 221, 1 October 2020, 113160 (Fator de Impacto 10.9): Este artigo, analisa como a complementariedade entre geração solar e eólica, associada ao uso de sistemas de armazenamento de energia (BESS), pode ser utilizada para minimizar o *curtailment* e melhorar o atendimento à demanda em sistemas híbridos.

- **Artigo 2 – Assessing the influence of solar forecast accuracy on the revenue optimization of photovoltaic + battery power plants in day-ahead energy markets** (<https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104093>) apresentado no Apêndice B desta tese e publicado na revista Journal of Energy Storage, Volume 48, April 2022, 104093 (Fator de Impacto 9.8): Este artigo apresenta um modelo de otimização do despacho de um BESS acoplado a uma usina solar de grande porte, considerando os preços horários da energia (PLD) e os contratos com modulação horária.
- **Artigo 3 – Comparative analysis of rear irradiance modeling methods for bifacial PV systems on single-axis trackers under varying albedo conditions** (<https://www.editorialmanager.com/sej/default2.aspx>) apresentado no Apêndice C desta tese e publicado em 2025 e na revista Solar Energy da Editora Elsevier (Fator de Impacto 6.6): Este artigo investiga o ganho bifacial em módulos sobre rastreadores de eixo único, comparando métodos de simulação com medições reais sob diferentes condições de albedo, com o objetivo de caracterizar a incerteza das simulações energéticas.

Os três artigos que compõem esta tese convergem para um mesmo propósito central: reduzir as incertezas associadas à previsão, simulação e comercialização da energia gerada por usinas solares de grande porte. Embora explorem aplicações distintas (hibridização solar-eólica, despacho otimizado de sistemas fotovoltaicos com armazenamento e modelagem do ganho bifacial), todos buscam aprimorar a previsibilidade e a confiabilidade dos modelos que sustentam o desempenho técnico e econômico dessas usinas. Essas incertezas, presentes desde a etapa de viabilidade até a operação comercial, influenciam diretamente o financiamento, o planejamento da geração e a precificação da energia no mercado.

O primeiro artigo trata da incerteza na previsibilidade dos recursos renováveis, demonstrando como a complementariedade entre as fontes solar e eólica, associada ao uso de sistemas de armazenamento, pode mitigar a variabilidade horária da geração e otimizar o uso da infraestrutura de transmissão. O segundo artigo avança para o domínio da incerteza operacional e econômica, avaliando como a precisão da previsão solar influencia as decisões de despacho e, consequentemente, a receita de usinas com baterias no mercado de curto prazo. Já o terceiro artigo investiga a incerteza técnica e de modelagem, analisando as discrepâncias entre métodos de simulação e medições reais de irradiância traseira em módulos bifaciais, que impactam diretamente a estimativa de energia firme de novos projetos.

Assim, ainda que partam de contextos e escalas diferentes, os três estudos se integram sob uma mesma perspectiva: a de aumentar a previsibilidade, a eficiência e a robustez dos modelos de geração solar frente aos desafios regulatórios e mercadológicos do setor elétrico brasileiro.

2 OBJETIVO

2.1 OBJETIVO PRINCIPAL

Desenvolver estudos que promovam a maior eficiência técnica e econômica de usinas solares fotovoltaicas de grande porte por meio de:

- Avaliação da incerteza associada ao ganho bifacial de módulos fotovoltaicos, com base em medições reais em diferentes condições de albedo e comparação com modelos de simulação;
- Modelagem e otimização do despacho de energia em usinas fotovoltaicas acopladas a sistemas de armazenamento em larga escala, considerando as incertezas de geração e os sinais de preço do mercado de energia.

Esses estudos estão organizados em três artigos publicados em periódicos científicos internacionais com foco em energias renováveis, planejamento energético e tecnologias de armazenamento.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

2.2.1 Complementariedade solar-eólica e redução de *curtailment* com uso de sistemas de armazenamento eletroquímico de energia elétrica em baterias (da sigla em inglês BESS: Battery Energy Storage Systems).

- Analisar o potencial de complementariedade temporal entre as fontes solar e eólica em diferentes regiões do Brasil;
- Avaliar o impacto da hibridização solar + eólica na redução de perdas por *curtailment* em empreendimentos conectados ao SIN;
- Investigar o papel do armazenamento de energia como elemento de flexibilização do despacho em sistemas híbridos;
- Simular o aproveitamento da infraestrutura de transmissão em cenários com diferentes proporções de geração renovável e capacidade de armazenamento;

2.2.2 Otimização do despacho de energia com armazenamento

- Desenvolver um modelo de otimização do despacho de energia para usinas solares de grande porte com armazenamento, considerando diferentes perfis contratuais e sinais de preço horário;
- Definir os modelos de previsão de geração solar utilizados no processo de tomada de decisão do despacho;
- Avaliar os efeitos da presença do BESS na receita operacional da usina, considerando diferentes níveis de precisão na previsão da geração e diferentes condições de contratação no Ambiente de Contratação Livre - ACL.

2.2.3 Estudo do ganho bifacial em usinas solares fotovoltaicas de grande porte utilizando módulos fotovoltaicos bifaciais e incerteza associada

- Coletar dados de geração real de cinco sistemas fotovoltaicos operando sob diferentes condições de albedo em um mesmo local;
- Caracterizar o albedo e a irradiância traseira em cada uma das configurações experimentais;
- Avaliar o desempenho energético dos geradores e quantificar o impacto do albedo na geração de energia;
- Comparar a geração real observada com os resultados obtidos por modelos de simulação (*Ray Tracing* e *View Factor*);
- Quantificar o ganho bifacial real de cada sistema e compará-lo com os ganhos simulados;
- Estimar o impacto da incerteza na modelagem do ganho bifacial sobre a viabilidade econômica de projetos fotovoltaicos.

3 CONTEXTUALIZAÇÃO E REVISÃO DA LITERATURA

3.1 DESENVOLVIMENTO DE PROJETOS DE GERAÇÃO CENTRALIZADA NO BRASIL

O desenvolvimento de projetos de usinas solares fotovoltaicas de grande porte no Brasil envolve uma série de etapas interdependentes que englobam aspectos técnicos, regulatórios, ambientais, econômicos e de viabilidade elétrica. Cada uma dessas fases é crucial para assegurar não apenas a conformidade com os requisitos legais e normativos, mas também a eficiência técnica e a rentabilidade econômica do empreendimento ao longo de sua vida útil. Nesta seção, são abordadas as práticas adotadas e os principais desafios enfrentados durante o desenvolvimento de projetos fotovoltaicos em larga escala, com ênfase em tópicos como estudos de viabilidade, modelagem energética, conexão ao sistema elétrico, e avaliação de riscos operacionais. A experiência acumulada em diferentes projetos, bem como as transformações regulatórias e tecnológicas recentes no setor, também são discutidas, permitindo uma visão crítica sobre os fatores que mais influenciam a qualidade e a bancabilidade dos projetos.

3.1.1 Ambientes de Contratação de Energia Elétrica

Com a aprovação da Lei 10.848 de 2004 (Brasil, 2004), o mercado de energia elétrica no Brasil é dividido em dois segmentos: o Ambiente de Contratação Regulada e o Ambiente de Contratação Livre.

3.1.1.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

O Ambiente de Contratação Regulada é o segmento do mercado de energia elétrica no qual são formalizados contratos bilaterais de compra e venda de energia, chamados de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR). Estes contratos são acordados entre agentes que vendem energia, chamados de Agentes Vendedores, e agentes que compram energia,

chamados de Agentes Compradores. Esse processo de contratação é feito através de leilões promovidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Os CCEARs admitem duas modalidades: "por quantidade" e "por disponibilidade". Nos contratos por quantidade, o agente gerador de energia se compromete a vender uma determinada quantidade de energia durante um determinado período a um preço pré-especificado por megawatt-hora de energia. Essa quantidade de energia ofertada pelo Agente Vendedor geralmente é baseada na Garantia Física da usina, que é o valor esperado de geração de energia daquela usina. As Garantias Físicas de usinas solares e eólicas são calculadas por empresas que certificam usinas para que elas possam ser habilitadas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e, assim, participar dos leilões de energia da ANEEL. Caso uma usina não consiga fornecer a quantidade de energia apresentada na sua Garantia Física em seu tempo de contrato, o Agente Vendedor deve compensar essa diferença operando no mercado de curto prazo da CCEE, no qual a diferença entre a energia gerada e contratada é liquidada a partir do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que é publicado semanalmente pela CCEE e depende de várias condições hidrológicas e patamares de carga.

Nos contratos por disponibilidade, o agente gerador de energia recebe uma remuneração fixa pela disponibilização de uma determinada capacidade de geração (que não deve ser superior à Garantia Física), e um valor equivalente ao Custo Variável Unitário da usina para cada MWh de energia gerado.

A principal diferença dos dois tipos de contratos está relacionada ao ônus da variabilidade dos recursos energéticos. Os contratos por quantidade atribuem esse ônus ao agente gerador pois, caso a usina não gere a energia acordada no tempo de contrato, o agente gerador deve comprar esta energia no mercado de curto prazo. Já nos contratos por disponibilidade, o ônus da falta de recursos energético para geração (como a falta de vento ou sol) fica atribuído às distribuidoras de energia. Até 2018, as usinas eólicas e solares fotovoltaicas participavam dos leilões na modalidade por disponibilidade com CCEARs específicos para estas fontes de energia. Entretanto, no Leilão A-6 de 2018, as usinas eólicas participaram da modalidade por quantidade, indicando o amadurecimento desta tecnologia no Brasil (EPE, 2018) e, a partir do leilão N° 003/2019, os empreendimentos fotovoltaicos também passaram a operar da modalidade por quantidade. Mais recentemente, no leilão A-6 N° 004/2019, os

contratos para empreendimentos de energias eólicas e solares tiveram uma modificação em relação ao comprometimento da entrega mensal de energia destas fontes. No novo leilão, a energia mensal entregue ao comprador da energia deve seguir um perfil especificado pelo comprador e não o perfil esperado na geração daquele empreendimento; ou seja, caso o comprador da energia tenha um maior consumo no inverno e menor no verão, uma usina fotovoltaica terá que viabilizar esse mesmo perfil para sua geração. Essa mudança de cenário abre espaço para o crescimento tanto da hibridização pura de usinas, quanto hibridização com armazenamento.

3.1.1.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

Enquanto no ambiente regulado os contratos de compra e venda de energia devem ser estabelecidos por meio de leilões e envolvem o poder público na execução desses leilões; no Ambiente de Contratação Livre, os Agentes Vendedores e Compradores podem estabelecer contratos de compra e venda de energia diretamente entre si em quantidades e preços mutuamente acordados entre as partes sem a necessidade de leilões. Os contratos firmados neste ambiente são chamados de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEALs).

Para que o consumidor possa participar do ACL, ele deve satisfazer algumas condições que são estabelecidas de acordo com a Resolução Normativa N° 376 da ANEEL (ANEEL, 2009) e da portaria 465/2019 (MME, 2019). A partir de 1º de janeiro de 2021, os consumidores com carga igual ou superior a 1500 kW, atendidos em qualquer tensão, passaram a poder optar por se tornar consumidores livres. Com a publicação da Portaria Normativa n° 50/GM/MME, publicada em setembro de 2022, todos os consumidores do Grupo A podem participar do ACL a partir de janeiro de 2024 (MME, 2022).

Assim como no ACR, caso a quantidade física de energia gerada ou consumida sejam diferentes das estabelecidas em contrato, as diferenças serão compensadas através do mercado de curto prazo.

3.1.2 Mercado de curto prazo (MCP)

O mercado de curto prazo (MCP) foi criado pelo Ministério de Minas e Energia, em conjunto com a CCEE, para ser utilizado como artifício de liquidação das diferenças dos montantes dos contratos de energia.

Ao fechamento de um período operativo, como por exemplo um mês, a CCEE contabiliza toda a geração efetivamente gerada pelas usinas, e todos os contratos de compra e venda de energia de cada uma dessas usinas. A diferença entre a energia contratada e a energia gerada são valorados ao preço do mercado de curto prazo.

Este preço de energia do mercado de curto prazo é chamado de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), justamente porque ele é utilizado para liquidar as diferenças entre energia contratada e energia gerada.

3.1.3 Comercialização de energia solar fotovoltaica

As usinas solares fotovoltaicas de grande porte (UFVs) devem comercializar sua energia em um dos dois ambientes de comercialização apresentados anteriormente. Porém, independente do mercado escolhido, as receitas dos contratos de venda de energia seguem a fórmula geral apresentada na Equação (3.1).

$$R = \sum Q \cdot P + (G - Q) \cdot PLD \quad (3.1)$$

Onde:

R é a receita total para o intervalo analisado (como por exemplo hora, dia, semana, mês ou ano), em R\$

Q é a quantidade de energia negociada no contrato, em MWh

P é preço da energia negociada no contrato, em R\$/MWh

G é a quantidade gerada de energia, em MWh

PLD é o preço da energia no mercado de curto prazo, em R\$/MWh

Em suma, a equação 3.1 sintetiza o raciocínio de que todo o déficit ou excesso de geração em relação à quantidade de energia comercializada nos contratos deverá ser comercializado no mercado de curto prazo. O passo-a-passo a seguir ilustra este raciocínio:

1. Prevê-se quanto seria a receita do contrato se o contrato fosse atendido integralmente (sem excessos nem déficits) – correspondendo ao primeiro termo $Q \cdot P$;
2. Calculam-se os déficits e os excessos de energia – correspondendo ao termo $(G - Q)$;
3. Valoram-se estes déficits e excessos ao mercado de curto prazo – correspondendo ao termo $(G - Q) \cdot PLD$.

3.1.3.1 Certificação de Produção Anual de Energia

De maneira geral, as quantidades de energia que vão para os contratos de comercialização são vinculadas à Garantia Física da usina, que é definida por um processo chamado Certificação de Produção Anual de Energia.

Essa certificação segue a metodologia apresentada no documento de instruções para habilitação técnica de usinas fotovoltaicas desenvolvido pela EPE (EPE, 2016). O processo consiste na simulação energética do projeto da usina fotovoltaica por uma empresa certificadora independente. A geração anual de energia é resultado direto desta simulação e, portanto, sua precisão fica condicionada à precisão do modelo simulado.

A Figura 3-1 apresenta o fluxo da energia simulada até se transformar na Garantia Física da usina fotovoltaica (EPE, 2016).

A produção de energia certificada é a energia na saída do inversor fotovoltaico, já incluindo as perdas de conversão fotovoltaica e perdas elétricas em todos os equipamentos envolvidos. É nessa etapa do fluxograma que as contribuições científicas e tecnológicas têm maior impacto, seja através do desenvolvimento de novas tecnologias fotovoltaicas, ou através do refinamento das metodologias de simulações.

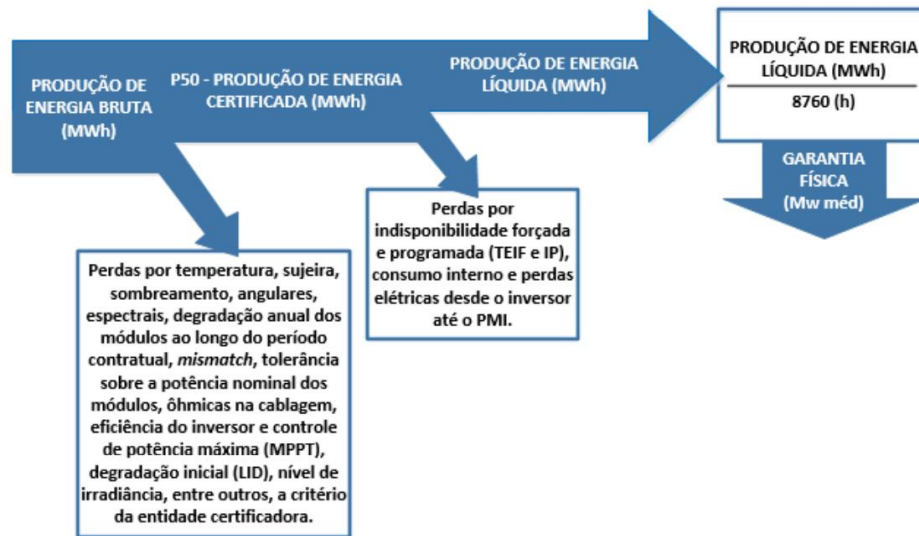


Figura 3-1 - Fluxo da energia simulada até se transformar na Garantia Física da usina fotovoltaica.

Dentre as perdas e ganhos presentes nesta etapa da conversão de energia, a não linearidade e a interdependência entre diferentes atributos torna os *softwares* de simulação pouco precisos, ainda mais com novas tecnologias como os módulos fotovoltaicos bifaciais (Veríssimo *et al.*, 2020). Nussbaumer *et al.* (2020) avaliaram três *softwares* de simulações diferentes e mostraram que, mesmo com os diferentes softwares apresentando resultados similares, os resultados apresentam um erro médio de 6% em relação ao valor real de energia. Berrian *et al.* (2020) também apresentaram uma comparação entre valores simulados e valores reais de geração de sistemas bifaciais. Nesse caso, os autores chegaram em diferenças de 0,1% até 4%, dependendo do ângulo de inclinação dos sistemas avaliados.

Embora os modelos de simulação estejam evoluindo para melhores precisões, erros na casa dos 4%-6% podem ser críticos pensando na viabilidade de projetos deste porte e no planejamento energético do Brasil. Assim, novos estudos e o uso de projetos pilotos ainda se fazem necessários para a calibração dos modelos e metodologias da previsão de geração solar fotovoltaica de grande porte.

3.1.4 Usinas híbridas no Brasil

A combinação de duas ou mais fontes geradoras de energia em uma única usina é um assunto recorrente em todos os sistemas de energia elétrica do mundo, devido aos seus importantes benefícios para a segurança do atendimento de energia

e no compartilhamento de infraestrutura (Álvaro; Arranz; Aguado, 2019; Bird *et al.*, 2016; Child *et al.*, 2019).

No Brasil, a EPE estuda o assunto desde 2017 (EPE, 2017), quando publicou um estudo e uma proposta de metodologia para avaliação de usinas híbridas eólicas-fotovoltaicas. Neste estudo foram analisadas as complementaridades solar e eólica em cinco locais no nordeste brasileiro com diferentes proporções de geração eólica e solar. Como resultado, pôde-se concluir que os valores de perdas por contingenciamento variaram grandemente, entre 0,05% e 33,99%, mostrando que as perdas são altamente variáveis mesmo para locais numa mesma região, dependendo não só dos valores mensais dos recursos, mas também da disposição temporal entre os recursos e dos tipos de projetos, como estrutura fotovoltaica fixa ou com rastreamento solar.

Em maio de 2019 foi realizado pela EPE uma oficina sobre usinas híbridas com vista a discutir com os agentes os desafios e as oportunidades que surgirão com a evolução destes projetos. Desta oficina resultou a nota técnica EPE-DEE-NT-029/2019-r0 (EPE, 2019). Na sequência, a ANEEL abriu a consulta pública 014/2019 com objetivo de fornecer subsídios para a elaboração de proposta de Resolução Normativa que discipline a implantação e operação de usinas híbridas no Brasil. Estes eventos evidenciam a sinalização positiva destes órgãos para a regularização de usinas deste tipo no Brasil.

Finalmente, a ANEEL publicou a Resolução Normativa N° 954, de 30 de novembro de 2021 (ANEEL, 2021), estabelecendo tratamento regulatório para a implantação de Central Geradora Híbrida (UGH) e centrais geradoras associadas. Em setembro de 2022 a Agência instaurou a Consulta Pública nº 040/2022 para aprovar versão de módulos das Regras de Comercialização, com o objetivo de atender as atualizações previstas na REN 954/2021.

Apesar dos avanços regulatórios recentes e da consolidação institucional do conceito de usinas híbridas no Brasil — com destaque para a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 954/2021 e a incorporação do tema nas Regras de Comercialização a partir de 2022 —, observa-se que, até meados de 2020, a literatura técnica nacional carecia de estudos quantitativos que demonstrassem, de forma

prática, os benefícios operacionais e sistêmicos da complementariedade entre fontes renováveis.

3.1.5 Requisitos de acesso à rede (Parecer de Acesso)

Historicamente, o processo de solicitação de acesso ao Sistema Interligado Nacional por centrais geradoras no Brasil seguia um fluxo em etapas, no qual o investidor assumia riscos significativos já nas fases iniciais. O primeiro passo envolvia o envio de um requerimento à concessionária ou transmissora responsável, solicitando a Informação de Acesso — documento de caráter indicativo, que apresentava a viabilidade técnica preliminar de conexão, os pontos de acesso disponíveis, os reforços eventualmente necessários, além de estimativas de prazos e custos.

Com base nessa informação preliminar, o empreendedor decidia se avançaria com a solicitação do Parecer de Acesso (PA), documento técnico emitido pela transmissora e validado pelo ONS, que efetivamente confirmava a possibilidade de conexão da central geradora ao sistema. Para solicitar o PA, o agente já precisava ter obtido a outorga de geração junto à ANEEL, a qual exigia uma série de estudos prévios e comprovações, como medição de irradiação solar e temperatura ambiente por, no mínimo, um ano, e comprovação de vínculo com os proprietários das áreas de interesse.

Esses requisitos para a outorga implicavam custos elevados com consultorias de engenharia, jurídicas e ambientais, mesmo antes da garantia efetiva de conexão à rede. Como a conexão só era assegurada após a emissão de um Parecer de Acesso viável, todo o investimento feito até esse ponto — especialmente o necessário para a obtenção da outorga — ficava sob risco de não retorno, caso o parecer fosse negativo ou condicionasse a conexão a reforços inviáveis técnica ou economicamente.

Uma vez emitido o Parecer de Acesso, o agente tinha 90 dias para assinar o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST). A assinatura desse contrato garantia ao projeto uma reserva de capacidade na rede de transmissão, correspondente à potência indicada no parecer, retirando essa faixa do mercado e impedindo que outros projetos a utilizassem.

Apesar disso, até recentemente, não havia por parte do ONS qualquer exigência de garantia financeira associada à reserva de rede. Isso permitia que muitos projetos avançassem até a assinatura do CUST, reservando capacidade no sistema de transmissão mesmo sem terem concluído a viabilidade técnica ou econômica do empreendimento. Como consequência, o mercado acumulava um volume expressivo de projetos com acesso garantido, mas com baixa probabilidade de implementação real, gerando distorções e bloqueios artificiais no uso da rede de transmissão.

Com a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 1.069/2023 (ANEEL, 2023), o processo foi profundamente reformulado. A principal mudança foi a eliminação da etapa de Informação de Acesso e a adoção de uma ferramenta oficial desenvolvida pelo ONS, o Mapa de Margem Incremental de Escoamento, como referência técnica para diagnóstico preliminar de viabilidade. Agora, a solicitação do Parecer de Acesso é feita diretamente com base neste mapa, e a ordem cronológica de análise é respeitada apenas após a apresentação de uma garantia financeira no valor de três vezes o Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) anual, válida por 90 dias.

Outra alteração substancial foi a inversão da ordem entre o Parecer de Acesso e a outorga: com a nova norma, a assinatura do CUST passa a ser pré-requisito para a obtenção da outorga, o que representa um endurecimento no compromisso exigido do empreendedor desde as fases iniciais do projeto. Essa mudança visa assegurar que apenas projetos com maior viabilidade técnica, regulatória e econômica avancem para as fases de implantação.

Os impactos dessas alterações no desenvolvimento de projetos são significativos. Por um lado, reduzem a especulação e o acúmulo de projetos pouco maduros no fluxo de projetos (*pipeline*) do setor, liberando capacidade para empreendimentos mais sólidos. Por outro, aumentaram a barreira de entrada para novos agentes e exigiram maior capitalização e planejamento desde as etapas iniciais, o que pode desestimular pequenos players e limitar a diversidade de proponentes.

No contexto atual, marcado por restrições de escoamento, *curtailment* crescente e maior competição entre projetos, essas novas regras tendem a favorecer agentes mais estruturados e podem contribuir para uma maior previsibilidade e racionalidade no desenvolvimento de novos empreendimentos de geração no Brasil.

3.1.6 O *curtailment* no Sistema Interligado Nacional

A crescente participação de fontes renováveis variáveis na oferta de energia elétrica no mercado brasileiro, especialmente eólica e solar, vem impulsionando uma transformação significativa no Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Embora essa expansão contribua para a descarbonização e diversificação da matriz, ela também impõe desafios operacionais complexos, entre os quais se destaca o fenômeno do *curtailment*, ou corte da geração renovável mesmo em momentos de disponibilidade de recurso energético. Este fenômeno ocorre quando a capacidade de transmissão ou a demanda por energia não é suficiente para absorver toda a energia gerada, exigindo a limitação da injeção de potência no sistema.

Desde 2022, o Brasil tem experimentado um aumento acentuado nos eventos de *curtailment*, em especial nas regiões Norte e Nordeste. Segundo o relatório técnico do ONS (ONS, 2025), o evento de 15 de agosto de 2023 marcou um ponto de inflexão importante. Nessa ocasião, uma grande perturbação sistêmica revelou falhas significativas na modelagem das usinas renováveis conectadas por inversores, cujos modelos matemáticos não representavam adequadamente seu desempenho dinâmico. Como resposta, o ONS passou a adotar modelos mais conservadores e condizentes com a realidade, o que implicou na revisão dos limites operativos de transmissão e na aplicação mais frequente de cortes de injeção na rede por motivos de confiabilidade.

A Figura 3-2 resume, em formato de linha do tempo, os principais marcos do crescimento da geração renovável, os leilões de transmissão e os eventos regulatórios ocorridos entre 2020 e 2025. Observa-se a intensificação das restrições operativas após o evento de 15/08/2023, evidenciado como um ponto de inflexão no setor elétrico brasileiro. A adoção de novas exigências para os Procedimentos de Rede (PRs), a revisão de modelos de simulação e a priorização de novos leilões de transmissão demonstram o esforço institucional para mitigar o impacto da geração renovável variável sobre a confiabilidade do sistema.

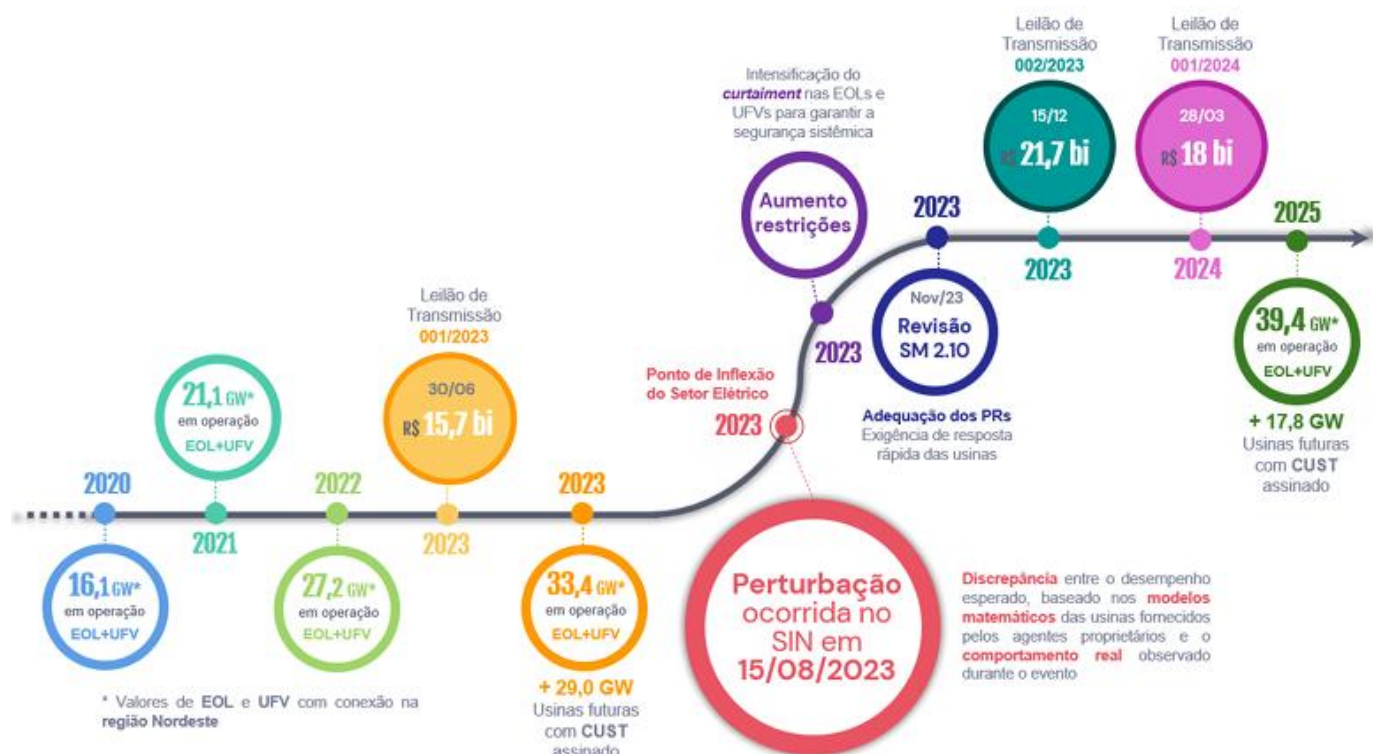


Figura 3-2 - Linha do tempo da expansão da geração renovável, perturbação no SIN e respostas regulatórias (2020–2025). (ONS, 2025)

A análise apresentada no relatório mostra que entre 2022 e 2024, o volume de geração renovável variável sujeita a cortes aumentou significativamente, tanto por razões de confiabilidade quanto por sobreoferta energética. Em 2024, as restrições por razões energéticas atingiram cerca de 4.330 GWh, com picos de corte de até 22.766 MW médios em determinados horários (ONS, 2025).

A micro e minigeração distribuída (MMGD), que já ultrapassou 40 GW de potência instalada e deve se aproximar de 60-80 GW até 2029, opera fora do escopo de controle do ONS, contribuindo de maneira desproporcional para a sobreoferta e aumentando a severidade das restrições impostas às usinas centralizadas (ONS, 2025).

Do ponto de vista regulatório, a Resolução Normativa ANEEL nº 1030/2022 introduziu novos critérios para classificação, medição e compensação dos cortes (*constrained-off*), mas ainda há lacunas importantes quanto ao tratamento equitativo

dos diferentes agentes (ANEEL, 2022). Propostas como o rateio proporcional do *curtailment* entre geração centralizada e distribuída já foram discutidas no âmbito do ONS e da CCEE, com resultados que indicam significativa redução do impacto nas fontes centralizadas se os Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) forem também submetidos às restrições.

Em termos prospectivos, o relatório do ONS projeta um agravamento do *curtailment* até 2029, especialmente no intervalo das 9h às 16h, devido ao crescimento expressivo das fontes renováveis sem correspondente expansão da carga ou da capacidade de escoamento. Cenários simulados mostram que, dependendo da base de expansão considerada (PEN/PMO ou CUST), o número de horas com restrição pode alcançar até 84% do intervalo (ONS, 2025).

Dessa forma, o *curtailment* emerge como uma limitação estrutural da expansão renovável no Brasil, exigindo intervenções coordenadas em múltiplas frentes: reforço da malha de transmissão, integração operacional entre ONS e distribuidoras, desenvolvimento de mecanismos de flexibilidade (como armazenamento e resposta da demanda) e atualização dos marcos regulatórios para garantir isonomia e previsibilidade aos agentes. Diante desses desafios operacionais, o uso de tecnologias que agreguem flexibilidade ao sistema, como os sistemas de armazenamento de energia - BESS, torna-se uma estratégia relevante não apenas para mitigar o *curtailment*, mas também para garantir maior previsibilidade e confiabilidade à operação das usinas. Este tema é aprofundado na seção seguinte.

3.2 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA - BESS

A energia elétrica é um recurso fundamental da sociedade, o que faz com que a despachabilidade dos sistemas de transmissão e distribuição desta energia seja um fator determinante para o conforto e o bem-estar social. A crescente penetração das fontes renováveis não despacháveis de energia faz com que outras estratégias sejam necessárias para manter a despachabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Uma das soluções para esta questão é o armazenamento de energia (Azzuni; Breyer, 2018).

O armazenamento de energia pode contribuir para a segurança e a estabilidade do sistema de diversos modos, desde auto-restabelecimento (*black start*), emulação de inércia e regulação de frequência (Niu *et al.*, 2023), até a integração com fontes renováveis. Entretanto, cada um destes serviços requer uma inércia e uma velocidade de resposta específicas do sistema (Banshwar *et al.*, 2017; Palizban; Kauhaniemi, 2016). Por exemplo, serviços ancilares, como controle primário de frequência, requerem resposta rápida na ordem de segundos ou milissegundos, enquanto aplicações como redução de pico de demanda (*peak shaving*) não demandam essa agilidade.

Atualmente, a maioria dos sistemas de armazenamento em larga escala é composta por usinas hidrelétricas reversíveis (Reversible Pump Hydro Storage – RPHS), tecnologia amplamente implementada, mas com limitações topográficas e ambientais (Azzuni; Breyer, 2018; Rahman *et al.*, 2020). Nesse cenário, os sistemas de armazenamento de energia em baterias têm ganhado cada vez mais destaque por sua flexibilidade, capacidade modular e aplicabilidade a diferentes escalas e serviços (Zhang *et al.*, 2018).

Os BESS podem fornecer praticamente todos os serviços requeridos pelos sistemas elétricos, operando em diferentes faixas de potência e de tempo de descarga, conforme mostrado na Figura 3-3 (Georgiou; Shah; Markides, 2018). No contexto das

fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica, esses sistemas se mostram especialmente promissores por permitir sua integração com maior estabilidade.

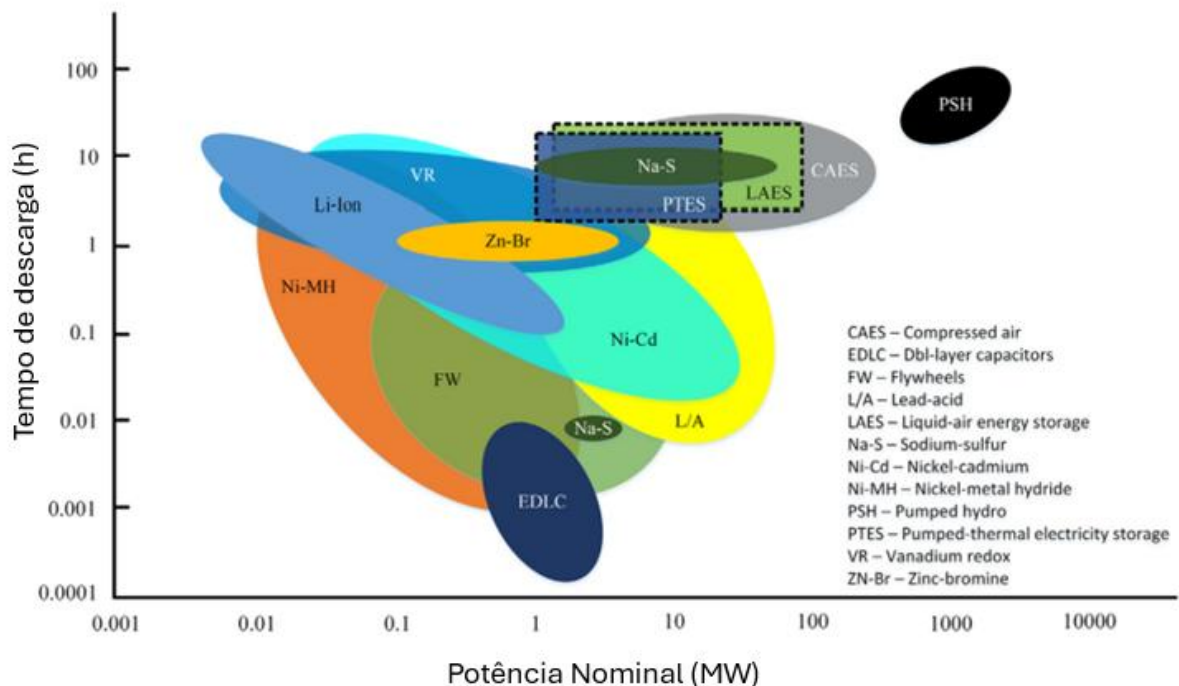


Figura 3-3 - Tecnologias de armazenamento de energia e suas magnitudes de aplicação em potência instalada e tempo de descarga (Georgiou; Shah; Markides, 2018).

Além dos aspectos técnicos, os BESS têm se mostrado elementos centrais na transição energética global, sendo utilizados para serviços como regulação de frequência, suporte de tensão, *black start*, arbitragem energética e estabilização da geração renovável (Okafor; Folly, 2024). Em redes fracas ou isoladas, como ilhas ou regiões remotas da Amazônia Legal e do SISOL (Sistemas Isolados), o uso de controle de inércia sintética por meio de BESS permite compensar a ausência de inércia mecânica e evitar oscilações de frequência prejudiciais à operação (Curto *et al.*, 2022). Além da amplitude de serviços, a escolha da aplicação de BESS pode ser analisada segundo dois novos parâmetros propostos por Zhao *et al.* (2023): a frequência de uso e a intensidade de uso, conceitos que se relacionam diretamente ao impacto do ciclo de vida e da degradação das baterias. A Figura 3-4 resume visualmente essa categorização para diferentes aplicações, como controle de frequência, integração de renováveis, *behind-the-meter*, entre outros. Esse

mapeamento é aplicável para orientar tanto o dimensionamento quanto o planejamento da operação dos BESS, em função da intensidade dos ciclos de carga/descarga e da frequência com que ocorrem.

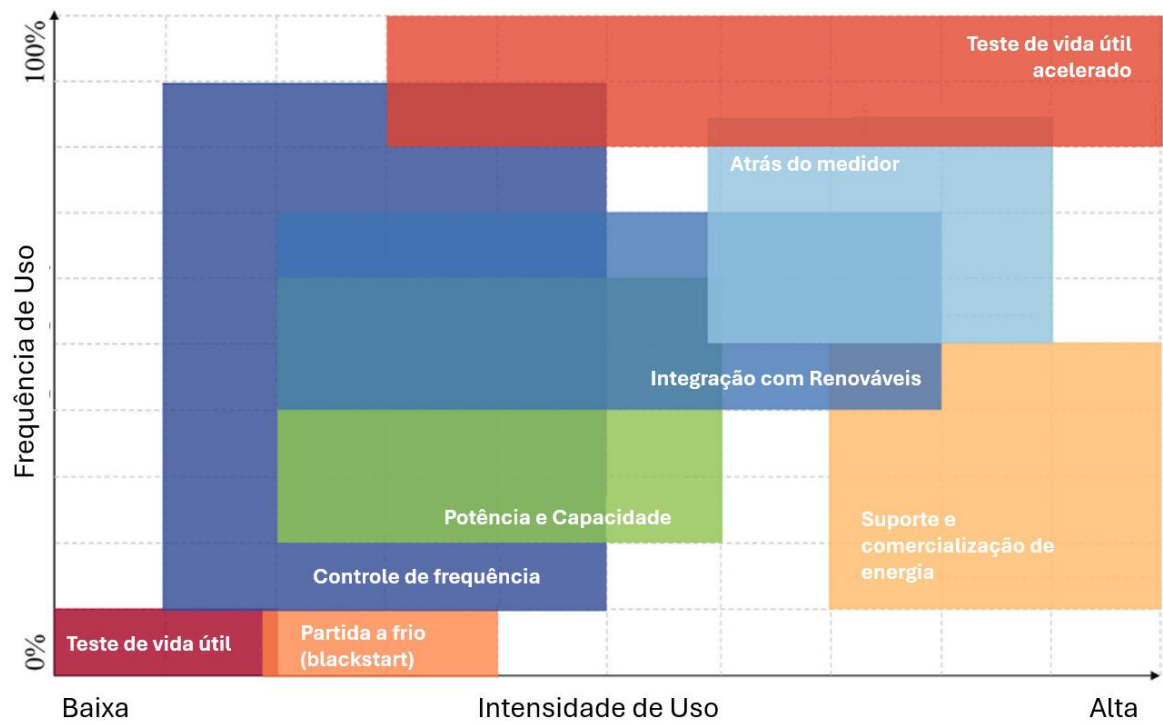


Figura 3-4 – Categorização das aplicações de BESS e seus respectivos perfis de uso da carga em relação à frequência e à intensidade de uso (Zhao et al, 2023).

No Brasil, o avanço regulatório tem sido importante para destravar projetos de armazenamento. A Portaria MME nº 812/2024 estabelece diretrizes para caracterização e inserção dos sistemas de armazenamento na matriz elétrica brasileira, reconhecendo sua multifuncionalidade e seus serviços ao sistema (MME, 2024).

Do ponto de vista econômico, estudos recentes mostram que o modelo de BESS de propriedade do usuário final pode oferecer maior economia na conta de energia, enquanto modelos de propriedade do desenvolvedor geram maior valor presente líquido total, sobretudo em esquemas de compartilhamento e *peer-to-peer* (Zhang et al., 2024). No Brasil, essas possibilidades dialogam com a abertura do

mercado de energia e o crescimento da geração distribuída com armazenamento associado.

No segmento de grande porte (*utility scale*), o mercado brasileiro aguarda com expectativa o leilão de reserva de capacidade para sistemas de armazenamento (LRCAP) previsto na Portaria MME nº 812/2024. Inicialmente agendado para junho de 2025, o certame foi adiado devido a questões regulatórias, embora o Ministério de Minas e Energia mantenha a sinalização de realizá-lo ainda em 2025. A relevância desse leilão é reforçada pelo elevado volume de *curtailment* enfrentado por usinas renováveis não despacháveis em razão de restrições de transmissão. A inclusão de BESS integrados à geração centralizada vem sendo apontada como solução estratégica para reduzir os gargalos, aportar flexibilidade e permitir o despacho eficiente dessas usinas.

Em paralelo, no mercado de média potência, indústria e comércio (C&I), o uso de BESS já está em franco crescimento, sendo atualmente o segmento com maior penetração prática e retorno financeiro no país. Aproveitando os elevados custos da energia no horário de ponta, empresas adotam sistemas *behind-the-meter* para reduzir faturas ao mesclar consumos e armazenamento local. O modelo tem se mostrado especialmente atrativo por proporcionar economia com tarifas e redução de demanda contratada. Empresas como a Brasol anunciaram investimentos significativos em 2025 — da ordem de R\$ 150 milhões — para oferecer soluções de armazenamento como serviço (*BESS-as-a-service*), sem necessidade de investimento inicial por parte do consumidor, com descontos estimados em até 20% na conta de energia (PV Magazine, 2025).

Apesar do avanço regulatório e tecnológico no Brasil, observa-se uma lacuna na literatura técnico-acadêmica nacional em relação à modelagem econômica da operação de BESS em usinas híbridas conectadas ao SIN. Esta lacuna é abordada nos artigos 1 e 2 desta tese, que propõem modelos práticos de avaliação da complementariedade entre fontes e da sensibilidade à previsão solar.

3.3 RECURSO SOLAR

3.3.1 Radiação solar

A radiação solar é o recurso energético primário na Terra. A energia proveniente do Sol incide sobre a atmosfera da terra com uma densidade energética de aproximadamente 1.361 W/m^2 (Gueymard, 2018). Uma vez que a radiação solar atravessa a atmosfera, ela passa por diversos processos físicos como a reflexão e a refração. Estes processos decompõem a radiação solar em duas componentes: a radiação difusa e a radiação direta. A Figura 3-5 ilustra este processo.

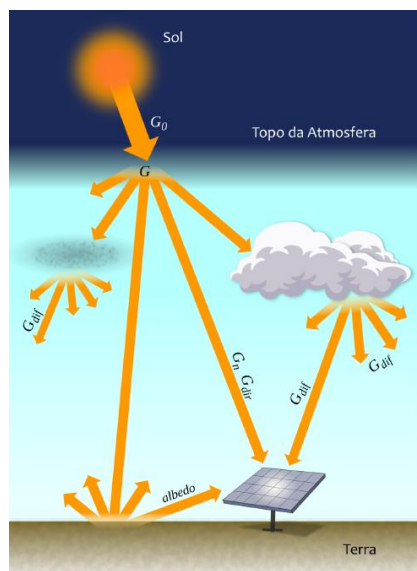


Figura 3-5 - Ilustração das componentes da irradiância global incidente no plano.
Fonte: (Pereira *et al.*, 2017).

A radiação direta é a fração que não sofreu alteração durante sua passagem pela atmosfera, enquanto a difusa é o resultado dos vários processos físicos que desviam, atenuam e refletem a irradiância extraterrestre. A radiação direta tem ângulo de incidência igual ao ângulo de incidências dos raios fora da atmosfera. Já a radiação difusa não tem um ângulo de incidência definido, provém de todos os ângulos.

Além destes dois componentes, existe também o albedo, que é a radiação proveniente de reflexões de toda a irradiância incidente nos objetos ao redor do ponto de observação (Pinho; Galdino, 2014; Viana, 2010).

Por fim, a radiação global é a soma de todas as três componentes apresentadas (difusa, direta e albedo). É esta irradiância que é comumente abreviada para irradiância solar e que é utilizada majoritariamente na simulação, previsão e avaliação da geração de energia de sistemas fotovoltaicos.

Quando a incidência da radiação solar ocorre em planos inclinados (como é o caso da maioria dos sistemas fotovoltaicos no mundo), a irradiância global é calculada através dos métodos de transposição. Estes métodos são métodos físicos e geométricos para realizar a decomposição e combinação das três componentes da irradiância global para um dado plano inclinado (Gueymard, 1987; Hay, John E., 1979; Liu; Jordan, 1960; Reindl; Beckman; Duffie, 1990).

Atualmente, com a aplicação dos módulos fotovoltaicos bifaciais, novos modelos mais precisos são necessários para o tratamento principalmente da irradiância difusa e albedos, que são as componentes com maior impacto no ganho da parte traseira desta tecnologia de módulos fotovoltaicos (Magadley; Kabha; Yehia, 2021; Zhang *et al.*, 2022).

3.3.2 Atlas Brasileiro de Energia Solar

Em 2006, no contexto do projeto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment), o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE publicou, juntamente com diversas instituições, o Atlas Brasileiro de Energia Solar (https://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html). O projeto SWERA tinha como objetivo a viabilização de uma base de dados de alta qualidade de modo a auxiliar projetos e políticas públicas relacionadas às energias solar e eólica (Pereira *et al.*, 2017).

Os dados de irradiação do Atlas são obtidos a partir do modelo físico BRASIL-SR de obtenção de estimativas de radiação solar incidente na superfície a partir de imagens de satélite. O modelo BRASIL-SR foi inicialmente desenvolvido na Alemanha (Stuhlmann; Rieland; Raschke, 1990) e, posteriormente, adaptado e aperfeiçoado no Brasil por meio de convênio estabelecido entre o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) e a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) (Pereira *et al.*,

1996). Como resultado, o Atlas Brasileiro de Energia Solar hoje serve como base para diversos empreendimentos de energia solar fotovoltaica no Brasil.

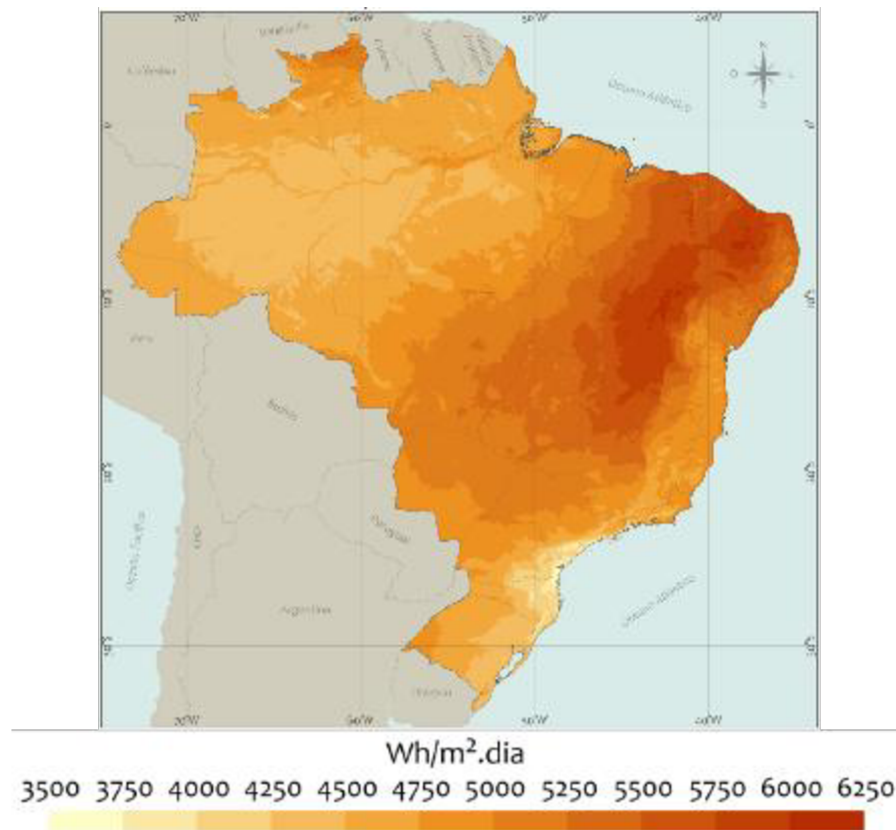


Figura 3-6 - Total diário da irradiação global horizontal (GHI) - Média Anual (Pereira *et al.*, 2017).

3.3.3 Dados de satélite e processos de *site-adaptation*

Além do Atlas Brasileiro de Energia Solar, existem outras instituições de pesquisas e empresas que disponibilizam dados de irradiação solar para avaliação do recurso solar sem a necessidade de medidas locais com equipamento dedicado. Esta seção apresenta as principais fontes de dados de satélite utilizadas nos processos de avaliação de recurso e simulações de usinas fotovoltaicas.

De maneira geral, independente da instituição, os satélites utilizados para registro das medições dependem da região do globo de interesse. A Figura 3-7 ilustra os principais satélites utilizados para cada região do planeta, sendo o satélite Himawari para a região leste da Ásia e Oceania, Meteosat para região oeste da Ásia, Europa e África, e o GOES para as Américas (Yang *et al.*, 2022).

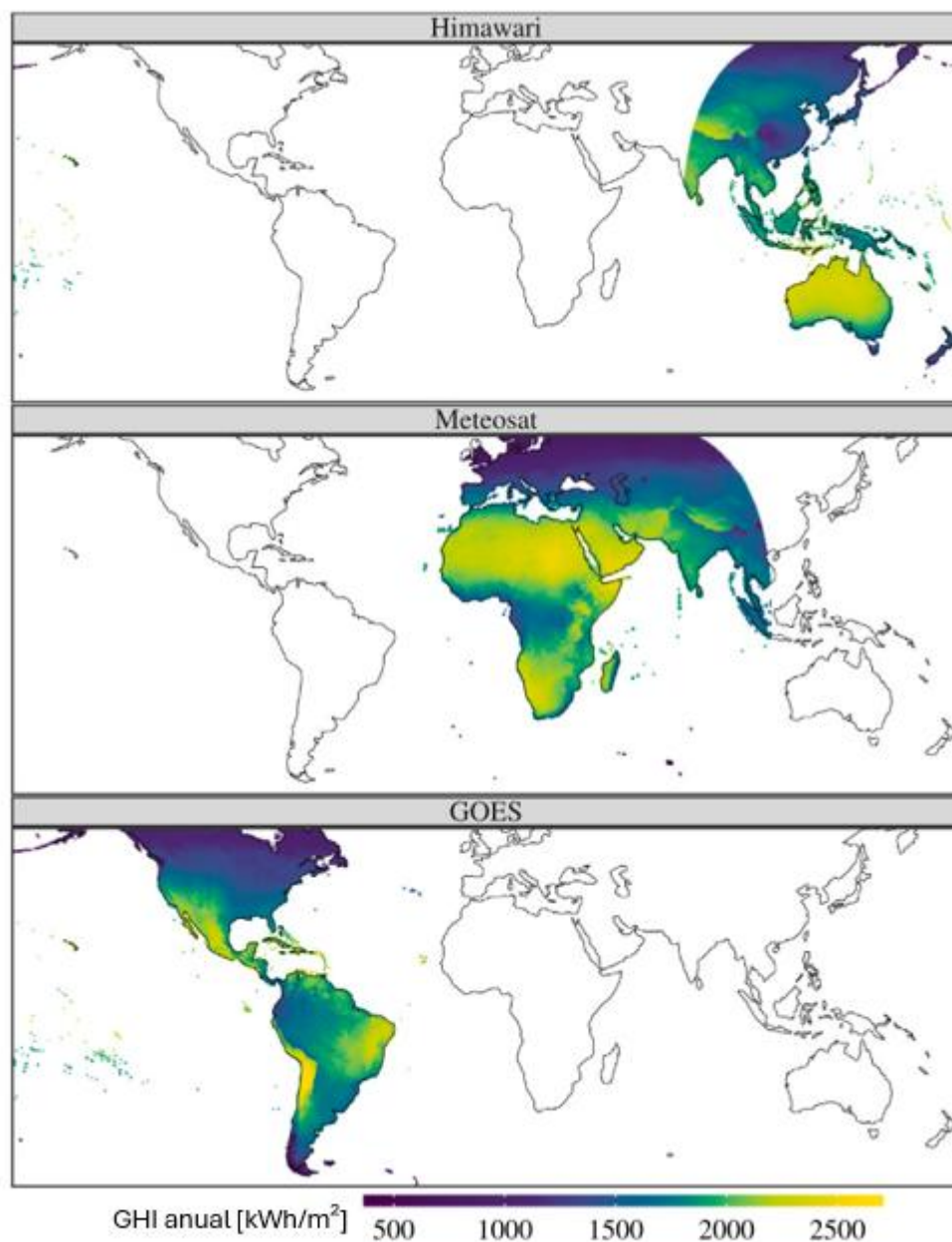


Figura 3-7 – Satélites típicos utilizados para obtenção de irradiação solar através do tratamento de imagens de satélite (Yang *et al.*, 2022).

3.3.4 Dados de albedo

O albedo do solo é definido como a fração da radiação solar incidente que é refletida pela superfície terrestre de volta à atmosfera. Trata-se de uma variável fundamental tanto para o balanço de energia da superfície quanto para aplicações em sensoriamento remoto, modelagem climática e, especialmente, em sistemas fotovoltaicos bifaciais. Nestes sistemas, o albedo influencia diretamente a irradiância refletida que incide na face posterior dos módulos, sendo um dos principais

determinantes do ganho bifacial e, portanto, da performance energética do sistema. O uso de valores incorretos ou mal caracterizados de albedo pode introduzir incertezas significativas nas estimativas de geração de energia, com implicações tanto técnicas quanto financeiras.

A medição direta do albedo pode ser realizada por albedômetros ou por pares de piranômetros instalados horizontalmente em estações de campo. Essas medições são geralmente precisas, mas possuem cobertura espacial limitada e são pouco viáveis na fase de pré-viabilidade de projetos solares, que frequentemente carecem de infraestrutura para coleta contínua de dados em longo prazo (Blakesley *et al.*, 2023). Em contrapartida, produtos de sensoriamento remoto têm sido amplamente utilizados para suprir essa lacuna. O produto MCD43 do sensor MODIS, embarcado nos satélites Terra e Aqua, fornece estimativas diárias de albedo com resolução espacial de 500 metros, utilizando modelagem BRDF (Bidirectional Reflectance Distribution Function) baseada em múltiplas observações angulares. Embora esses produtos sejam largamente utilizados, sua aplicação em regiões com uso do solo heterogêneo ou em projetos de menor escala pode resultar em erros relevantes de escala e representação espacial (Blakesley *et al.*, 2023; Lin *et al.*, 2022).

Com o avanço dos sensores de alta resolução, como Sentinel-2 e Landsat 8, novas abordagens têm sido propostas para estimativa do albedo com maior detalhamento espacial. Xiang *et al.* (2025) propuseram uma metodologia universal baseada na refletância no topo da atmosfera para os sensores Landsat 8, Sentinel-2 e GaoFen-1, utilizando regressão sobre amostras BRDF e validando os resultados com dados de redes de medição terrestre como SURFRAD, AmeriFlux e HiWater. Os resultados indicaram erro quadrático médio (RMSE) de 0,027 para o Landsat 8, 0,036 para o Sentinel-2 e 0,041 para o GaoFen-1, com elevada consistência entre sensores e boa correlação com os produtos MODIS, demonstrando a viabilidade de geração de mapas de albedo em escalas de 10 a 30 metros para aplicações solares. Complementarmente, Lin *et al.* (Lin *et al.*, 2022) desenvolveram um algoritmo baseado em tabelas de consulta (Look-Up Tables) calibradas com dados MODIS e classificações de uso do solo da ESA, integrando essas estimativas ao ambiente Google Earth Engine. O método demonstrou alta acurácia com RMSE de 0,030 e coeficiente de determinação (R^2) superior a 0,94 em validações com dados em campo,

além de capacidade de capturar variações sazonais e espaciais em áreas urbanas e vegetadas.

Dentre as soluções comerciais, a plataforma Solargis® oferece dados globais de albedo derivados de sensores geostacionários (como Meteosat, GOES e Himawari), combinados com modelos físico-estatísticos que integram variáveis atmosféricas, topográficas e de uso do solo. Os produtos são gerados com resolução espacial nativa de 2 a 4 km, posteriormente reamostrados para aproximadamente 90 metros por meio de ajuste topográfico baseado em modelos digitais de elevação. A atualização dos dados é diária, e os valores fornecidos são mensais, representando a variabilidade sazonal com maior fidelidade do que abordagens que utilizam valores constantes ao longo do ano. A plataforma recomenda fortemente a utilização de séries mensais em detrimento de valores médios anuais, dado que o albedo apresenta variação sazonal significativa em função da cobertura vegetal, umidade do solo, presença de neve e outros fatores. A validação dos produtos do Solargis® com dados de estações SURFRAD e AMERIFLUX revelou erro médio (MBE) inferior a 0,01, evidenciando a confiabilidade da base para aplicações energéticas (SOLARGIS, 2025).

Já a metodologia da plataforma Solcast baseia-se em uma abordagem híbrida que combina modelagem clear-sky, aprendizado de máquina e assimilação de dados satelitais e meteorológicos para fornecer estimativas de irradiância e albedo em alta resolução temporal e espacial. O modelo clear-sky adotado é o REST2v5, que utiliza parâmetros atmosféricos como aerossóis, ozônio e vapor d'água, em conjunto com produtos MODIS, reanálises MERRA2 e CAMS para estimar a refletância de superfície. A partir disso, aplica-se um processo de separação da irradiância direta e difusa utilizando modelos treinados com aprendizado de máquina, seguido pela transposição para o plano inclinado por modelos como Hay ou Reindl. A estimativa do albedo é feita com base em séries temporais e interpolação de dados MODIS, com refinamento contínuo via dados atmosféricos e satelitais atualizados a cada 5 minutos. A plataforma considera também mudanças dinâmicas de uso e cobertura do solo com base em imagens de ~30 dias anteriores, permitindo melhor diferenciação entre superfície e cobertura de nuvens. A resolução espacial dos dados é de aproximadamente 90 metros, o que permite sua aplicação em estudos de plantas solares localizadas em terrenos complexos (Solcast, 2025).

Dentre os principais desafios para uso dessas estimativas, destaca-se a variabilidade temporal e espacial do albedo. O albedo não é uma propriedade estática da superfície: varia ao longo do dia com a geometria solar, sazonalmente com mudanças na cobertura vegetal e nas condições do solo, e espacialmente em função do uso do solo e topografia. Em contextos fotovoltaicos, especialmente em sistemas bifaciais, essa variabilidade torna-se ainda mais relevante. Blakesley et al. (2023) demonstraram que erros de caracterização do albedo, em especial a não consideração de sua variabilidade espectral e angular, podem levar a desvios superiores a 25% (NRMSE) na estimativa da irradiância traseira, com implicações diretas na projeção de geração de energia, no dimensionamento de contratos e na atratividade econômica dos projetos. Além disso, o uso de valores fixos ou médias anuais pode ocultar a real contribuição do albedo em diferentes estações do ano, especialmente em locais com alternância de cobertura vegetal, seca e umidade, ou com presença eventual de neve.

Portanto, a seleção da fonte de dados de albedo, bem como sua resolução espacial e temporal, deve ser cuidadosamente avaliada conforme o estágio do projeto (viabilidade, operação, monitoramento), a tecnologia empregada (monofacial ou bifacial), a escala da planta (pequeno porte ou utility scale), e o contexto climático e ambiental da região. A integração de dados satelitais com medições locais, quando disponíveis, e o uso de plataformas modernas com atualização contínua e incorporação de inteligência atmosférica e de superfície, como Solcast e Solargis®, representam estratégias promissoras para reduzir incertezas e aumentar a robustez das estimativas de geração em projetos fotovoltaicos bifaciais.

3.4 TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

3.4.1 Módulo fotovoltaico

O módulo fotovoltaico é um dispositivo que, através do efeito fotovoltaico, transforma a energia contida na radiação solar em energia elétrica. A primeira célula solar fotovoltaica de Si foi apresentada em 1954 por Chapin, Fuller & Pearson (Chapin C S Fuller; Pearson, 1953). O módulo é composto por células fotovoltaicas, que são feitas, por sua vez, de semicondutores que podem ser constituídos por diversos materiais. Os materiais mais utilizados na construção de módulos fotovoltaicos são

baseados em silício – principalmente silício monocristalino (c-Si) e silício até o passado recente, também multicristalino (m-Si).

Além das tecnologias baseadas em silício, existem também tecnologias baseadas em materiais como o telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre, gálio e índio (CIGS), perovskita (Alhamada *et al.*, 2022), entre outros. As tecnologias de c-Si e m-Si são consideradas tecnologias de primeira geração e as tecnologias de filme fino, como CdTe, CIGS, a-Si e a-Si/ μ c-Si são consideradas de tecnologias de segunda geração (Sinke, 2019). As tecnologias de primeira geração correspondem a cerca de 95% da produção global de energia, conforme apresenta a Figura 3-8 (ISE, 2025).

A dominância da tecnologia de silício monocristalino se consolidou nos últimos anos com o desenvolvimento dos módulos bifaciais, com um ganho considerável de potência na mesma área de módulo, e um aumento de custo relativamente pequeno.

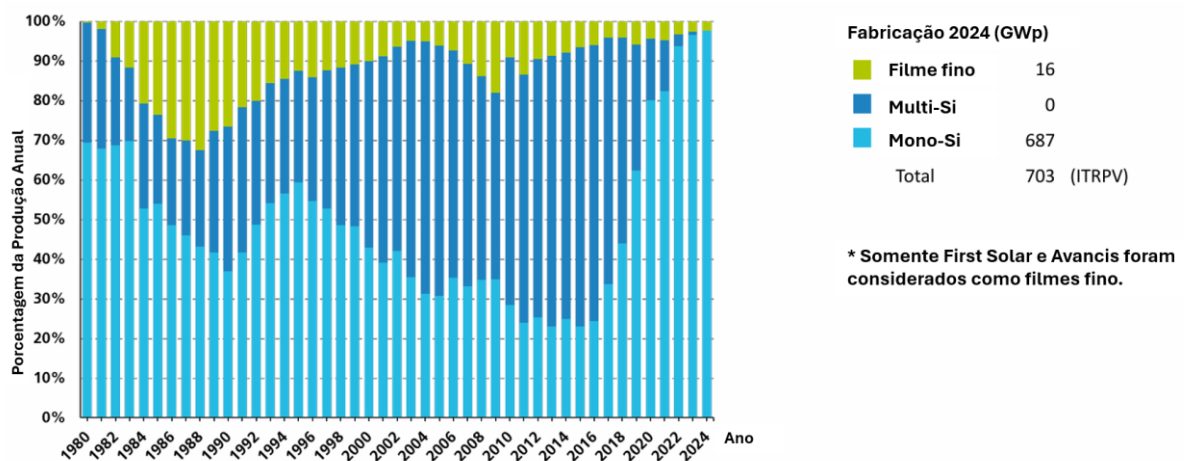


Figura 3-8 - Produção global das tecnologias fotovoltaicas. Adaptado de (ISE, 2025).

3.4.2 Rastreador fotovoltaico

A tecnologia de rastreamento solar tem desempenhado um papel crucial na busca pela maximização da produção de energia em sistemas fotovoltaicos (FV), especialmente em grandes usinas solares. O princípio básico do rastreamento é manter os módulos fotovoltaicos alinhados ortogonalmente à radiação solar incidente ao longo do dia e das estações, reduzindo perdas angulares e aumentando a captação de irradiância direta (Kazem *et al.*, 2024).

Historicamente, os primeiros sistemas FV operavam com estruturas fixas, otimizadas para a inclinação média anual em cada local. No entanto, a introdução dos rastreadores solares trouxe ganhos significativos. Sistemas de rastreamento de eixo único (SATS) e de dois eixos (DATS) demonstraram aumentos de geração de 15% a 45%, dependendo da localização e do clima (Abu-Khader; Badran; Abdallah, 2008; Chang, 2009; Kacira *et al.*, 2004; Veríssimo *et al.*, 2020). É importante destacar que esses ganhos estão diretamente relacionados à fração de irradiância direta disponível no local, uma vez que a irradiância difusa incide de forma quase isotrópica sobre as superfícies, sendo captada de forma similar tanto por estruturas fixas quanto por rastreadas (Abd-Elhady *et al.*, 2025). Assim, regiões com maior irradiância direta, como zonas áridas e semiáridas, tendem a apresentar maiores benefícios com a adoção de rastreadores.

Embora a posição do sol no céu seja determinística e bem conhecida (Iqbal, 1983), existem diversos algoritmos de rastreamento que buscam otimizar o ganho energético em diferentes frentes. Kazem et al. (2024) resumem os tipos de aplicações e algoritmos disponíveis e em desenvolvimento na Figura 3-9. Os rastreadores podem ser classificados conforme o grau de liberdade de movimento (um ou dois eixos) e o tipo de acionamento (ativo ou passivo). Sistemas ativos utilizam sensores, microcontroladores e atuadores motorizados, enquanto os passivos exploram propriedades físicas como expansão térmica de fluidos para gerar movimento. O avanço nos sistemas ativos foi impulsionado pela aplicação de sensores de luminosidade, algoritmos de controle PID, lógica fuzzy, redes neurais artificiais (ANN) e mais recentemente, técnicas de aprendizado de máquina (AL-Rousan; Mat Isa; Mat Desa, 2020).

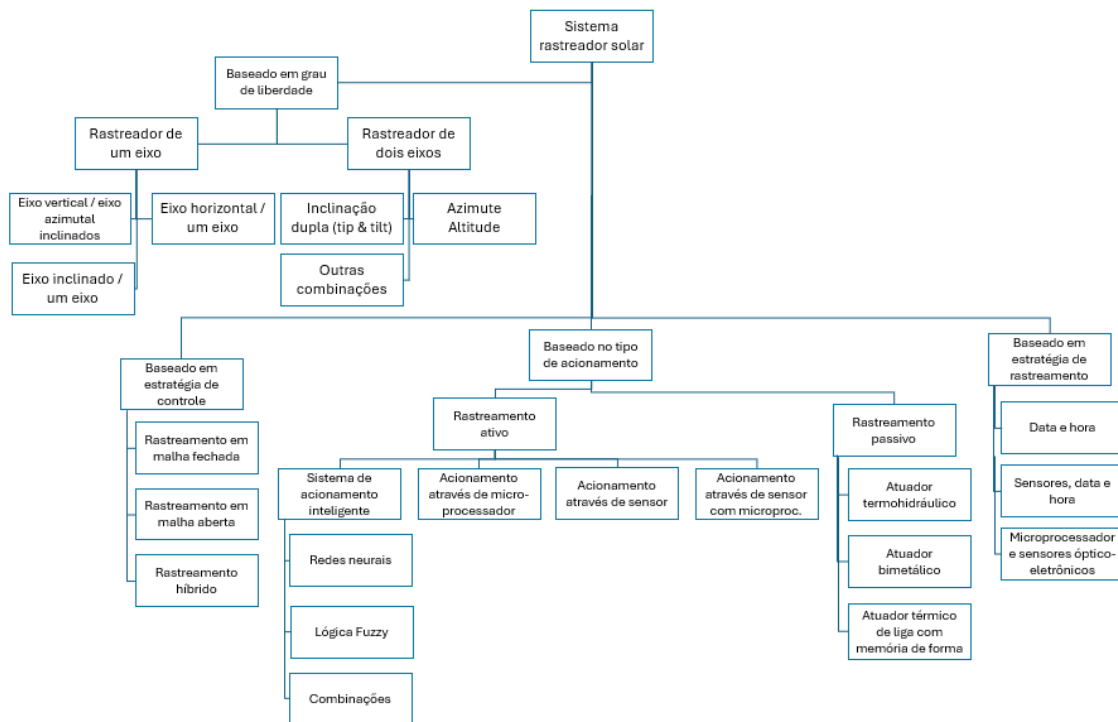


Figura 3-9 - Classificação dos tipos de algoritmos de rastreamento solar com base em tipo de acionamento e complexidade. (Kazem *et al.*, 2024)

Entre os algoritmos de rastreamento, destacam-se os astronômicos baseados em modelos matemáticos que predizem a trajetória solar (usando hora solar, declinação e latitude), e os baseados em sensores, que utilizam medições em tempo real da irradiância para guiar o sistema. Enquanto os modelos astronômicos oferecem maior robustez contra condições climáticas adversas, os sensores podem proporcionar melhor resposta dinâmica em ambientes com forte variabilidade atmosférica.

Do ponto de vista da integração com novas tecnologias, a adoção de sistemas fotovoltaicos bifaciais e o uso de algoritmos inteligentes têm se mostrado promissores para aumentar ainda mais a geração energética e mitigar perdas por sombreamento ou desalinhamentos, conforme mostrado por Keiner *et al.* (2024), que mostra que algoritmos mais sofisticados de backtracking podem reduzir o LCOE da usina em até 12%, dependendo das condições climáticas e características do projeto.

Com base nessa evolução, observa-se uma tendência de crescimento da participação dos SATS no mercado de grandes usinas, especialmente pela sua

melhor relação custo-benefício frente aos DATS (Kazem et al., 2024). Espera-se que os rastreadores continuem sendo objeto de intensa pesquisa e desenvolvimento, sobretudo nas áreas de controle inteligente, integração com sistemas de armazenamento e adaptação a novos tipos de módulos como os bifaciais.

3.4.3 Tecnologia bifacial

As células bifaciais já existem há algumas décadas, mas foram popularizadas com o destaque dado por Cuevas et al. em 1982 (Cuevas *et al.*, 1982). Em 1985 Luque et al. (1985) publicaram um protótipo de um módulo bifacial, com coleta de irradiância pelos dois lados do módulo. A Figura 3-10 ilustra de maneira simplificada a diferença entre uma célula monofacial e uma célula bifacial (Raina; Sinha, 2022). A principal diferença é que na célula monofacial, o eletrodo traseiro é sobreposto como uma camada contínua, enquanto no caso de uma célula bifacial, os contatos na parte traseira são planejados na forma de uma grade metálica.

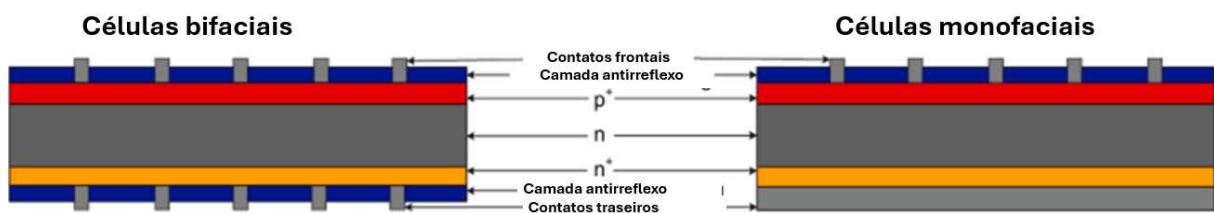
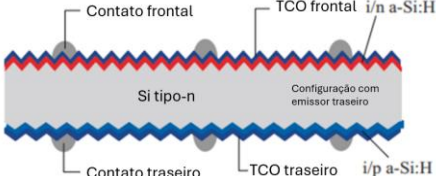
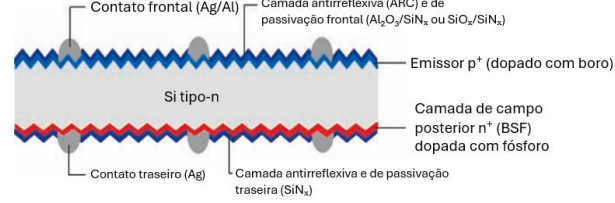
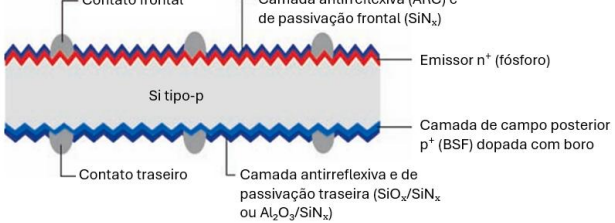
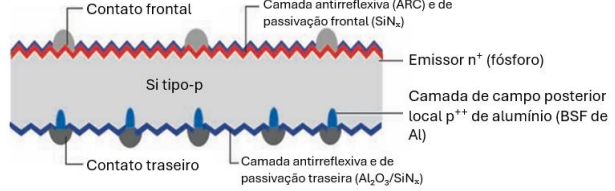
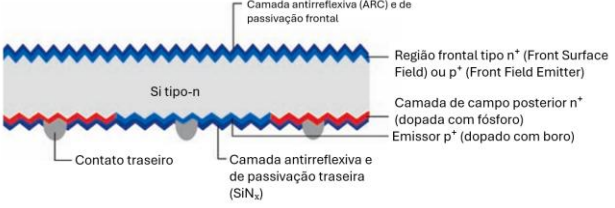


Figura 3-10 – Principais diferenças construtivas entre as células bifaciais e monofaciais.

Portanto, as células bifaciais seguem também os mesmos avanços tecnológicos que a célula monofacial, como a heterojunção (Chowdhury *et al.*, 2021; Pham *et al.*, 2021; Scuto *et al.*, 2022) e o avanço da topologia n-Type (Huang *et al.*, 2020; Recamán Payo *et al.*, 2020; Yu *et al.*, 2016).

A Tabela 3-1 apresenta algumas topologias de células bifaciais presentes na literatura (Raina; Sinha, 2022).

Tabela 3-1 – Topologias de tecnologias das células bifaciais de silício cristalino (Raina; Sinha, 2022).

Tecnologia da célula	Estrutura	Contato frontal	Base do Silício	Contato traseiro	BSF	Eficiência	Bifacialidade
SHJ - Heterojunção	 Contato frontal TCO frontal i/n a-Si:H Si tipo-n Configuração com emissor traseiro Contato traseiro TCO traseiro i/p a-Si:H	Ag/TCO	n	Ag/TCO	i/n a-Si:H ou i/p a-Si:H	25%	92%
n-PERT	 Contato frontal (Ag/Al) Camada antirreflexiva (ARC) e de passivação frontal (Al_2O_3/SiN_x ou SiO_2/SiN_x) Si tipo-n Emissor p⁺ (dopado com boro) Camada de campo posterior n⁺ (BSF) dopada com fósforo Contato traseiro (Ag) Camada antirreflexiva e de passivação traseira (SiN_x)	Ag/Al	n	Ag	n + fósforo	20-22%	95%
p-PERT	 Contato frontal Camada antirreflexiva (ARC) e de passivação frontal (SiN_x) Si tipo-p Emissor n⁺ (fósforo) Camada de campo posterior p⁺ (BSF) dopada com boro Contato traseiro Camada antirreflexiva e de passivação traseira (SiO_2/SiN_x ou Al_2O_3/SiN_x)	Ag	p	Ag/Al	p + boro	18-20%	85-90%
p-PERC+	 Contato frontal Camada antirreflexiva (ARC) e de passivação frontal (SiN_x) Si tipo-p Emissor n⁺ (fósforo) Camada de campo posterior local p⁺⁺ de alumínio (BSF de Al) Contato traseiro Camada antirreflexiva e de passivação traseira (Al_2O_3/SiN_x)	Ag	p	Al	p++ local Al BSF	20-22%	80-90%
Célula de contato traseiro	 Camada antirreflexiva (ARC) e de passivação frontal Si tipo-n Região frontal tipo n⁺ (Front Surface Field) ou p⁺ (Front Field Emitter) Camada de campo posterior n⁺ (dopada com fósforo) Emissor p⁺ (dopado com boro) Contato traseiro Camada antirreflexiva e de passivação traseira (SiN_x)	-	n	Ag	n + fósforo e p+ boro difuso	25%	>70%

A partir daí, diversos outros estudos começaram a ser publicados com objetivo de amadurecer a tecnologia e caracterizar corretamente os ganhos proporcionados pela bifacialidade (Veríssimo *et al.*, 2020).

Estudos de Kreinin *et al.* (2010) avaliaram sistematicamente a contribuição do ganho de energia da parte traseira do módulo, estudando os principais fatores como irradiância, albedo, ângulo de inclinação. Os autores obtiveram um ganho de irradiância de até 40% com albedo de 0,5, e um ganho bifacial de 5%-25% para uma elevação de 0m a 25m para um sistema com inclinação de 30°.

Ganhos de 10% a 15% podem ser obtidos para ângulos entre 25° e 45°, quando comparados com módulos monofaciais em regiões de albedo elevado, como apresentado por (Katsaounis *et al.*, 2019), que avaliaram o ganho obtido em caso real utilizando brita e compararam com modelo de simulação. Na simulação, os autores obtiveram erros entre 15% e 26%, evidenciando a complexidade da modelagem da tecnologia bifacial.

3.4.3.1 Simulação do ganho bifacial

A simulação do ganho bifacial pode ser dividida em duas etapas: (i) simulação do ganho de irradiância, e (ii) simulação do ganho elétrico.

3.4.3.1.1 Simulação do ganho bifacial de irradiância

A simulação do ganho de irradiância representa o quanto mais de irradiância o módulo fotovoltaico converte em energia elétrica. Por ser a irradiância incidente nas costas do módulo, essa irradiância é composta principalmente pela irradiância refletida no solo nos arredores, que é chamada de albedo, e pela irradiância difusa proveniente dos espaços visíveis de céu em toda as direções.

A abordagem mais comum de simulação da irradiância traseira dos módulos fotovoltaicos é baseada na teoria de *view-factors* utilizada na área de transferência de calor (Appelbaum, 2018; Lorenzo, 2021; Maor; Appelbaum, 2012).

A metodologia de *view factor* é amplamente adotada nos principais softwares de simulação de geração de usinas fotovoltaicas, como o PVSyst (PVSyst, 2022). No entanto, esses programas geralmente implementam o método em uma forma

bidimensional simplificada, o que limita sua capacidade de representar adequadamente a complexidade geométrica das estruturas ao redor dos módulos bifaciais, bem como a heterogeneidade espacial das componentes de irradiância que incidem sobre a face traseira dos módulos (Alam; Gul; Muneer, 2021).

As principais limitações do *view-factor* no que diz respeito às simulações de sistemas fotovoltaicos são os efeitos de borda, que ocorrem nos módulos fotovoltaicos que estão nas bordas das estruturas de montagem e, com isso, têm um melhor aproveitamento do albedo; e a simplificação da representação do tubo de torque das estruturas do tipo seguidora.

Assim, para simulações mais sofisticadas, com entornos complexos e difíceis de simplificar, o método chamado de *raytracing* vem sendo aplicado (Berrian; Libal, 2020; Kang *et al.*, 2019). Pelaez *et al.* (Pelaez *et al.*, 2019) apresentam um estudo de comparação do ganho bifacial obtido em simulações desses dois métodos e mais três outros métodos. A Figura 3-11 apresenta os resultados de ganho bifacial dos métodos avaliados para variações de alguns parâmetros construtivos como GCR, altura dos módulos, inclinação dos módulos e albedo.

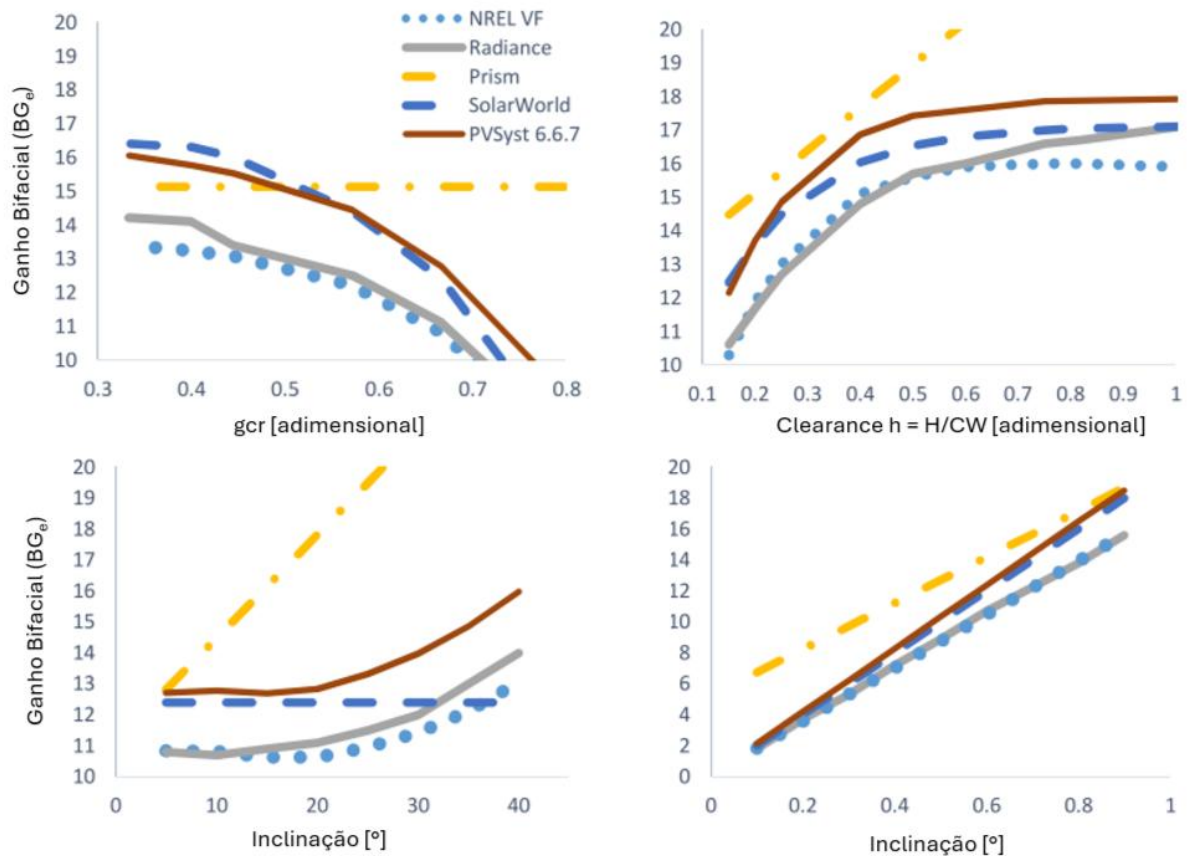


Figura 3-11 – Ganho bifacial modelado para os vários métodos de modelagem em função da variação dos parâmetros construtivos como GCR, altura do módulo, ângulo e albedo (Pelaez *et al.*, 2019).

É possível observar que os resultados do software PVsyst® tendem a superestimar os ganhos bifaciais quando comparados a um modelo mais sofisticado, como o *raytracing*, representado pelo modelo Radiance no estudo.

Entretanto, para simulações de usinas de grande porte, com milhares de módulos fotovoltaicos e estruturas seguidoras lado a lado, o efeito do ganho de borda perde representatividade no total, conforme ilustra a Figura 3-12 (Pelaez *et al.*, 2019), na qual é apresentado o ganho da irradiância dos módulos da borda em relação aos módulos do centro do arranjo. A partir desse resultado, sistemas fotovoltaicos com mais de 7 módulos por seguidor e mais de 10 seguidores já conseguem ser representados adequadamente por um conjunto infinito de módulos, que é a simplificação feita pelos métodos de *view-factors*.

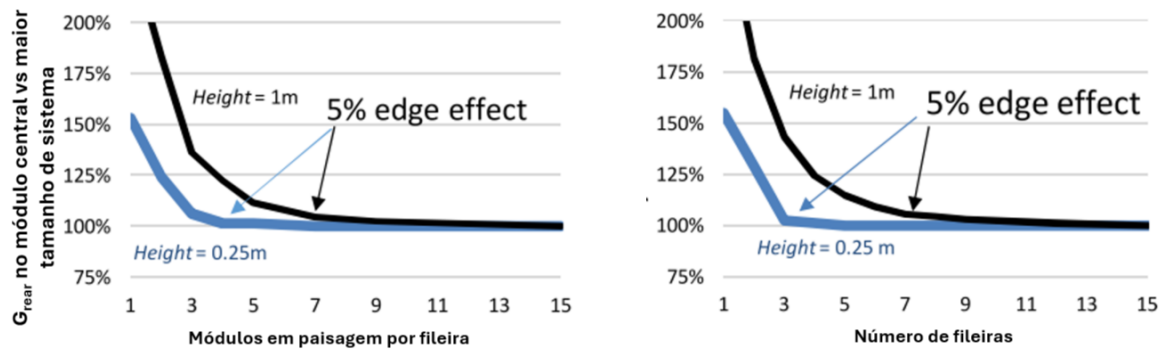


Figura 3-12 - Ganho da irradiância dos módulos da borda em relação aos módulos do centro do arranjo (Pelaez *et al.*, 2019).

Em outro estudo, realizado por Kang *et al.* (Kang *et al.*, 2019), a comparação entre os métodos *view-factor* e *raytracing* mostra que o *view-factor* tendeu a subestimar a irradiância na parte traseira do módulo, conforme exibido na Figura 3-13.

De acordo com os autores, o erro quadrático médio da irradiância traseira ficou entre 31,4% e 34,7% para o método do *view-factor* e 13,8% e 19,8% para o método do *raytracing*.

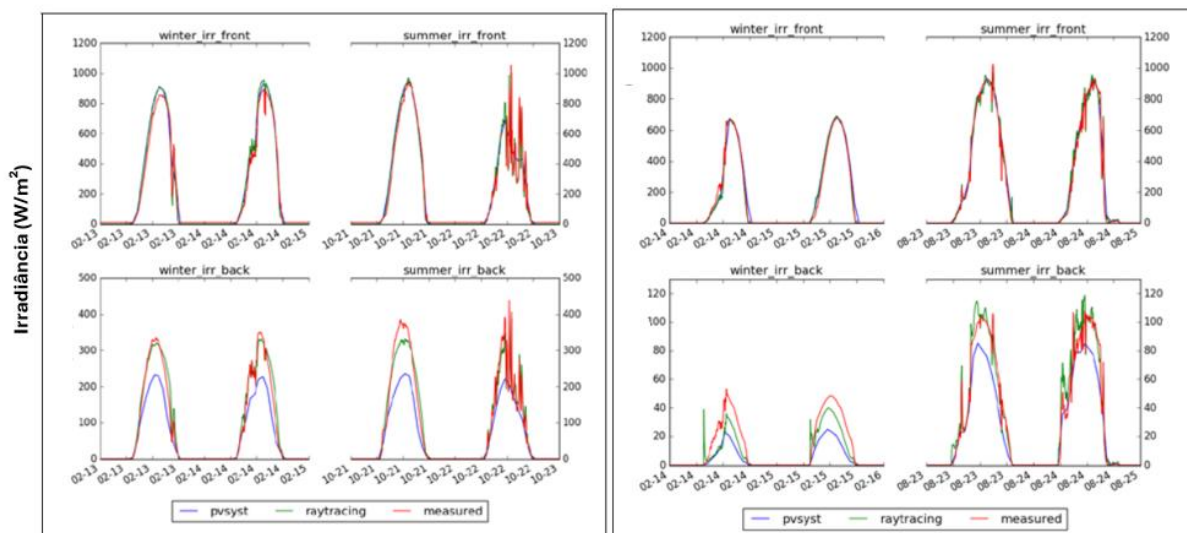


Figura 3-13 – Perfis de irradiâncias frontal e traseira para sistemas bifaciais obtidos por modelagem de *view-factor*, *raytracing* e medidos (Kang *et al.*, 2019).

Observa-se que a estimativa da irradiância traseira ainda é um tema em evolução, com diferentes estudos adotando abordagens variadas e apresentando

resultados que nem sempre convergem entre si quanto à acurácia das metodologias disponíveis.

3.4.3.1.2 Simulação do ganho bifacial elétrico

Quando em operação, cada célula dos módulos fotovoltaicos bifaciais é exposta a uma diferente quantidade de luz em sua face posterior. Essa quantidade de luz está associada à posição do sol e aos ângulos de inclinação e desvio azimutal do módulo fotovoltaico (Kreinin *et al.*, 2010). A Figura 3-14 apresenta os níveis de irradiância traseira ao longo do dia para cada fileira de célula em um módulo de 144 células (24 fileiras x 6 células)(Bailey; Jaubert, 2018), e a Figura 3-15 apresenta o perfil de irradiação recebida por cada fileira de células dos módulos fotovoltaicos ao longo de um seguidor de um eixo localizado no hemisfério norte (Zhao *et al.*, 2021).

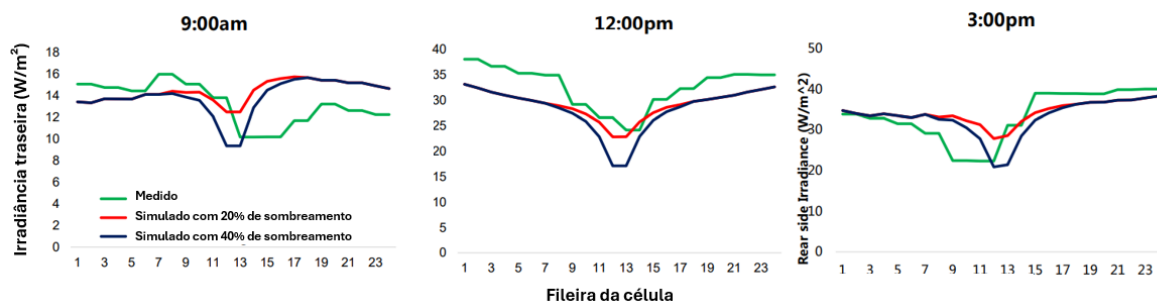


Figura 3-14 - Níveis de irradiância traseira ao longo do dia para cada fileira de célula em um módulo de 144 células (24 fileiras x 6 células) (Bailey; Jaubert, 2018).

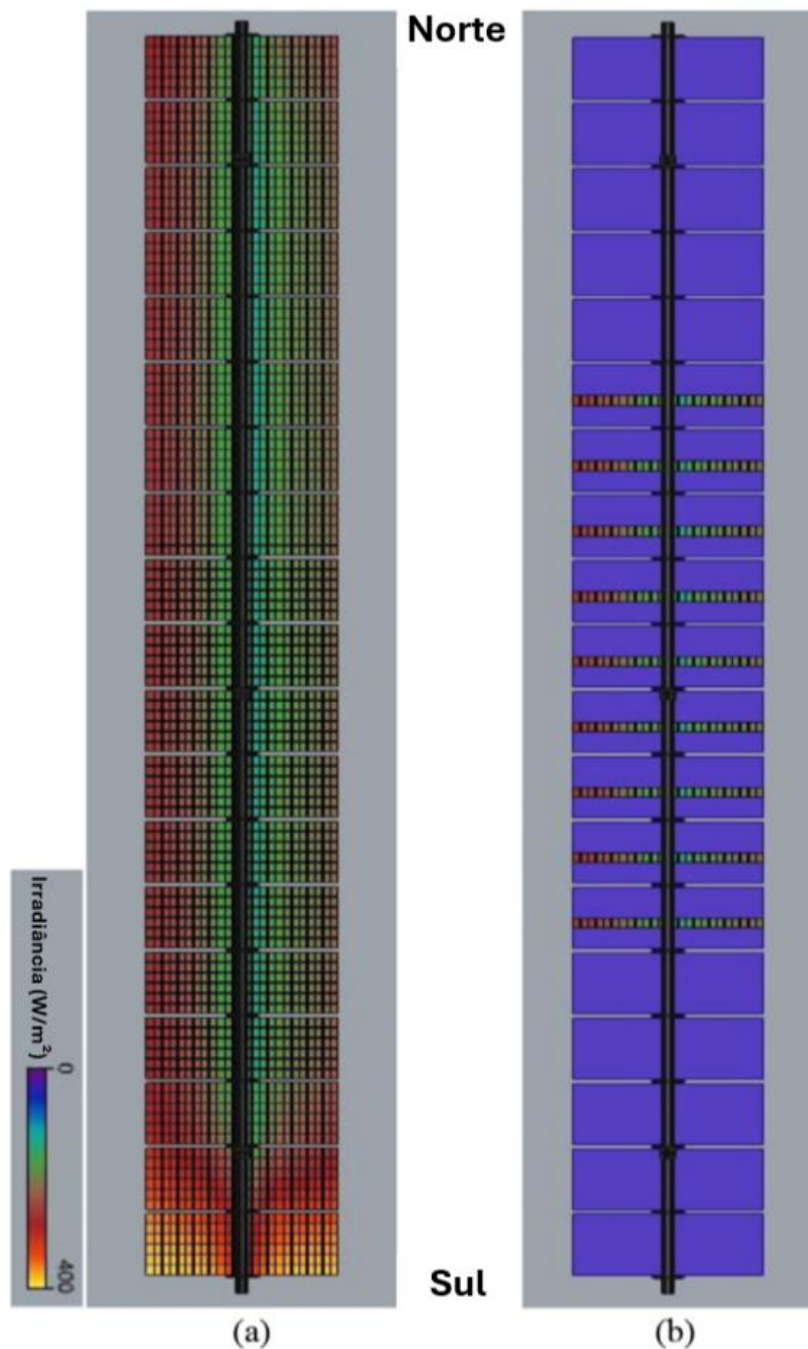


Figura 3-15 - Perfil de irradiação traseira recebida por cada fileira de células dos módulos fotovoltaicos ao longo de um seguidor de um eixo localizado no Hemisfério Norte. O lado (a) da figura apresenta o perfil para todas as células do rastreador e o lado (b) destaca somente as células do eixo central do módulo (Zhao *et al.*, 2021).

Assim, cada célula também produz uma quantidade de energia diferente em relação às demais, o que leva ao efeito de *mismatch* entre as células traseiras dos módulos fotovoltaicos.

Pelaez et al. (Ayala Pelaez *et al.*, 2019) apresentaram um estudo de avaliação de *mismatch* em sistemas fotovoltaicos bifaciais e mostraram como essa perda depende dos parâmetros construtivos e ambientais do sistema. A Figura 3-16 mostra a perda anual de *mismatch* para três locais diferentes em função da altura do módulo em relação ao solo, mostrando que quanto mais baixo o sistema instalado, maior a perda anual devido à não-uniformidade na distribuição de irradiância entre as células traseiras do módulo.

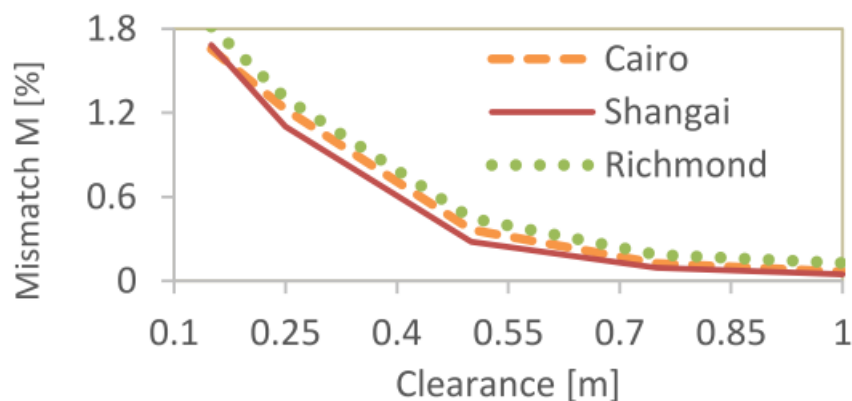


Figura 3-16 – Variação do mismatch traseiro em função da altura do módulo para três locais (Ayala Pelaez *et al.*, 2019).

Ainda que o método de *view-factors* seja amplamente utilizado, ele pode apresentar limitações relevantes em situações nas quais a complexidade geométrica do entorno afeta significativamente a distribuição de irradiância. Dado o aumento da utilização de módulos bifaciais com rastreadores de eixo único, torna-se necessário aprofundar a validação experimental dos modelos utilizados, especialmente considerando os impactos financeiros decorrentes de sub ou superestimativas na expectativa de geração para o P90 dos projetos. Esta necessidade/lacuna motivou a realização do Artigo 3 desta tese, que visa comparar modelos com dados reais de campo sob diferentes condições de albedo.

3.5 INCERTEZAS NA SIMULAÇÃO DE GERAÇÃO

Durante a fase de concepção e análise de viabilidade de projetos fotovoltaicos de grande porte, a simulação energética desempenha um papel central na estimativa de geração futura da usina. O grau de precisão desses modelos influencia diretamente

a tomada de decisão técnica e financeira, podendo, em casos extremos, viabilizar projetos com baixa robustez ou inviabilizar empreendimentos tecnicamente promissores. Diante disso, compreender as incertezas associadas às entradas, parâmetros e modelos utilizados na simulação é fundamental para estimar adequadamente os riscos envolvidos e garantir maior confiabilidade às projeções energéticas.

As fontes de incerteza em uma simulação energética de sistemas fotovoltaicos podem ser agrupadas, de forma geral, em dois grandes blocos: (i) as incertezas ligadas aos dados de entrada, que incluem medições ou estimativas de irradiância, propriedades dos módulos, taxas de degradação, entre outros; e (ii) as incertezas oriundas dos próprios modelos de cálculo, incluindo a representação de perdas óticas, sombreamento, eficiência de conversão, sujidade, temperatura de operação, entre outras variáveis.

A International Energy Agency (IEA), por meio da Task 13 do programa Photovoltaic Power Systems (PVPS), publicou um relatório técnico consolidando as principais fontes de incerteza na previsão de geração de usinas fotovoltaicas (Reise; Müller; IEA, 2018). A Figura 3-14, adaptada desse relatório, organiza graficamente essas incertezas em três eixos principais: incertezas nas medições, incertezas de modelagem, e seus efeitos acumulados nas métricas de desempenho e nas projeções de longo prazo.



Figura 3-17 – Resumo das principais incertezas em um modelo de simulação de usina fotovoltaica (Reise; Müller; IEA, 2018).

Dentre os elementos destacados, observa-se que a irradiância é um dos fatores com maior contribuição para a incerteza total do sistema, sendo seguida por parâmetros como temperatura, espectro solar, ângulo de incidência, eficiência dos módulos, perdas por sombreamento, entre outros. No lado das medições, testes de performance (PR), degradação e caracterização de módulos em laboratório e em campo também são fontes relevantes de variabilidade.

Considerando esse panorama, os dois subcapítulos a seguir exploram com maior profundidade duas das principais fontes de incerteza que impactam diretamente

a modelagem de usinas com módulos bifaciais: a estimativa da irradiância solar e a modelagem do ganho bifacial. Essas duas variáveis são particularmente sensíveis em projetos com rastreadores solares, albedos variados e grande influência da irradiância refletida e difusa, exigindo atenção especial na calibração e interpretação dos modelos de simulação.

3.5.1 Incerteza da irradiação solar

3.5.1.1 Incerteza da irradiação global horizontal

De modo geral, o dado de entrada mais utilizado nas simulações energéticas de usinas fotovoltaicas é a irradiação global horizontal (GHI) anual do local em estudo. Essa informação é comumente obtida de forma indireta, a partir de estimativas baseadas em imagens de satélite processadas por modelos físicos ou empíricos, resultando em séries históricas representativas da irradiância. Como alternativa mais precisa, pode-se recorrer à medição direta no local, utilizando piranômetros instalados em estações meteorológicas. Essa abordagem tende a oferecer maior acurácia, especialmente quando os dados são coletados por períodos superiores a um ano.

A incerteza total associada ao valor anual de irradiância depende da natureza da fonte de dados e pode ser decomposta da seguinte forma:

- Para dados de medição local:
 - Incerteza associada ao equipamento de medição (Driesse *et al.*, 2015);
 - Incerteza quanto à representatividade espacial da medição;
 - Incerteza relacionada à representatividade temporal da série medida.
- Para dados provenientes de satélite:
 - Incerteza associada ao modelo de processamento das imagens;
 - Incerteza quanto à representatividade espacial;
 - Incerteza quanto à representatividade temporal.

A incerteza dos sensores de medição de irradiância solar resulta de diversas fontes de erro, como tempo de resposta, não linearidade em função da irradiância,

resposta espectral e angular, entre outros fatores (Solargis, 2023). De forma geral, a incerteza total na estimativa anual obtida por piranômetros de boa qualidade situa-se entre 2% e 3% (Habte *et al.*, 2017).

Os modelos de estimativa de irradiância baseados em imagens de satélite podem adotar diferentes metodologias. Alguns utilizam modelos físicos de transferência radiativa, que requerem dados atmosféricos auxiliares, enquanto outros aplicam abordagens empíricas ou semiempíricas, baseadas na correlação entre imagens de satélite e medições em campo. Para os principais provedores de dados de satélite, a incerteza total típica é da ordem de 4% (Solargis, 2023), podendo ser reduzida por meio de técnicas de *site-adaptation*.

Duas fontes de incerteza são comuns a ambas as abordagens: a incerteza de representatividade espacial, que se refere à adequação da medição para representar a área ao redor do ponto de coleta; e a incerteza de representatividade temporal, que diz respeito à validade estatística da série em relação ao horizonte de estudo e à variabilidade interanual da irradiância (Wilcox; Gueymard, 2010). De acordo com Pereira *et al.* (2017), quando a estação meteorológica local se encontra a mais de 30 km do ponto de interesse, os dados extrapolados já tendem a apresentar incertezas superiores às aquelas associadas a dados de satélite.

A variabilidade interanual da irradiância solar é, por sua vez, uma das principais fontes de incerteza na estimativa da geração anual de uma usina fotovoltaica (Reise; Müller; IEA, 2018; Thevenard; Pelland, 2013). Segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira *et al.*, 2017), essa variabilidade no Brasil varia entre aproximadamente 4% nas regiões Norte e até 8% na região Sul. A Figura 3-18 ilustra a variabilidade interanual da irradiância global horizontal média diária nas diferentes regiões do Brasil, ao longo do período de 2005 a 2015. Observa-se que a região Sul apresenta a maior variabilidade, com amplitudes anuais mais acentuadas, enquanto a região Norte exibe os menores desvios. Essa diferença regional reforça a importância de considerar a representatividade temporal nas simulações energéticas, especialmente em projetos localizados em áreas com maior flutuação interanual, onde a incerteza associada à estimativa de geração anual pode ter impacto significativo na avaliação do risco do empreendimento.

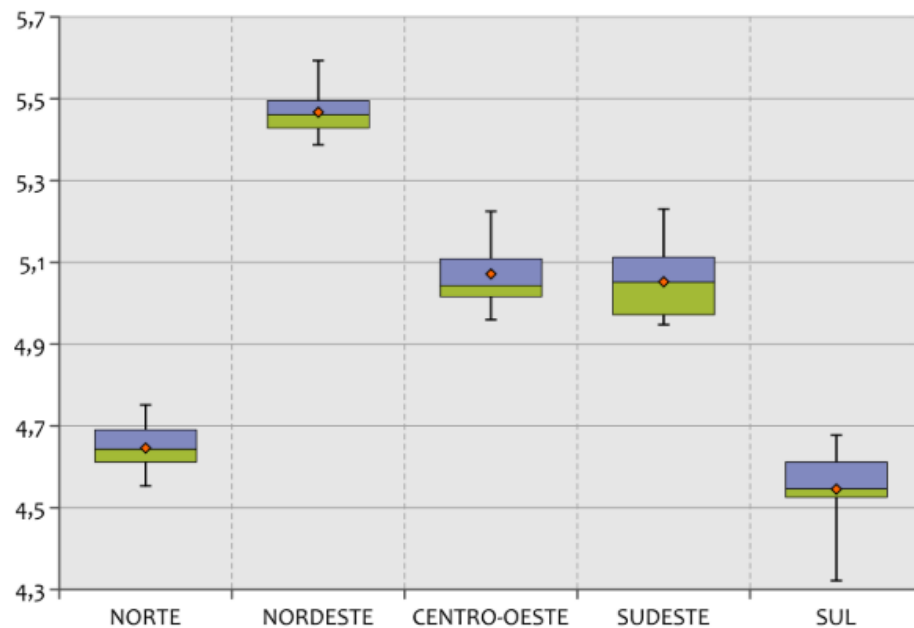


Figura 3-18 - Variabilidade das médias anuais dos totais diários de irradiação global horizontal ao longo dos anos de 2005 a 2015 para cada uma das regiões do Brasil (Pereira *et al.*, 2017).

3.5.1.2 Incerteza do método de transposição

Conforme já comentado, grande parte das usinas fotovoltaicas de grande porte operam com sistemas seguidores de um eixo, rastreando a posição solar e posicionando os módulos fotovoltaicos de modo a maximizar a incidência de irradiação solar em seu plano frontal. Assim, para a simulação e previsão de geração de uma usina, é necessário que a irradiação global horizontal seja transformada em irradiação global no plano dos módulos. Esta transformação é chamada de transposição da irradiação horizontal (Mubarak *et al.*, 2017).

Existem vários modelos de transposição, sendo que a precisão de cada um depende da disponibilidade de dados de entrada e das condições climáticas do local, tornando a transposição da irradiação uma etapa que deve ser avaliada individualmente para cada (Gueymard, 1987; Hay, 1979; Liu; Jordan, 1960; Reindl; Beckman; Duffie, 1990). Reindl, Beckman e Duffie (1990) apresentaram uma comparação entre cinco modelos de transposição de irradiação para diversos locais,

mostrando que as diferenças entre irradiação inclinada medida e modelada podem variar de 1% a 10%, dependendo do local e do modelo avaliado.

Nos estudos de Nascimento et al. (2018), os resultados mostraram que, para o nordeste brasileiro, os modelos de Perez (Perez *et al.*, 1987) e Hay (Hay, 1979) foram os que obtiveram menor diferença para a irradiação inclinada medida, com uma diferença média entre 2% e 5% da irradiação inclinada anual.

Fica evidente que a estimativa precisa da irradiação solar, desde a obtenção da irradiação global horizontal até sua transposição para o plano dos módulos, representa uma etapa crítica na simulação energética de usinas fotovoltaicas. As incertezas associadas a esse processo, tanto de origem instrumental quanto metodológica, afetam diretamente a confiabilidade das projeções de geração. A seleção adequada das fontes de dados e dos modelos de transposição, bem como a consideração da representatividade espacial e temporal das medições, são fundamentais para reduzir tais incertezas. Essa preocupação ganha uma complexidade adicional no contexto de usinas com módulos bifaciais e rastreadores, onde a modelagem da irradiância traseira representa uma etapa adicional, sujeita a suas próprias fontes de incerteza e fortemente dependente da acurácia da irradiância direta, difusa e refletida previamente estimadas, conforme contextualizado na seção 3.4.3.

3.6 MÉTRICAS DE ANÁLISE DE DESEMPENHO DE USINAS FOTOVOLTAICAS

Existem várias figuras de mérito para avaliação do desempenho de sistemas e usinas fotovoltaicas. Cada métrica apresenta características específicas de complexidades e aplicações (Bentouba *et al.*, 2021; Marion *et al.*, 2005). Esta seção visa apresentar cada uma das métricas utilizadas e suas respectivas aplicações.

3.6.1 **Produtividade (Yield)**

A produtividade, ou Yield, consiste na normalização da energia gerada pela potência nominal em corrente contínua do sistema fotovoltaico. Com essa normalização, pode-se comparar sistemas de diferentes tamanhos e representa a quantidade de energia gerada para cada unidade de potência instalada no sistema.

O Yield é calculado a partir da Equação (3.2).

$$Yield = \frac{Energia\ Gerada}{P_{nominal}} \quad (3.2)$$

Onde:

Energia gerada representa a energia total gerada pelo sistema avaliado em um determinado período

P_{nominal} representa a potência nominal do sistema avaliado

É importante ressaltar que o Yield, por ter a energia gerada como única variável, é altamente dependente da irradiação incidente no sistema fotovoltaico e, por isso, é mais comumente utilizado para comparar sistemas nas mesmas condições de irradiação, como sistemas instalados no mesmo local.

Por outro lado, para comparação entre viabilidade de projetos diferentes, o Yield pode ser utilizado como uma métrica para avaliação da geração total dos projetos, indicando qual projeto gera mais energia para cada unidade de potência instalada. Por exemplo, Veríssimo et al. (2020) utiliza o Yield para avaliação de locais para usinas com maior retorno financeiro.

3.6.2 Fator de Capacidade (FC)

O Fator de Capacidade é a métrica mais utilizada no mercado de energia elétrica pois ele resume a quantidade de energia gerada para um determinado período em função da potência nominal do empreendimento. Esta métrica é utilizada principalmente em avaliações energéticas de longo prazo e para comparação de empreendimentos de fontes de energias diferentes, como comparação direta entre usinas solares e eólicas (Sarkar; Ajjarapu, 2011). Matematicamente, o Fator de Capacidade é definido pela Equação (3.3).

$$FC = \frac{Energia\ Gerada}{P_{nominal} \cdot \Delta t} \quad (3.3)$$

Onde:

Energia gerada representa a energia total gerada pelo sistema avaliado em um determinado período

P_{nominal} representa a potência nominal do sistema avaliado

Δt representa o período avaliado, em horas

Assim, o Fator de Capacidade é uma grandeza adimensional, que é comumente representada em porcentagem, indicando quanto de energia foi gerada em relação à geração teórica obtida se o sistema operasse em potência nominal pelo mesmo período.

3.6.3 Performance Ratio (PR)

Enquanto o Yield e o Fator de Capacidade normalizam a energia gerada pela potência nominal, excluindo a influência do tamanho do sistema na comparação, uma nova métrica foi criada para também excluir da comparação a irradiação incidente nos módulos e, assim, calcular a eficiência de um sistema fotovoltaico sem a influência do ganho por níveis de irradiação (IEC, 2017; Marion *et al.*, 2005; van Sark *et al.*, 2012). Essa métrica é chamada de Performance Ratio (PR) e pode ser calculada pela Equação (3.4).

$$PR = \frac{\text{Energia Gerada} \cdot G}{P_{\text{nominal}} \cdot GPOA} \quad (3.4)$$

Onde:

Energia gerada representa a energia total gerada pelo sistema avaliado em um determinado período

P_{nominal} representa a potência nominal do sistema avaliado

G representa a constante de irradiância em STC, 1000 W/m²

GPOA representa a irradiação total incidente no plano dos módulos no período avaliado

Por excluir o fator irradiação da avaliação, a Performance Ratio permite comparar diretamente sistemas instalados em locais e orientações diferentes; e é comumente utilizada para avaliação do desempenho energético de um sistema fotovoltaico, uma vez que ela exclui da análise a influência da quantidade de irradiação

incidente nos módulos fotovoltaicos (Bentouba *et al.*, 2021; do Nascimento *et al.*, 2020; Maraj; Kértusha; Lushnjari, 2022).

De maneira simplificada, a PR representa a razão entre a energia efetivamente gerada e a energia ideal que seria gerada em mesmas condições se o sistema operasse com um rendimento de 100% (Marion *et al.*, 2005). A Performance Ratio visa principalmente avaliar as perdas internas aos sistemas, como perda por temperatura dos módulos, acúmulo de sujeira, degradação, aproveitamento espectral, etc (do Nascimento *et al.*, 2020; Ziane *et al.*, 2021). A Figura 3-19 ilustra as principais perdas que influenciam no valor da Performance Ratio de um sistema fotovoltaico.

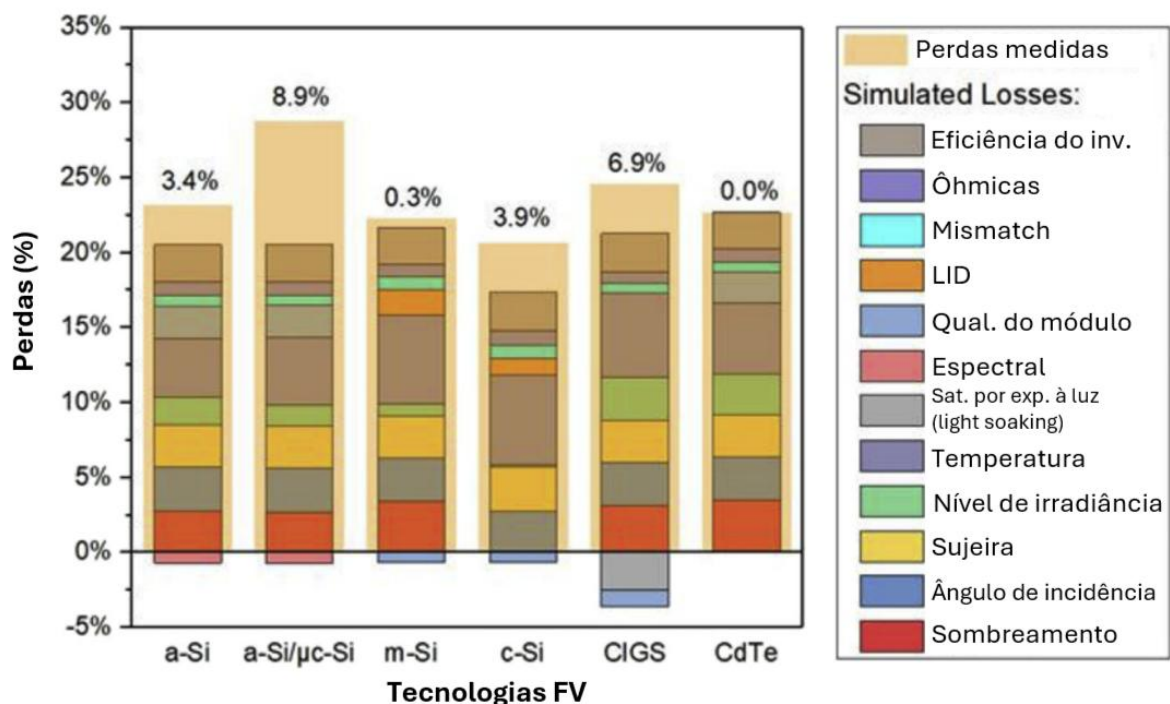


Figura 3-19 – Principais perdas de um sistema fotovoltaico que podem influenciar as métricas de desempenho de uma usina (do Nascimento *et al.*, 2020).

3.6.4 Weather-corrected Performance Ratio

Historicamente, a perda por temperatura dos módulos é a maior perda interna ao sistema (Green, 1982; Wysocki; Rappaport, 1960), com perdas variando entre 0,2 %/°C a 0,6 %/°C acima dos 25 °C estabelecidos em STC (Micheli, 2022). Essa perda é bem conhecida e seu cálculo é bem definido na literatura, definido pela Equação

(3.5), na qual o parâmetro γ representa o coeficiente de temperatura de potência do módulo fotovoltaico (Temperature Coefficient of Pmax).

$$Perda_{Temp\%} = (Temp_{celula} - 25\text{ }^{\circ}\text{C}) \cdot \frac{\gamma}{100} \quad (3.5)$$

Por ser uma perda bastante relevante, porém bem conhecida e de fácil cálculo, eventualmente opta-se por excluir também o efeito desta perda no cálculo da Performance Ratio. Esta nova métrica, proposta pelo NREL, chama-se de Weather-corrected Performance Ratio, e pode ser calculada a partir da Equação (3.6) (Dierauf *et al.*, 2013; Gopi *et al.*, 2021).

$$PR_{corr} = \frac{Energia\ Gerada \cdot G}{P_{nom} \cdot GPOA \cdot \left(1 - \frac{\gamma}{100} \cdot (Temp_{cell} - Temp_{cell_{ref}})\right)} \quad (3.6)$$

Gopi *et al.* (Gopi *et al.*, 2021) utilizam a metodologia do NREL para determinar o a Weather-Corrected PR de usinas fotovoltaicas em seis diferentes localizações geográficas e regiões climáticas. A Figura 3-20 exhibe um dos resultados obtidos pelos autores, no qual mostra que a Weather-Corrected PR tem um comportamento muito mais estável, que não depende da variação da temperatura ao longo do ano; permitindo, assim, avaliar outros fatores de perdas como acúmulo de sujeira, espectro solar, degradação dos módulos, etc.

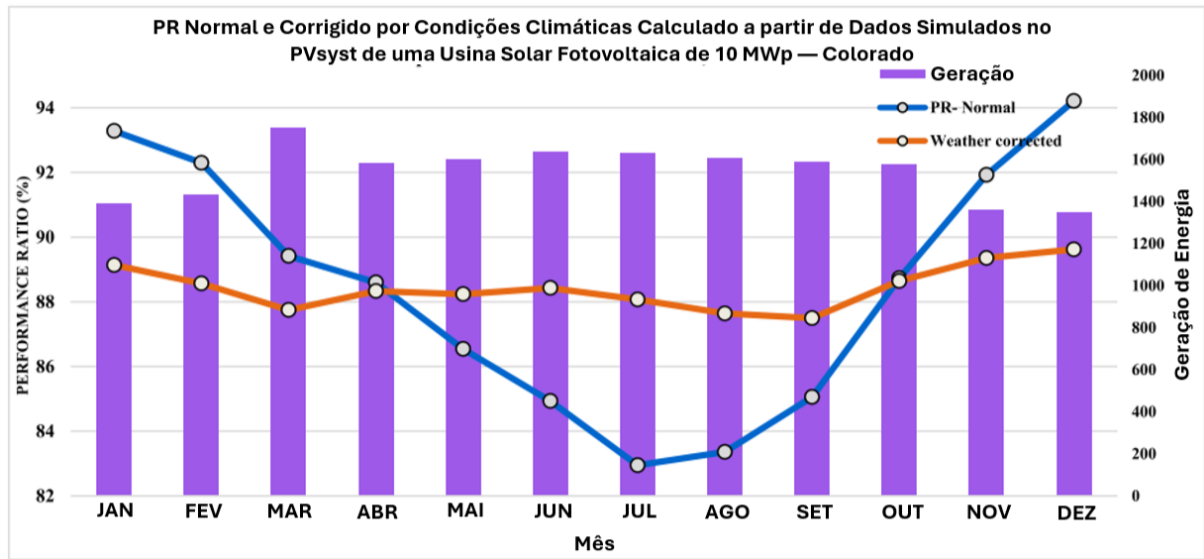


Figura 3-20 – Comparação mensal entre a Performance Ratio normal e a Weather-corrected Performance Ratio (Gopi *et al.*, 2021).

3.6.5 Energy Performance Index (EPI)

Com a evolução dos projetos e aumento da complexidade da cadeia de fornecimentos e dos contratos que envolvem o desempenho energético das grandes usinas fotovoltaicas, surgiu a necessidade de uma métrica de desempenho que excluísse a maior quantidade possível de variáveis que não sejam controladas pelos agentes de projeto, construção e operação das usinas.

Nesse contexto, foi proposta a métrica Energy Performance Index (EPI), que compara a energia gerada (energia gerada) pela usina com a energia simulada para mesmas condições ambientes, incluindo temperatura, período do ano, irradiação, etc (energia esperada). A Figura 3-21 ilustra o processo de comparação (Cechinel, 2019; IEC, 2017).

Por fim, o Energy Performance Index pode ser calculado a partir da Equação (3.7).

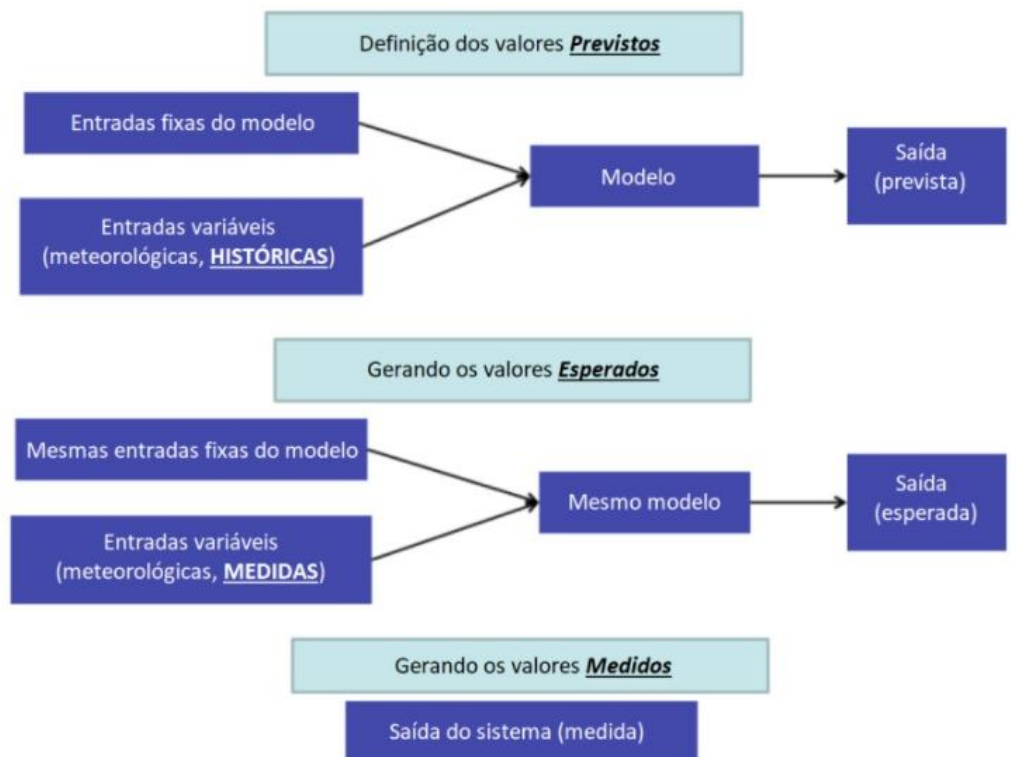


Figura 3-21 – Diagrama de blocos do procedimento que define as Energias Esperada, Medida e Prevista.

$$EPI = \frac{\text{Energia Gerada}}{\text{Energia Esperada}} \quad (3.7)$$

3.7 PREVISÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Embora o comportamento diário da geração solar fotovoltaica seja determinístico a partir das equações de modelagem da irradiação solar para dias sem nuvens (Antonanzas-Torres *et al.*, 2019; Stein; Hansen; Reno, 2012), a presença de nuvens e falhas em equipamentos trazem um comportamento quase estocástico aos níveis de irradiância recebidos pelas usinas fotovoltaicas e, conseqüentemente, sua geração (Inman; Pedro; Coimbra, 2013; Yang *et al.*, 2022). Assim, um ferramental para previsão de irradiação solar e geração fotovoltaica é necessário para aumentar a penetração de usinas fotovoltaicas no SIN de forma segura e controlável.

Como sugerido por Yang *et al.* (2022), a previsão de irradiância solar está na intersecção entre dois campos complexos de estudos, as ciências atmosféricas e a engenharia de sistemas de potência. Essas duas áreas têm apresentado progressos

distintos, mas complementares (Yang *et al.*, 2018). Segundo os autores, é natural que as mesmas métricas e estratégias que são utilizadas na previsão de carga sejam utilizadas para previsão de irradiação solar quanto esta é feita pelos engenheiros de sistemas de potência. Entretanto, ressaltam que o reaproveitamento dessas abordagens tem limitações importantes, baseadas principalmente nas diferenças físicas entre as variáveis de entrada para os modelos. Enquanto a previsão de carga utiliza variáveis com inércia e fácil previsão como temperatura ambiente e umidade, a previsão de irradiação solar tem variáveis com menor inércia e mais componentes aleatórias.

Os autores ressaltam que a previsão de irradiação solar é uma ciência de cinco dimensões: as três dimensões de espaço, o tempo e a probabilidade de eventos aleatórios. Assim, a alta complexidade desse assunto, abre espaço para múltiplas metodologias e abordagens diferentes para previsão da irradiância e da irradiação solar. Ainda segundo Yang *et al.* (Yang *et al.*, 2022), os métodos de previsão podem ser divididos em três principais abordagens: (i) os métodos que utilizam imagens de câmeras *all-sky*, (ii) os que são baseados em dados de satélite, e (iii) baseados em Numerical Weather Prediction (NWP). Além desses métodos base, algoritmos como regressões estatísticas e *machine-learning* são utilizados em conjunto com alguma dessas bases para melhoria de desempenho.

A previsão de geração solar é também dividida de acordo com sua escala temporal de interesse. A previsão intra-horária, por exemplo, tem interesse em prever o efeito das nuvens e eventos transitórios na irradiação solar e auxiliar o despacho em tempo real do sistema elétrica (Gonzalez-Moreno *et al.*, 2022; Karout *et al.*, 2023). Para planejamento de despacho hidrotérmico ou de sistemas de armazenamento, por exemplo, a previsão de irradiação e geração solar horária pode influenciar nos preços de mercados de curto prazo (ou *day-ahead*) de maneira significativa (Gürtler; Paulsen, 2018).

3.8 RISCOS E VIABILIDADE ECONÔMICA

O desenvolvimento de projetos fotovoltaicos de grande porte exige uma avaliação criteriosa dos riscos associados à previsão de geração de energia, dado o impacto direto sobre a receita, a bancabilidade e a estruturação de financiamentos. Esse risco é independente do ambiente de contratação (ACR ou ACL), já que, em ambos os casos, o cumprimento contratual depende da energia efetivamente gerada ao longo do tempo.

No contexto desta tese, o risco do contrato é analisado a partir de dois pontos principais:

1. Incerteza na simulação energética, especialmente em sistemas bifaciais mal configurados: esse tipo de erro ocorre quando os parâmetros de entrada da simulação, como albedo, espaçamento entre fileiras ou altura dos módulos, não representam adequadamente as condições reais de operação. Quando o ganho bifacial é superestimado, o agente gerador se compromete a entregar uma energia maior do que aquela que o sistema conseguirá produzir. A diferença entre a energia contratada e a energia entregue deve então ser compensada com a compra de energia no mercado de curto prazo ao PLD, que é volátil e mais difícil de prever. Por outro lado, se o ganho bifacial for subestimado, o gerador opera com maior segurança, mas deixa de aproveitar o potencial do sistema para negociar um contrato mais agressivo, com maior garantia física, reduzindo o retorno possível do projeto.
2. Incerteza na previsão da irradiação solar e do *curtailment* esperado: nesse caso, mesmo que a simulação do sistema esteja tecnicamente correta, o uso de dados meteorológicos que não representem adequadamente a variabilidade interanual da irradiação ou que ignorem eventos recorrentes de *curtailment* (por restrições de escoamento ou despacho) pode comprometer a previsibilidade da geração. Se esses efeitos forem subestimados, o gerador novamente se compromete com volumes de entrega superiores à geração real, ficando exposto ao mercado spot. Se forem superestimados, o projeto tende a operar com margem de segurança, mas com menor competitividade no preço negociado no PPA.

Em ambos os casos, a consequência é uma divergência entre a energia contratada e a energia efetivamente gerada, o que compromete a performance financeira do empreendimento. Essa divergência afeta diretamente a receita desses empreendimentos e reduz a competitividade do projeto, especialmente em ambientes com margens estreitas e leilões ou PPAs muito disputados.

4 A NATUREZA COMPLEMENTAR ENTRE GERAÇÃO EÓLICA E SOLAR NO BRASIL E O PAPEL DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM USINAS HÍBRIDAS DE GRANDE PORTE

O presente capítulo apresenta um resumo expandido do estudo desenvolvido em 2019, que deu origem ao artigo “*The complementary nature between wind and photovoltaic generation in Brazil and the role of energy storage in utility-scale hybrid power plants*”, publicado na revista *Energy Conversion and Management*. O artigo completo encontra-se reproduzido no Apêndice A desta tese.

O objetivo deste capítulo é sintetizar e discutir os principais pontos de contextualização, metodologia e resultados do estudo, destacando suas contribuições para o entendimento da complementariedade entre as fontes solar e eólica no Brasil e o papel estratégico do armazenamento de energia na otimização de usinas híbridas de grande porte.

4.1 INTRODUÇÃO

A crescente participação das fontes renováveis na matriz elétrica mundial tem transformado significativamente o panorama energético global. Em 2019, as tecnologias de geração a partir de fontes renováveis representaram 72% da expansão líquida da capacidade instalada no mundo, totalizando 245 GW adicionais. As fontes solar e eólica, juntas, foram responsáveis por cerca de 90% dos 176 GW de nova capacidade renovável instalada no período. Esse avanço, embora positivo sob a perspectiva ambiental, introduz novos desafios operacionais e de planejamento decorrentes da natureza intermitente e não despachável dessas fontes, que dependem de recursos naturais variáveis, como a irradiância solar e a velocidade do vento.

O caso brasileiro é particularmente interessante, dada a extensão territorial e diversidade climática do país. O Sistema Interligado Nacional (SIN) abrange mais de 8,5 milhões de km², com latitudes que variam entre 5°N e 33°S. A matriz elétrica brasileira, de aproximadamente 170 GW de potência instalada, é predominantemente hidráulica (62%), seguida por termelétricas (26%, sendo 16% de combustíveis fósseis,

9% de biomassa e 1% nuclear) e cerca de 12% de fontes renováveis não despacháveis, compostas majoritariamente por eólica (9%) e solar fotovoltaica (3%).

Apesar da alta participação hidrelétrica trazer benefícios históricos de flexibilidade e baixo custo marginal, ela também introduz vulnerabilidades. A dependência do regime de chuvas tem se mostrado crítica, especialmente nas regiões semiáridas do Nordeste, onde a vazão de alguns rios apresentou reduções de até 99% nos últimos anos. A escassez hídrica, por outro lado, impulsionou o crescimento da geração renovável não hídrica na região, onde se concentram os maiores potenciais eólico e solar do país.

A Figura 4-1 ilustra a distribuição das usinas eólicas e fotovoltaicas de grande porte instaladas até 2019 no Nordeste brasileiro, evidenciando a proximidade geográfica entre ambas as tecnologias e a oportunidade de compartilhamento de infraestrutura de escoamento. Essa configuração tem levado ao surgimento de empreendimentos híbridos (eólico + solar), nos quais ambas as fontes compartilham o mesmo ponto de conexão com o SIN. Entretanto, o crescimento simultâneo dessas gerações em regiões com rede limitada traz o risco de *curtailment*.

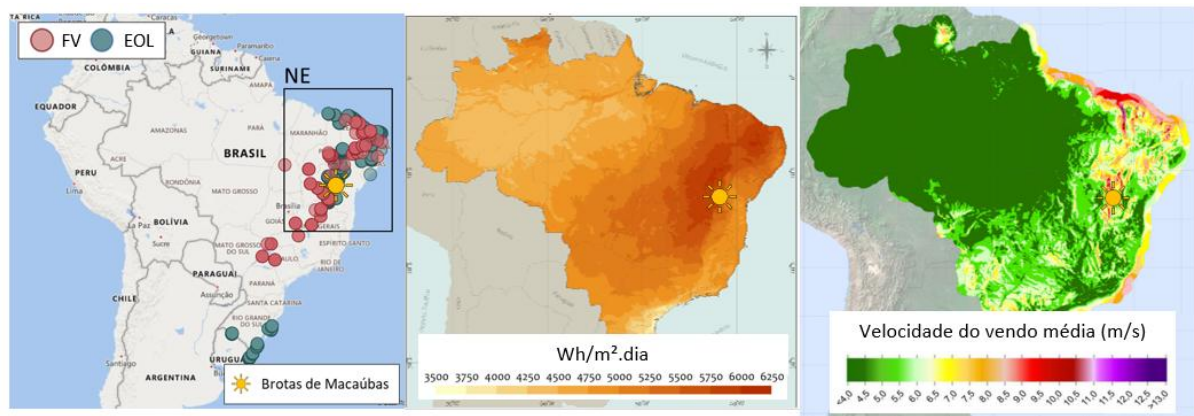


Figura 4-1 - Usinas eólicas e fotovoltaicas de grande porte instaladas até 2019 no Nordeste brasileiro, localização da usina híbrida eólica/fotovoltaica Brotas de Macaúbas, no estado da Bahia (esquerda); localização do (Pereira *et al.*, 2017) estudo de caso destacada no mapa de irradiância solar global do *Atlas Brasileiro de Energia Solar* (centro); e no mapa de velocidade média anual dos ventos do *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro* (CEPEL, 2017) (direita).

Neste contexto, este estudo tem como objetivo principal avaliar a complementariedade temporal entre os recursos solar e eólico na região Nordeste do

Brasil e investigar como o uso de sistemas de armazenamento de energia (*BESS – Battery Energy Storage Systems*) pode contribuir para atenuar a variabilidade da geração e otimizar o uso da infraestrutura de transmissão. O trabalho foi desenvolvido com base em dados medidos de uma usina eólica de 95 MW e duas plantas fotovoltaicas experimentais de 2,2 kWp cada, localizadas em Brotas de Macaúbas, Bahia.

Os objetivos específicos são:

- (i) quantificar o grau de complementariedade entre as gerações solar e eólica, em diferentes resoluções temporais;
- (ii) avaliar a capacidade de diferentes combinações solar/eólica em atender à carga regional com e sem armazenamento; e
- (iii) analisar o papel do armazenamento na redução do *curtailment* e na demanda por reforço de transmissão.

4.2 METODOLOGIA

4.2.1 Área de estudo e dados utilizados

O estudo de caso foi realizado no município de Brotas de Macaúbas (12,31°S; 42,34°W), na região semiárida da Bahia, local reconhecido pelo elevado potencial simultâneo de irradiância solar e velocidade de vento. A área abriga uma usina eólica de 95 MW, uma subestação de 100 MVA e duas plantas fotovoltaicas experimentais de 2,2 kWp cada: uma com estrutura fixa inclinada a 12° (latitude local) e outra com rastreamento de eixo único.

A Figura 4-2 apresenta o diagrama esquemático do sistema híbrido estudado, composto pelos geradores eólico e fotovoltaicos, além do sistema de armazenamento eletroquímico simulado.

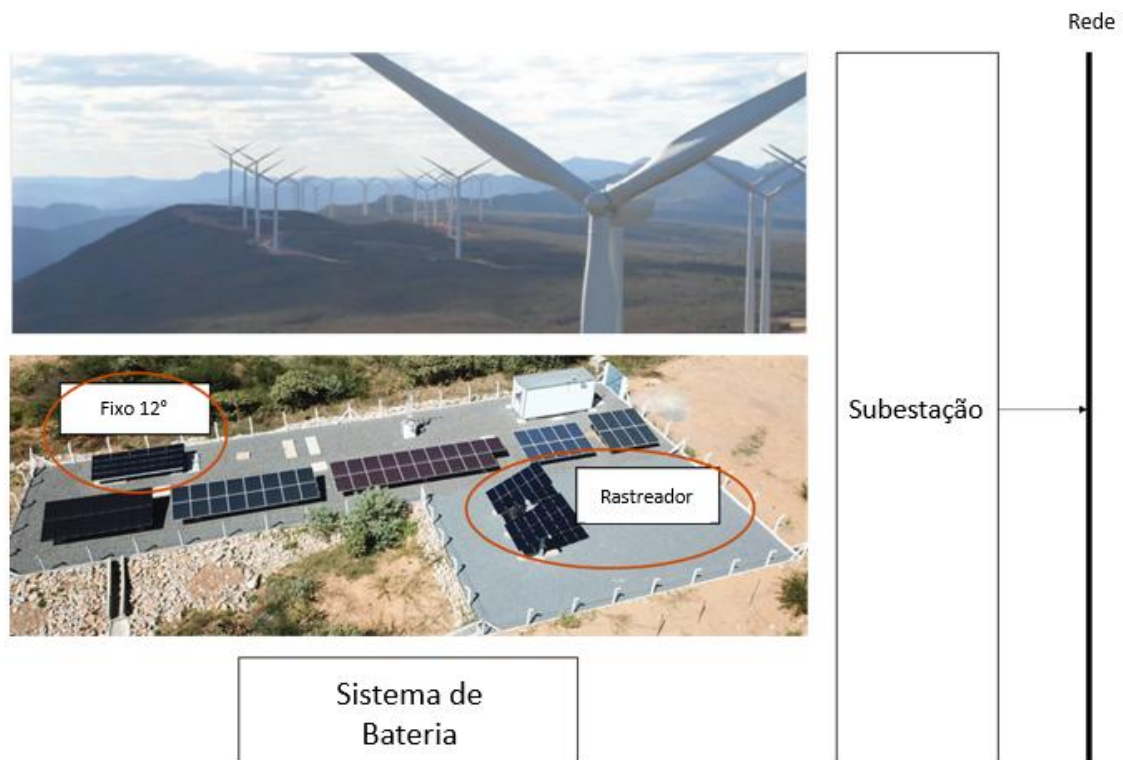


Figura 4-2 - Diagrama em blocos mostrando a usina eólica de 95 MW, a estação de medição de P&D solar fotovoltaica + eólica utilizada como estudo de caso em Brotas de Macaúbas – Bahia, e um sistema de armazenamento eletroquímico simulado. A imagem apresenta diversas tecnologias fotovoltaicas, incluindo os dois sistemas (em destaque) avaliados neste artigo: um sistema com inclinação fixa de 12° e outro com rastreador de um eixo.

Foram utilizados dados medidos em 2018, com intervalo temporal de 10 minutos, incluindo:

- Velocidade do vento (m/s);
- Irradiância global horizontal (GHI) e irradiância no plano dos módulos (POA);
- Geração elétrica da usina eólica e das duas plantas fotovoltaicas;
- Dados de carga elétrica do subsistema Nordeste, obtidos junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

4.2.2 Avaliação da complementariedade

A complementariedade temporal entre os recursos foi quantificada pelo Coeficiente de Correlação de Pearson (CPP), aplicado às séries temporais de

velocidade do vento e irradiância solar, bem como às séries de geração elétrica eólica e fotovoltaica. Foram analisadas quatro combinações:

- Velocidade do vento vs. irradiância em plano fixo;
- Velocidade do vento vs. irradiância em rastreador;
- Geração eólica vs. geração FV do sistema fixo;
- Geração eólica vs. geração FV do rastreador.

Os coeficientes foram calculados para cada dia do ano e posteriormente agregados por média mensal. Para avaliar a influência da resolução temporal na correlação, os dados de 10 minutos foram reamostrados para 1 hora, e os CCPs foram recalculados.

4.2.3 Análise de suprimento de carga

A análise de suprimento de carga avaliou a capacidade do portfólio híbrido em atender integralmente à demanda do Nordeste. Foram simulados 11 cenários de participação relativa solar/eólica, conforme apresentado na Tabela 4-1, variando de 0% solar / 100% eólico a 100% solar / 0% eólico.

Tabela 4-1 - Composição dos cenários simulados de geração eólica + solar na análise de suprimento de carga.

Cenário	Fração Eólica	Fração Solar
01	0%	100%
02	10%	90%
03	20%	80%
04	30%	70%
05	40%	60%
06	50%	50%
07	60%	40%
08	70%	30%
09	80%	20%
10	90%	10%
11	100%	0%

Para cada cenário, a energia total gerada foi normalizada para igualar o consumo anual. Em seguida, foi calculada a Probabilidade de Perda de Carga (Loss of Load Probability – LOLP) para diferentes capacidades de armazenamento, de 0 a 190.000 MWh.

4.2.4 Otimização de *curtailment* e modelo de armazenamento

A análise de *curtailment* teve como objetivo avaliar o impacto do armazenamento na redução da energia desperdiçada e na necessidade de ampliação da capacidade de transmissão. O sistema considerado possui capacidade instalada total de 395 MW (95 MW eólico + 300 MW fotovoltaico), com base no dimensionamento da subestação de 100 MVA existente.

Foram simuladas variações da capacidade do armazenamento e do limite da subestação, de modo a representar diferentes níveis de saturação. O modelo de bateria adotado foi do tipo íon-lítio, com os seguintes parâmetros médios: eficiência global de 90%, profundidade máxima de descarga (DOD) de 80%, estado de carga mínimo (SOCmin) de 20%, e taxa máxima de descarga de 1C.

O controle de carga e descarga seguiu a lógica resumida na Figura 4-3:

- quando a geração híbrida excede o limite de potência (demanda ou capacidade da subestação), o excedente é armazenado;
- quando a geração fica abaixo desse limite, o armazenamento é descarregado até atingir o SOCmin.

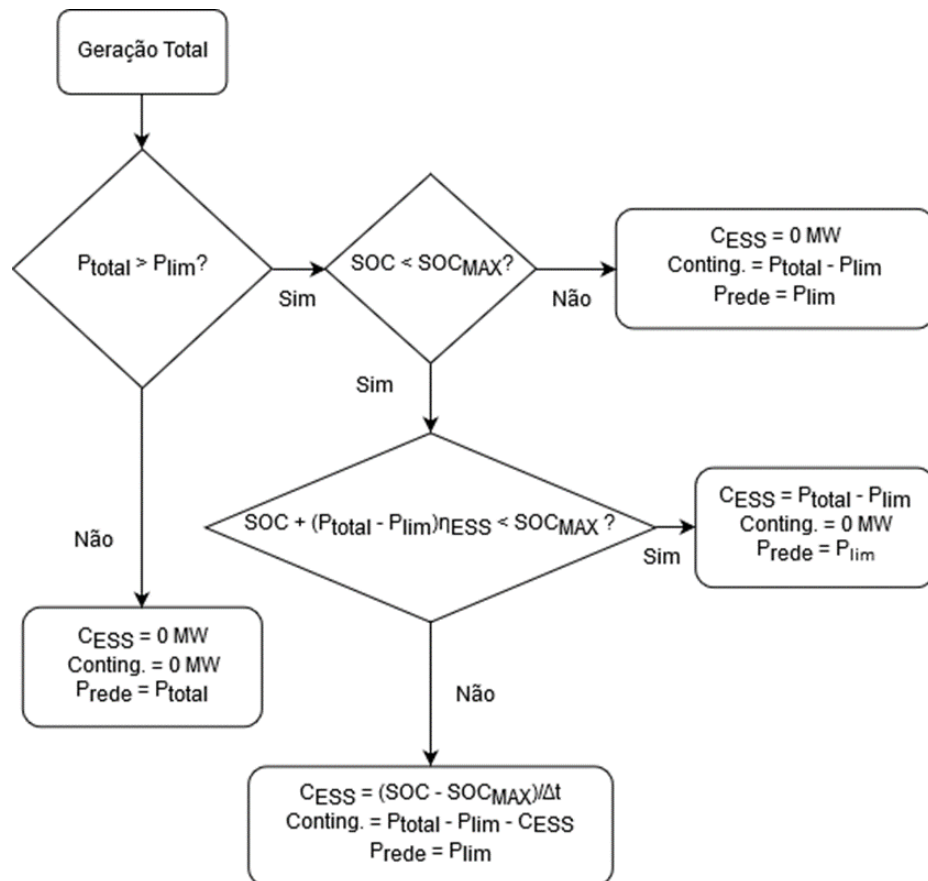


Figura 4-3 - Diagrama de fluxo da estratégia de despacho de carga e descarga do sistema de armazenamento de energia.

4.3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.3.1 Complementariedade temporal

Os resultados dos coeficientes de correlação (Figura 4-4) mostram uma forte complementariedade média anual de $-0,51$ entre geração eólica e fotovoltaica, tanto para o sistema fixo quanto para o rastreador. Essa correlação negativa indica que, de modo geral, o vento reduz sua intensidade durante o dia — quando a irradiância solar é máxima — e se intensifica à noite, proporcionando compensação natural entre as fontes.

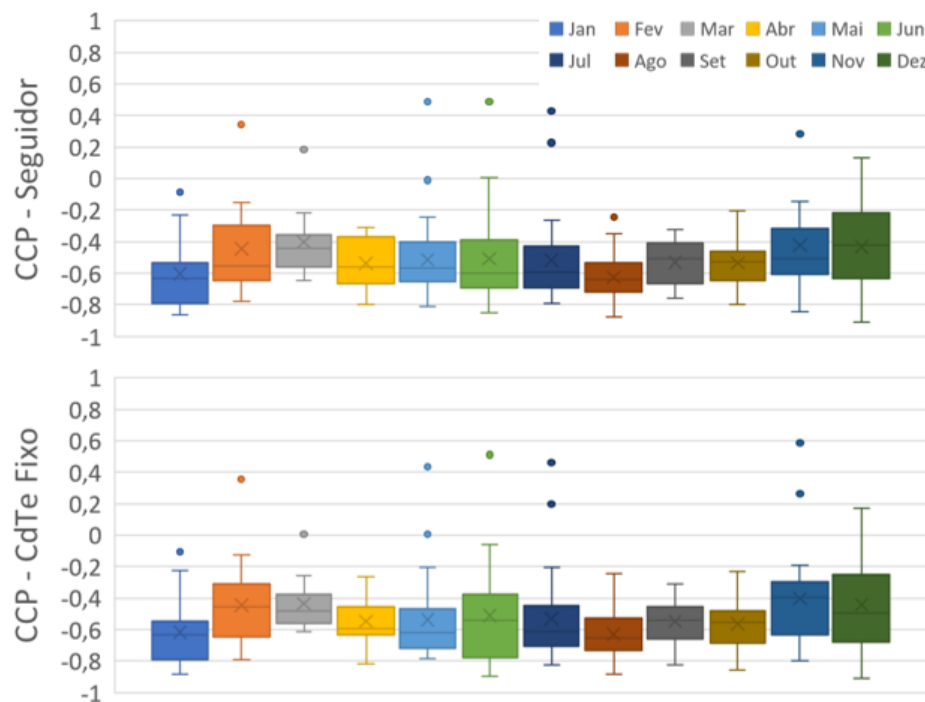


Figura 4-4 - Boxplot de correlação (Coeficiente de Correlação de Pearson – PCC) entre os perfis de geração eólica e geração fotovoltaica (com inclinação fixa em latitude e com rastreamento de um eixo) em Brotas de Macaúbas – BA.

A variabilidade mensal é pequena, sem padrão sazonal evidente. Pequenas dispersões foram observadas nos meses de verão e inverno, quando ocorrem transições entre regimes climáticos. A comparação entre dados de 10 minutos e horários indicou diferença média de apenas 4% no valor do PCC, confirmando que análises com dados horários são suficientes para capturar a complementariedade com boa precisão.

4.3.2 Suprimento de carga

A Figura 4-5 apresenta a correlação entre a curva de carga e a geração híbrida para os 11 cenários simulados. Observa-se que os cenários com predominância solar (>60%) apresentam maior correlação com a demanda diurna, enquanto os cenários eólicos dominantes favorecem o suprimento noturno.

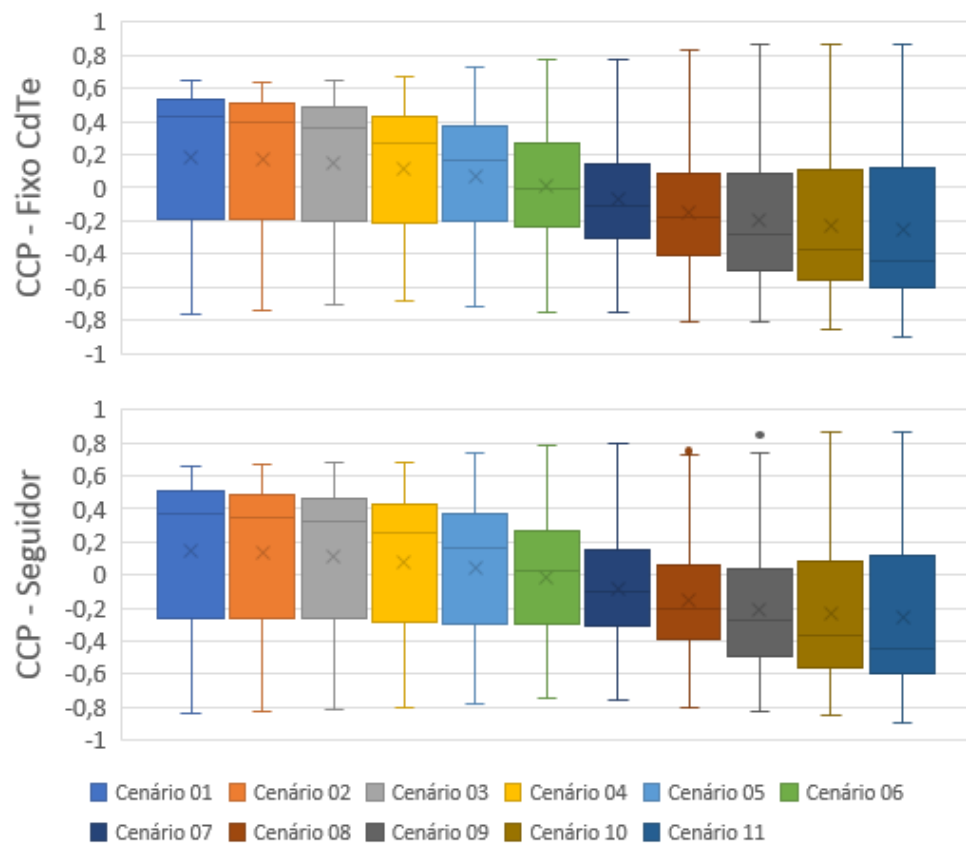


Figura 4-5 - Boxplot das correlações diárias (PCCs) entre a geração híbrida eólica + solar e a carga, para os 11 cenários híbridos de geração eólica + solar, considerando geradores fotovoltaicos com inclinação fixa em latitude (gráfico superior) e com rastreamento de um eixo (gráfico inferior).

A análise de LOLP (Figura 4-6) mostra que a menor necessidade de armazenamento ocorre no cenário de 40% eólico / 60% solar, no qual apenas 6% da energia anual gerada precisa ser armazenada para garantir atendimento integral à carga (LOLP = 0). Essa proporção confirma o benefício do equilíbrio natural entre as fontes na região.

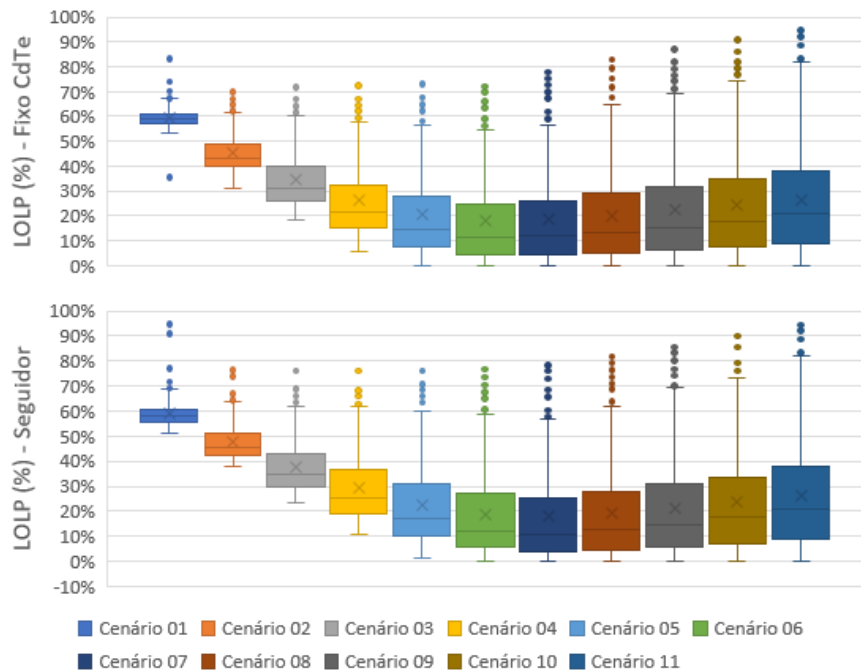


Figura 4-6 - Boxplot diário da Probabilidade de Perda de Carga (LOLP) entre a geração híbrida eólica + solar e a carga, para os 11 cenários híbridos de geração eólica + solar, considerando geradores fotovoltaicos com inclinação fixa em latitude (gráfico superior) e com rastreamento de um eixo (gráfico inferior).

Cenários extremos (100% solar ou 100% eólico) exigem armazenamento muito maior — até 25% da energia anual — evidenciando o papel essencial da complementariedade na redução da necessidade de baterias.

Com base nesses resultados, sistemas de armazenamento de energia foram adicionados gradualmente até que toda a demanda fosse atendida (LOLP = 0%) para cada cenário. As Tabelas Tabela 4-2 e Tabela 4-3 apresentam o LOLP anual para cada caso, representando o impacto do armazenamento de energia na capacidade das usinas híbridas eólicas + solares de suprir a carga. As Tabelas Tabela 4-4 e Tabela 4-5 mostram as necessidades de armazenamento para cada cenário, expressas como porcentagem da energia total consumida nesse cenário, para os sistemas fotovoltaicos com inclinação fixa em latitude e com rastreamento de um eixo, respectivamente.

Os resultados apresentados na Tabela 4-4 mostram que uma proporção de 40% de energia eólica e 60% de energia solar minimiza as necessidades de capacidade de armazenamento. Nesse cenário, seriam necessários aproximadamente 70 GWh de armazenamento para atender completamente à

Tabela 4-3 - LOLP para os 11 cenários de usinas híbridas eólica + solar (FV com rastreamento) e armazenamento.

		LOLP – FV Seguidor										
		Cenário 01	Cenário 02	Cenário 03	Cenário 04	Cenário 05	Cenário 06	Cenário 07	Cenário 08	Cenário 09	Cenário 10	Cenário 11
Armazenamento (MWh)	2500	15%	11%	10%	10%	9%	10%	10%	12%	13%	14%	15%
	5000	12%	10%	8%	8%	8%	9%	9%	10%	11%	12%	13%
	7500	11%	9%	8%	7%	7%	8%	8%	9%	10%	11%	12%
	10000	11%	9%	7%	7%	7%	7%	8%	9%	10%	11%	12%
	20000	10%	8%	6%	6%	6%	6%	7%	7%	8%	9%	9%
	30000	9%	7%	5%	5%	5%	5%	6%	6%	7%	8%	9%
	40000	9%	7%	5%	4%	4%	4%	5%	5%	6%	7%	8%
	50000	8%	6%	4%	3%	3%	3%	4%	5%	5%	6%	7%
	60000	7%	5%	4%	2%	2%	2%	3%	4%	5%	6%	6%
	70000	6%	4%	3%	2%	1%	1%	2%	3%	4%	5%	6%
	80000	6%	4%	2%	1%	0%	1%	1%	2%	3%	4%	5%
	90000	5%	3%	2%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	3%	4%
	100000	4%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	3%
	110000	3%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%
	120000	3%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%
	130000	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%
	140000	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
	150000	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
	160000	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
	170000	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	180000	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	190000	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Tabela 4-4 - Energia gerada em cada cenário e a correspondente capacidade de armazenamento para LOLP = 0 no sistema FV com inclinação fixa em latitude.

Cenário	Energia Gerada (MWh)	Capacidade de Armazenamento para LOLP = 0 (% da energia gerada)
#01	794.934	16%
#02	898.638	12%
#03	1.002.343	9%
#04	1.106.047	6%
#05	1.209.751	6%
#06	1.313.456	7%
#07	1.417.160	7%
#08	1.520.865	8%
#09	1.624.569	8%
#10	1.728.274	9%
#11	1.831.978	9%

Tabela 4-5 - Energia gerada em cada cenário e a correspondente capacidade de armazenamento para LOLP = 0 no sistema FV com rastreamento em latitude.

Cenário	Energia Gerada (MWh)	Capacidade de Armazenamento para LOLP = 0 (% da energia gerada)
#01	1.000.286	16%
#02	1.083.455	13%
#03	1.166.624	9%
#04	1.249.794	7%
#05	1.332.963	6%
#06	1.416.132	7%
#07	1.499.301	7%
#08	1.582.470	7%
#09	1.665.640	8%
#10	1.748.809	9%
#11	1.831.978	9%

4.3.3 Otimização de *curtailment* e capacidade de transmissão

A Tabela 4-6 resume o comportamento da energia perdida em função da capacidade de armazenamento e do limite da subestação. Observa-se que o armazenamento reduz significativamente o *curtailment*, especialmente quando o limite de potência da subestação é inferior à potência nominal combinada.

Tabela 4-6 - Perdas por restrição de geração (*curtailment*) para a usina híbrida eólica + solar (com inclinação fixa em latitude).

		Contingenciamento (%) – FV CdTe Fixo										
		Capacidade de armazenamento (MWh)										
		0	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000
Subestação (MW)	100	35,3%	28,5%	22,3%	17,6%	15,1%	13,9%	13,3%	12,9%	12,6%	12,3%	12,0%
	150	21,7%	14,8%	9,3%	4,9%	1,9%	0,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	200	11,2%	5,1%	1,8%	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	250	4,0%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	300	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	350	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	400	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

		Contingenciamento (%) – FV CdTe Seguidor										
		Capacidade de armazenamento (MWh)										
		0	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000
Subestação (MW)	100	42,1%	36,0%	30,4%	26,4%	24,0%	22,7%	22,0%	21,5%	21,2%	21,0%	21,7%
	150	28,6%	22,1%	16,9%	12,2%	8,2%	5,0%	2,7%	1,3%	0,8%	0,5%	0,4%
	200	17,1%	10,8%	6,6%	3,6%	1,7%	0,6%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	250	7,7%	2,9%	1,0%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	300	2,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	350	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	400	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

O ganho marginal, entretanto, apresenta saturação: acima de 10% da capacidade anual de armazenamento, as reduções adicionais são pequenas. A simulação mostrou que um aumento de 11% na capacidade de transmissão produz

efeito semelhante à inclusão de 6% de armazenamento, destacando que ambas as soluções são complementares.

Do ponto de vista econômico, o armazenamento oferece resposta mais rápida e sob controle do agente gerador, enquanto a expansão de rede depende de longos processos regulatórios. Em termos de operação do sistema, a combinação das duas estratégias é a mais eficiente para minimizar perdas e aumentar a despachabilidade das fontes renováveis.

4.3.4 Implicações para o planejamento energético

Os resultados indicam que a integração coordenada entre geração solar, eólica e armazenamento é estratégica para o futuro do SIN. No Nordeste, a complementariedade natural permite maior aproveitamento da rede existente e reduz custos sistêmicos. Essa abordagem híbrida está alinhada com as diretrizes recentes da ANEEL e da EPE, que preveem o avanço de usinas híbridas e associadas, otimizando o uso dos pontos de conexão e mitigando gargalos de escoamento.

4.4 CONCLUSÕES

O estudo confirmou a forte complementariedade temporal entre os recursos solar e eólico no Nordeste brasileiro, com coeficiente médio anual de $-0,51$, praticamente constante ao longo do ano. Essa característica torna a região altamente favorável para implantação de usinas híbridas de grande porte.

Os resultados mostraram que uma configuração composta por 40% de potência eólica e 60% de potência solar minimiza a necessidade de armazenamento e garante o suprimento integral da demanda regional, com apenas 6% da geração anual sendo armazenada.

A introdução de sistemas de armazenamento eletroquímico mostrou-se eficaz na redução do *curtailment* em até 11%, além de contribuir para o melhor aproveitamento da infraestrutura de transmissão existente. Embora a expansão da

rede também reduza as perdas, o armazenamento oferece vantagens adicionais de flexibilidade e tempo de implementação.

Em síntese, a complementariedade entre as fontes e a presença de armazenamento resultam em maior despachabilidade, confiabilidade e eficiência econômica dos empreendimentos híbridos, além de favorecer a integração de fontes renováveis no sistema elétrico brasileiro. Esses resultados evidenciam o papel estratégico das usinas híbridas eólico-solares com BESS no contexto de transição energética e expansão sustentável da geração no país.

5 AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DA PRECISÃO DA PREVISÃO SOLAR NA OTIMIZAÇÃO DE RECEITA DE USINAS FOTOVOLTAICAS COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM MERCADOS DE CURTO PRAZO

O presente capítulo apresenta um resumo expandido do estudo desenvolvido entre 2020 e 2021, que deu origem ao artigo “*Impact of solar forecasting accuracy on the revenue optimization of utility-scale PV + BESS plants in short-term electricity markets*”, submetido à revista Renewable Energy. O artigo completo encontra-se reproduzido no Apêndice B desta tese.

Este capítulo resume e discute os principais aspectos de contexto, formulação metodológica e resultados obtidos, enfatizando a relação entre a incerteza da previsão solar e o desempenho econômico de usinas fotovoltaicas com sistemas de armazenamento (BESS) operando em mercados de energia de curto prazo.

5.1 INTRODUÇÃO

O avanço dos sistemas de armazenamento de energia e o amadurecimento dos mercados horários no Brasil abrem novas oportunidades de integração entre geração renovável e otimização econômica. Entretanto, a natureza intermitente da irradiância solar e as incertezas de previsão associadas podem impactar a operação de baterias e a receita obtida por usinas fotovoltaicas de grande porte. Com a implantação da liquidação horária do PLD pela CCEE, torna-se fundamental compreender como erros de previsão afetam a estratégia de despacho e o desempenho financeiro das plantas FV + BESS.

Este estudo busca quantificar esse impacto por meio de simulações estocásticas de despacho horário, avaliando como diferentes níveis de erro na previsão solar influenciam a maximização da receita e a mitigação do risco contratual.

5.2 METODOLOGIA

5.2.1 Estrutura geral do modelo

A metodologia adotada baseia-se em uma simulação estocástica que avalia como diferentes níveis de precisão da previsão de geração fotovoltaica influenciam a receita de uma usina solar integrada a um sistema de armazenamento em baterias no mercado de energia de curto prazo. O processo é estruturado em três etapas principais. Primeiramente, a geração real horária da planta FV é simulada a partir da geração contratada, adicionando-se um componente aleatório normalmente distribuído, de modo a representar incertezas operacionais típicas de uma usina solar. Em seguida, a previsão da geração para o dia seguinte é construída aplicando diferentes distribuições estatísticas de erro à geração real simulada, resultando em onze cenários distintos de precisão de cada previsão. Esses cenários variam tanto em relação ao viés (médias iguais a $-0,1$; 0 ou $+0,1$), quanto ao nível de dispersão do erro (desvios-padrão entre 0 e $0,5$), sendo que o cenário 1 representa uma previsão perfeita, sem erro associado. A Tabela 5-1 sintetiza esses cenários, classificando-os conforme as combinações de média e desvio padrão do erro de previsão, de modo a representar desde modelos extremamente precisos até previsões com incertezas elevadas

Na terceira etapa, realiza-se a otimização do despacho da bateria com o objetivo de maximizar a receita do ativo no mercado, considerando os preços horários divulgados no dia anterior. A formulação do problema é realizada via programação linear, sujeita às restrições operacionais do sistema de armazenamento, como limites mínimos e máximos de energia armazenada e limites de potência de carga e descarga. Impõe-se ainda a condição de que o estado de carga da bateria ao final do dia seja igual ao inicial, garantindo operação cíclica e impedindo que a bateria seja carregada diretamente pela rede elétrica. Todo esse processo é resumido na Figura 5-1.

Tabela 5-1 - Distribuições de probabilidade utilizadas para simular diferentes valores de habilidades de previsão (*forecast skills*).

Método de previsão	Média (μ)	Desvio Padrão (σ)
0 (sem BESS)	-	0
1 (previsão perfeita)	0	0
2	-0,1	0,05
3	-0,1	0,1
4	-0,1	0,5
5	-0,1	0
6	0	0,05
7	0	0,1
8	0	0,5
9	0,1	0
10	0,1	0,05
11	0,1	0,1
12	0,1	0,5

Para assegurar robustez estatística, aplica-se uma estratégia de Monte Carlo com mil iterações independentes para cada cenário de previsão, utilizando como caso de estudo uma usina de 1,6 MWp em rastreamento e um sistema de armazenamento de 1 MW/1 MWh. O conjunto metodológico permite avaliar, de forma sistemática, a interação entre a precisão de previsão e a otimização econômica do despacho do BESS, quantificando o impacto financeiro dessa relação sob o modelo regulatório vigente.

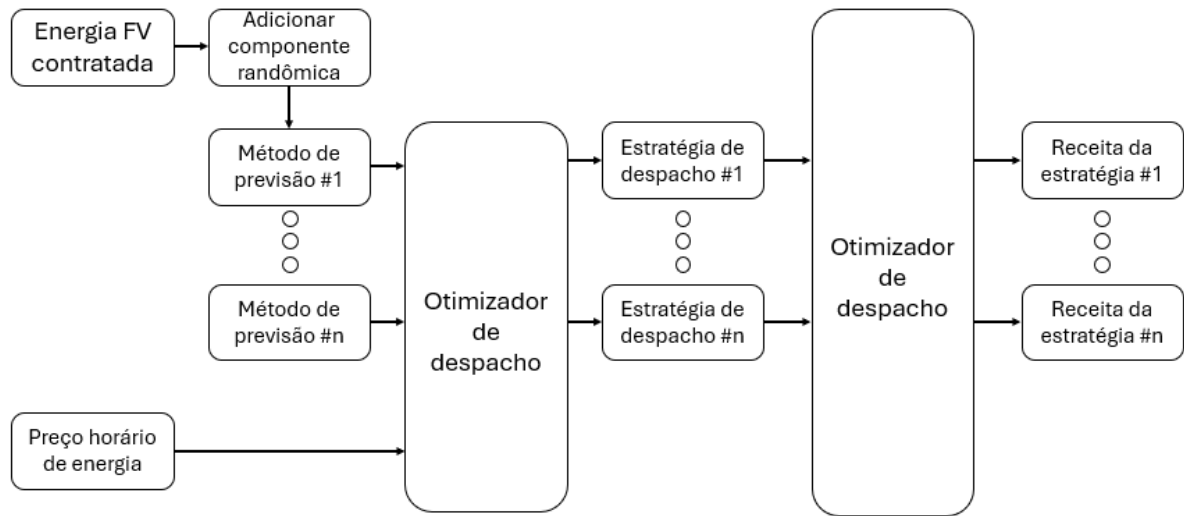


Figura 5-1 - Fluxograma do processo completo de avaliação de receita para cada nível de precisão da previsão.

O modelo foi implementado em Python, utilizando pandas e NumPy para formulação e solução do problema de otimização. A base de preços horários do PLD foi obtida a partir de dados públicos da CCEE, correspondentes ao subsistema Nordeste (ano 2021).

5.2.2 Formulação do problema de despacho

O despacho ótimo do BESS foi modelado como um problema de otimização linear de receitas, cujo objetivo é maximizar a receita líquida da usina FV + BESS no mercado horário. A função-objetivo é dada por:

$$\max R = \max \sum_{t=1}^T PLD_t \times (P_{FV,t} + P_{desc,t} - P_{carg,t})$$

sujeita às restrições:

- Limite de potência da bateria:

$$0 \leq P_{desc,t}, P_{carg,t} \leq P_{max}$$

- Balanço de energia no estado de carga (SOC):

$$SOC_t = SOC_{t-1} + \eta_c P_{carg,t} - \frac{P_{desc,t}}{\eta_d}$$

- Limites de operação:

$$SOC_{min} \leq SOC_t \leq SOC_{max}$$

- Conservação diária:

$$SOC_T = SOC_0$$

onde η_c e η_d são as eficiências de carga e descarga, fixadas em 0,9.

O horizonte de otimização abrangeu 24 horas, com passo de 1 hora e atualização recursiva diária. O SOC inicial e final foi fixado em 50% da capacidade nominal, representando operação equilibrada.

5.3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A análise dos resultados foi conduzida a partir da aplicação de uma simulação de Monte Carlo com mil iterações independentes para cada um dos onze cenários de previsão descritos na Tabela 5-1. Inicialmente, quantificou-se o desempenho da planta operando sem bateria, o que resultou em uma receita total negativa de aproximadamente US\$ -35,88, devido às exposições entre a energia contratada e a geração real ao longo do dia. Esse cenário foi utilizado como referência para medir o ganho incremental trazido pela bateria sob diferentes condições de incerteza da previsão solar.

Quando considerado o caso de previsão perfeita (cenário 1), em que não há erro associado à estimativa de geração, a bateria apresenta operação limitada, atuando apenas para atenuar déficits em horários específicos, respeitando a restrição de manter o estado de carga ao final do dia. Isso resulta em um benefício financeiro marginal, elevando a receita para US\$ -35,54, ou seja, apenas US\$ 0,34 acima do cenário sem armazenamento, ilustrando que a atuação estritamente vinculada ao cumprimento da energia contratada não explora plenamente o valor econômico do BESS.

A partir da introdução de erros na previsão, observa-se uma mudança clara no comportamento da otimização: quanto maior a incerteza do método de previsão, maior o ganho financeiro obtido, como evidenciado pela tendência de aumento progressivo da receita média ao longo dos cenários representados na Figura 5-2 e sintetizados na

Tabela 5-2. Os maiores ganhos são observados em previsões com maior desvio-padrão e com viés positivo (superestimação da geração), com receitas chegando a US\$ -33,59 para o cenário mais incerto, representando um ganho de mais de US\$ 2,29 em relação ao caso sem bateria — aumento quase sete vezes superior ao ganho com previsão perfeita.

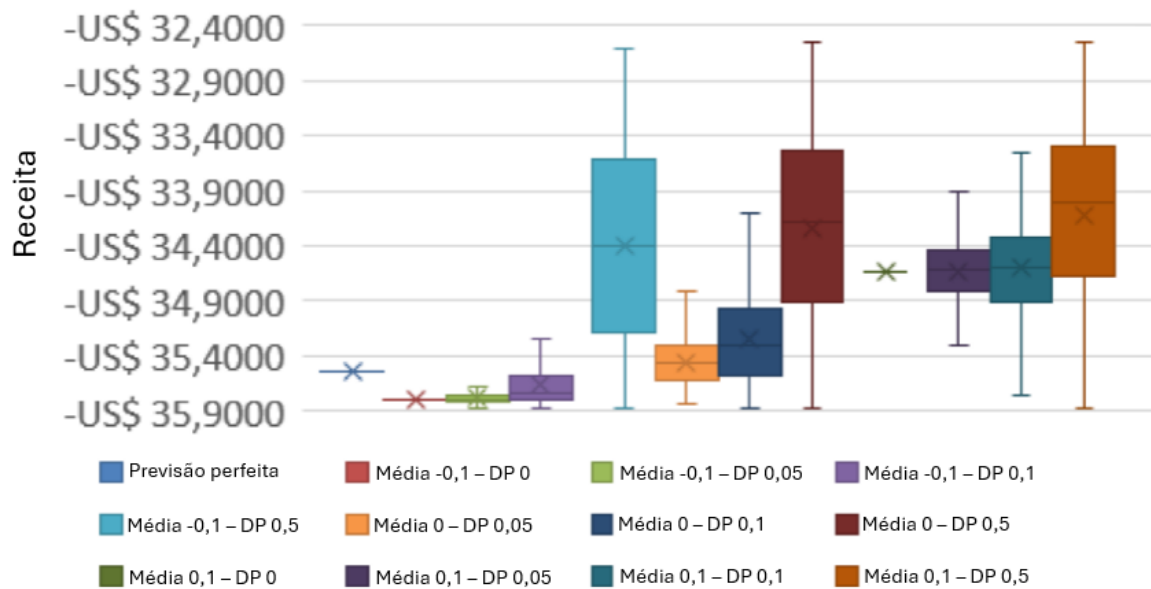


Figura 5-2 - Boxplot dos resultados da simulação de Monte Carlo para cada nível de precisão das previsões.

Tabela 5-2 - Distribuições de probabilidade utilizadas para simular diferentes valores de receita em função das habilidades de previsão (*forecast skills*).

Método de previsão	Média (μ)	Desvio Padrão (σ)	Receita média (USD)
0 (sem BESS)	-	0	-35,88
1 (previsão perfeita)	0	0	-35,54
2	-0,1	0,05	-35,80
3	-0,1	0,1	-35,77
4	-0,1	0,5	-35,65
5	-0,1	0	-34,41
6	0	0,05	-35,31
7	0	0,1	-35,24
8	0	0,5	-34,24
9	0,1	0	-34,63
10	0,1	0,05	-34,63
11	0,1	0,1	-34,60
12	0,1	0,5	-33,59

Esse comportamento é explicado pelo arranjo matemático da otimização: a maximização da receita depende exclusivamente da interação entre os preços horários do mercado spot e o despacho da bateria, e não da geração fotovoltaica em si. Assim, à medida que o modelo passa a prever excessos de energia com maior frequência (previsões com média positiva do erro), a bateria opera de forma mais livre, executando ciclos mais profundos de carga e descarga que a aproximam da estratégia de arbitragem tarifária, independentemente do que realmente ocorre com o PV no tempo real. Em contrapartida, previsões que subestimam sistematicamente a geração restringem a operação da bateria, pois não permitem o carregamento a partir da rede, levando a ciclos mais rasos e, portanto, a receitas inferiores.

Desse modo, os resultados demonstram que, quando a operação está restringida ao objetivo de garantir o cumprimento da energia contratada — sem permitir arbitragem plena — a integração entre PV e BESS perde eficiência econômica para o proprietário do ativo. A otimização passa a ser tanto mais lucrativa quanto mais a bateria se “descola” do PV e opera como um agente independente no mercado, o que ocorre mais naturalmente quando a previsão é imperfeita e induz a carregamentos adicionais. Portanto, no contexto regulatório analisado, a alta acurácia da previsão solar não é crítica do ponto de vista econômico, e a estratégia operacional mais

rentável seria permitir que a bateria buscasse oportunidades de mercado, atuando estrategicamente com base no preço da energia, e não apenas na geração do PV.

5.4 CONCLUSÕES

Os resultados obtidos demonstram que, sob as regras atuais do mercado de energia de curto prazo analisado, a integração entre um sistema de armazenamento em baterias e uma usina fotovoltaica — quando operada com o objetivo exclusivo de garantir o atendimento da energia contratada — não maximiza o valor econômico do ativo para o proprietário. A otimização da receita depende essencialmente do comportamento da bateria frente aos preços horários do mercado, o que torna a estratégia de arbitragem tarifária intrinsecamente mais vantajosa do que sua vinculação restritiva à geração fotovoltaica.

Nesse contexto, a acurácia das previsões de geração solar não se mostrou um fator crítico para o desempenho financeiro do sistema. De fato, níveis mais elevados de incerteza no forecast induzem a bateria a operar de forma mais próxima da arbitragem ideal — com ciclos de carga e descarga mais profundos — resultando em maiores receitas médias para o agente. Por outro lado, previsões sistematicamente subestimadas limitam o carregamento do BESS, reduzindo seu potencial de atuação e a remuneração possível.

Dessa forma, os achados indicam que, do ponto de vista do agente que procura maximizar receita, o uso do armazenamento apenas como garantia de entrega de energia não é a estratégia ótima, sugerindo que o potencial econômico do BESS está diretamente ligado à sua liberdade para atuar em resposta aos sinais de preço. O estudo recomenda ainda que avaliações futuras expandam a análise para incluir outros serviços de mercado — tais como serviços ancilares e reservas — bem como diferentes modelos regulatórios, de modo a quantificar em que medida a acurácia da previsão pode se tornar relevante em cenários mais complexos e flexíveis de operação.

6 ANÁLISE COMPARATIVA DE MÉTODOS DE MODELAGEM DA IRRADIÂNCIA TRASEIRA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS BIFACIAIS EM RASTREADORES DE UM EIXO SOB DIFERENTES CONDIÇÕES DE ALBEDO

O presente capítulo apresenta um resumo expandido do estudo desenvolvido entre 2022 e 2023, que deu origem ao artigo “Comparative analysis of rear irradiance modeling methods for bifacial PV systems on single-axis trackers under varying albedo conditions”, publicado na revista Solar Energy. O artigo completo encontra-se reproduzido no Apêndice C desta tese.

Este capítulo resume e discute os principais aspectos de contexto, fundamentação teórica, formulação metodológica e resultados obtidos, destacando a avaliação comparativa entre diferentes métodos de modelagem da irradiância traseira em usinas fotovoltaicas bifaciais com rastreamento de um eixo. São discutidas as implicações práticas das discrepâncias entre valores modelados e medidos no desempenho energético final, especialmente frente às condições reais de operação e às variabilidades do albedo do solo observadas em usinas de grande porte.

6.1 INTRODUÇÃO

A adoção de módulos fotovoltaicos bifaciais em usinas de grande porte tem crescido rapidamente ao redor do mundo, motivada pela possibilidade de incremento da geração anual sem aumento proporcional da área de implantação. Esse ganho adicional decorre da captação da irradiância refletida pelo solo pela face traseira do módulo, cuja contribuição depende de fatores como refletância do solo, geometria da usina e estratégia de rastreamento adotada. Nesse contexto, a correta representação desse componente ótico torna-se particularmente relevante para assegurar previsões energéticas realistas e reduzir incertezas de desempenho.

Diversos modelos de simulação da irradiância traseira são amplamente utilizados pela indústria, destacando-se abordagens baseadas em View Factor, em razão de sua baixa complexidade computacional. Entretanto, tais metodologias simplificam o problema físico, podendo subestimar ou superestimar efeitos angulares, heterogeneidades ópticas e múltiplas reflexões no entorno do módulo. Modelos

baseados em ray tracing buscam reduzir essas limitações por meio de um tratamento tridimensional detalhado, embora a custos computacionais mais elevados.

Este capítulo apresenta a análise comparativa entre diferentes métodos de modelagem da irradiância traseira e valores medidos ao longo de um ano em uma planta piloto com rastreadores de um eixo, avaliando tanto a precisão ótica quanto seu impacto na estimativa anual de desempenho energético.

6.2 ESTUDO DE CASO

O estudo foi conduzido em uma planta piloto localizada no Laboratório Fotovoltaica da UFSC, em Florianópolis. A planta é composta por vários sistemas bifaciais sobre rastreadores de um eixo, entre os quais cinco foram selecionados para análise, denominados TR1 a TR5. Esses sistemas compartilham as mesmas características construtivas, diferenciando-se apenas pelo material de solo sob cada fileira, possibilitando a análise do efeito de diferentes níveis de refletância. Os sistemas são apresentados na Figura 6-1.



Figura 6-1 - Usina fotovoltaica piloto de pesquisa composta por seis sistemas FV distintos, com diferentes condições de albedo, localizada no Laboratório de Energia Solar Fotovoltaica/UFSC, em Florianópolis, Brasil. Os sistemas analisados incluem TR1 (brita branca), TR2 (caulim), TR3 (areia) e TR4 e TR5 (bica corrida).

Ao longo do período monitorado, os materiais apresentaram albedos distintos, variando aproximadamente de 0,26 a 0,52, representativos de condições reais de implantação de usinas.

A irradiância frontal e traseira foi monitorada por sensores instalados na altura do torque tube, assegurando representatividade da luz que efetivamente incide sobre os módulos. Os sensores traseiros foram posicionados na segunda posição ao norte do motor do rastreador, minimizando influência de obstruções.

Para avaliação da não uniformidade ao longo do módulo, um conjunto de cinco células de referência foi instalado desde a borda até a região central de um módulo em uma das fileiras, permitindo medir o gradiente espacial da irradiância traseira.

As medições foram realizadas continuamente por aproximadamente 12 meses, abrangendo diferentes condições de incidência solar e variabilidade atmosférica, resultando em um conjunto de dados suficiente para representar o comportamento anual da planta.

6.3 METODOLOGIA

Para a modelagem da irradiância traseira, foram avaliadas abordagens baseadas em View Factor e ray tracing, refletindo diferentes níveis de complexidade geométrica e ótica. Os métodos de View Factor utilizam a simplificação de que a extensão da fileira de módulos é muito superior à altura do módulo, permitindo formular o problema como uma geometria bidimensional. Essa abordagem é amplamente aplicada em ferramentas comerciais pela praticidade computacional. Entretanto, sua simplificação tende a representar de forma limitada efeitos como bordas de fileiras, presença e geometria do torque tube, além de variações espaciais da luz difusa e refletida.

Os modelos de ray tracing analisados utilizam simulação óptica detalhada para representar múltiplas interações da radiação com o solo e estruturas próximas aos módulos, sendo considerados mais fiéis à física do problema, porém com tempo de cálculo mais elevado.

A avaliação comparativa entre medições reais e simulações baseou-se na análise temporal da irradiância traseira estimada por cada método ao longo de um ano inteiro, permitindo mensurar tanto tendências sazonais quanto diferenças sistemáticas associadas às condições ópticas de cada material de solo.

A análise comparativa considerou cinco abordagens:

- **Método 1: Modelagem por View Factor (VF) interna:** empregada em software comercial, utilizando apenas irradiância frontal como entrada e aplicando modelo bidimensional simplificado para a face traseira.
- **Método 2: Modelagem por View Factor via PVFactors:** considera múltiplos pontos ao longo do módulo, representando melhor geometrias de pista e efeitos de autossombreamento.
- **Método 3: Ray tracing com um ponto de amostragem:** simulação óptica tridimensional considerando apenas a posição equivalente ao sensor traseiro instalado.
- **Método 4: Ray tracing com múltiplos pontos:** representa explicitamente o gradiente espacial ao longo do módulo, com cálculo em cinco posições.
- **Método 5: Medição experimental,** considerada como referência.

O fluxograma metodológico geral encontra-se na Figura 6-2.

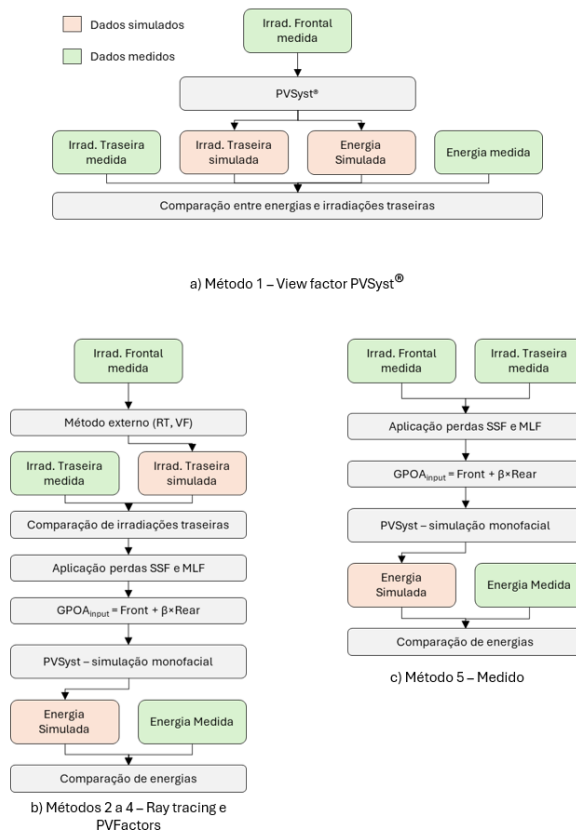


Figura 6-2 - Representação esquemática das três abordagens avaliadas: (a) Método 1 – Fator de Visão (View Factor): simulação padrão no PVsyst® utilizando apenas a irradiância frontal como entrada; (b)

Métodos 2–4: simulações monofaciais no PVSyst® com irradiância efetiva, combinando dados medidos de irradiância frontal com a irradiância traseira obtida por *ray tracing* (RT); (c) Método 5 – Medido: simulação monofacial no PVSyst® com irradiância efetiva baseada inteiramente em medições reais de irradiância frontal e traseira.

Em todas as abordagens, os resultados de irradiância traseira foram convertidos em irradiância efetiva da face traseira, considerando bifacialidade e perdas óticas associadas a sombreamento por estrutura e mismatch elétrico.

A comparação entre os métodos de simulação e os valores medidos foi conduzida em três etapas principais. Na primeira, quantificou-se o desempenho dos modelos ao estimar a irradiância traseira, avaliando a variação mensal ao longo do ano e a influência do albedo sobre o erro relativo entre medições e simulações.

Na segunda etapa, investigou-se a habilidade dos modelos em representar a distribuição espacial da irradiância ao longo do módulo, uma vez que diferenças entre regiões centrais e laterais podem induzir perdas elétricas associadas a mismatch. Nesse caso, tanto os resultados simulados quanto os medidos foram normalizados e comparados diretamente, tendo como referência três ou cinco pontos distribuídos ao longo do módulo.

Na última etapa, os valores de irradiância traseira foram utilizados em simulações anuais de geração para determinar se as discrepâncias óticas impactavam de forma relevante a previsão energética do sistema. Os resultados de energia simulada foram então comparados com a energia produzida pelo sistema piloto ao longo do mesmo período de operação.

6.4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Esta seção está organizada em três partes principais, cada uma abordando um aspecto específico da análise. Primeiro, é apresentada uma avaliação comparativa dos valores de irradiância traseira obtidos utilizando as diferentes abordagens de modelagem descritas na metodologia. A segunda parte concentra-se na análise da não uniformidade da irradiância ao longo do comprimento do módulo, comparando os resultados das simulações por Ray Tracing e PVFactors com os dados medidos nas bordas e no centro do módulo. Por fim, a terceira parte examina o impacto de cada método de estimativa de irradiância no rendimento energético simulado, comparando

os resultados de energia obtidos por meio de simulações no PVsyst® com as medições reais de energia.

6.4.1 Métodos de estimativa da irradiância traseira

A Figura 6-3 mostra a distribuição estatística dos valores horários de irradiância traseira para cada método, sob diferentes condições de albedo. Nota-se que os valores medidos são consistentemente os menores em todos os tipos de terreno, seguidos pelo método de ray tracing com um único sensor, que replica o posicionamento real do sensor. Esse comportamento pode ser explicado pelo menor nível de irradiância recebido na região central do módulo em comparação com suas bordas.

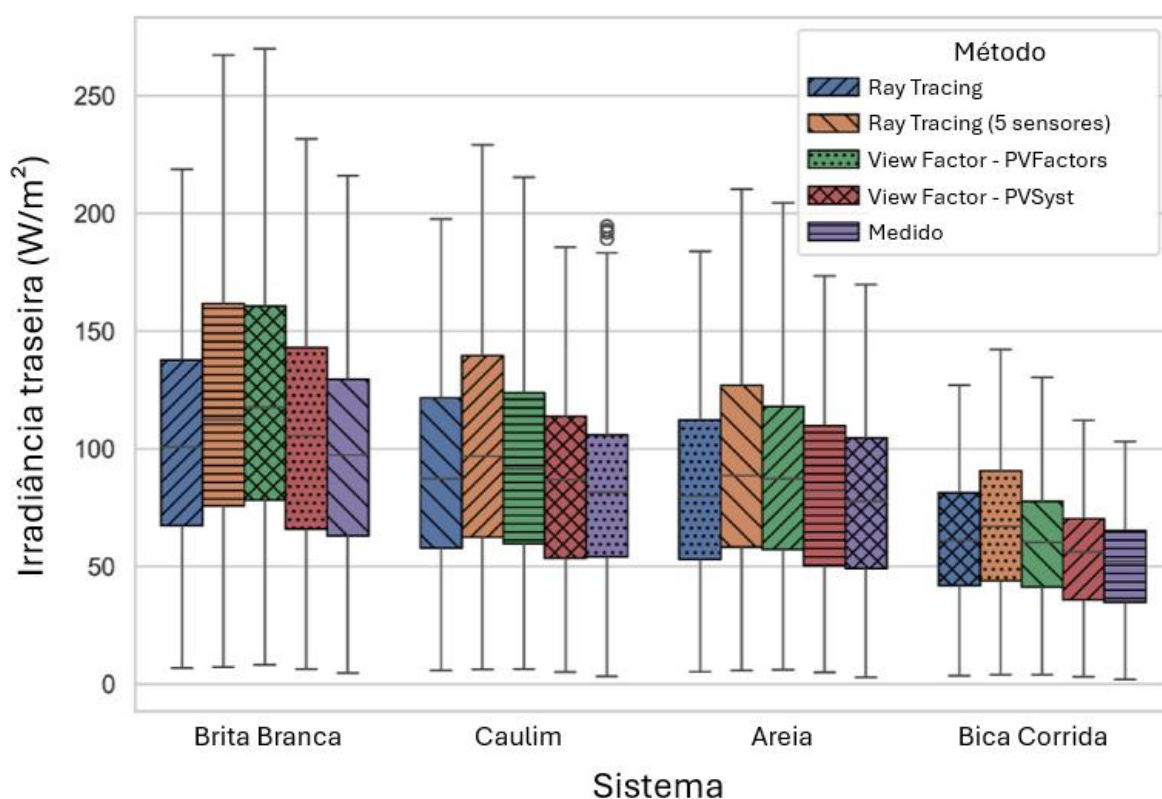


Figura 6-3 - Boxplot dos valores horários de irradiância traseira para diferentes tipos de solo e métodos. Os valores medidos são consistentemente os menores, seguidos pelo método RT (sensor único). O RT com cinco sensores geralmente apresentou os maiores valores e a maior variabilidade, exceto para o caso de brita branca, em que o método PVFactors apresentou valores mais altos. O PVsyst® subestimou sistematicamente a irradiância traseira em comparação com os outros modelos.

Entre os métodos que consideram toda a área do módulo, a abordagem de ray tracing com cinco sensores resultou nos maiores valores de irradiância traseira e também na maior variabilidade entre todos os tipos de superfície analisados, exceto no caso do solo com brita branca. Para essa condição específica, o modelo PVFactors produziu a maior irradiância média. Em contraste, o modelo de Fator de Visão 2D implementado no PVsyst® apresentou, de forma sistemática, as menores estimativas de irradiância entre os três métodos.

Para uma comparação mais detalhada, a Tabela 6-1 apresenta as diferenças relativas entre cada método e a média de todos os métodos de simulação, excluindo tanto os valores medidos quanto o ray tracing padrão. Os dados mostram que o modelo de ray tracing com cinco sensores superestima consistentemente a irradiância em relação à média, com desvios que variam entre +2% e +10%. O PVFactors permanece próximo da média, com desvios entre 0% e 6%, indicando concordância mais estável entre os diferentes tipos de solo. Por outro lado, o PVsyst® subestimou de forma sistemática a irradiância traseira, com desvios negativos em todos os casos, chegando a -11% para o terreno com Bica Corrida.

Tabela 6-1 - Média e desvio-padrão dos valores horários de irradiância traseira para os diferentes métodos e tipos de cobertura do solo.

	RT	RT 5 sensores	PVFactors	PVSyst	Medido
	Média (W/m²)				
Brita Branca	104,0	117,5	121,4	106,3	96,8
Caulim	90,9	101,1	94,7	86,0	80,8
Areia	84,0	93,0	90,5	82,2	76,8
Bica Corrida	61,3	67,1	61,2	54,4	49,0
	Desvio Padrão				
Brita Branca	47%	50%	48%	49%	46%
Caulim	48%	51%	48%	48%	47%
Areia	48%	51%	48%	47%	46%
Bica Corrida	44%	48%	44%	44%	42%

A Figura 6-4 apresenta os valores diários de irradiação traseira estimados por cada método em função da irradiação frontal medida. Observa-se que a diferença entre todos os métodos e os valores medidos tende a aumentar nos dias com maior

irradiação frontal. Essas diferenças podem ser decompostas em dois componentes: (i) a diferença intrínseca entre a região central do módulo (onde o sensor está instalado) e (ii) o erro de cada método. Quanto mais claro o dia, maior a diferença entre as irradiâncias traseiras nas bordas do módulo e no seu centro, como será discutido mais detalhadamente na próxima seção.

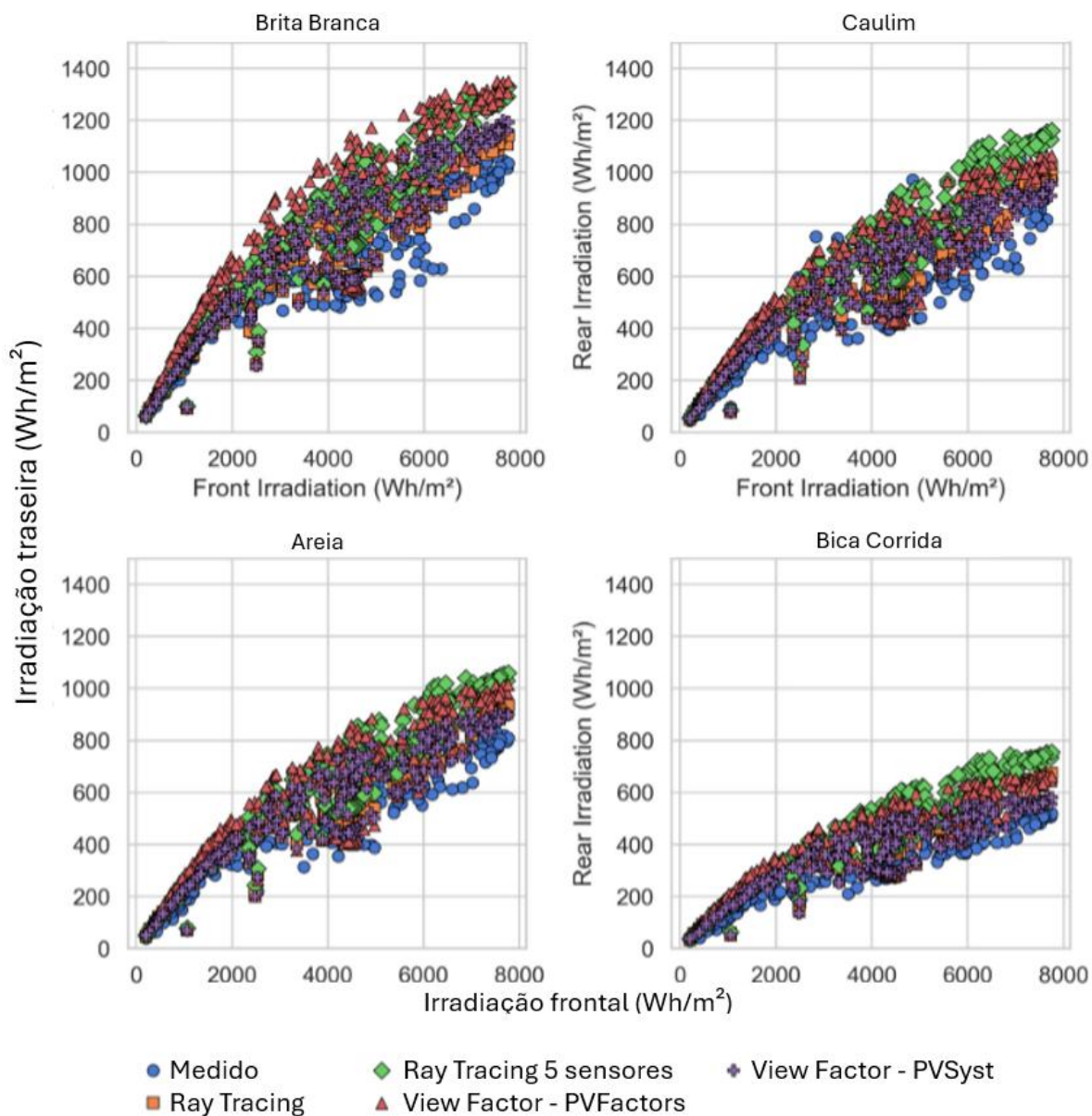


Figura 6-4 - Valores diários de irradiância traseira (Wh/m^2) em função da irradiância frontal (Wh/m^2) para cada método e tipo de solo. As diferenças aumentam em dias de alta irradiância devido aos efeitos do posicionamento dos sensores e aos vieses dos modelos. O método RT com cinco sensores apresenta valores mais altos para brita cinza e mais baixos para brita branca, refletindo sua capacidade de considerar albedos heterogêneos.

É importante destacar que, mesmo entre os métodos que consideram toda a área do módulo, o ray tracing com cinco sensores apresenta valores relativamente mais altos de irradiância traseira para Bica Corrida (menor albedo = 0,26) e valores mais baixos para brita branca (maior albedo = 0,52). Esse comportamento pode ser atribuído ao fato de que apenas a abordagem de ray tracing considera a influência de superfícies vizinhas com diferentes albedos, enquanto os demais métodos de simulação assumem um albedo uniforme do solo específico para cada configuração do sistema.

Os resultados sugerem que as diferenças entre os métodos de estimativa tendem a ser mais perceptíveis em condições de baixo albedo e podem se tornar ainda mais significativas à medida que o albedo aumenta. Embora essas observações sejam baseadas nas características específicas do estudo de caso analisado, elas indicam uma consideração mais ampla no contexto de simulações de sistemas fotovoltaicos bifaciais. Isso pode ser particularmente relevante ao avaliar os potenciais ganhos de energia associados a estratégias de aumento do albedo no projeto de usinas fotovoltaicas.

6.4.2 Não uniformidade da irradiância traseira

Os métodos de Ray Tracing e PVFactors permitem ao usuário definir a posição específica ao longo do eixo do módulo na qual a irradiância traseira será avaliada. Essa funcionalidade possibilita a estimativa da distribuição de irradiância sobre a superfície do módulo e, conseqüentemente, do mismatch esperado entre as células fotovoltaicas na face traseira.

Nesta seção, é apresentada uma comparação entre os valores simulados por Ray Tracing e PVFactors e os valores medidos em três posições ao longo do eixo do módulo: extremidade oeste, centro (acima do tubo de torque) e extremidade leste. O tipo de solo sob o sistema no qual os sensores foram instalados é bica corrida, com albedo de 0,26.

A Figura 6-5 apresenta o perfil de irradiância traseira para cada método e os valores medidos, para um dia claro e um dia nublado. Nos subgráficos referentes ao dia claro, é possível observar que os valores simulados para a irradiância no centro

do módulo são consideravelmente maiores do que os valores medidos, tanto para o método de Ray Tracing quanto para o PVFactors, enquanto os valores das bordas apresentam a mesma ordem de magnitude. Por outro lado, para o dia nublado, os perfis de irradiância apresentam uma correspondência melhor. Esse comportamento ilustra o efeito observado na Figura 6-4, em que os métodos tendem a superestimar a irradiância traseira em dias claros.

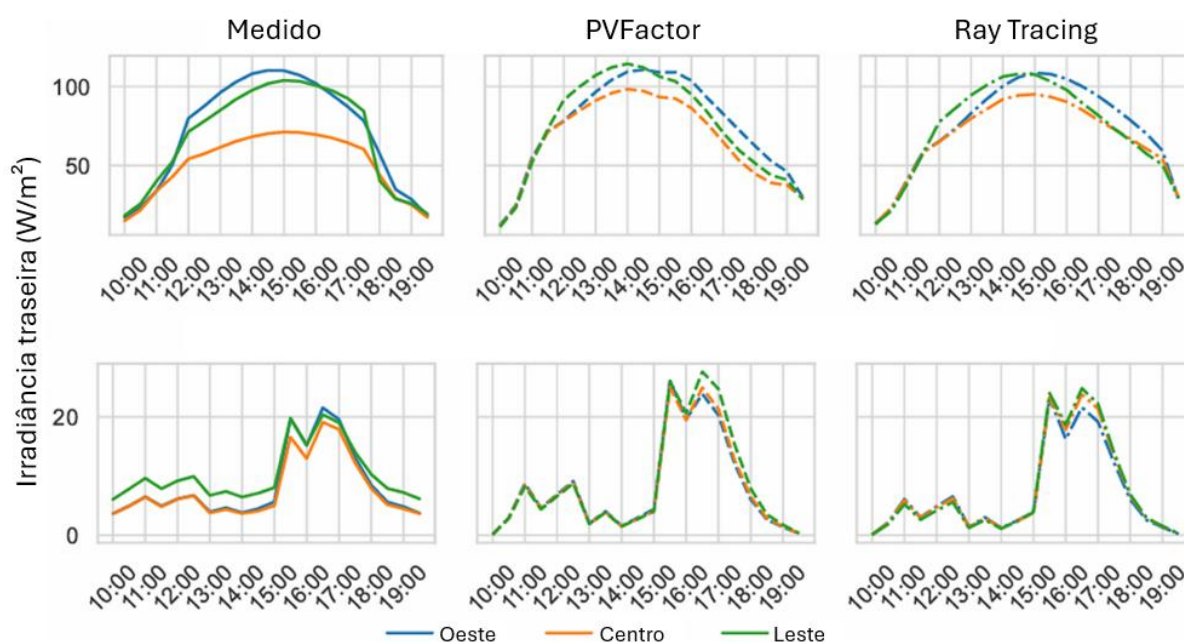


Figura 6-5 - Perfis de irradiância traseira em intervalos de 30 minutos para as posições dos sensores oeste, centro e leste em um dia ensolarado (linha superior) e em um dia nublado (linha inferior). No caso ensolarado, tanto as simulações RT quanto as PVFactors superestimam a irradiância no centro do módulo em comparação com as medições, enquanto os valores nas bordas apresentam melhor concordância. Sob condições nubladas, os perfis simulados e medidos se alinham de forma mais consistente em todas as posições, ilustrando a tendência dos modelos de superestimar a irradiância traseira em dias claros.

Os valores horários são apresentados no gráfico de dispersão da Figura 6-6, separados por posição do sensor. Nota-se que, para as três posições dos sensores, os menores valores são sempre os medidos, e os métodos de Ray Tracing e PVFactors mostram distribuições semelhantes, com o PVFactors apresentando valores ligeiramente maiores em dias intermediários. Para a posição central, enquanto ambos os métodos alcançam valores de até 140 W/m^2 , os valores medidos dificilmente ultrapassam 100 W/m^2 , conforme ilustrado pelos dias apresentados na Figura 6-5.

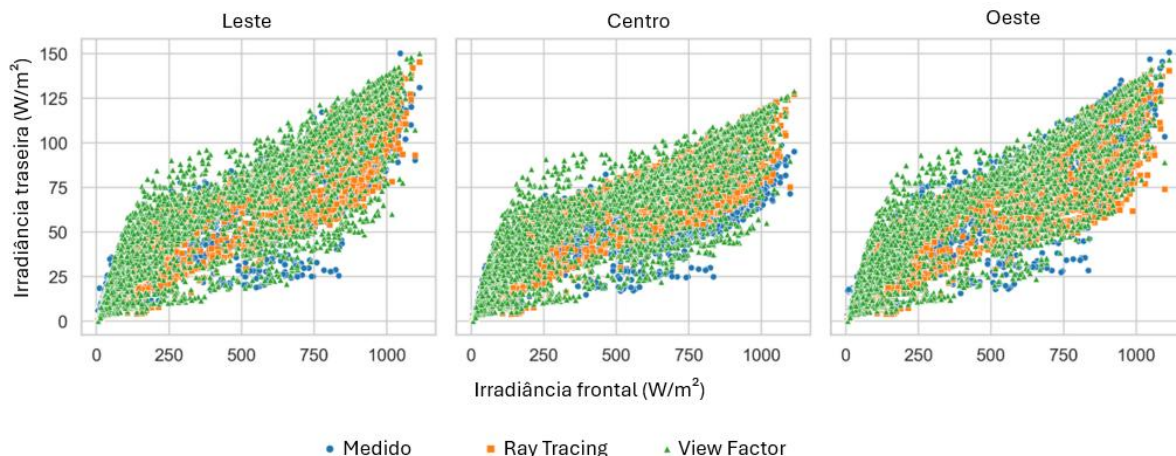


Figura 6-6 - Gráficos de dispersão da irradiância traseira versus frontal em intervalos de 30 minutos para os sensores nas posições leste, centro e oeste. Os valores medidos são consistentemente os menores, enquanto os métodos RT e PVFactors apresentam distribuições semelhantes, com o PVFactors exibindo valores ligeiramente mais altos em dias de irradiância intermediária.

Para fornecer uma estimativa mais representativa da irradiância recebida em toda a superfície traseira do módulo, a etapa seguinte envolveu agregar as medições dos sensores das extremidades (leste e oeste) com aquelas da posição central. As distribuições dos valores horários são apresentadas na Figura 6-7. Como esperado, a faixa de valores nas duas extremidades do módulo é semelhante para cada método, mostrando que, mesmo com a complexidade do entorno, ambos os lados do módulo recebem a mesma quantidade de irradiância traseira. Além disso, o método PVFactors apresenta maior variabilidade dos valores para todas as faixas de irradiância frontal, enquanto os valores medidos possuem a menor variabilidade.

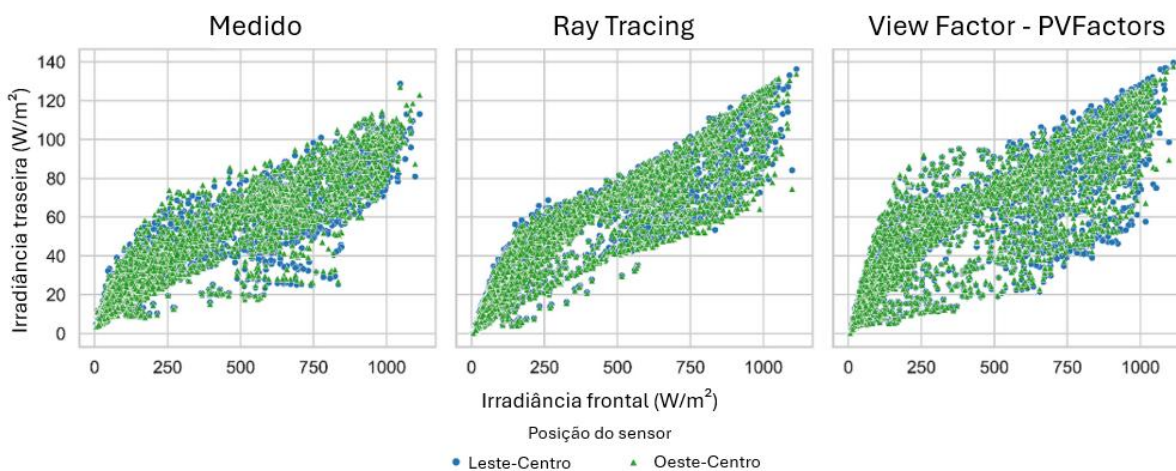


Figura 6-7 - Gráficos de dispersão da irradiância traseira em intervalos de 30 minutos, média entre os sensores das bordas e do centro, em função da irradiância frontal. Ambos os lados do módulo

apresentam faixas semelhantes, com o método PVFactors exibindo a maior variância e os valores medidos apresentando a menor.

A Tabela 6-2 apresenta o Erro Quadrático Médio (RMSE) entre a irradiância traseira medida e simulada usando Ray Tracing e PVFactors em três posições do módulo, bem como para a irradiância média entre as combinações Oeste-Centro e Leste-Centro, considerando intervalos de agregação de 30 minutos e diários. Na resolução de 30 minutos, os valores de RMSE são geralmente maiores, particularmente na posição central, onde PVFactors e Ray Tracing alcançam 39,1% e 30,4%, respectivamente. Esses valores refletem a influência da variabilidade de curto prazo e das diferenças espaciais de irradiância ao longo do módulo. Quando os dados são agregados diariamente, os valores de RMSE diminuem para todas as posições. No centro, por exemplo, o RMSE cai para 18,5% para PVFactors e 18,0% para Ray Tracing. Um padrão semelhante é observado para as posições médias: o RMSE Oeste-Centro diminui de 26,7% para 12,1% para o PVFactors, e de 18,4% para 9,2% para o Ray Tracing.

Tabela 6-2 - Desvio das estimativas de irradiância traseira em relação à média (excluindo os métodos Medido e RT com sensor único) para os diferentes métodos e tipos de solo.

Tipo de Solo	RT 5 sensors	PVFactors	PVSyst
Diferença para a média de todos os métodos - excluindo Medido e RT com único sensor			
Brita Branca	2 %	6 %	-8 %
Caulim	8 %	1 %	-8 %
Areia	5 %	2 %	-7 %
Bica Corrida	10 %	0 %	-11 %

Os valores de RMSE obtidos neste estudo estão dentro da mesma faixa reportada pelo relatório da IEA PVPS Task 13 sobre sistemas bifaciais, que compilou resultados de diversos projetos internacionais de pesquisa e pilotos (Stein; Friesen, 2021). Essa concordância reforça a validade dos métodos aplicados aqui e destaca a consistência dos desafios de modelagem da irradiância traseira observados em diferentes estudos e cenários.

Por fim, os resultados sugerem que, embora simulações com resolução de curto prazo capturem as diferenças locais de irradiância com mais detalhes, a energia acumulada diariamente é menos afetada por essas flutuações. Ainda assim, o uso de

simulações horárias ou sub-horárias permanece importante na modelagem de sistemas fotovoltaicos, especialmente em cenários onde perdas por clipping do inversor são relevantes. Alta resolução temporal permite uma representação mais precisa de picos instantâneos de irradiância que podem ser parcialmente limitados pela potência máxima do inversor, afetando o rendimento energético.

A Figura 6-8 apresenta o Erro Médio de Viés (MBE) diário entre a irradiância traseira simulada e medida em função da irradiância frontal diária, tanto para os métodos PVFactors quanto Ray Tracing, nas três posições de sensores ao longo do módulo (leste, centro e oeste). Os valores de MBE foram normalizados e são apresentados em porcentagem para facilitar a interpretação.



Figura 6-8 - Erro médio diário (*Mean Bias Error* – MBE) entre a irradiância traseira simulada e medida em função da irradiância frontal diária, para os métodos PVFactors e RT, nas posições dos sensores leste, centro e oeste. O viés é mais pronunciado em níveis baixos de irradiância, com o PVFactors ultrapassando +40% abaixo de 500 Wh/m².

A partir dos resultados, observa-se uma tendência clara em que o viés tende a ser mais pronunciado em níveis mais baixos de irradiância. Isso é particularmente

evidente nos resultados do PVFactors para todas as posições dos sensores, onde valores de MBE ultrapassam +40% para irradiações frontais diárias inferiores a 500 Wh/m². Esse comportamento pode ser atribuído ao aumento da incerteza dos modelos de simulação sob condições mais difusas, em que a representação da luz se torna mais complexa e menos precisa. É importante notar que, embora os valores de MBE pareçam relativamente altos em termos percentuais, em termos absolutos essas diferenças são bastante pequenas.

À medida que a irradiância aumenta, ambos os métodos tendem a convergir para valores de viés menores, geralmente variando dentro de $\pm 20\%$ para a posição central. O Ray Tracing tende a apresentar distribuições mais simétricas, especialmente para os sensores central e oeste. O método baseado em Fator de Visão do PVFactors, por outro lado, tende a superestimar a irradiância traseira de forma mais consistente, especialmente na posição central, o que está alinhado com a abordagem simplificada de cálculo dos fatores de visão.

Como os resultados sugerem que os modelos tendem a superestimar a irradiância traseira, eles também provavelmente subestimam a diferença entre a irradiância das bordas e do centro do módulo e, conseqüentemente, a não uniformidade geral ao longo da superfície do módulo. Para investigar mais profundamente esse comportamento, foi realizada uma análise comparando a diferença relativa entre os valores de irradiância nas bordas e no centro para cada método de simulação. Os resultados dessa análise são apresentados na Tabela 6-3 e na Tabela 6-4. Essa comparação teve como objetivo avaliar quão bem cada modelo capturou a variação espacial da irradiância traseira e quantificar o grau em que podem superestimar ou subestimar sua não uniformidade. Os resultados mostram que a diferença média entre as bordas e o centro do módulo é de 27% para os dados medidos. Em contraste, PVFactors e Ray Tracing subestimam essa variação, apresentando diferenças médias de 9% e 6%, respectivamente. Essa sub-representação da não uniformidade da irradiância pode levar a uma estimativa incorreta de perdas por mismatch na face traseira de módulos bifaciais. Como resultado, as previsões de geração de energia podem ser superestimadas, especialmente em sistemas nos quais a contribuição da face traseira desempenha papel significativo no desempenho global.

Tabela 6-3 - Erro Quadrático Médio (*Root Mean Square Error* – RMSE) para cada posição de sensor e para cada método, considerando valores em intervalos de 30 minutos e valores diários.

	Raytracing (30 min)	PVFactors (30 min)	Raytracing (Diário)	PVFactors (Diário)
Oeste	17,6 %	21,5 %	6,5 %	9,1 %
Centro	30,4 %	39,1 %	18,0 %	18,5 %
Leste	15,2 %	25,6 %	6,3 %	9,3 %
Oeste-Centro	18,4 %	26,7 %	9,2 %	12,1 %
Leste-Centro	19,1 %	30,0 %	10,5 %	13,0 %

Tabela 6-4 - Diferença relativa entre as irradiâncias traseiras nas bordas e no centro do módulo.

	Medições	PVFactors	Raytracing
Oeste	28,4 %	9,4 %	5,9 %
Leste	26,1 %	9,8 %	6,3 %

Além disso, é possível observar uma tendência: a não uniformidade modelada se mostra pior em dias claros e mais próxima das medições em dias nublados. Uma hipótese é que, sob condições de céu claro, ambos os métodos podem estar superestimando a irradiância no sensor localizado no centro do módulo, que é a posição com menor contribuição de reflexões especulares e sem irradiância traseira direta. Os resultados apresentados nas Figura 6-4 e Figura 6-5 sugerem que o componente difuso é razoavelmente bem representado, já que a concordância melhora em condições nubladas. Vale ressaltar que, no Radiance, a contribuição da irradiância refletida pelo solo é determinada pelas propriedades ópticas atribuídas à superfície, que incluem componentes tanto difusas quanto especulares. Isso levanta a possibilidade de que parte do viés observado no sensor central em dias ensolarados possa estar relacionada à forma como essas contribuições refletidas pelo solo são representadas nas simulações, especialmente o componente especular. Essas interpretações permanecem como hipóteses, e experimentos adicionais seriam necessários para confirmar as reais fontes de erro.

6.4.3 Geração fotovoltaica

As seções anteriores identificaram discrepâncias entre a irradiância traseira simulada e medida, variando de -11% a +11%. No entanto, essas diferenças de

irradiância traseira não se traduzem proporcionalmente para a geração fotovoltaica total. Portanto, esta seção tem como objetivo quantificar o impacto dessas discrepâncias no desempenho energético global.

Para essa comparação, foram utilizados os métodos e as etapas de simulação definidos na seção de metodologia, juntamente com as características do projeto.

A Figura 6-9 apresenta a diferença percentual entre a energia estimada e a energia medida para quatro tipos de solo, utilizando cinco métodos de avaliação diferentes. Todos os erros de estimativa estão dentro do intervalo de $\pm 2\%$, mas padrões distintos podem ser observados dependendo tanto do tipo de solo quanto do método utilizado. O Método 1 (VF PVSyst) apresentou superestimativa consistente da geração de energia, com o maior desvio de 1,86% ocorrendo para o solo de caulim. O Método 2 (VF PVFactors) também mostra tendência de superestimativa, ainda que com diferenças menores do que as do Método 1. Por exemplo, para caulim, a superestimativa foi de 1,04%. O Método 5 (Medição) produz as estimativas mais conservadoras entre todos os tipos de solo, com subestimativas chegando a $-1,42\%$ para brita branca e $-0,92\%$ para Bica Corrida. Esse viés conservador provavelmente se deve ao posicionamento do sensor na região central traseira do módulo, onde a irradiância é menor do que a média da superfície.

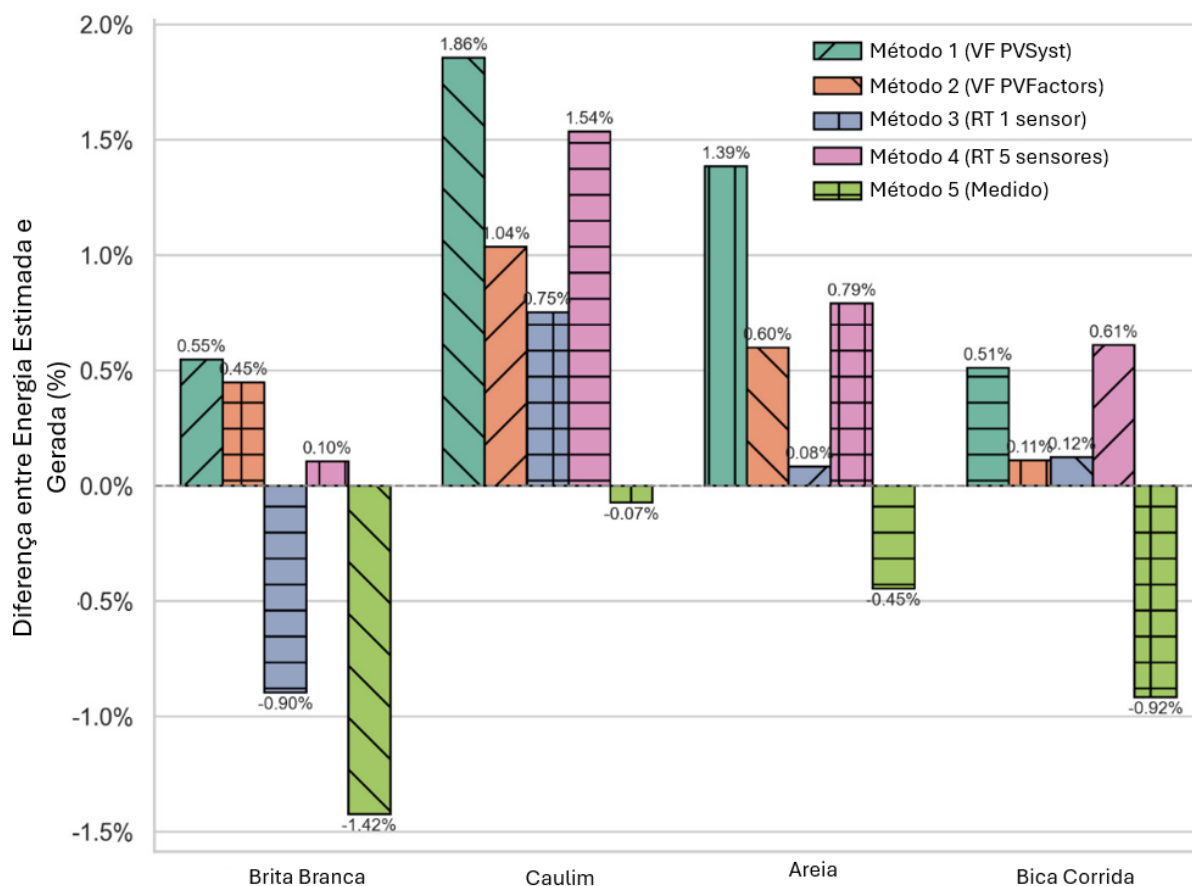


Figura 6-9 - Diferenças percentuais entre a geração de energia simulada e medida para quatro tipos de solo, utilizando cinco métodos. Todos os desvios permanecem dentro do intervalo de $\pm 2\%$. Os métodos baseados em Fator de Visão (VF) — PVSyst® e PVFactors — tendem a superestimar, com o maior viés (+1,86%) observado para o solo de caulim no método VF PVSyst®. Os valores medidos subestimam consistentemente (até -1,42% para brita branca), refletindo o posicionamento do sensor no centro do módulo. Os resultados dos métodos RT (com um e cinco sensores) situam-se entre as abordagens baseadas em VF e os valores medidos.

Os Métodos 3 (RT com único sensor) e 4 (RT com 5 sensores) tendem a apresentar valores intermediários entre as abordagens baseadas em VF e os valores medidos. O Método 4, em particular, produz desvios moderados, consistentemente menores do que o Método 1, mas maiores do que o Método 5.

Observa-se, para todos os tipos de solo, uma tendência de que os erros de estimativa aumentam entre brita branca e caulim — especialmente para os métodos baseados em VF — e diminuem para areia e Bica Corrida. Isso pode refletir a forma como cada método responde ao albedo da superfície e seu efeito sobre a irradiância traseira.

As diferenças observadas entre estimativa e medição da geração de energia permanecem dentro de $\pm 2\%$, valor inferior à faixa típica de incerteza para simulações fotovoltaicas bifaciais e monofaciais. Essas simulações frequentemente apresentam incertezas de até 10% (Thevenard; Pelland, 2013), influenciadas por fatores como variabilidade climática, precisão dos sensores e pressupostos de modelagem. Nesse contexto, todos os métodos avaliados parecem adequados para estimativas gerais de produção de energia. É importante destacar que as diferenças na geração de energia são significativamente menores do que aquelas observadas para a irradiância traseira na Tabela 6-4. Isso ocorre principalmente porque a irradiância traseira representa apenas uma parcela reduzida da irradiância total incidente, variando de aproximadamente 8% a 16% para os valores de albedo analisados.

Dito isso, a escolha do método ainda pode influenciar análises mais específicas. Ao avaliar o desempenho sob diferentes condições de refletividade do solo, por exemplo, as tendências distintas de cada abordagem podem levar a diferenças notáveis. Conhecer essas características melhora a interpretação e pode apoiar comparações mais informadas ou avaliações do sistema sob condições específicas de projeto. Do ponto de vista prático, quando simulações precisam ser realizadas sob restrições de tempo, os métodos baseados em VF — como aqueles atualmente implementados em softwares comerciais — representam uma escolha adequada. Esses modelos são computacionalmente eficientes e, como mostrado neste estudo, geralmente fornecem resultados aceitáveis para a maioria das condições operacionais encontradas na indústria. Em cenários caracterizados por alto albedo do solo ou por entornos complexos que afetam de maneira significativa a distribuição da irradiância traseira, o *ray tracing* pode servir como uma abordagem complementar útil. Embora o *ray tracing* não reduza necessariamente a incerteza por si só, a comparação entre métodos RT e VF pode fornecer informações importantes, auxiliando na identificação de vieses potenciais e fortalecendo a confiança nos resultados das simulações.

Para investigar mais detalhadamente o comportamento de cada método sob diferentes condições de irradiação, a Figura 6-10 apresenta o desvio diário entre a energia estimada e a energia medida em função da irradiação frontal diária, para cada tipo de solo. Uma tendência comum observada na maioria dos cenários é uma maior dispersão dos erros em níveis baixos de irradiação, com os desvios gradualmente se

estabilizando à medida que a irradiação aumenta. Em muitos casos, o desvio atinge um pico em torno de 4000–5000 Wh/m² antes de diminuir levemente ou se manter constante.

Esses padrões podem refletir parcialmente limitações na modelagem da irradiância traseira; entretanto, é importante enfatizar que as incertezas das simulações são inerentemente maiores sob condições de baixa irradiância. Nesses casos, tanto os modelos de irradiância quanto os modelos elétricos dos módulos fotovoltaicos tendem a ser menos calibrados e mais sensíveis a fatores ambientais, como a radiação difusa e a resposta angular. Como resultado, a maior dispersão observada em dias de baixa irradiância não deve ser atribuída exclusivamente a imprecisões na modelagem da irradiância pela face traseira.

Além disso, o perfil de erro das simulações de geração de energia apresentado na Figura 6-10 difere significativamente das tendências de viés observadas na Figura 6-8, onde a irradiância traseira tende a ser superestimada sob condições difusas. Essa diferença sugere que os erros na estimativa da geração de energia são influenciados não apenas pelas estimativas de irradiância traseira, mas também por fatores adicionais, como os modelos internos utilizados para estimar a potência gerada e o comportamento das perdas. Isso reforça a natureza multifatorial das discrepâncias observadas em simulações fotovoltaicas.

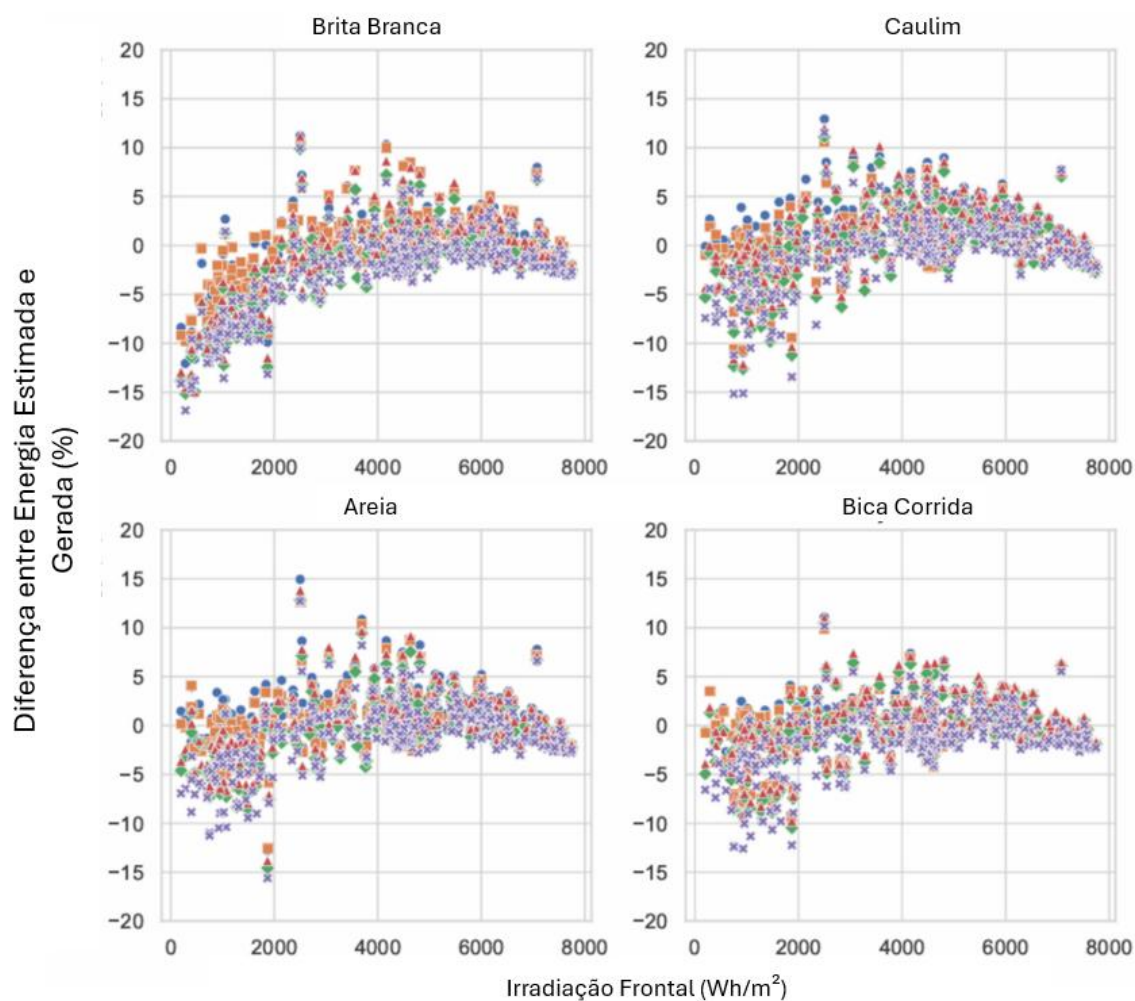


Figura 6-10 - Desvios diários entre a geração de energia simulada e medida em função da irradiância frontal para cada tipo de solo. Os erros são mais dispersos em condições de baixa irradiância e tendem a se estabilizar em níveis mais altos, frequentemente atingindo o pico em torno de 4000–5000 Wh/m². A maioria dos desvios permanece dentro do intervalo de $\pm 10\%$, em conformidade com as incertezas esperadas em simulações fotovoltaicas.

De modo geral, a maioria dos desvios permanece dentro de $\pm 10\%$, sustentando a conclusão de que todos os métodos operam dentro da faixa esperada de incerteza de modelagem para simulações de produção de energia fotovoltaica. Esses resultados destacam a importância de compreender não apenas a metodologia empregada para estimar a irradiância traseira, mas também o contexto mais amplo da simulação, especialmente em regimes de irradiância variável.

6.5 CONCLUSÕES

Este estudo apresenta uma avaliação abrangente dos métodos de estimativa da irradiância pela face traseira em sistemas fotovoltaicos bifaciais com rastreadores de um eixo sob diferentes condições de albedo. Combinando medições experimentais e abordagens de simulação, foi possível avaliar a precisão dos modelos Ray Tracing (RT), View Factor (VF) do PVsyst® e VF do PVFactors na predição da irradiância traseira e da geração de energia.

Os resultados mostraram que todos os métodos tendem a superestimar a irradiância traseira em relação às medições, com discrepâncias influenciadas pelo albedo do solo e pela posição dos sensores. O método RT apresentou melhor capacidade de capturar os efeitos de superfícies com alto albedo, enquanto o modelo VF do PVsyst® subestimou a irradiância em cenários de baixo albedo. Além disso, tanto o RT quanto o PVFactors subestimaram a não uniformidade espacial da irradiância, o que pode impactar a representação das perdas por mismatch em módulos bifaciais.

Apesar dessas diferenças, o impacto na geração de energia simulada foi modesto, com desvios dentro de $\pm 2\%$ em relação aos valores medidos, confirmando que todos os métodos são adequados para avaliações gerais de produção de energia.

Trabalhos futuros devem concentrar-se em aperfeiçoar a representação da não uniformidade da irradiância traseira e refinar os modelos em condições de baixa irradiância, de modo a aprimorar a precisão das análises de desempenho e otimização de sistemas fotovoltaicos bifaciais.

7 CONCLUSÕES

Esta tese de doutorado investigou de forma abrangente dois desafios centrais para a consolidação das usinas fotovoltaicas de grande porte no Brasil: (i) a incerteza associada à modelagem do ganho bifacial em módulos sobre rastreadores solares, e (ii) a gestão da variabilidade da geração por meio do uso estratégico de sistemas de armazenamento de energia e da complementaridade temporal entre fontes renováveis. Tais desafios, além de técnicos, afetam diretamente o risco de comercialização e a atratividade econômica dos empreendimentos, especialmente em um contexto de crescente competição no setor e aumento de *curtailment* por restrições sistêmicas.

Por meio da estruturação da tese em três artigos científicos complementares, foram apresentadas contribuições inéditas nas áreas de modelagem energética, otimização do despacho e avaliação da complementariedade entre fontes renováveis. A seguir, destacam-se as principais conclusões obtidas:

1. **Complementariedade solar-eólica com BESS como ferramenta de redução de *curtailment* (Artigo 1):** Foi demonstrado, por meio de simulações com dados reais do SIN, que a combinação entre geração solar, geração eólica e sistemas de armazenamento pode reduzir significativamente o *curtailment* e melhorar a utilização da infraestrutura de transmissão, especialmente em regiões com alta variabilidade dos recursos. A complementariedade temporal entre as fontes permite um perfil mais estável de injeção de energia, beneficiando tanto a operação do sistema quanto a rentabilidade do projeto.
2. **Otimização do despacho de usinas FV com armazenamento no mercado horário (Artigo 2):** O segundo estudo desenvolveu um modelo de otimização do uso do BESS em função dos preços horários da energia, considerando diferentes graus de precisão na previsão da geração solar. Os resultados mostraram que, no atual modelo de liquidação de diferenças de contratos de energia no Brasil, a adição de um sistema de armazenamento de energia não gera maior receita automaticamente, e a receita total não depende da precisão da geração solar *day-ahead* e sim do perfil do PLD para cada dia.

3. Modelagem do ganho bifacial com validação experimental (Artigo 3):

A terceira contribuição (artigo ainda em avaliação no periódico *Solar Energy*) consistiu em um estudo experimental envolvendo cinco sistemas operando sob distintas condições de albedo, com coleta de dados reais de irradiância traseira e geração de energia. Foram comparados três métodos de simulação da irradiância traseira — *Ray Tracing*, modelo de *View-Factor* do PVsyst® e PVFactors — avaliando-se sua precisão frente aos dados medidos. Os resultados mostraram que, embora todos os modelos apresentem bom desempenho na estimativa da geração total de energia, há diferenças relevantes na forma como cada um representa a irradiância traseira, especialmente no que se refere à sua distribuição espacial ao longo dos módulos, o que pode impactar a modelagem de perdas por *mismatch* em sistemas bifaciais.

Esses três estudos reforçam que, para além do avanço tecnológico dos equipamentos, a competitividade das usinas solares no Brasil depende cada vez mais de modelagens energéticas precisas, estratégias de despacho inteligentes e avaliações de risco bem fundamentadas. A incerteza sobre a geração esperada impacta não apenas a simulação técnica, mas também a negociação de PPAs, a definição da Garantia Física e o cálculo do LCOE. Assim, reduzir tais incertezas é condição necessária para garantir a viabilidade e competitividade dos investimentos em energia solar, além de viabilizar uma maior penetração desta fonte e suas combinações de maneira energeticamente segura no setor elétrico.

Finalmente, os resultados aqui apresentados oferecem subsídios tanto para tomadores de decisão quanto para formuladores de políticas públicas, apontando caminhos para o aprimoramento da regulação, para o desenvolvimento de projetos mais resilientes e para a adoção de soluções tecnológicas que aumentem a previsibilidade e a confiabilidade da geração fotovoltaica no Brasil.

Neste contexto, esta tese é apresentada sob a forma dos três artigos científicos em anexo, como uma contribuição original para o avanço do conhecimento científico nesta área.

8 REFERÊNCIAS

ABD-ELHADY, Mahmoud M. *et al.* Enhancing photovoltaic systems: A comprehensive review of cooling, concentration, spectral splitting, and tracking techniques. **Next Energy**, [s. l.], vol. 6, p. 100185, 2025.

ABU-KHADER, Mazen M.; BADRAN, Omar O.; ABDALLAH, Salah. **Evaluating multi-axes sun-tracking system at different modes of operation in Jordan**. [S. l.]: [s. d.], 2008.

ALAM, Marzia; GUL, Mehreen Saleem; MUNEEB, Tariq. Ground view factor computation model for bifacial photovoltaic collector field: uniform and non-uniform surfaces. **Energy Reports**, [s. l.], vol. 7, p. 9133–9149, 2021.

ALHAMADA, T. F. *et al.* Recent advances in polymer and perovskite based third-generation solar cell devices. **Materials Today: Proceedings**, [s. l.], vol. 74, p. 533–539, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2022.12.158>.

AL-ROUSAN, Nadia; MAT ISA, Nor Ashidi; MAT DESA, Mohd Khairunaz. Efficient single and dual axis solar tracking system controllers based on adaptive neural fuzzy inference system. **Journal of King Saud University - Engineering Sciences**, [s. l.], vol. 32, nº 7, p. 459–469, 2020.

ÁLVARO, Daniel; ARRANZ, Rafael; AGUADO, José A. Sizing and operation of hybrid energy storage systems to perform ramp-rate control in PV power plants. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [s. l.], vol. 107, nº December 2018, p. 589–596, 2019. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0142061518311499>.

ANEEL. REN N° 376. [s. l.], vol. 00, p. 1–18, 2009.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL N° 1.030, DE 26 DE JULHO DE 2022.** [S. l.]: [s. d.], 2022.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL N° 1.069, DE 29 DE AGOSTO DE 2023.** [S. l.]: [s. d.], 2023.

ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL N° 954, DE 30 DE NOVEMBRO DE 2021. [s. l.], 2021. Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-954-de-30-de-novembro-de-2021-364715864>. Acesso em: 25 jun. 2025.

ANEEL. **SIGA - Sistema de Informações da Geração da ANEEL.** [S. l.], 2025. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzd kNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5Yz AxNzBIMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 16 abr. 2020.

ANTONANZAS-TORRES, F. *et al.* Clear sky solar irradiance models: A review of seventy models. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], vol. 107, n° March 2018, p. 374–387, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.02.032>.

APPELBAUM, J. The role of view factors in solar photovoltaic fields. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], vol. 81, n° August 2016, p. 161–171, 2018. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.07.026>.

AYALA PELAEZ, Silvana *et al.* Bifacial PV system mismatch loss estimation. **6th BifiPV Workshop, Amsterdam, NL**, [s. l.], n° October, p. 1, 2019. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/74831.pdf>.

AZZUNI, Abdelrahman; BREYER, Christian. Energy security and energy storage technologies. **Energy Procedia**, [s. l.], vol. 155, p. 237–258, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.053>.

BAILEY, Rhonda; JAUBERT, Jean-nicolas. A Simplified Method To Approximate Bifacial System Mismatch Losses. **BifiPV Workshop, Denver**, [s. l.], n° August, 2018.

BANSHWAR, Anuj *et al.* Renewable energy sources as a new participant in ancillary service markets. **Energy Strategy Reviews**, [s. l.], vol. 18, p. 106–120, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.09.009>.

BENTOUBA, Said *et al.* Performance assessment of a 20 MW photovoltaic power plant in a hot climate using real data and simulation tools. **Energy Reports**, [s. l.], vol. 7, p. 7297–7314, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.10.082>.

BERRIAN, Djaber; LIBAL, Joris. A comparison of ray tracing and view factor simulations of locally resolved rear irradiance with the experimental values. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, [s. l.], vol. 28, n° 6, p. 609–620, 2020.

BIRD, Lori *et al.* Wind and solar energy curtailment: A review of international experience. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], vol. 65, p. 577–586, 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.082>.

BLAKESLEY, James C. *et al.* Sourcing albedo data for bifacial PV systems in complex landscapes. **Solar Energy**, [s. l.], vol. 266, 2023.

BRASIL. Lei Nº 10.848, de 15 de março de 2004. [s. l.], 2004.

CECHINEL, André Luiz Prado. COMPARAÇÃO DE METODOLOGIAS DE AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO PARA USINAS FOTOVOLTAICAS DE GRANDE PORTE. **Trabalho de Conclusão de Curso - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina**, [s. l.], 2019. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/193282>. Acesso em: 5 jul. 2025.

CEPEL. **Atlas do potencial eólico brasileiro: Simulações 2013**. [S. l.]: [s. d.], 2017. Disponível em: <http://novoatlas.cepel.br/>. .

CHANG, Tian Pau. Output energy of a photovoltaic module mounted on a single-axis tracking system. **Applied Energy**, [s. l.], vol. 86, nº 10, p. 2071–2078, 2009.

CHAPIN C S FULLER, D M; PEARSON, G L. **A New Silicon p-n Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power**P. W. Bridgman. **Revs. Modern Phys.** [S. l.]: [s. d.], 1953. Disponível em: <http://scitation.aip.org/termsconditions>. .

CHILD, Michael *et al.* Flexible electricity generation, grid exchange and storage for the transition to a 100% renewable energy system in Europe. **Renewable Energy**, [s. l.], vol. 139, p. 80–101, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.077>.

CHOWDHURY, Sanchari *et al.* P-Type Heterojunction Bifacial Solar Cell With Rear Side Carrier Selective Contact. **Inorganic Chemistry Communications**, [s. l.], vol. 129, n° May, p. 108658, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.inoche.2021.108658>.

CUEVAS, A. *et al.* 50 Per cent more output power from an albedo-collecting flat panel using bifacial solar cells. **Solar Energy**, [s. l.], vol. 29, n° 5, p. 419–420, 1982.

CURTO, Domenico *et al.* Grid Stability Improvement Using Synthetic Inertia by Battery Energy Storage Systems in Small Islands. **Energy**, [s. l.], vol. 254, 2022.

DIERAUF, Timothy *et al.* Weather-Corrected Performance Ratio. **NREL Technical Report NREL/TP-5200-57991**, [s. l.], n° April, p. 1–16, 2013.

DO NASCIMENTO, Lucas Rafael *et al.* Performance assessment of solar photovoltaic technologies under different climatic conditions in Brazil. **Renewable Energy**, [s. l.], vol. 146, p. 1070–1082, 2020.

DRIESSE, Anton *et al.* INDOOR AND OUTDOOR EVALUATION OF GLOBAL IRRADIANCE SENSORS. **31st European Photovoltaic Solar Energy Conference, 14-18 September, Hamburg, Germany**, [s. l.], n° September, p. 14–18, 2015.

EPE, Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética -. Avaliação da geração de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas. [s. l.], vol. 1, p. 36, 2017. Disponível em: http://epe.gov.br/geracao/Documents/EPE-DEE-NT-025_2017-r0_Usinas híbridas EOL e UFV.pdf.

EPE. Informe Leilões Geração de Energia Elétrica. [s. l.], 2018.

EPE. Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica. [s. l.], p. 1–44, 2016.

EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2034. [s. l.], 2025.

EPE. Usinas híbridas no contexto do planejamento estratégico. [s. l.], 2019.

GEORGIU, Solomos; SHAH, Nilay; MARKIDES, Christos N. A thermo-economic analysis and comparison of pumped-thermal and liquid-air electricity storage systems. **Applied Energy**, [s. l.], vol. 226, n° September, p. 1119–1133, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.128>.

GONZALEZ-MORENO, A. *et al.* A PV ramp-rate control strategy to extend battery lifespan using forecasting. **Applied Energy**, [s. l.], vol. 323, n° June, p. 119546, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119546>.

GOPI, Ajith *et al.* Comparison of normal and weather corrected performance ratio of photovoltaic solar plants in hot and cold climates. **Energy for Sustainable Development**, [s. l.], vol. 65, n° 2021, p. 53–62, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2021.09.005>.

GREEN, M.~A. **Solar cells: Operating principles, technology, and system applications**. [S. l.]: [s. d.], 1982.

GUEYMARD, Christian A. A reevaluation of the solar constant based on a 42-year total solar irradiance time series and a reconciliation of spaceborne observations. **Solar Energy**, [s. l.], vol. 168, n° April, p. 2–9, 2018.

GUEYMARD, Christian. An anisotropic solar irradiance model for tilted surfaces and its comparison with selected engineering algorithms. **Solar Energy**, [s. l.], vol. 38, nº 5, p. 367–386, 1987.

GÜRTLER, Marc; PAULSEN, Thomas. The effect of wind and solar power forecasts on day-ahead and intraday electricity prices in Germany. **Energy Economics**, [s. l.], vol. 75, p. 150–162, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.07.006>.

HABTE, A. *et al.* Evaluating the Sources of Uncertainties in the Measurements from Multiple Pyranometers and Pyrhemimeters. [s. l.], p. 68065, 2017. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68065.pdf>.

HAY, J A. Calculation of monthly mean solar radiation for horizontal and inclined surfaces. **Solar Energy**, Toronto, Canada, vol. 23, nº 4, p. 301–307, 1979.

HUANG, Ying Yuan *et al.* Fully screen-printed bifacial large area 22.6% N-type Si solar cell with lightly doped ion-implanted boron emitter and tunnel oxide passivated rear contact. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, [s. l.], vol. 214, nº April, p. 110585, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2020.110585>.

IEC. **Photovoltaic System Performance - Part 1: Monitoring**. [S. l.]: [s. d.], 2017.

INMAN, Rich H.; PEDRO, Hugo T.C.; COIMBRA, Carlos F.M. Solar forecasting methods for renewable energy integration. **Progress in Energy and Combustion Science**, [s. l.], vol. 39, nº 6, p. 535–576, 2013. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.pecs.2013.06.002>.

IQBAL, Muhammad. **An Introduction to Solar Radiation**. Ontario: Academic Press Canada, 1983.

ISE, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. **Photovoltaics Report**. [S. l.]: [s. d.], 2025. Disponível em: www.ise.fraunhofer.de. .

KACIRA, Murat *et al.* Determining optimum tilt angles and orientations of photovoltaic panels in Sanliurfa, Turkey. **Renewable Energy**, [s. l.], vol. 29, nº 8, p. 1265–1275, 2004.

KANG, Jinsuk *et al.* Practical Comparison between view factor method and ray-tracing method for bifacial PV system yield prediction. **36th PV Solar Energy Conference Exhibition**, [s. l.], nº September, p. 9–13, 2019.

KAROUT, Youssef *et al.* Hybrid intrahour DNI forecast model based on DNI measurements and sky-imaging data. **Solar Energy**, [s. l.], vol. 249, nº November 2022, p. 541–558, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2022.11.032>.

KATSAOUNIS, Th *et al.* Performance assessment of bifacial c-Si PV modules through device simulations and outdoor measurements. **Renewable Energy**, [s. l.], vol. 143, p. 1285–1298, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.05.057>.

KAZEM, Hussein A. *et al.* **Recent advancements in solar photovoltaic tracking systems: An in-depth review of technologies, performance metrics, and future trends**. [S. l.]: Elsevier Ltd, 2024.

KEINER, Dominik *et al.* Impact of backtracking strategies on techno-economics of horizontal single-axis tracking solar photovoltaic power plants. **Solar Energy**, [s. l.], vol. 267, 2024.

KREININ, L *et al.* PV module power gain due to bifacial design. Preliminary experimental and simulation data. 2010. **2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference**. [S. l.]: [s. d.], 2010. p. 2171–2175.

LIN, Xingwen *et al.* Estimating 10-m land surface albedo from Sentinel-2 satellite observations using a direct estimation approach with Google Earth Engine. **ISPRS Journal of Photogrammetry and Remote Sensing**, [s. l.], vol. 194, p. 1–20, 2022.

LIU, Benjamin Y.H.; JORDAN, Richard C. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. **Solar Energy**, [s. l.], vol. 4, n° 3, p. 1–19, 1960.

LORENZO, Eduardo. On the historical origins of bifacial PV modelling. **Solar Energy**, [s. l.], vol. 218, n° February, p. 587–595, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.03.006>.

LUQUE, A. *et al.* Diffusing reflectors for bifacial photovoltaic panels. **Solar Cells**, [s. l.], vol. 13, n° 3, p. 277–292, 1985.

MAGADLEY, Esther; KABHA, Ragheb; YEHIA, Ibrahim. Outdoor comparison of two organic photovoltaic panels: The effect of solar incidence angles and incident irradiance. **Renewable Energy**, [s. l.], vol. 173, p. 721–732, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.04.021>.

MAOR, T.; APPELBAUM, J. View factors of photovoltaic collector systems. **Solar Energy**, [s. l.], vol. 86, nº 6, p. 1701–1708, 2012. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2012.03.017>.

MARAJ, Altin; KËRTUSHA, Xhulieta; LUSHNJARI, Anri. Energy performance evaluation for a floating photovoltaic system located on the reservoir of a hydro power plant under the mediterranean climate conditions during a sunny day and a cloudy-one. **Energy Conversion and Management: X**, [s. l.], vol. 16, nº June, 2022.

MARION, B. *et al.* Performance parameters for grid-connected PV systems. **Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, [s. l.], nº February, p. 1601–1606, 2005.

MICHELI, Leonardo. The temperature of floating photovoltaics: Case studies, models and recent findings. **Solar Energy**, [s. l.], vol. 242, nº June, p. 234–245, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2022.06.039>.

MME. **Portaria 465/2019**. [S. l.], 2019. Disponível em: <http://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019.-233554889>. Acesso em: 9 jan. 2020.

MME. **PORTARIA GM/MME Nº 812, DE 26 DE SETEMBRO DE 2024**. [S. l.]: [s. d.], 2024. Disponível em: www.gov.br/mme,. .

MME. **PORTARIA NORMATIVA Nº 50/GM/MME, DE 27 DE SETEMBRO DE 2022**. [S. l.]: [s. d.], 2022.

MUBARAK, Riyadh *et al.* Comparison of modelled and measured tilted solar irradiance for photovoltaic applications. **Energies**, [s. l.], vol. 10, nº 11, 2017.

NASCIMENTO, Lucas Rafael do *et al.* Avaliação do desempenho de tecnologias fotovoltaicas e complementariedade solar e eólica no nordeste brasileiro. 2018. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**. [S. l.]: [s. d.], 2018. p. 10.

NIU, Decun *et al.* Comprehensive evaluation of energy storage systems for inertia emulation and frequency regulation improvement. **Energy Reports**, [s. l.], vol. 9, p. 2566–2576, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.01.110>.

NUSSBAUMER, Hartmut *et al.* Accuracy of simulated data for bifacial systems with varying tilt angles and share of diffuse radiation. **Solar Energy**, [s. l.], vol. 197, nº July 2019, p. 6–21, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.12.071>.

OKAFOR, Chukwuemeka Emmanuel; FOLLY, Komla Agbenyo. Design and implementation of a control system for multifunctional applications of a Battery Energy Storage System (BESS) in a power system network. **Cleaner Energy Systems**, [s. l.], vol. 9, 2024.

ONS. **DIAGNÓSTICO E PERSPECTIVA DA EVOLUÇÃO DOS CORTES DE GERAÇÃO NO BRASIL**. [S. l.]: [s. d.], 2025.

PALIZBAN, Omid; KAUHANIEMI, Kimmo. Energy storage systems in modern grids—Matrix of technologies and applications. **Journal of Energy Storage**, [s. l.], vol. 6, p. 248–259, 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2016.02.001>.

PELAEZ, Silvana Ayala *et al.* Comparison of Bifacial Solar Irradiance Model Predictions with Field Validation. **IEEE Journal of Photovoltaics**, [s. l.], vol. 9, nº 1, p. 82–88, 2019.

PEREIRA, Enio Bueno *et al.* **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2. ed. São José dos Campos - São Paulo: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2017. Disponível em: http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html.

PEREIRA, Enio B. *et al.* Survey of the incident solar radiation in Brazil by use of meteosat satellite data. **Solar Energy**, [s. l.], vol. 57, nº 2, p. 125–132, 1996.

PEREZ, Richard *et al.* A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. **Solar Energy**, [s. l.], vol. 39, nº 3, p. 221–231, 1987.

PHAM, Duy Phong *et al.* Band-offset reduction for effective hole carrier collection in bifacial silicon heterojunction solar cells. **Journal of Physics and Chemistry of Solids**, [s. l.], vol. 154, nº March, p. 110059, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jpcs.2021.110059>.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro - RJ: CEPEL, 2014.

PV MAGAZINE. Brazil's Brasol to invest \$26m in commercial batteries-as-a-service. [s. l.], 2025.

PVSYST. **Bifacial Systems**. [S. l.], 2022. Disponível em: https://www.pvsyst.com/help/bifacial_systems.htm. Acesso em: 9 dez. 2022.

RAHMAN, Md Mustafizur *et al.* Assessment of energy storage technologies: A review. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], vol. 223, n° August, p. 113295, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113295>.

RAINA, Gautam; SINHA, Sunanda. **A holistic review approach of design considerations, modelling, challenges and future applications for bifacial photovoltaics**. [S. l.]: Elsevier Ltd, 2022.

RECAMÁN PAYO, María *et al.* Efficiency gain in plated bifacial n-type PERT cells by means of a selective emitter approach using selective epitaxy. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, [s. l.], vol. 204, n° April 2019, p. 110173, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2019.110173>.

REINDL, D. T.; BECKMAN, W. A.; DUFFIE, J. A. Evaluation of hourly tilted surface radiation models. **Solar Energy**, [s. l.], vol. 45, n° 1, p. 9–17, 1990.

REISE, Christian; MÜLLER, Björn; IEA. **Uncertainties in PV System Yield Predictions and Assessments** International Energy Agency. [S. l.]: [s. d.], 2018.

SARKAR, Subhadarshi; AJJARAPU, Venkataramana. MW resource assessment model for a hybrid energy conversion system with wind and solar resources. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, [s. l.], vol. 2, n° 4, p. 383–391, 2011.

SCUTO, A. *et al.* Outdoor performance of GaAs/bifacial Si heterojunction four-terminal system using optical spectrum splitting. **Solar Energy**, [s. l.], vol. 241, n° February, p. 483–491, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2022.06.032>.

SINKE, Wim C. Development of photovoltaic technologies for global impact. **Renewable Energy**, [s. l.], vol. 138, p. 911–914, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148119301740>.

SOLARGIS. **Solar radiation modeling | Solargis**. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://solargis.com/docs/methodology/solar-radiation-modeling%0Ahttp://solargis.com/support/methodology/solar-radiation-modeling/>. Acesso em: 24 fev. 2023.

SOLARGIS. **SOLARGIS - Satellite-based albedo data**. [S. l.], 2025.

SOLCAST. **Solcast - Irradiance Data Methodology**. [S. l.], 2025.

STEIN, Joshua S; FRIESEN, Gabi. **IEA PVPS Task 13 Performance, Operation and Reliability of Photovoltaic Systems-Bifacial Photovoltaic Modules and Systems: Experience and Results from International Research and**. [S. l.]: [s. d.], 2021. Disponível em: www.iea-pvps.org.

STEIN, Joshua S.; HANSEN, Clifford W.; RENO, Matthew J. Global horizontal irradiance clear sky models : implementation and analysis. [s. l.], n° March, 2012. Disponível em: <http://www.osti.gov/servlets/purl/1039404/>.

STUHLMANN, Rolf; RIELAND, Martin; RASCHKE, Ehrhard. An Improvement of the IGMK Model to Derive Total and Diffuse Solar Radiation at the Surface from Satellite Data. **Journal of Applied Meteorology**, [s. l.], vol. 29, 1990.

THEVENARD, Didier; PELLAND, Sophie. Estimating the uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions. **Solar Energy**, [s. l.], vol. 91, p. 432–445, 2013.

VAN SARK, Wilfried *et al.* Review of PV performance ratio development. 2012. **Anais [...]**. [S. l.]: [s. d.], 2012.

VERÍSSIMO, Pedro Henrique Alves *et al.* Area and LCOE considerations in utility-scale, single-axis tracking PV power plant topology optimization. **Solar Energy**, [s. l.], vol. 211, nº July, p. 433–445, 2020.

VIANA, Trajano de Souza. **POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM CONCENTRADOR NO BRASIL**. 2010. 165 f. [s. l.], 2010.

WILCOX, Stephen; GUEYMARD, Christian A. Spatial and temporal variability of the solar resource in the united states. **39th ASES National Solar Conference 2010, SOLAR 2010**, [s. l.], vol. 2, p. 1389–1409, 2010.

WYSOCKI, Joseph J.; RAPPAPORT, Paul. Effect of temperature on photovoltaic solar energy conversion. **Journal of Applied Physics**, [s. l.], vol. 31, nº June, p. 571, 1960.

XIANG, Zheng *et al.* Universal approach for albedo estimation from multiple fine spatial-resolution satellite data: Preliminary consistency evaluation with Landsat 8, Sentinel-2 and GaoFen-1 albedo data. **Applied Energy**, [s. l.], vol. 394, 2025.

YANG, Dazhi *et al.* A review of solar forecasting, its dependence on atmospheric sciences and implications for grid integration: Towards carbon neutrality. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], vol. 161, nº March, p. 112348, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112348>.

YANG, Dazhi *et al.* History and trends in solar irradiance and PV power forecasting: A preliminary assessment and review using text mining. **Solar Energy**, [s. l.], vol. 168, n° February, p. 60–101, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.11.023>.

YU, Bo *et al.* A study on electrical performance of N-type bifacial PV modules. **Solar Energy**, [s. l.], vol. 137, p. 129–133, 2016.

ZHANG, Chao *et al.* Energy storage system: Current studies on batteries and power condition system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], vol. 82, n° July 2017, p. 3091–3106, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.030>.

ZHANG, Yating *et al.* Influence of incidence angle effects on the performance of bifacial photovoltaic modules considering rear-side reflection. **Solar Energy**, [s. l.], vol. 245, n° September, p. 404–409, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2022.08.027>.

ZHANG, Ruixiaoxiao *et al.* Optimization of battery energy storage system (BESS) sizing in different electricity market types considering BESS utilization mechanisms and ownerships. **Journal of Cleaner Production**, [s. l.], vol. 470, 2024.

ZHAO, Changrui *et al.* Accurate shading factor and mismatch loss analysis of bifacial HSAT systems through ray-tracing modeling. **Solar Energy Advances**, [s. l.], vol. 1, p. 100004, 2021.

ZHAO, Chunyang *et al.* **Grid-connected battery energy storage system: a review on application and integration**. [S. l.]: Elsevier Ltd, 2023.

ZIANE, Abderrezzaq *et al.* Photovoltaic output power performance assessment and forecasting: Impact of meteorological variables. **Solar Energy**, [s. l.], vol. 220, n° March, p. 745–757, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.04.004>.

APÊNDICE A – ARTIGO “The complementary nature between wind and Photovoltaic generation in Brazil and the role of energy storage in utility-scale Hybrid power plants”

The complementary nature between wind and photovoltaic generation in Brazil and the role of energy storage in utility-scale hybrid power plants

Rafael Antunes Campos*, Lucas Rafael do Nascimento and Ricardo Rüther

Universidade Federal de Santa Catarina/UFSC

Caixa Postal 476, Florianópolis – SC, 88040-900 Brazil

Tel.: +55 48 3721 7234 Email: rafaelcampos.ufsc@gmail.com

Abstract

Solar and wind sources together provided more than half of the Brazilian Northeast electricity generation in 2019. This growing share of renewable energies in the Brazilian energy matrix increases the importance of portfolio optimization and the energy storage management. This paper assesses the complementary nature between wind and photovoltaic generation in the Brazilian Northeast, and how this complementarity, together with energy storage, can reduce the shortcomings that the corresponding natural resource intermittency imposes on these sources. The work consists of two main analyses: (i) analysis of the capability in supplying the Brazilian Northeast region power demand with a hybrid wind + solar + storage power plant; and (ii) contingency optimization analysis for hybrid wind + solar + storage power plants. The results show that wind and solar resources are consistently complementary in the region, with a daily Pearson's Correlation Coefficient of -0.51. Also, the load supply analysis shows that a renewable energy mix based on a 40% wind and 60% solar share would require the equivalent of only 6% of its annual generation in storage capacity. An energy curtailment analysis

* Corresponding author: Rafael Campos, Universidade Federal de Santa Catarina. Tel: +55 48 3721 7234, e-mail: rafaelcampos.ufsc@gmail.com

showed that the complementary nature of the wind and solar resources, together with energy storage, can lead to a reduction of up to 11% in transmission capacity demand.

Keywords: Hybrid solar and wind; Photovoltaics; Energy Storage; Solar and wind resource complementarity.

Highlights

- Solar and wind resources have a relevant temporal complementarity in the Brazilian NE.
- Energy mix 40% wind and 60% solar requires minimal storage capacity to supply Brazilian NE load.
- Role of storage in reducing the transmission infrastructure needs for renewable energy is evaluated.
- Storage increases dispatchability of utility-scale wind and solar power plants.

List of abbreviations including units and nomenclature

η_{ESS}	Energy storage system efficiency, in %
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica (Brazilian Electricity Regulatory Agency)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética (Brazilian Energy Research Enterprise)
GHI	Global horizontal irradiation
LOLP	Loss of Load Probability
MISO	Midcontinent Independent System Operator

51	N	North
52	NE	Northeast
53	ONS	Operador Nacional do Sistema (National Electricity System
54		Operator)
55	PCC	Pearson's Correlation Coefficient
56	PV	Photovoltaics
57	RE	Renewable Energy
58	S	South
59	SE/MW	Southeast/Midwest
60	SIN	Sistema Interligado Nacional (Brazilian Interconnected
61		Electricity System)

62

63 **1. Introduction**

64 Renewable energy (RE) generation technologies accounted for 72% of the
65 worldwide net generation capacity expansion (245 GW) in 2019, with solar and
66 wind accounting for 90% of the 176 GW in newly added global RE generation
67 capacity [1]. The intermittent and non-dispatchable nature of these two RE
68 technologies can lead to variability issues in demand supply. Therefore,
69 strategies to avoid or attenuate the effects of these resources' variability have
70 become an important field of study. Brazil is a specific case due to its vast
71 territory, with more than 8,500,000 km² and latitudes ranging from 5°N to 33°S.
72 With an installed generation capacity of over 170 GW, the Brazilian energy mix
73 is very diverse in resources, with 62% of its energy being provided by
74 hydroelectricity, 26% by thermoelectric plants (16% fossil fuel, 9% biomass, 1%
75 nuclear), and around 12% by non-dispatchable RE sources (9% wind and 3%

solar) [2]. Despite all the advantages provided by the major role of hydropower in the electricity mix, it also leads to a high dependency on the rainfall regime and water flow in the river basins. In recent years, river basins located in the Northeast have experienced intense water constraints, with water flow decreasing by up to 99% in some cases [3]. The impact of the drought period in the Northeast subsystem is being attenuated by the increasing penetration of RE in the region, which accounts for the highest solar and wind resource availability and installed capacity in the country [4,5]. The high availabilities of both resources create opportunities for wind + solar hybrid power plants, as shown by their geographical distribution shown in Fig 1. Both wind and PV large-scale power plant projects are being installed in close proximity and, therefore, many projects share the same access point to the Brazilian Interconnected Transmission System (*Sistema Interligado Nacional* - *SIN* in Portuguese), and the high-voltage transmission lines. This increasing RE penetration and its concentration in the NE region start to demand solutions for issues such as the generation variability and curtailment losses due to transmission system congestion [6–8]. In this context, the present study aims to assess the temporal complementarity between the solar and wind resource availability and potential output generation, and how this complementarity, together with short-term electrochemical energy storage, can be used to optimize a more widespread uptake of hybrid utility-scale wind + solar power plants.

Many interesting case studies have been published in the scientific literature, evaluating different strategies to compensate the drawbacks derived from the intermittency of RE sources [9–14], showing that energy storage system

additions and portfolio sizing optimization can mitigate RE generation curtailment and increase these sources dispatchability [15–18]. Tang et al. [19] presented a hybrid hydro-wind-PV size optimization for a hydropower station in the Yalong River Basin, China and showed that the hybrid power plant guarantees the quantity and quality of the generated energy. Ma T. and Javed M.S. [20] have developed a cost-optimal autonomous hybrid renewable energy system to mitigate the disharmony between RE generation and supply in Jiuduansha, a remote island near Shanghai-China, and have obtained an optimal wind/solar share of about 30% to 10%. Celik [21] carried out an optimization and techno-economic analysis of a wind/photovoltaic hybrid energy system in comparison to single wind and photovoltaic power plants, and concluded that an optimum combination of the hybrid wind/PV energy system provides higher system performance than either of the single systems for the same system cost for every battery storage capacity analyzed. Wang et al. [22] have proposed an approach that minimizes the fluctuation in the combined power output of a hydro, wind and photovoltaic portfolio and maximizes their combined power generation while adhering to the target reservoir's water levels in the reservoir refilling period. Gan et al. [23] developed a sizing tool focused on optimal sizing of diesel generator and battery storage systems in hybrid wind/PV systems .

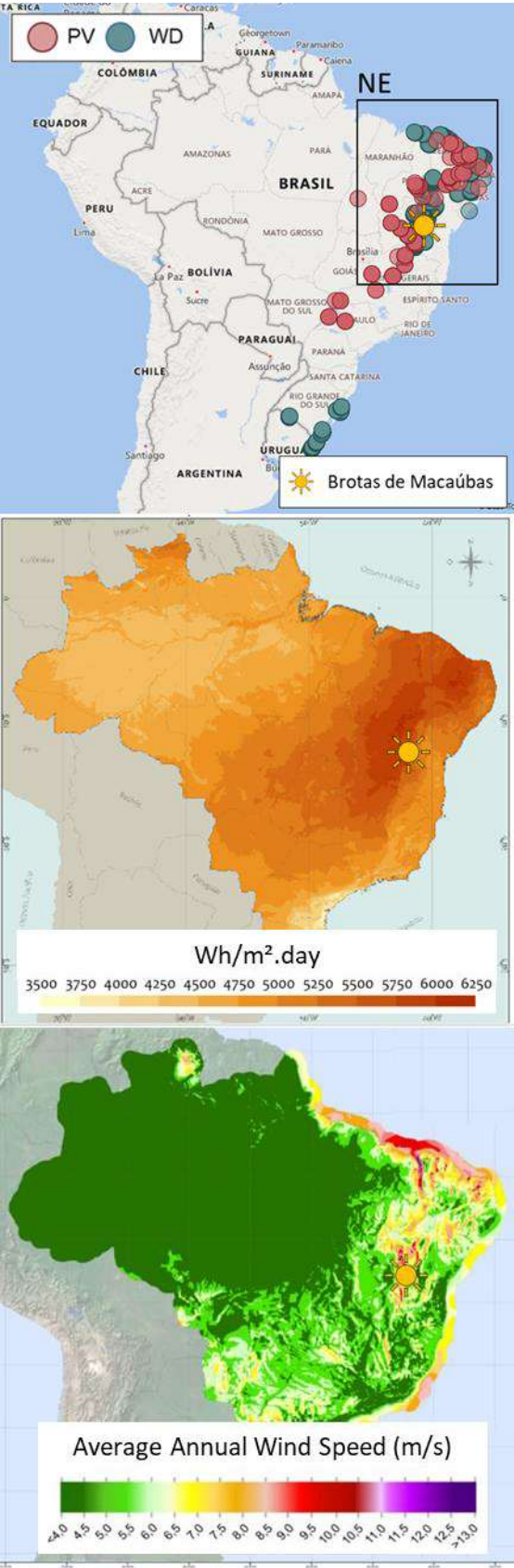


Fig. 1. Utility-scale wind and solar PV power plants installed until 2019 in the Brazilian Northeast [24], and location of the case study Brotas de Macaúbas hybrid wind/PV power plant in the State of Bahia (top); the case-study location highlighted in the global horizontal irradiance

map from Atlas Brasileiro de Energia Solar [4] (middle); and in the average annual wind speed map from Atlas do Potencial Eólico Brasileiro [5] (bottom).

2. Case study

A case study is presented here, based on the power generation of a utility-scale 95 MW wind power plant and two R&D-scale 2 kWp photovoltaic plants (one at fixed tilt = local latitude, and one single-axis tracking, both shown in Fig. 2.), located in Brotas de Macaúbas – Bahia (12.31°S, 42.34°W), highlighted in the maps shown in Fig. 1. The diagram shown in Fig. 2. also illustrates the hybrid generator with the existing wind and photovoltaic plants, as well as the simulated energy storage system. The wind distribution regime in the region drops during the day, when solar resource peaks, which makes the region one of the most suitable locations for wind and solar complementarity in the country [25,26]. The typical Global Horizontal Irradiance (GHI) and wind speed annual average day profiles are presented in Fig. 3. The case study technical specifications are summarized in Table 1.

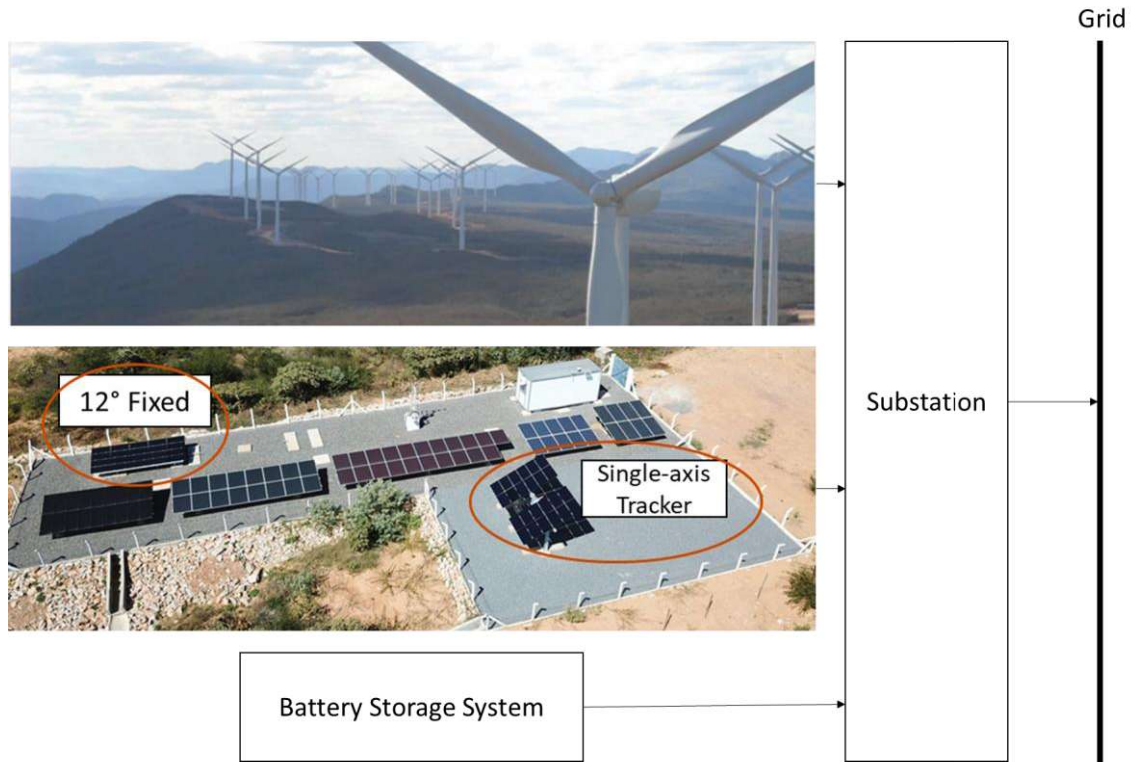


Fig. 2. Block diagram showing the 95 MW wind power plant, the R&D solar PV + wind and solar measurement station used as case study in Brotas de Macaúbas – Bahia + a simulated electrochemical storage system. The image shows a number of different PV technologies, including the two (circled) PV systems evaluated in this paper (12° fixed tilt and single-axis tracker).

Wind speed, fixed tilt (12°), and tracking solar irradiance values, together with power generation of the three generators were used to assess the complementarity between the wind and solar resources, and power plant output generation figures. These data were used to optimize the wind/solar mix in order to maximize the load supply. This study is comprised of two main analyses: (i) load supply, and (ii) wind/solar power curtailment optimization.

Table 1

Case study specifications.

Latitude		12.31° S
Longitude		42.34° W
Wind plant nominal power		95 MW
Photovoltaic plant nominal power	Tracker	2.2 kWp
	Fixed Tilt – 12°	2.2 kWp

Substation nominal power

-

100 MVA

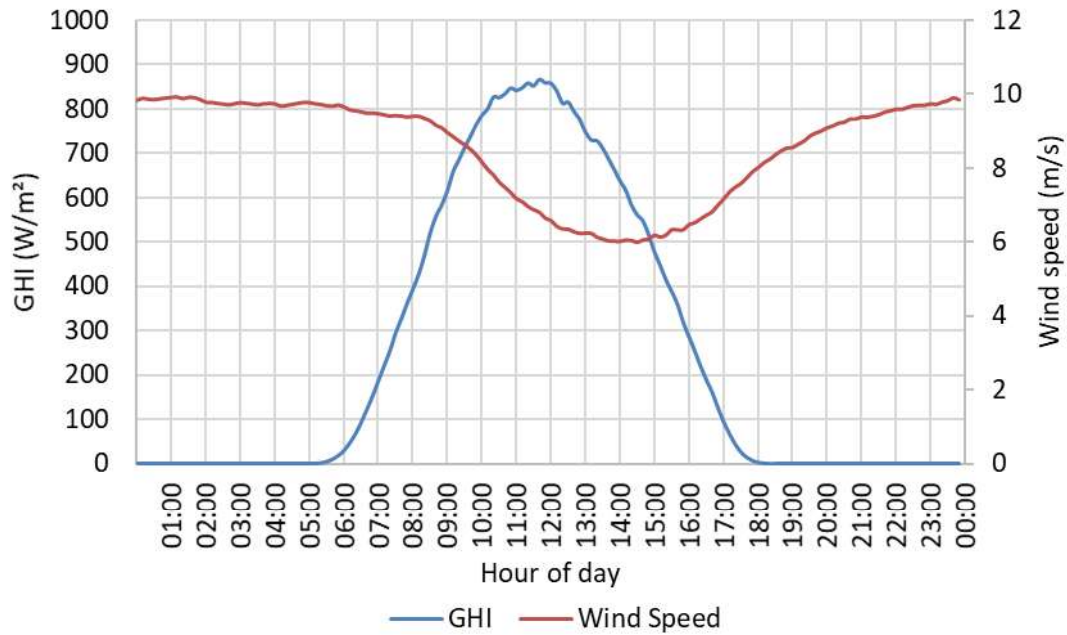


Fig. 3. Global Horizontal Irradiance (GHI, in W/m²) and wind speed (m/s) annual averages in Brotas de Macaúbas, Bahia.

2.1 Load supply

The load supply analysis aims at assessing how the wind/solar mix can shape the energy storage needs to achieve a hybrid system designed to feed 100% of the energy supply demands of the NE Brazilian region with wind + solar. The data used in the analysis were the power generation measurements from the wind and PV systems (proportionally upscaled from the wind and solar power plants real output data), and the publicly-available NE region load data, which were obtained from the Brazilian Electrical System Operator (*Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS* in Portuguese) website. Both datasets correspond to real measured values for the year 2018.

2.2 Curtailment optimization

The clustered distribution of the growing number of utility-scale wind and solar PV power plants shown in Fig. 1 can lead to curtailment losses due to limitations of the load or transmission system congestion [27,28]. On the other hand, new investments in transmission lines designed to accommodate generation flows from RE power plants could make these new lines idle when solar and wind resources dwindle. These issues can be avoided or attenuated by an optimal mix of wind/solar and energy storage [7,27,29,30]. The curtailment optimization analysis tries to evaluate how energy storage can avoid curtailment losses against new investments in expanding transmission capacity.

3. Methodology

3.1 Data and statistical description

As mentioned before, we used one year of wind speed, fixed tilt and single-axis tracking solar irradiances, wind generation, and photovoltaic generation measured data with a timestep of 10 minutes. We have made a general statistical description to evaluate the temporal complementarity between the resources (wind speeds and irradiances) and between the generations (wind and solar PV).

To quantify the temporal complementarity between the time series, we used the Pearson Correlation Coefficient (PCC) [26,31–33].

The PCC was calculated for each day of the year and then a monthly average was obtained. The same strategy was used to calculate the PCC for the solar and wind resource data and for the output power generation data. The PCCs between wind and solar resources and output power generation were calculated using four dataset combinations: (i) wind speed and fixed tilt irradiance; (ii) wind

generation and fixed tilt PV generation; (iii) wind speed and single-axis tracking irradiance; and (iv) wind generation and single-axis tracking PV generation. This allowed us to assess if the difference between the fixed and single-axis tracker solar irradiance profiles leads to relevant differences in PCC values.

It is known that a large solar irradiance resource measurement temporal resolution can significantly modify the irradiance characteristics, with important consequences especially in PV system design, like the PV Inverter Loading Ratio - ILR [34–36]. Therefore, in order to evaluate the influence of the data timestep on the PCC values, the original 10-min timestep dataset were grouped into a one-hour timestep dataset and then this new dataset was used to calculate new PCC values.

3.2 Load supply

To assess the capacity of a hybrid wind/solar generation portfolio to supply the Brazilian NE load, we defined 11 wind/solar scenarios to evaluate how these different scenarios could minimize the need for an energy storage system. The 11 scenarios are presented in Table 2. For each scenario, we normalized the load curve so that the total energy generated by the hybrid wind + solar power plant in the scenario is equal to the total energy consumed. The wind and solar ratios presented in Table 2 refer to the nominal installed power and not to the total energy generated. Therefore, scenarios with solar predominance result in a smaller amount of energy generation, since the wind power plant capacity factor is typically and intrinsically higher than the solar PV power plant capacity factor.

Table 2

Composition of the simulated wind + solar generation scenarios in the load supply analysis.

Scenario	Wind fraction	Solar fraction
# 01	0%	100%
# 02	10%	90%
# 03	20%	80%
# 04	30%	70%
# 05	40%	60%
# 06	50%	50%
# 07	60%	40%
# 08	70%	30%
# 09	80%	20%
# 10	90%	10%
# 11	100%	0%

Fig. 4 shows the normalized load and the hybrid generation profiles for each scenario in Table 2, averaged over the whole year.

To quantify the system's ability to fully supply the load, we used the Loss of Load Probability (LOLP) concept, defined by Eq. (1) [37–41].

$$LOLP = \frac{\sum_{i=1}^n P_i^{Def}}{\sum_{i=1}^n P_i^{CG}} \quad (1)$$

The LOLP was calculated for each day, and the LOLP monthly value is the average of the daily values. For each scenario we simulated the application of an energy storage system with a storage capacity from 0 to 190,000 MWh. We have also analyzed the correlation between the generation of each case and the original load curve through the PCC, to evaluate which case presents the generation profile closest to the load profile.

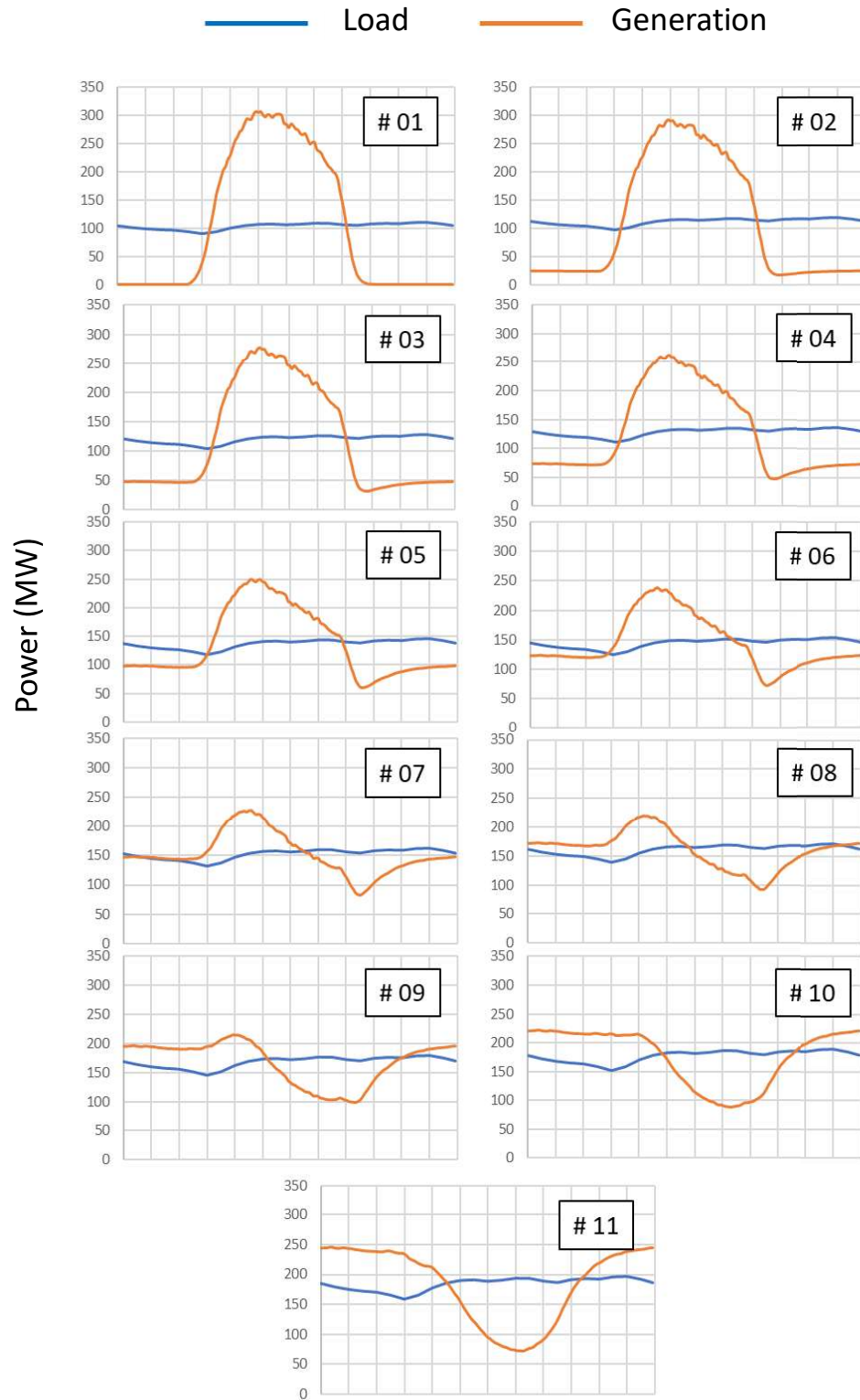


Fig. 4. Average daily profile of hybrid wind + solar generation, and normalized load curve for each of the 11 scenarios.

3.3 Curtailment optimization

The curtailment optimization analysis is focused on assessing how energy storage can reduce transmission capacity needs and curtailment losses, and assist the system in keeping a constant energy generation profile. In our case study, this analysis is based on a 395 MWp plant, composed by a 300 MWp PV plant (based on the two 2kWp R&D generators scaled up to 300 MWp) and the 95 MW existing wind plant. The 300 MWp capacity was defined in order to simulate an expected project to be installed at the site.

The existing 95 MW wind plant has a 100 MVA substation that is used as the base case of this analysis. We simulated cases varying the storage capacity, similarly to the previous analysis, and changing the substation size up to the total combined solar + wind capacity of 395 MVA.

3.4 Energy storage model

In all analyses, the storage system charging and discharging process was the same. At times when the power generated by the hybrid wind + solar power plant is higher than a previously set power limit, which in the **load supply analysis** is the demand value and in the **contingency analysis** is the substation rated capacity – the energy that would be curtailed is stored in the energy storage system. If the energy to be stored exceeds the total capacity of the storage system, the energy is stored until the system reaches its maximum capacity and the rest is lost (curtailed). If the system is fully charged, all further generation is discarded.

The discharge will take place when there is a need to feed energy into the grid; that is, in the **load supply analysis**, when the power of the hybrid solar + wind power plant does not meet the system demand and, in the **curtailment or**

contingency analysis, when the hybrid solar + wind power plant generation is below the substation rated capacity. Fig. 5 summarizes the energy storage system charge and discharge process. This process is carried out every timestep of each simulation for each scenario evaluated.

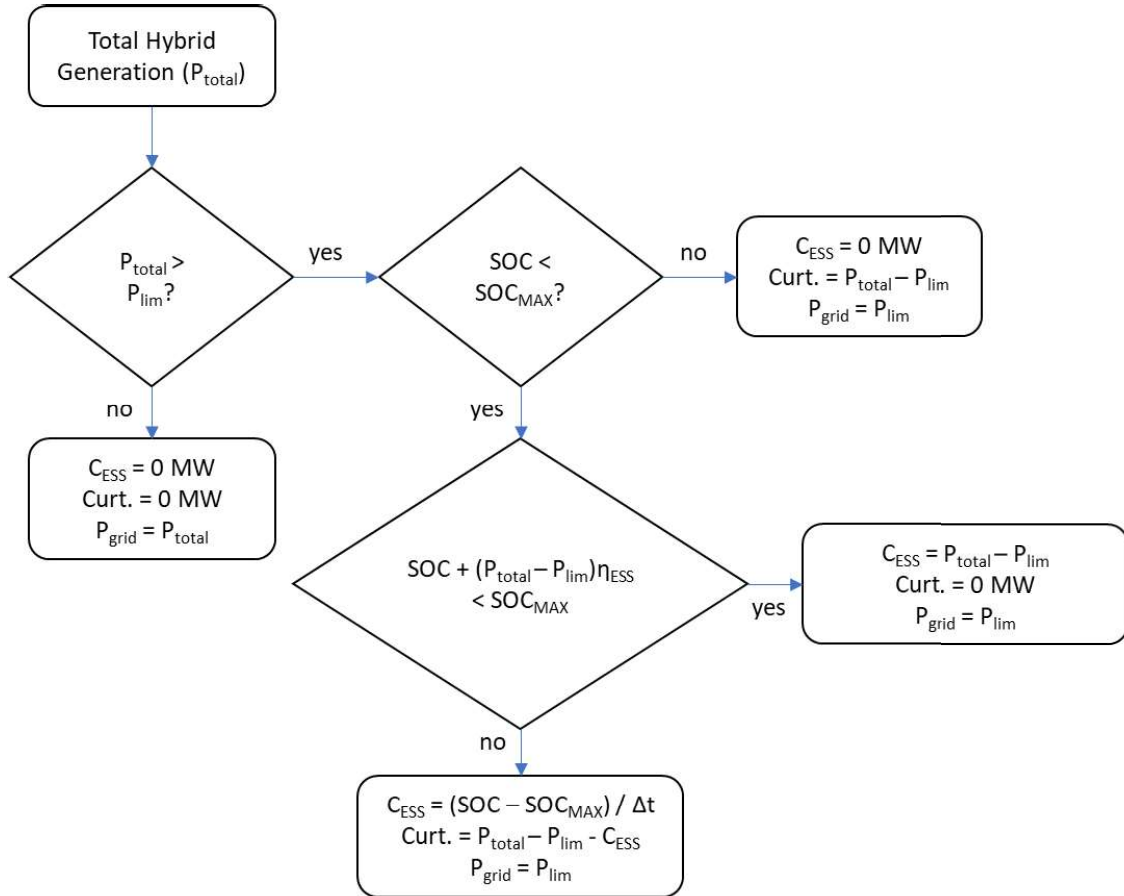


Fig. 5. Flow diagram of the energy storage system charging/discharging dispatch strategy.

The energy storage system model simulated is based on a lithium ion battery technology, due to its flexibility and high efficiency [12,42–45], which makes this type of battery suitable for the needs of a RE grid. The main characteristics of the model are shown in Table 3. At this point, it is important to note that this model does not include capacity degradation; however, as the expected annual number of cycles is 365, that is, one cycle per day, and with a maximum

discharge rate of 1C, the expected degradation is negligible for the analyzed period [45].

Table 3

Modeling characteristics of the battery energy storage system.

Characteristic	Value	Description
$SOC_{initial}$	1	State of charge initial value
SOC_{min}	0.2	Minimum state of charge
SOC_{max}	1	Maximum state of charge
DOD_{max}	0.8	Maximum depth of discharge
C_{max}	1C	Maximum C factor of charge or discharge
η_{ESS}	90%	Mean efficiency in both charge and discharge processes

4. Results and discussion

4.1 Statistical description

The PCC 10-min daily values distribution for fixed latitude tilt and single-axis tracker PV systems output generation in relation to the wind park output generation are presented in Fig. 6, and Table 4 presents the monthly PCC values and its standard deviation. The average complementarity for each month remains constant throughout the year, and that of the winter and summer months is more dispersed. An average PCC of -0.51 was obtained for both PV topologies, a value similar to the presented in [26] for the same region.

These values indicate that there is a good complementarity between the wind and solar generation profiles in Brotas de Macaúbas, and that there is not much difference in this aspect when comparing the fixed and the single-axis tracking PV technology. In addition, the distributions also indicate that the average complementarity between generation profiles remains practically constant throughout the year, and that there is no clear seasonal pattern in the variability of this indicator over the months. It should be noted that these analyses are

valid to demonstrate the proposed evaluation methodology, and were carried out for a single year (2018) to show a trend; for more definitive conclusions on the distribution pattern throughout the year, however, more years of data should be evaluated.

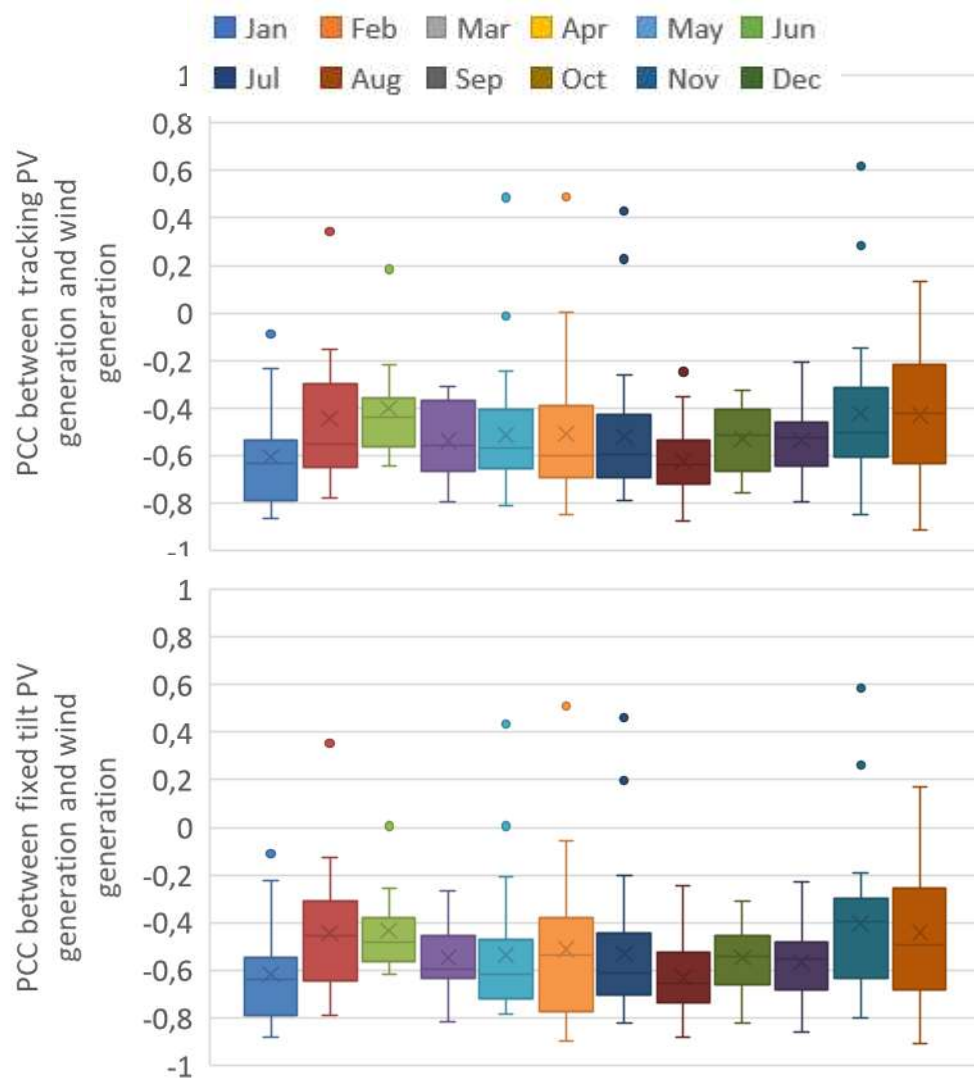


Fig. 6. Correlation boxplot (Pearson Correlation Coefficient - PCC) between wind generation and PV generation (fixed latitude tilt and single-axis tracking) profiles in Brotas de Macaúbas-BA.

Table 4

Means and standard deviations between wind generation and PV generation (fixed latitude tilt and single-axis tracking) profiles in Brotas de Macaúbas-BA.

Month	Mean Tracking	Std. Dev. Tracking	Mean Fixed Tilt	Std. Dev. Fixed Tilt
Jan	-0.61	34%	-0.62	33%
Feb	-0.44	65%	-0.45	60%
Mar	-0.40	59%	-0.43	44%
Apr	-0.54	29%	-0.55	28%
May	-0.51	51%	-0.54	50%
Jun	-0.51	59%	-0.51	61%
Jul	-0.52	53%	-0.53	54%
Aug	-0.63	22%	-0.63	24%
Sep	-0.53	24%	-0.55	25%
Oct	-0.53	27%	-0.57	26%
Nov	-0.42	78%	-0.40	78%
Dec	-0.43	63%	-0.44	68%
Annual average	-0.51	47%	-0.52	45%

4.1.1 Data temporal resolution influence

The comparison between the daily PCC values from 10-min datasets and 1-hour datasets is presented in Fig. 7. Table 5 presents the average values for each PCC. These results indicate that an hourly overestimate analysis has a complementarity index of about 4%. Considering that the PCC is just an indicator, this 4% difference does not lead to a different overall conclusion. Therefore, simulations carried out with hourly timesteps are satisfactory and do not lead to significant losses in information about the complementarity index.

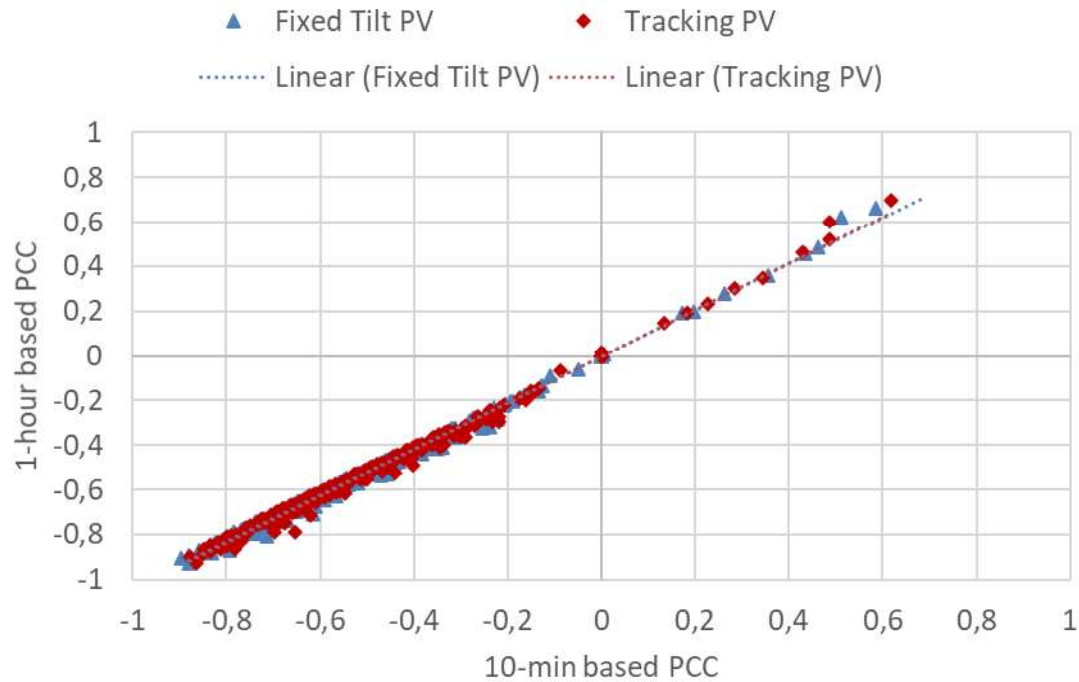


Fig. 7. Correlation between 10-min and 1-hour wind generation and PV generation (fixed latitude tilt and single-axis tracking) profiles (Pearson Correlation Coefficient – PCC) for the Brotas de Macaúbas site.

Table 5

Means of the 10-min and 1-hour wind generation and PV generation (fixed latitude tilt and single-axis tracking) profiles (Pearson Correlation Coefficient – PCC) for the Brotas de Macaúbas site.

Data temporal resolution	Tracking PV	Fixed Tilt PV
10 minutes	-0.52	-0.52
1 hour	-0.54	-0.54

4.1.2 Generation PCC vs Resources PCC

The analyses presented here mainly highlight the correlations (PCCs) between the wind power plants generation profiles. However, in the project design and certification phase, only local wind and solar resources data are available. While the power of a photovoltaic plant is linearly proportional to the irradiance on the plane of the modules, the same is not true for the relation between wind speed and wind generation; the power of a wind turbine is proportional to the cube of the wind speed. Thus, variations in different resources have a different impact

on the corresponding generation outputs. Therefore, the complementarity between the resources is not necessarily reflected in the complementarity between the generation profiles of each technology. A correlation analysis was carried out between the PCCs of wind and solar generation output and the PCCs between the wind and solar resources. Fig. 8 and Table 6 show these correlations and it can be noted that while the PCCs values are not perfectly correlated, the annual means are close. This means that a complementary index based on the wind and solar resources would lead to the same conclusion as if it were calculated with the generation data.

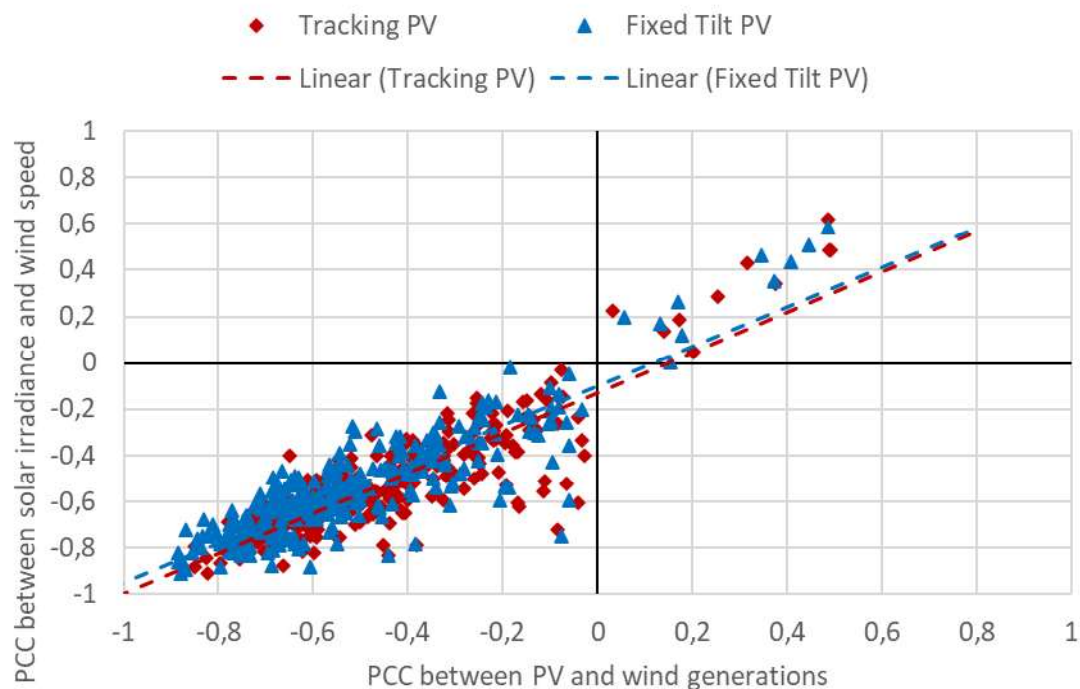


Fig. 8. Correlation between the wind and solar generation output and the wind and the solar resource availabilities PCCs.

Table 6

Means of the wind and solar generation output and wind and solar resource availabilities PCCs.

Correlation type	Tracking PV	Fixed Tilt PV
Generation	-0.44	-0.51
Resources	-0.52	-0.52

4.2 Load supply

A load supply analysis was carried out for the 11 scenarios shown in Table 2; Fig. 9 shows the boxplots of the correlations between the normalized demand curve and the hybrid wind + solar generation profile of each scenario. The LOLP distributions are presented in Fig. 10.

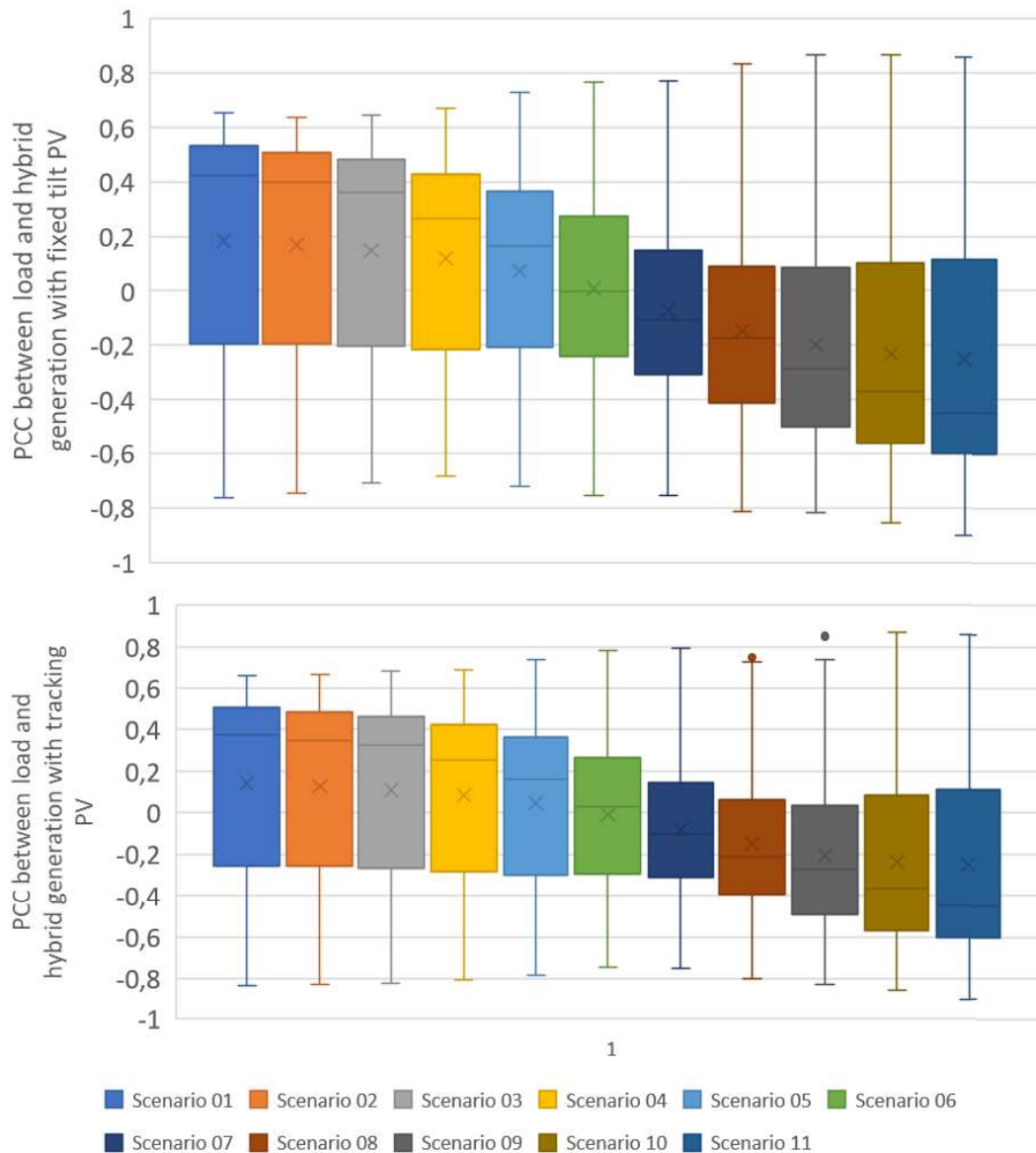


Fig. 9. Daily correlation (PCCs) boxplot between hybrid wind + solar generation and load for the 11 hybrid wind + solar scenarios for fixed latitude tilt PV (upper plot) and single-axis tracking PV (lower plot) generators.

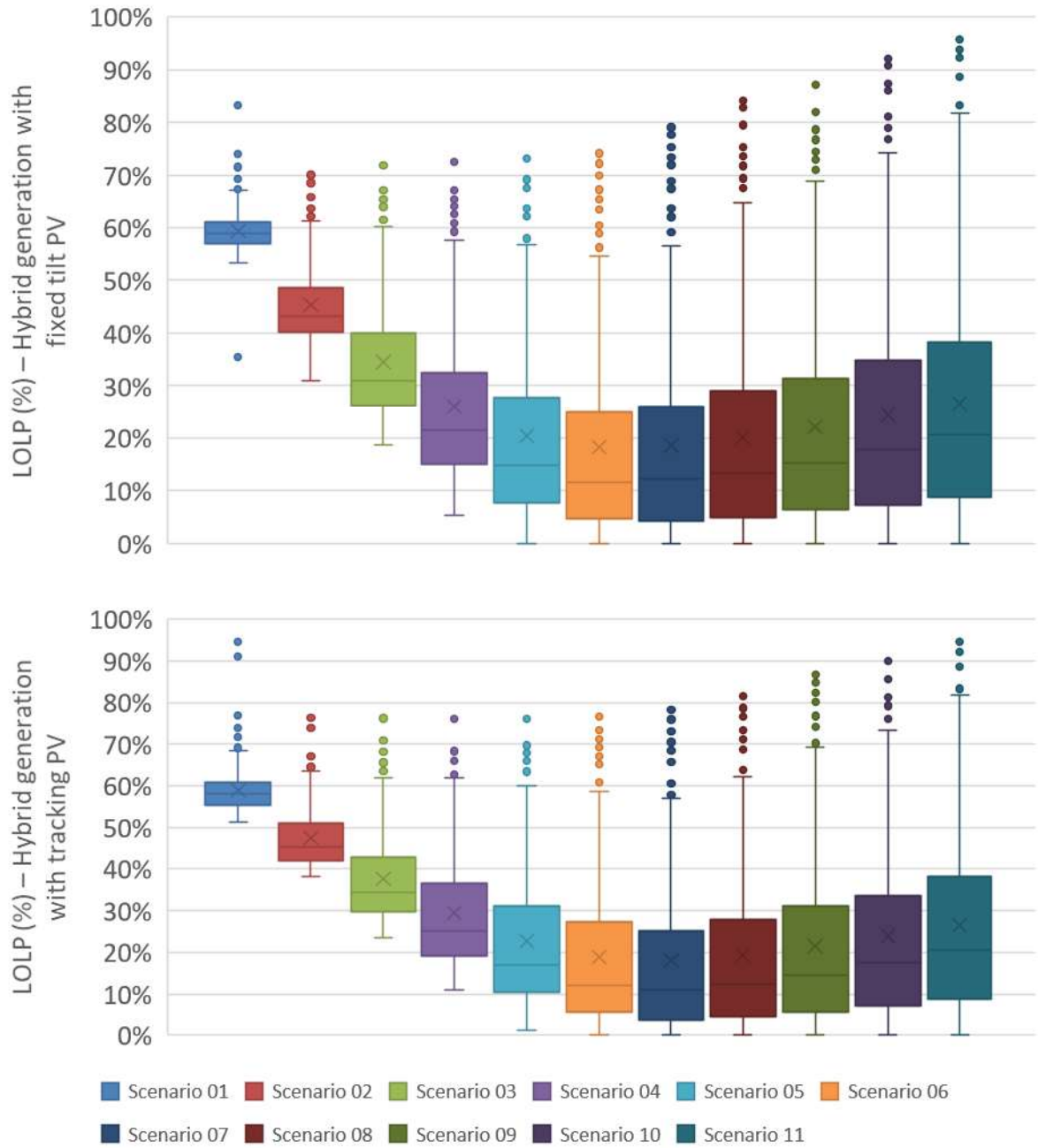


Fig. 10. Daily LOLP boxplot between hybrid wind + solar generation and load for the 11 hybrid wind + solar scenarios for fixed latitude tilt PV (upper plot) and single-axis tracking PV (lower plot) generators.

For both the fixed latitude tilt and single-axis tracking PV systems, results indicate that solar generation has a higher correlation with the load curve than wind generation, which peaks at night in the Brazilian NE region. However, analyzing the results of the LOLP, it is noted that the scenarios with a higher solar fraction tend to have an average LOLP of 60%, the worst value in all

scenarios. As the share of wind grows, the LOLP tends to decrease and reaches its minimum, for fixed latitude tilt PV systems, in scenario #6 (50% for each source), with an average LOLP of 18% and, for single-axis tracking PV systems, in scenario #7 (40% PV and 60% wind), with an average LOLP also of 18%. These results show that, although the correlation index is indicative of optimization, the PCC alone cannot be considered as a definitive factor for the optimization of hybrid wind + solar power plants.

Based on these results, energy storage systems were gradually added until total demand was met (LOLP = 0%) for each scenario. Table 7 and Table 8 show the annual LOLP for each case, representing the impact of energy storage on the capacity of hybrid wind + solar power plants to supply the load. Table 9 and Table 10 present the storage needs for each scenario as a percentage of the total energy consumed in that scenario for the fixed latitude tilt and single-axis tracking PV systems, respectively. The results presented in Table 9 show that a 40% wind and 60% solar share minimizes the storage capacity needs. In this scenario, approximately 70 GWh of storage would be necessary to fully meet the demand, which represents 6% of all energy consumed by the normalized demand. According to a recent report [46], it is expected that in 2024 the global total of first life battery systems connected to the grid will be approximately 41 GWh; and, according to [47], the electric vehicle market is expected to deploy 400 GWh of lithium-ion batteries, which can later be used in second life stationary applications such as the ones presented here [48,49]. Therefore, a total wind + solar + storage electricity mix scenario is not yet realistic. However, it is worth remembering that the PV market (cumulative installed PV capacity > 600 GWp in early 2020, and 2019

- 421 installed capacity > 120 GWp) only reached the first 1 GW of cumulative
422 installed capacity in 2000.

Table 7

LOLP for all the 11 hybrid wind + solar (fixed latitude tilt PV) power plants and storage scenarios.

		LOLP (%)										
		Scenario 01	Scenario 02	Scenario 03	Scenario 04	Scenario 05	Scenario 06	Scenario 07	Scenario 08	Scenario 09	Scenario 10	Scenario 11
Storage Capacity (MWh)	2500	12%	10%	9%	9%	9%	10%	11%	12%	13%	14%	15%
	5000	11%	8%	8%	8%	8%	9%	10%	11%	11%	12%	13%
	7500	11%	8%	7%	7%	8%	8%	9%	10%	11%	11%	12%
	10000	10%	8%	7%	7%	7%	7%	8%	9%	10%	11%	12%
	20000	10%	7%	6%	6%	6%	6%	7%	8%	8%	9%	9%
	30000	9%	6%	4%	4%	5%	5%	6%	7%	7%	8%	9%
	40000	8%	5%	4%	3%	4%	4%	5%	6%	7%	7%	8%
	50000	7%	5%	3%	2%	2%	3%	4%	5%	6%	6%	7%
	60000	6%	4%	2%	1%	1%	2%	3%	4%	5%	6%	6%
	70000	5%	3%	2%	0%	0%	1%	2%	3%	4%	5%	6%
	80000	4%	2%	1%	0%	0%	1%	1%	2%	3%	4%	5%
	90000	3%	2%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	3%	4%
	100000	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	3%
	110000	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	3%
	120000	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%
	130000	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%
	140000	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
	150000	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
	160000	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
	170000	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	180000	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	190000	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

426

427 **Table 8**

428 LOLP for all the 11 hybrid wind + solar (single-axis tracking PV) power plants and storage scenarios.

		LOLP (%)										
		Scenario 01	Scenario 02	Scenario 03	Scenario 04	Scenario 05	Scenario 06	Scenario 07	Scenario 08	Scenario 09	Scenario 10	Scenario 11
Storage Capacity (MWh)	2500	15%	11%	10%	10%	9%	10%	10%	12%	13%	14%	15%
	5000	12%	10%	8%	8%	8%	9%	9%	10%	11%	12%	13%
	7500	11%	9%	8%	7%	7%	8%	8%	9%	10%	11%	12%
	10000	11%	9%	7%	7%	7%	7%	8%	9%	10%	11%	12%
	20000	10%	8%	6%	6%	6%	6%	7%	7%	8%	9%	9%
	30000	9%	7%	5%	5%	5%	5%	6%	6%	7%	8%	9%
	40000	9%	7%	5%	4%	4%	4%	5%	5%	6%	7%	8%
	50000	8%	6%	4%	3%	3%	3%	4%	5%	5%	6%	7%
	60000	7%	5%	4%	2%	2%	2%	3%	4%	5%	6%	6%
	70000	6%	4%	3%	2%	1%	1%	2%	3%	4%	5%	6%
	80000	6%	4%	2%	1%	0%	1%	1%	2%	3%	4%	5%
	90000	5%	3%	2%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	3%	4%
	100000	4%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	3%
	110000	3%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%
	120000	3%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%
	130000	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%
	140000	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
	150000	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
	160000	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
	170000	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	180000	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	190000	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Table 9

Energy produced in each scenario and the corresponding storage capacity for LOLP = 0 with fixed latitude tilt PV system.

Scenario	Generated Energy (MWh)	Storage capacity for LOLP = 0 (% of generated energy)
# 01	794,934	16%
# 02	898,638	12%
# 03	1,002,343	9%
# 04	1,106,047	6%
# 05	1,209,751	6%
# 06	1,313,456	7%
# 07	1,417,160	7%
# 08	1,520,865	8%
# 09	1,624,569	8%
# 10	1,728,274	9%
# 11	1,831,978	9%

Table 10

Energy produced in each scenario and the corresponding storage capacity for LOLP = 0 with single-axis tracking PV system.

Scenario	Generated Energy (MWh)	Storage capacity for LOLP = 0 (% of generated energy)
# 01	1,000,286	16%
# 02	1,083,455	13%
# 03	1,166,624	9%
# 04	1,249,794	7%
# 05	1,332,963	6%
# 06	1,416,132	7%
# 07	1,499,301	7%
# 08	1,582,470	7%
# 09	1,665,640	8%
# 10	1,748,809	9%
# 11	1,831,978	9%

4.3 Curtailment optimization

The curtailment losses resulting from each combination of storage capacity and substation size are presented in Table 11 (fixed latitude tilt PV) and Table 12 (single-axis tracking PV) for the 395 MWp (95 MW wind + 300 MWp PV) hybrid wind + solar generator.

In the single-axis tracking PV system case, the current 100 MVA substation is unable to dispatch the annual generation of the system and, therefore, even adding storage, there is a stagnation of curtailment losses at about 20%. However, the expansion of that substation's capacity by just 50 MVA resulted in about 14% curtailment losses reduction, and in this case, a storage capacity to avoid curtailment losses of around 3.4 GWh. In the fixed latitude tilt PV case, the curtailment losses profile as a function of the storage capacity and substation size is similar to the one of the single-axis tracking PV case, with a change in magnitude due to the higher capacity factor of the single-axis tracking PV system.

It is worth to note that, in all cases, the expansion of the substation had a much greater impact than the adoption of storage. However, it was not necessary to expand the substation up to the project's nominal power (395 MW), so that the energy curtailment was practically negligible, which makes it evident that the temporal complementarity of the two sources led to an optimization of the entire transmission infrastructure. It is also important to highlight that, although the expansion of the transmission infrastructure results in a larger reduction in energy curtailment, the use of energy storage systems brings other benefits to the security and operation of the grid, such as the temporal match between generation and consumption, black start, ramp smoothing and tariff arbitrage [50–52]. The results presented here show that there is room for discussion and improvements in the regulation of hybrid systems in Brazil, which currently treats hybrid projects as if the two or more complementary sources were totally independent generators and without any synergy or mutual effect. This

466 approach generally leads to transmission system over-contracting and,
467 consequently, to a higher energy tariff.

Table 11

Energy curtailment losses for hybrid wind + solar (fixed latitude tilt) power plant.

		Curtailment losses (%) - Fixed										
		Storage Capacity (MWh)										
		0	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000
Substation (MVA)	100	35.3%	28.5%	22.3%	17.6%	15.1%	13.9%	13.3%	12.9%	12.6%	12.3%	12.0%
	150	21.7%	14.8%	9.3%	4.9%	1.9%	0.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	200	11.2%	5.1%	1.8%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	250	4.0%	0.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	300	0.6%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	350	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	400	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Table 12

Energy curtailment losses for hybrid wind + solar (single-axis tracking) power plant.

		Curtailment losses (%) - Tracker										
		Storage Capacity (MWh)										
		0	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000
Substation (MVA)	100	42.1%	36.0%	30.4%	26.4%	24.0%	22.7%	22.0%	21.5%	21.2%	21.0%	21.7%
	150	28.6%	22.1%	16.9%	12.2%	8.2%	5.0%	2.7%	1.3%	0.8%	0.5%	0.4%
	200	17.1%	10.8%	6.6%	3.6%	1.7%	0.6%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	250	7.7%	2.9%	1.0%	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	300	2.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	350	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	400	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

5. Conclusions

For the case study in in Brotas de Macaúbas - Bahia, there is a relevant temporal complementarity between the wind and solar resources and the corresponding generation profiles, with an average annual Pearson's Correlation Coefficient of -0.51, indicating that this site is highly suitable for hybrid wind + solar power plants, as also concluded in [26].

The results also showed that the combination of 40% wind and 60% solar is the optimal portfolio mix to meet the load of the Brazilian NE region. This combination is the result of two particular characteristics of the region: the increase in demand in the daytime, coinciding with the solar PV generation, which resulted in a correlation of 0.18 and 0.14 between the generation of the fixed latitude tilt PV and single-axis tracking PV systems, respectively, and the demand curve; and the predominance of wind generation in the evening and throughout the night. These results contrast with those obtained by [20] for a small off-grid island hybrid wind + solar + storage system, in which the LOLP also increases as the solar participation increases, but it decreases with the increasing wind participation, while in our results for a much larger and complex GT&D system, the optimal point is in the midway between the extreme cases.

Despite this optimization, it would still be necessary/advantageous to use energy storage systems for the temporal matching of energy generation and consumption. The optimal scenario based on minimal storage need has a 40% wind and 60% solar share, and would require only 6% of its annual generation in storage capacity. Comparing this result with others presented in the literature, this 40% wind and 60% solar share has a higher solar participation than the one obtained by Midcontinent Independent System Operator MISO region in North

America, as presented in [53], which can be ascribed to the excellent match between the solar resource availability and the transmission load curve in the region.

The curtailment optimization showed that the temporal complementary nature between the resources reduces up to 11% in the hired transmission capacity and that the transmission capacity expansion has a higher impact on the curtailment compared with the addition of energy storage capacity. Therefore, there is room for discussion and improvements in the regulation of hybrid systems in Brazil, which currently treats hybrid projects as if the two or more complementary sources were totally independent generators and without any synergy or mutual effect.

In the light of the current moment of transformation of the electricity sector in Brazil and elsewhere, with a growing uptake of utility-scale wind and solar power plants, this work shows that the temporal complementary of wind and solar resources in the Brazilian Northeast is consistent and it can have a major role in the optimal portfolio design. This is not only in the load supply context, but also in the planning of the integration and expansion of the transmission system. Moreover, this works indicates that while energy storage can have a key role in the temporal matching between non-dispatchable generation and the load supply, the transmission capacity has the main role in reducing curtailment.

Acknowledgements

The authors acknowledge with thanks the Brazilian Electrical Energy Regulatory Agency ANEEL, and STATKFRAFT S.A., for access to the wind resource and generation data and the R&D photovoltaic project.

References

- [1] IRENA. Renewable capacity statistics 2020. 2020.
- [2] ANEEL. Brasil alcança 170 mil megawatts de capacidade instalada em 2019 2019. https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-alcanca-170-mil-megawatts-de-capacidade-instalada-em-2019/656877?inheritRedirect=false.
- [3] Agência Nacional de Águas. Conjuntura dos recursos hídricos no Brasil 2019: informe anual / Agência Nacional de Águas 2019:100.
- [4] Pereira EB, Martins FR, Gonçalves AR, Costa RS, Lima FJL de, Rüther R, et al. Atlas Brasileiro de Energia Solar. 2017.
- [5] CEPEL. Atlas do potencial eólico brasileiro: Simulações 2013. Atlas Do Potencial Eólico Bras 2017:50.
- [6] Kroposki B. Integrating high levels of variable renewable energy into electric power systems. *J Mod Power Syst Clean Energy* 2017;5:831–7. <https://doi.org/10.1007/s40565-017-0339-3>.
- [7] Bird L, Lew D, Milligan M, Carlini EM, Estanqueiro A, Flynn D, et al. Wind and solar energy curtailment: A review of international experience. *Renew Sustain Energy Rev* 2016;65:577–86. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.082>.
- [8] Gu Y, Xie L. Fast sensitivity analysis approach to assessing congestion induced wind curtailment. *IEEE Trans Power Syst* 2014;29:101–10. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2282286>.
- [9] Castillo A, Gayme DF. Grid-scale energy storage applications in

- renewable energy integration: A survey. *Energy Convers Manag* 2014;87:885–94. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.07.063>.
- [10] Denholm P, Mai T. Timescales of energy storage needed for reducing renewable energy curtailment. *Renew Energy* 2019;130:388–99. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.06.079>.
- [11] Child M, Kemfert C, Bogdanov D, Breyer C. Flexible electricity generation, grid exchange and storage for the transition to a 100% renewable energy system in Europe. *Renew Energy* 2019;139:80–101. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.077>.
- [12] Azzuni A, Breyer C. Energy security and energy storage technologies. *Energy Procedia* 2018;155:237–58. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.053>.
- [13] Han S, Zhang L na, Liu Y qian, Zhang H, Yan J, Li L, et al. Quantitative evaluation method for the complementarity of wind–solar–hydro power and optimization of wind–solar ratio. *Appl Energy* 2019;236:973–84. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.12.059>.
- [14] Aissou S, Rekioua D, Mezzai N, Rekioua T, Bacha S. Modeling and control of hybrid photovoltaic wind power system with battery storage. *Energy Convers Manag* 2015;89:615–25. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.10.034>.
- [15] Saber H, Moeini-Aghaie M, Ehsan M, Fotuhi-Firuzabad M. A scenario-based planning framework for energy storage systems with the main goal of mitigating wind curtailment issue. *Int J Electr Power Energy Syst* 2019;104:414–22. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.07.020>.

- [16] Mu G, Guo G, Li J, Yan G. The control strategy of energy storage externality for reducing wind curtailment from wind farm cluster. *Energy Procedia* 2018;152:233–9. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.09.086>.
- [17] Wang B, Zhou M, Xin B, Zhao X, Watada J. Analysis of operation cost and wind curtailment using multi-objective unit commitment with battery energy storage. *Energy* 2019;178:101–14. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.04.108>.
- [18] Siddique MB, Thakur J. Assessment of curtailed wind energy potential for off-grid applications through mobile battery storage. *Energy* 2020;201:117601. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117601>.
- [19] Tang Y, Fang G, Tan Q, Wen X, Lei X, Ding Z. Optimizing the sizes of wind and photovoltaic power plants integrated into a hydropower station based on power output complementarity. *Energy Convers Manag* 2020;206:112465. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112465>.
- [20] Ma T, Javed MS. Integrated sizing of hybrid PV-wind-battery system for remote island considering the saturation of each renewable energy resource. *Energy Convers Manag* 2019;182:178–90. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.12.059>.
- [21] Celik AN. Optimisation and techno-economic analysis of autonomous photovoltaic-wind hybrid energy systems in comparison to single photovoltaic and wind systems. *Energy Convers Manag* 2002;43:2453–68. [https://doi.org/10.1016/S0196-8904\(01\)00198-4](https://doi.org/10.1016/S0196-8904(01)00198-4).
- [22] Wang X, Virguez E, Kern J, Chen L, Mei Y, Patiño-Echeverri D, et al. Integrating wind, photovoltaic, and large hydropower during the reservoir

- Conf., 2019.
- [29] Hemeida AM, El-Ahmar MH, El-Sayed AM, Hasanien HM, Alkhalaf S, Esmail MFC, et al. Optimum design of hybrid wind/PV energy system for remote area. *Ain Shams Eng J* 2019.
<https://doi.org/10.1016/j.asej.2019.08.005>.
- [30] Segundo Sevilla FR, Parra D, Wyrsh N, Patel MK, Kienzle F, Korba P. Techno-economic analysis of battery storage and curtailment in a distribution grid with high PV penetration. *J Energy Storage* 2018;17:73–83. <https://doi.org/10.1016/j.est.2018.02.001>.
- [31] Vega-Sanchez MA, Castaneda-Jimenez PD, Pena-Gallardo R, Ruiz-Alonso A, Morales-Saldana JA, Palacios-Hernandez ER. Evaluation of complementarity of wind and solar energy resources over Mexico using an image processing approach. *2017 IEEE Int Autumn Meet Power, Electron Comput ROPEC 2017* 2018;2018-Janua:1–5.
<https://doi.org/10.1109/ROPEC.2017.8261637>.
- [32] de Oliveira Costa Souza Rosa C, Costa KA, da Silva Christo E, Bertahone PB. Complementarity of hydro, photovoltaic, and wind power in Rio de Janeiro State. *Sustain* 2017;9:1–12.
<https://doi.org/10.3390/su9071130>.
- [33] Genchi SA, Vitale AJ, Piccolo MC, Perillo GME. Assessing wind, solar, and wave energy sources in the southwest of Buenos Aires province (Argentina). *Investig Geográficas* 2018:1–15.
<https://doi.org/10.14350/rig.59657>.
- [34] do Nascimento LR, de Souza Viana T, Campos RA, Rüther R. Extreme

- solar overirradiance events: Occurrence and impacts on utility-scale photovoltaic power plants in Brazil. *Sol Energy* 2019;186:370–81. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.05.008>.
- [35] Burger B, Rüther R. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. *Sol Energy* 2006;80:32–45. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.08.012>.
- [36] Martins Deschamps E, Rüther R. Optimization of inverter loading ratio for grid connected photovoltaic systems. *Sol Energy* 2019;179:106–18. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.12.051>.
- [37] Jurasz J, Canales FA, Kies A, Guezgouz M, Beluco A. A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions. *Sol Energy* 2020;195:703–24. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.11.087>.
- [38] Jurasz J, Beluco A, Canales FA. The impact of complementarity on power supply reliability of small scale hybrid energy systems. *Energy* 2018;161:737–43. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.07.182>.
- [39] Lucio JH, Valdés R, Rodríguez LR. Loss-of-load probability model for stand-alone photovoltaic systems in Europe. *Sol Energy* 2012;86:2515–35. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.05.021>.
- [40] Shaner MR, Davis SJ, Lewis NS, Caldeira K. Geophysical constraints on the reliability of solar and wind power in the United States. *Energy Environ Sci* 2018;11:914–25. <https://doi.org/10.1039/c7ee03029k>.
- [41] Schmidt J, Cancellà R, Pereira AO. An optimal mix of solar PV, wind and

- hydro power for a low-carbon electricity supply in Brazil. *Renew Energy* 2016;85:137–47. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.06.010>.
- [42] Zhang C, Wei YL, Cao PF, Lin MC. Energy storage system: Current studies on batteries and power condition system. *Renew Sustain Energy Rev* 2018;82:3091–106. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.030>.
- [43] Nottrott A, Kleissl J, Washom B. Energy dispatch schedule optimization and cost benefit analysis for grid-connected, photovoltaic-battery storage systems. *Renew Energy* 2013;55:230–40. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.12.036>.
- [44] Redondo-Iglesias E, Venet P, Pelissier S. Efficiency Degradation Model of Lithium-ion Batteries for Electric Vehicles. *IEEE Trans Ind Appl* 2018. <https://doi.org/10.1109/TIA.2018.2877166>.
- [45] Liu C, Wang Y, Chen Z. Degradation model and cycle life prediction for lithium-ion battery used in hybrid energy storage system. *Energy* 2019;166:796–806. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.131>.
- [46] Mackenzie W. Global energy storage outlook 2019. 2019.
- [47] McCormick C, Rowlands-rees T, Izadi-najafabadi A, Goldie-scot L, Vickers B. Distributed solar and storage 2015:0–65.
- [48] Canals Casals L, Barbero M, Corchero C. Reused second life batteries for aggregated demand response services. *J Clean Prod* 2019;212:99–108. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.12.005>.
- [49] Song Z, Feng S, Zhang L, Hu Z, Hu X, Yao R. Economy analysis of second-life battery in wind power systems considering battery degradation in dynamic processes: Real case scenarios. *Appl Energy*

- 2019;251:113411. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113411>.
- [50] Berrada A, Loudiyi K, Zorkani I. Valuation of energy storage in energy and regulation markets. *Energy* 2016;115:1109–18. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.09.093>.
- [51] Cho J, Kleit AN. Energy storage systems in energy and ancillary markets: A backwards induction approach. *Appl Energy* 2015;147:176–83. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.114>.
- [52] Lamsal D, Sreeram V, Mishra Y, Kumar D. Output power smoothing control approaches for wind and photovoltaic generation systems : A review. *Renew Sustain Energy Rev* 2019;113:109245. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109245>.
- [53] Johlas H, Witherby S, Doyle JR. Storage requirements for high grid penetration of wind and solar power for the MISO region of North America: A case study. *Renew Energy* 2020;146:1315–24. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.07.043>.

APÊNDICE B – ARTIGO “Assessing the influence of solar forecast accuracy on the revenue optimization of photovoltaic + battery power plants in day-ahead energy markets”

Assessing the influence of solar forecast accuracy on the revenue optimization of photovoltaic + battery power plants in day-ahead energy markets

Rafael Antunes Campos^{1*}, Giuliano L. Martins^{1,2} and Ricardo Rüther¹

¹Universidade Federal de Santa Catarina/UFSC

²Anhalt University of Applied Sciences, Köthen, Germany

Caixa Postal 476, Florianópolis – SC, 88040-900 Brazil

Tel.: +55 48 3721 7234 Email: rafaelcampos.ufsc@gmail.com

Abstract

Energy storage has become a subject of great interest in the last years due to the increasing penetration of non-dispatchable renewable energy power plants, especially solar photovoltaics (PV) and wind. Energy storage systems can add value to the grid in many ways: energy schedule optimization, ancillary services, renewable energy integration at high penetration levels, and so on. However, from the perspective of the asset's owner, it is important that the system regulator provides a regulatory framework and energy prices that stimulate the private plant operator to dispatch its energy storage system to assist the grid and get rewarded by these operations. An optimization problem is presented from the perspective of an asset owner with a PV plant and battery energy storage system. From this perspective, the agent must know the day-ahead spot-market energy prices and predict the day-ahead PV generation to decide on how to dispatch the battery system. We have evaluated 11 forecast accuracies to assess how the forecast accuracy can impact on the agent's total revenue.

The findings showed that, if the agent's objective is to use the battery system only to guarantee the contracted energy, the battery system does not add as

much value as it could; and higher forecast uncertainties lead to higher revenues, because the battery will then operate closer to the tariff arbitrage strategy, which is the optimal strategy for battery dispatch, independent of PV generation, relying only on the spot-market energy prices.

Keywords: Photovoltaic plant; Photovoltaics; Energy Storage; Renewable energy; Battery systems.

Highlights

- The optimal strategy for battery dispatch is independent of PV generation
- Operating the battery in tariff arbitrage mode is the most profitable strategy
- Worst forecasts lead the battery to operate closer to tariff arbitrage strategy

List of abbreviations including units and nomenclature

ϵ_{PV}	Random component of PV real generation
$\epsilon_{forecast\#n}$	Random component of PV forecast accuracy #n
ANN	Artificial Neural Network
BESS	Battery Energy Storage System
E_0	Initial energy stored into the battery
$E_{bat_{min}}$	Minimum stored energy allowed
$E_{bat_{max}}$	Maximum stored energy allowed
O&M	Operation and Management
PLD	Hourly spot-market energy price (US\$/MWh)
PV_{real}	Photovoltaic real generation (kWh)
PV_{contr}	Photovoltaic contracted generation (kWh)

$PV_{forecast\#n}$	Predicted photovoltaic generation with forecast accuracy #n (kWh)
P_{bat}	Energy dispatched from battery (kWh)
P_{min}	Battery minimal power output (kW)
P_{min}	Battery maximal power output (kW)
R	Revenue (US\$)

1. Introduction

Battery energy storage systems (BESS) have become a subject of great interest in recent years due to the their rapidly declining prices, and the increasing penetration of non-dispatchable renewable energy power plants such as solar photovoltaics (PV) and wind. BESS have already been proved to be a valuable asset in many situations [1], by mitigating curtailment losses in non-dispatchable RE sources [2–4], operating in spot market using tariff arbitrage strategies [5–7], participating in reserve markets [8] and ancillary services [9]. However, from the perspective of the asset’s owner, it is important that the current regulation provides a regulatory framework and energy prices that stimulate the private plant operator to dispatch an energy storage system to assist the grid and get rewarded by these operations. Denholm et. al [10] presented a review on electricity market rules and show that spot market prices and the market design can significantly change the dispatch strategy.

The optimal dispatch of energy storage systems has been studied in a variety of situations, with special emphasis on integrated renewable energy applications. Sahoo and Hota [11] developed a bidding strategy for a microgrid with renewable energy and energy storage using Improved Whale Optimization

Algorithm (IWOA) for maximizing the profit, and taking the uncertainties with the renewable sources and load into account. Yang et al. [12] proposed a rolling optimization planning framework of an integrated energy system considering compressed air energy storage. For day-ahead markets, Zhifeng et. al [13] proposed a new Stochastic p-Robust Optimization (SPRO) method to deal with the financial risks of the day-ahead price uncertainty. Most of the dispatch strategies have PV generation forecast as an input and, for simplification, it is usual to consider a perfect forecast to validate the optimization strategies [6,8,14].

The International Energy Agency (IEA) PVPS Task 16 has published important work related to solar forecasting, such as best practices guidelines [15]. Besides, there is an effort within research community of standardize and gather the existent solar forecasting literature [16], recently showing that Root Mean Square Error (RMSE) is one of the main metrics for forecasting intercomparison [17].

Recent improvements in solar forecasting will not lie only in the models themselves, spectral and angular considerations were observed to affect PV power modelling [18]. Overirradiance events have shown impact in PV generation [19], and recent literature shows that might occur more frequently in high insolation seasons [20]. Besides, availability and component failure can impact forecasting; thus enhanced granularity in time-varying failure rate has been seen to diverge from annual considerations [21]. Therefore, future state-of-art solar forecasting models shall consider such aspects, in order to improve overall accuracy and dispatchability of PV power plants.

Deterministic, or point-forecast, provide a future expected value, and tend to be more commonly issue in industry to base decision-making [17]; on the other hand, probabilistic ones provide an interval of confidence, considering an uncertainty, causing difficulties in intercomparing models, although recent literature addressed this concerns [22,23].

Forecasting accuracy improved significantly throughout the decades. Following the growth of the solar energy industry, PV power plants Operation & Management (O&M) fomented the increase, variety, and accuracy of forecasting models. For instance, Skycam based models demonstrated important improvement for short-term accuracy, Rodr           et al. [24] showed that all-sky-image methods can provide reliable solar forecasting up-to 90 minutes; Paletta, Arbod and Lasenby [25] analyzed deep learning models in relation to sky-camera imagery, showing significant improvement from traditional sky image based very short-term solar forecasting, reaching 20.4% forecasting skill, besides, with similar strategy, Feng and Zhang [26] achieved 25.14% of forecasting skill.

Artificial Neural Network (ANN) models have appeared with different approaches and input variables, for example Pereira et al. [27] used ANN as a means of a corrective algorithm to a well establish numerical weather prediction (NWP) model; on the other hand Marquez, Pedro and Coimbra [28] proposed ann ANN model itself, using satellite and ground telemetry as inputs.

In the case of day-ahead forecasting errors, which are relevant to plan energy dispatch strategies, Dewangan et al. [29] evaluate several models, achieving a Mean Absolute Percentual Error (MAPE) of 11.08% for persistence, and an interesting 4.03% for combined Support Vector Regression with Gaussian

Kernel (SVRGC) model. Besides, Yagli et al. [30] showed accuracy for sequential reconciliation methods, with nMBEs varying among 7.48%, 0.03%, -0.43% and -0.68%.

Even though several theoretical models are present in the literature, they do not always comply with recommendations and needs for O&M purposes, and recent literature has been aware of those constraints [31]. For example, Yang et al. [32] proposed and evaluated a pattern-matching algorithm complying with real-time market conditions, showing nMBEs from -0.35% up to -0.02%, depending on the period and region evaluated. In addition, concepts such as Perez's *Perfect Forecast* were presented [33], mitigating errors and energy losses with the use of energy storage systems.

2. Motivation

In Brazil, since January 1st, 2021, hourly energy prices took effect, which used to be weekly [34]. This change is the main driver to increase the application of energy storage systems together with non-dispatchable renewable energy plants. Currently, BESS are not allowed to supply ancillary services and reserve power markets in Brazil; due to that, the spot market is the only revenue source option for these systems, and it is well known that only stacking BESS potential benefits can make them cost competitive. The current Brazilian regulation is based on an hourly based contracted energy, in which the generator undertakes to generate 8760 bins of energy, one for each hour of the year. If the power plant does not supply the contracted energy for each hour, its owner must pay or get paid the difference between the generated and the contracted energy valued by the spot market energy price at that time. This work presents a dispatch strategy for PV + battery power plants and assesses how the dispatch

strategy is affected by the day-ahead PV forecast accuracy, in the context of the current energy market model in Brazil. The aim of the dispatch strategy is to avoid the differences between the generated and the contracted energy, not using the energy storage for tariff arbitrage.

3. Methodology

The methodology applied is composed of three main steps: (i) real PV (PV_{real}) generation simulation by adding a random component to the contracted energy; (ii) forecasting the day-ahead hourly generation profile by adding a random component to PV_{real} ; (iii) optimizing of the battery dispatch strategy based on the forecasted and contracted generations. The complete process is detailed below.

The real PV generation is calculated through equation 1.

$$PV_{real} = PV_{contr} \cdot (1 + \epsilon_{PV}) \quad (1)$$

Where PV_{contr} is the contracted hourly generation in kWh, and ϵ_{PV} is the random component to add a random difference between PV_{Real} and PV_{contr} . The hourly ϵ_{PV} values are samples from a normal distribution with a mean of zero and a standard deviation of 10%.

An analogous formula is applied to calculate the hourly values for the different forecasted accuracies, as stated by equation 2.

$$PV_{forecast\#n} = PV_{real} \cdot (1 + \epsilon_{forecast\#n}) \quad (2)$$

Where $PV_{forecast\#n}$ stands for the forecasted generation for the n^{th} forecast accuracy. The difference between the different forecasted accuracies comes

from different distributions of $\epsilon_{\text{forecast}\#n}$, which is sampled from distributions presented in Table 1. Therefore, each row presented in Table 1 emulates a forecasting accuracy, with prediction skills summarized by the corresponding distribution.

Table 1 - Probability distributions used to simulate different values for forecasts skills.

Forecast #	Type of distribution	Mean (μ)	Standard deviation (σ)
1 (perfect forecast)	Normal	0	0
2	Normal	-0.1	0
3	Normal	-0.1	0.05
4	Normal	-0.1	0.1
5	Normal	-0.1	0.5
6	Normal	0	0.05
7	Normal	0	0.1
8	Normal	0	0.5
9	Normal	0.1	0
10	Normal	0.1	0.05
11	Normal	0.1	0.1
12	Normal	0.1	0.5

Then, for each forecasting accuracy, the dispatch optimization takes place. It results in the hourly battery dispatch which maximizes the revenue from the battery operation. The revenue of the PV + battery system arrangement is calculated using equation 3, where P_{bat} is the power dispatched from the

battery, and PLD stands for the spot-market price (*PLD – Pre  o de Liquidação de Diferenças*, in Portuguese), which is available at every 21:00 for the day ahead. It is worth noting that the first term of equation 3 is constant and is based on a contract, so it does not depend on the real PV generation and, if $PV_{real} = PV_{contr}$, the revenue is equal to this term.

$$R = (PV_{real} + P_{bat} - PV_{contr}) \cdot PLD \quad (3)$$

For a given period, the total revenue is the sum of each hourly revenue, as stated by equation 4.

$$R = \sum (PV_{real} + P_{bat} - PV_{contr}) \cdot PLD \quad (4)$$

The dispatch optimization tries to optimize the revenue by finding the P_{bat} values that maximize R ; thus, equation 5 presents the maximization problem.

$$\max R = \max \sum (PV_{real} + P_{bat} - PV_{contr}) \cdot PLD \quad (5)$$

However, PV_{real} and PV_{contr} are constants; therefore, the optimization problem can be simplified to equation 6.

$$\max R = (PV_{real} - PV_{contr}) + \max \sum PLD \cdot P_{bat} \quad (6)$$

The energy stored in the battery must be between its minimum and maximum states of charge. This constraint is summarized by equation 7.

$$E_{min}^{bat} \leq E_0^{bat} + \sum P_{bat} \leq E_{max}^{bat} \quad (7)$$

Besides, the battery has limitations regarding its maximum power output, as stated by equation 8.

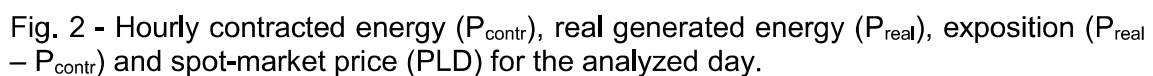
Finally, the maximization problem presented in equation 6 is solved by linear programming with the constraints presented in equations 7 and 8. Fig. 1 illustrates the flowchart of each step described.



Table 2 – PV plant and BESS technical characteristics.

Nominal Power	1.6 MWp
Mount type	Single-axis tracker
Battery Storage System	
Capacity	1 MW - 1 MWh
Initial stored energy (E_0)	500 kWh

A Monte Carlo simulation approach was used, and the process described in Fig. 1 was simulated 1000 times for each forecasting accuracy presented in Table 1. The real PV generation, the contracted PV generation, and the expositions are presented in Fig. 2, as well as the spot-market energy price (PLD). For this scenario, the total revenue was US\$¹ -35.88, which is a result of the expositions valued at the hourly price. Thus, for a scenario without energy storage, this would be the PV plant's revenue. It is worth noting that the optimization strategy aims to use surplus energy to attenuate deficits, and it is not allowed to charge the battery directly from the grid.



11

The results from the Monte Carlo simulation are summarized in the boxplots presented in Fig. 3. The average revenue obtained are presented in Table 3.

Table 3 - Probability distributions used to simulate different revenue values for forecasts skills.

Forecast #	Mean (μ)	Standard deviation (σ)	Average revenue (US\$)
0 (without BESS)	-	-	-35.88
1 (perfect forecast)	0	0	-35.54
2	-0.1	0	-35.80
3	-0.1	0.05	-35.77
4	-0.1	0.1	-35.65
5	-0.1	0.5	-34.41
6	0	0.05	-35.31
7	0	0.1	-35.24
8	0	0.5	-34.24
9	0.1	0	-34.63
10	0.1	0.05	-34.63
11	0.1	0.1	-34.60
12	0.1	0.5	-33.59

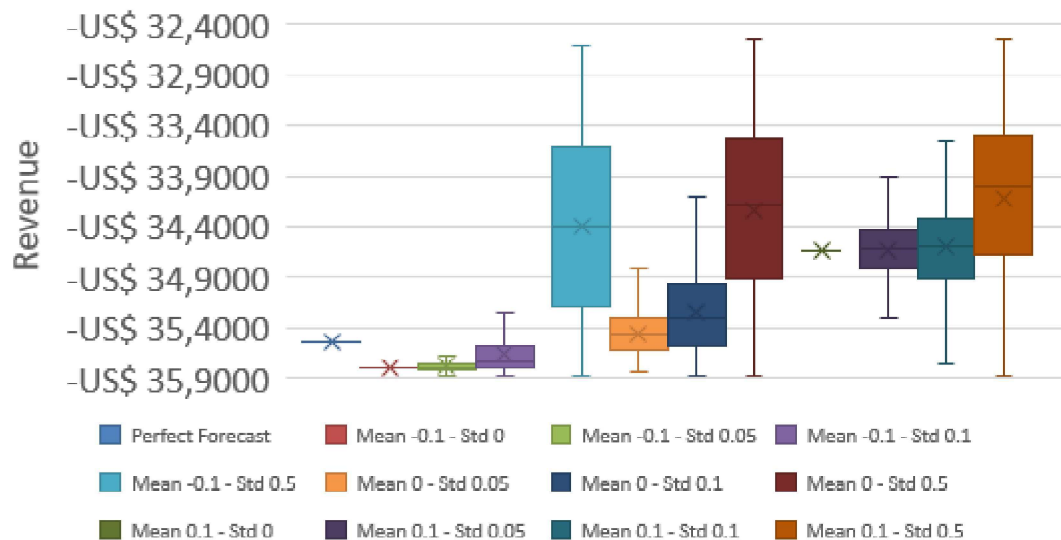


Figure 3 – Boxplot of the Monte Carlo simulation results for each forecasting accuracy.

4.1. Perfect forecast

The first box summarizes the perfect forecast, with mean zero and standard deviation also zero. The perfect forecast results in knowing exactly the exposition for each hour of the day. The hourly dispatch is presented in Fig. 4. The total revenue for the scenario with the perfect forecast is US\$ -35.54, US\$ 0.34 higher than the scenario without energy storage. The $PV_{real} + P_{bat}$ bar presented in Fig 4 is the total energy dispatched from the PV + battery plant. It can be seen that at 10:00 there is an energy deficit (negative exposition) and the battery acts in order to reduce this deficit, although not nullifying the deficit. It does not nullify the deficit due to an important condition: the energy stored by the end of the day must be equal to the initial energy store.

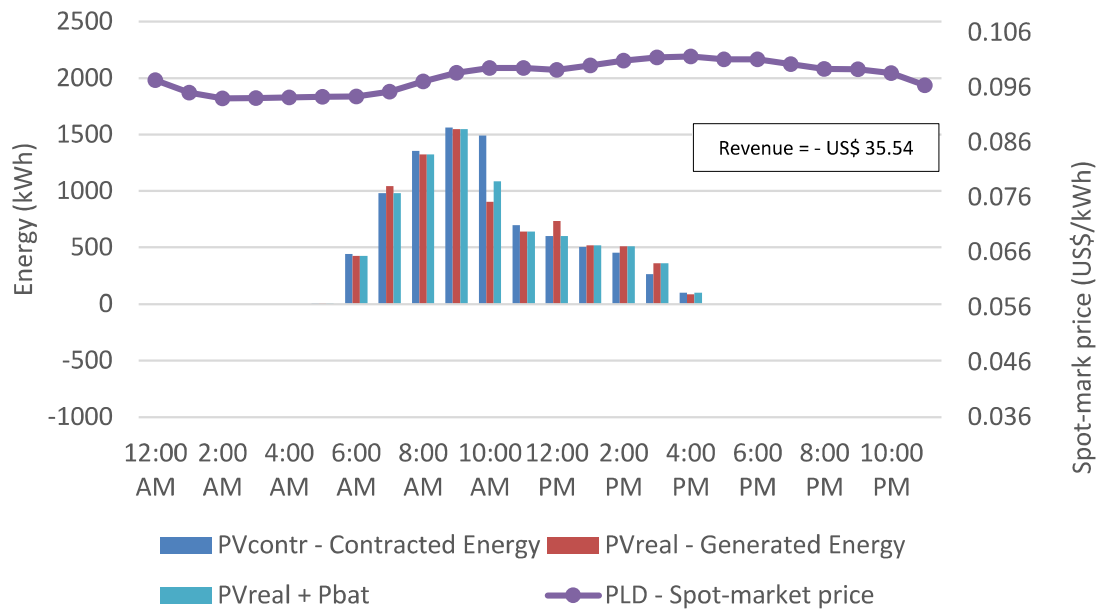


Fig. 4 - Hourly contracted energy (PV_{contr}), real generated energy (PV_{real}), total energy injected into the grid ($PV_{real} + P_{bat}$), and spot-market price (PLD) for the analyzed day.

4.2. Non-perfect forecasts

From the second to the fifth, the boxes in Fig 3. represent the scenarios with forecast accuracies with mean -0.10 and standard deviations of 0, 0.05, 0.10, and 0.50, respectively. From the sixth to the eighth, the boxes represent the scenarios with forecast accuracies with mean 0 and standard deviations of 0.05, 0.10, and 0.50. The last four boxes represent the scenarios with a mean of 0.1 and standard deviations of 0, 0.05, 0.10, and 0.50.

It can be noted that the higher the mean of the forecast error, the higher the revenue obtained. Also, the higher its standard deviation, the higher the revenue as well.

In the problem described by equation 6, it is clear that the maximum revenue does not depend on the PV real generation, or the PV contracted generation, but depends only on the spot-market energy price and the battery dispatch. The maximum revenue is the result of a strategy that is also independent of the PV

generation values. This strategy is the tariff arbitrage operation. Therefore, from the asset owner's perspective, it is more advantageous to operate a battery system as an independent asset than operating it together with a PV plant.

4.2.1. Standard deviation effect

Fig. 5 presents the optimal dispatch obtained for the forecast accuracies 2 to 5. It shows that the forecasts with higher standard deviation lead to deeper charges and discharges of the battery, resulting therefore in higher revenues. Also, the higher the standard deviation, the closer the battery operation is from the tariff arbitrage strategy. The same behavior is found for the scenarios with mean 0 and 0.1, presented in Fig. 6 and Fig. 7.

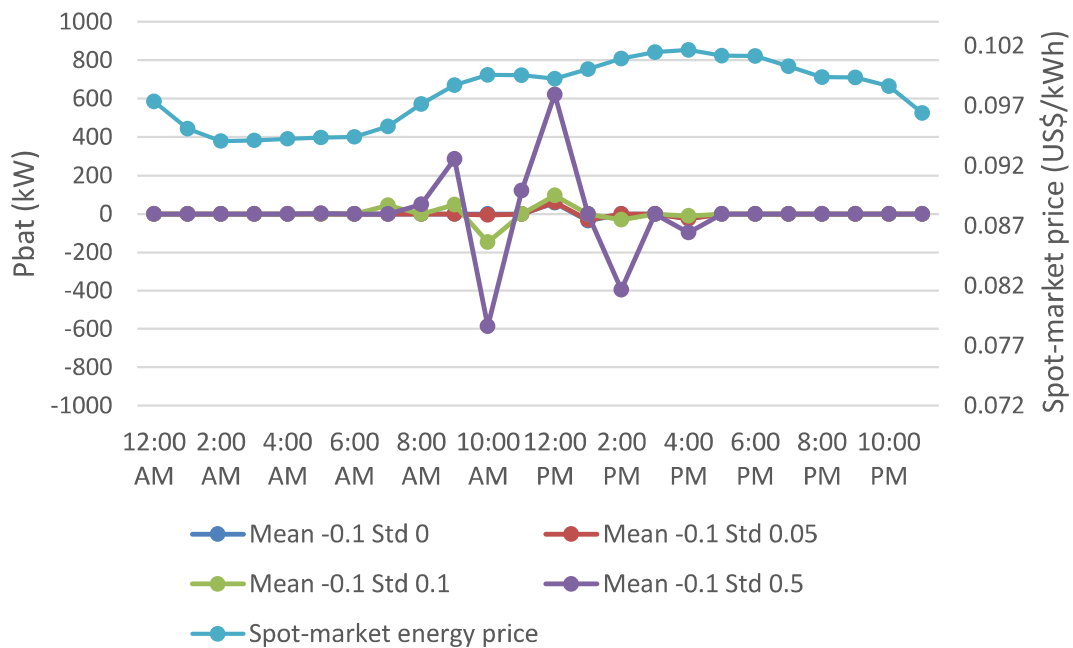


Figure 5 - Hourly battery dispatch and spot-market price (PLD) for the forecast accuracies with mean of -0.1.

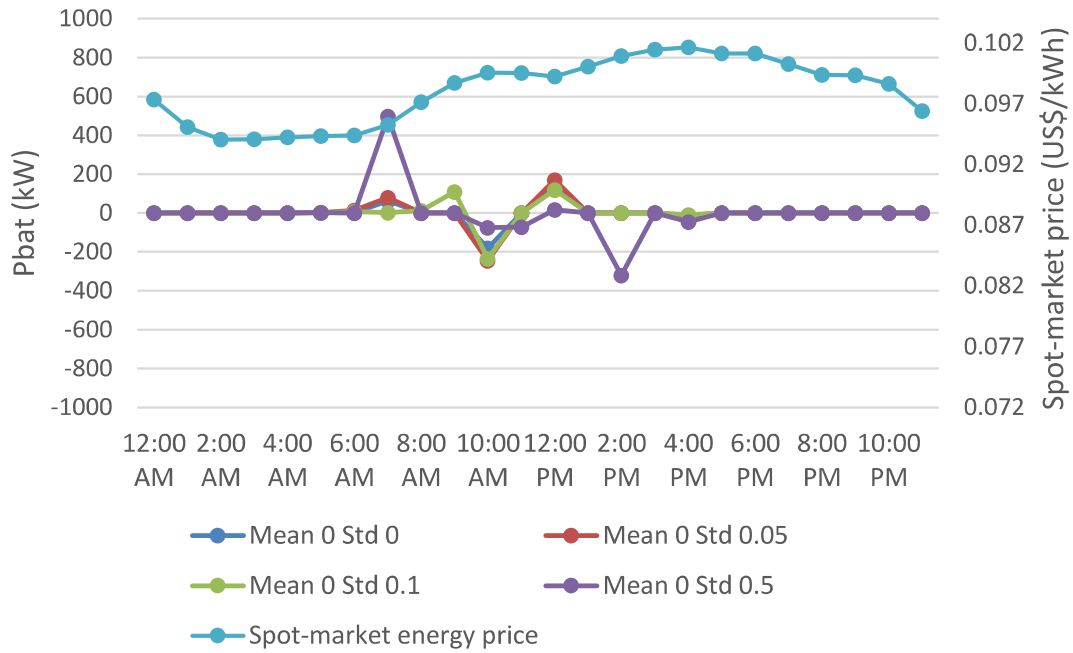


Figure 6 - Hourly battery dispatch and spot-market price (PLD) for the forecast accuracies with mean of 0.

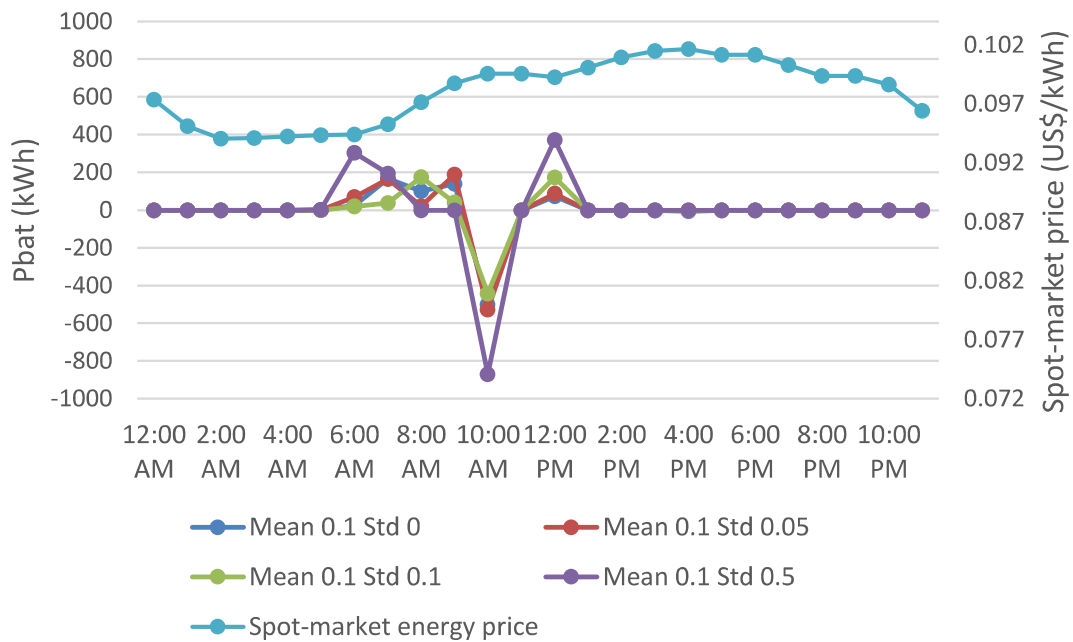


Figure 7 - Hourly battery dispatch and spot-market price (PLD) for the forecast accuracies with mean of 0.1.

4.2.2. Mean effect

The mean proposed in Table 1 represents the average error of a forecast in the long term. This means that the forecast accuracies with a mean of -0.1 tend to underestimate the real values, and the forecast accuracies with a mean of 0.1 tend to overestimate these values. Therefore, if the strategy does not allow the battery to charge from the grid directly, and the forecast accuracy tends to predict generations that are below the contracted values, the battery can not be charged. This behavior leads the battery to not dispatch in many cases in which it should, leading to smaller revenues as well.

On the other hand, the forecast accuracies with a mean higher than zero predict more energy production than the contracted values. This leads the battery to be charged whenever necessary, since the forecast expects surplus energy for almost all hourly bins. Then, the battery charges and discharges almost freely, since again it tends to dispatch closest to the tariff arbitrage strategy.

5. Conclusion

An optimization problem was presented from the perspective of an asset owner with a PV plant and battery energy storage system. From this perspective, the power plant operator must know the day-ahead spot-market energy prices and predict the day-ahead PV generation to decide how to dispatch the battery system. We evaluated 11 forecast accuracies to assess how the forecast accuracy can change the agent's total revenue. The main findings of this study were that, from the perspective of a BESS + PV asset operating from day-0:

- The optimal strategy for battery dispatch is independent of PV generation and relies only on the spot-market energy prices.

And, If the agent's objective is to use the battery system only to guarantee the contracted energy:

- The battery system does not add as much value as it could;
- The forecast accuracy can lead to a higher revenue, leading the battery operate closer to the tariff arbitrage strategy.

Therefore, under the conditions described here, integrating energy storage with renewable non-dispatchable plants to guarantee the contracted energy is not optimal from the agent's perspective. Instead, operating the battery system for tariff arbitrage is more profitable. In this context, an accurate PV forecast does not seem to be critical. Similar studies using the methodology proposed here can be carried out for ancillary services and reserve markets and for more complex market rules to assess how critical is the forecast accuracy for other regulatory backgrounds.

Acknowledgements

The authors acknowledge with thanks the Brazilian Electrical Energy Regulatory Agency ANEEL, ENGIE Brasil Energia, and Guascor/Siemens for financing the R&D project in battery energy storage system integrated with utility-scale photovoltaic plants.

References

- [1] Palizban O, Kauhaniemi K. Energy storage systems in modern grids—Matrix of technologies and applications. J Energy Storage 2016;6:248–59.

- <https://doi.org/10.1016/j.est.2016.02.001>.
- [2] Segundo Sevilla FR, Parra D, Wyrsh N, Patel MK, Kienzle F, Korba P. Techno-economic analysis of battery storage and curtailment in a distribution grid with high PV penetration. *J Energy Storage* 2018;17:73–83. <https://doi.org/10.1016/j.est.2018.02.001>.
- [3] Antunes Campos R, Rafael do Nascimento L, Rüther R. The complementary nature between wind and photovoltaic generation in Brazil and the role of energy storage in utility-scale hybrid power plants. *Energy Convers Manag* 2020;221:113160. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113160>.
- [4] Mohamad F, Teh J, Lai CM. Optimum allocation of battery energy storage systems for power grid enhanced with solar energy. *Energy* 2021;223:120105. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120105>.
- [5] Metz D, Saraiva JT. Use of battery storage systems for price arbitrage operations in the 15- and 60-min German intraday markets. *Electr Power Syst Res* 2018;160:27–36. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.01.020>.
- [6] Campana PE, Cioccolanti L, François B, Jurasz J, Zhang Y, Varini M, et al. Li-ion batteries for peak shaving, price arbitrage, and photovoltaic self-consumption in commercial buildings: A Monte Carlo Analysis. *Energy Convers Manag* 2021;234:113889. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.113889>.
- [7] Legrand M, Labajo-Hurtado R, Rodríguez-Antón LM, Doce Y. Price arbitrage optimization of a photovoltaic power plant with Liquid Air Energy Storage. Implementation to the Spanish case. *Energy* 2021;239:121957. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121957>.

- [8] Staffell I, Rustomji M. Maximising the value of electricity storage. *J Energy Storage* 2016;8:212–25. <https://doi.org/10.1016/j.est.2016.08.010>.
- [9] Cho J, Kleit AN. Energy storage systems in energy and ancillary markets: A backwards induction approach. *Appl Energy* 2015;147:176–83. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.114>.
- [10] McPherson M, McBennett B, Sigler D, Denholm P. Impacts of storage dispatch on revenue in electricity markets. *J Energy Storage* 2020;31:101573. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101573>.
- [11] McPherson M, McBennett B, Sigler D, Denholm P. Impacts of storage dispatch on revenue in electricity markets. *J Energy Storage* 2020;31:101573. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101573>.
- [12] Yang D, Wang M, Yang R, Zheng Y, Pandzic H. Optimal dispatching of an energy system with integrated compressed air energy storage and demand response. *Energy* 2021;234:121232. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121232>.
- [13] Li Z, Zhang Q, Guo Q, Nojavan S. Pumped hydro energy storage arbitrage in the day-ahead market in smart grid using stochastic p-robust optimization method. *Sustain Cities Soc* 2021;75:103274. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2021.103274>.
- [14] Liu S, Silwal S, Kleissl J. Power and Energy Constrained Battery Operating Regimes: Effect of Temporal Resolution on Peak Shaving by Battery Energy Storage Systems. *J Renew Sustain Energy* (in Press 2021. <https://doi.org/https://doi.org/10.1063/5.0061813>.
- [15] Manajit Sengupta, Habte A, Wilbert S, Gueymard C, Remund J. Solar Resource for High Penetration and Large Scale Applications. 2021.

- [16] Yang D, Kleissl J, Gueymard CA, Pedro HTC, Coimbra CFM. History and trends in solar irradiance and PV power forecasting: A preliminary assessment and review using text mining. *Sol Energy* 2018;168:60–101. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.11.023>.
- [17] Yang D, Alessandrini S, Antonanzas J, Antonanzas-Torres F, Badescu V, Beyer HG, et al. Verification of deterministic solar forecasts. *Sol Energy* 2020;1–18. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.04.019>.
- [18] Lindsay N, Libois Q, Badosa J, Migan-Dubois A, Bourdin V. Errors in PV power modelling due to the lack of spectral and angular details of solar irradiance inputs. *Sol Energy* 2020;197:266–78. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.12.042>.
- [19] do Nascimento LR, de Souza Viana T, Campos RA, Rüther R. Extreme solar overirradiance events: Occurrence and impacts on utility-scale photovoltaic power plants in Brazil. *Sol Energy* 2019;186:370–81. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.05.008>.
- [20] Martins GL, Mantelli SL, Rüther R. Evaluating the performance of radiometers for solar overirradiance events. *Sol Energy* 2022;231:47–56. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.11.050>.
- [21] abunima H, Teh J. Reliability Modeling of PV Systems Based on Time-Varying Failure Rates. *IEEE Access* 2020;8:14367–76. <https://doi.org/10.1109/aACCESS.2020.2966922>.
- [22] Doubleday K, Van Scyoc Hernandez V, Hodge BM. Benchmark probabilistic solar forecasts: Characteristics and recommendations. *Sol Energy* 2020;206:52–67. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.05.051>.
- [23] Yang D. A universal benchmarking method for probabilistic solar

- irradiance forecasting. *Sol Energy* 2019;184:410–6.
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.04.018>.
- [24] Rodr           FJ, L           M, Arbizu-Barrena C, Fern           MM, Pamos-Ure     M, Tovar-Pescador J, et al. Assessment of new solar radiation nowcasting methods based on sky-camera and satellite imagery. *Appl Energy* 2021;292:116838.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116838>.
- [25] Paletta Q, Arbod G, Lasenby J. Benchmarking of deep learning irradiance forecasting models from sky images – An in-depth analysis. *Sol Energy* 2021;224:855–67. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.05.056>.
- [26] Feng C, Zhang J. SolarNet: A sky image-based deep convolutional neural network for intra-hour solar forecasting. *Sol Energy* 2020;204:71–8.
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.03.083>.
- [27] Pereira S, Canhoto P, Salgado R, Costa MJ. Development of an ANN based corrective algorithm of the operational ECMWF global horizontal irradiation forecasts. *Sol Energy* 2019;185:387–405.
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.04.070>.
- [28] Marquez R, Pedro HTC, Coimbra CFM. Hybrid solar forecasting method uses satellite imaging and ground telemetry as inputs to ANNs. *Sol Energy* 2013;92:176–88. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2013.02.023>.
- [29] Dewangan CL, Singh SN, Chakrabarti S. Combining forecasts of day-ahead solar power. *Energy* 2020;202:117743.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117743>.
- [30] Yagli GM, Yang D, Srinivasan D. Reconciling solar forecasts: Sequential reconciliation. *Sol Energy* 2019;179:391–7.

<https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.12.075>.

- [31] Yang D, Li W, Yagli GM, Srinivasan D. Operational solar forecasting for grid integration: Standards, challenges, and outlook. *Sol Energy* 2021;224:930–7. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.04.002>.
- [32] Yang D, Wu E, Kleissl J. Operational solar forecasting for the real-time market. *Int J Forecast* 2019;35:1499–519. <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2019.03.009>.
- [33] Perez R, Perez M, Pierro M, Schlemmer J, Kivalov S, Dise J, et al. Perfect operational solar forecasts: A scalable strategy toward firm power generation. *Proc ISES Sol World Congr 2019 IEA SHC Int Conf Sol Heat Cool Build Ind 2019* 2020:2237–47. <https://doi.org/10.18086/swc.2019.45.07>.
- [34] ANEEL. Resolu  o Normativa 910 de 2020 2021:20–1.

APÊNDICE C – ARTIGO “Comparative analysis of rear irradiance modeling methods for bifacial PV systems on single-axis trackers under varying albedo conditions”

Comparative Analysis of Rear Irradiance Modeling Methods for Bifacial PV Systems on Single-Axis Trackers under Varying Albedo Conditions

Rafael Antunes Campos^a, Marília Braga^a, Anelise Medeiros Pires^a, Matheus Hohmann^a, Silvana Ovaitt^b,
Ricardo Rüther^a

^a Solar Energy Research Laboratory Fotovoltaica/UFSC (www.fotovoltaica.ufsc.br)
Universidade Federal de Santa Catarina/UFSC, Caixa Postal 476, Florianópolis, SC, 88056-000, Brazil
^b National Renewable Energy Lab (NREL), Golden, CO, USA

ABSTRACT

This study presents a comparative analysis of rear-side irradiance modeling methods for bifacial photovoltaic (PV) systems mounted on single-axis trackers under varying albedo conditions. Three simulation approaches were evaluated: (i) the 2D view factor (VF) model implemented in PVsyst®, (ii) the open-source PVFactors VF model, and (iii) the Ray Tracing (RT) technique using the bifacial_radiance tool. These were benchmarked against field measurements collected from a pilot PV plant equipped with high-quality pyranometers and reference cells, with rear-side sensors installed at the torque tube height. In addition to comparing absolute rear irradiance values, the analysis focused on spatial non-uniformity along the module length, using RT and PVFactors simulations and distributed measurements at the module center and edges. Results showed that all simulation methods overestimated rear irradiance compared to measurements, with notable differences depending on ground albedo. Moreover, both RT and PVFactors significantly underestimated the measured irradiance variation between the module center and edges. Energy yield simulations were conducted in PVsyst using rear irradiance inputs from each method. Despite differences in irradiance, all simulated energy outputs deviated less than $\pm 2\%$ from measured values, falling within typical PV simulation uncertainty. However, larger modeling errors were observed under low-irradiance conditions, indicating increased sensitivity to diffuse light and environmental complexity. This study highlights the limitations of current irradiance modeling approaches in capturing rear-side irradiance distribution and supports the need for more detailed spatial and angular modeling in performance simulations of bifacial PV systems.

Keywords: *PV systems, bifacial solar systems, simulation, rear-irradiance, view factor, ray tracing.*

1. Introduction

In early 2025, solar photovoltaic (PV) energy reached a global installed capacity of 2.5 Terawatts, and at the current 20% annual growth rate, by the turning of the decade, there will be more PV installed capacity worldwide than the sum of all the other electricity generating technologies combined [1]. However, despite the widespread adoption of photovoltaics, solar PV plants worldwide have systematically underperformed, with underperformance rates ranging from 7% to 13%, triggering multimillion \$ performance contract disputes [2]. This highlights the growing need for a thorough understanding of PV technology and robust energy assessment practices to support the industry's rapid advancement.

At the same time, the PV industry continues to develop new technologies that increase the complexity of energy assessment for PV power plants. In recent years, several new cell

technologies have been introduced to the market on top of the incumbent PERC [3], namely n-type TOPCon [4], heterojunction [5,6], all of these using bifacial solar PV cells [7]. Expectations around tandem Si-perovskite bifacial solar cells will bring new and more complex challenges such as current mismatch between the two series-connected cells arising from rear irradiance. While most advancements are focused on enhancing overall efficiency and the direct relationship between front-side irradiance and power output, bifacial technology adds two new factors to the energy assessment: the rear-side irradiance and its contribution to the total generation of the PV system [8]. Bifacial PV technology has gained significant attention in recent years as a promising solution to improve the overall energy generation of solar power systems. In bifacial PV modules, the rear surface can capture additional irradiance reflected from the ground and surrounding surfaces, resulting in higher power output compared to traditional monofacial PV modules. Furthermore, new sun tracking strategies on single-axis trackers, aim to optimize module positioning to maximize bifacial gains, thereby boosting the total energy generation [9–11].

However, reliably modeling the rear irradiance, a key factor in bifacial PV performance, remains a challenge, as methods often yield significantly different results. Accurately predicting the performance of bifacial PV systems requires precise modeling of rear irradiance, which is challenging due to the complex interplay of various environmental factors. The most common approach for simulating rear irradiance in PV modules is based on the view factor (VF) theory used in heat transfer [8,12,13]. In a typical PV plant, the length of a row of modules is much greater than the height of the module itself. As a result, for view factor analysis, the row length can be considered infinite, simplifying the application of the view factor method into a 2D view factor. The view factor methodology is the primary method used in PV plant simulation software [14] for modeling rear irradiance. However, although the VF method can be applied to non-uniform geometries [15], its simplification struggles to capture the geometric complexities of structures surrounding bifacial modules, as well as the non-homogeneity of the irradiance components involved in the processes [16]. Key limitations of the VF method in PV system simulations include edge effects at the boundaries of mounting structures, where modules benefit from increased rear irradiance, and the simplification of the torque tube representation in tracker structures, this last factor being compensated via losses inputs in the softwares [17]. Despite these limitations, the VF method remains widely used due to its simplicity and effectiveness in many cases. In the study by Polo et al. [18], the authors explore the use of bifacial reference modules to measure rear irradiance in photovoltaic systems, highlighting the variability and edge effects in small-scale systems. They compare *view factor*-based models for calculating rear irradiance, demonstrating that these models, although simple and fast, may

underestimate edge effects in small systems. The work emphasizes the need to consider the non-uniformity of rear irradiance and suggests that more complex models, such as *ray tracing*, may be necessary to accurately capture the complexity of these scenarios.

For more sophisticated simulations of complex environments that are difficult to simplify, the ray tracing (RT) method has been applied [16,19]. Pelaez et al. [20] present a comparative study of simulated bifacial gains obtained using these two methods, alongside three others. The study shows that the PVsyst® software tends to overestimate bifacial gains when compared to more sophisticated models, such as RT. However, for large-scale plant simulations, with thousands of photovoltaic modules and side-by-side tracking structures, the edge gain effect loses significance. According to Pelaez et al. [21], PV systems with more than seven modules per tracker and over ten trackers can be adequately represented by an infinite array of modules, which is the simplification made by view factor methods.

In another study carried out by Kang et al. [16], a comparison between the view factor and ray tracing methods revealed that the view factor approach tended to underestimate the rear irradiance on the module. The authors found that the root mean squared error for rear irradiance ranged from 31.4% to 34.7% when using the view factor method, compared to 13.8% to 19.8% for the ray tracing method.

A better understanding of the available methods for estimating rear-side irradiance is not only important for assessing the uncertainty in energy yield simulations but also for guiding optimizations that rely on this factor, such as new tracking algorithms designed to maximize the bifacial gain of power plants [22,23].

Bifacial solar cells have been around for several decades but gained prominence following the work of Cuevas et al. in 1982 [24]. In 1985, Luque et al. [25] introduced a prototype of a bifacial module capable of collecting irradiance from both sides. The main distinction between monofacial and bifacial cells lies in the rear electrode: in a monofacial cell, the rear electrode is overlaid as a continuous layer, whereas in a bifacial cell, the rear contacts are designed as a metallic grid, similar to the front side. As a result, bifacial cells benefit from the same technological advancements as monofacial cells, including heterojunctions [5,6,26] and the progress of n-type cells [4,27–29]. Bifacial PV technology continues to prove itself as one of the most effective solutions for boosting productivity gains, surpassing other technologies such as hybrid thermal/photovoltaic solutions [30]. Since then, numerous studies have been published with the aim of maturing the bifacial technology and accurately characterize the gains provided by module bifaciality [31]. Kreinin et al. [32] systematically evaluated the energy contribution from the rear part of the module, examining key factors such as irradiance, albedo, and tilt angle.

The authors found an irradiance gain of up to 40% with an albedo of 0.5 and a bifacial gain ranging from 5% to 25% for elevation variations from 0 m to 25 m in a system with a 30° tilt.

Bifacial gains in annual output of 10% to 15% can be achieved for tilt angles between 25° and 45° in regions with high albedo, as shown by Katsaounis et al. [33], who evaluated real-world gains using gravel and compared them to a simulation model. In the simulation, the authors found errors ranging from 15% to 26%, highlighting the complexity of modeling bifacial technology energy gains. Ernst et al. [34] further explored this complexity by conducting a comparative analysis of the view factor and ray tracing models using real-world irradiance data from bifacial PV systems. Their findings revealed that while both models performed similarly for front illumination, with relative root mean squared error (rRMSE) values around 7%, significant discrepancies arose in rear illumination. The rRMSE for the ray tracing model reached up to 22.9%, while the view factor model showed 20.9%. Additionally, the view factor model exhibited an 8.4% underestimation bias for rear irradiance in the plane of array, whereas the ray tracing model showed minimal bias (-0.1%), underscoring the importance of detailed geometric modeling for accurate irradiance prediction.

From a global perspective, Sun et al. [35] developed a physics-based modeling framework for bifacial solar modules and found that, with an albedo of 0.25, the bifacial gain of ground-mounted bifacial modules is less than 10% worldwide. This gain, however, could be increased to up to 30% with an albedo of 0.5 and by elevating the modules 1 meter above ground level. Bifacial PV modules can also yield significant gains in rooftop installations under certain conditions. Ernst et al. [36] used a Monte Carlo ray tracing method to evaluate the feasibility of deploying bifacial solar modules on rooftops, demonstrating that bifacial modules installed on Australian rooftops could achieve energy yield gains of up to 22.6%. Of this total gain, 1.4% was attributed to electrical optimization of individual modules within a system. Ganesan et al. [29] investigated the impact of module elevation on the performance of bifacial photovoltaic (bPV) modules, emphasizing its influence on rear-side irradiance non-uniformity and overall energy yield. Their experimental study demonstrated that at low elevations (e.g., 0.25 m), the rear-side irradiance exhibited significant spatial non-uniformity (~12%), which decreased to ~5% when the module was elevated above 1 m. This reduction in non-uniformity was correlated with an increase in bifacial gain, reaching approximately 21% at 1 m and higher. The study highlighted that optimal module elevation minimizes self-shading effects and enhances rear-side irradiance, which is crucial for maximizing bifacial PV performance. Rodríguez-Gallegos et al. [37] conducted a comprehensive global assessment of the techno-economic performance of photovoltaic power plants using different combinations of bifacial modules and mounting configurations, including fixed-tilt, single-axis, and dual-axis trackers. The study estimated the irradiance

incident on both the front and rear surfaces of the modules and calculated the corresponding energy yield and levelized cost of electricity (LCOE) for each design. Results showed that bifacial systems with single-axis tracking achieved the lowest LCOE across 93.1% of the analyzed land area, with an average energy yield increase of 35% compared to monofacial fixed-tilt systems.

Complementarily, Zhang et al. [38] developed a dynamic bifaciality model that quantitatively incorporates both irradiance intensity and rear-side irradiance non-uniformity (NUF). They proposed a bifaciality correction factor (CF) that adjusts the theoretical bifaciality by accounting for electrical mismatches induced by irradiance non-uniformity. Their analysis showed that as NUF increased—from 9.85% to 29.19%—the corresponding CF dropped from 0.97 to 0.83, significantly impacting power output. Additionally, they derived empirical formulas for both NUF and CF, achieving high statistical fits ($R^2 = 0.914$ for NUF prediction and $R^2 = 0.980$ for CF). The model validated through outdoor experiments demonstrated over 80% improvement in simulation accuracy compared to traditional static bifaciality approaches. Specifically for the most used simulation software, which expects from the users the losses inputs parameters that characterize these losses, Merodio et al. [17] presented a new experimental methodology to determine Structure Shading Factor (SSF) and Mismatch Loss (MML) for one-in-portrait (1P), and 2P trackers, considering full-cell and half-cell modules, and their results shows SSF of 10% and 2.7%, and MML of 0.40% and 0.21% for 1P and 2P trackers, respectively.

Although rear irradiance estimation methods are well established, most studies focus on fixed-tilt systems or controlled environments. Their application to large-scale plants with single-axis trackers remains limited, particularly regarding albedo variability and its impact on bifacial gain. This study addresses this gap by comparing real and simulated rear irradiance in single-axis tracking systems under different albedo conditions, providing a more realistic assessment for utility-scale applications and supporting optimization strategies for bifacial performance. In this paper, we present a comprehensive study comparing real-world measurements of single-axis tracker rear irradiance under varying albedo conditions with simulated results obtained using different approaches to estimate rear irradiance based on view factor and ray tracing methods. We then evaluate how these different rear irradiance simulation methods affect the final energy generation of the PV plant and compare the simulated results with the actual generated energy.

2. Case Study

2.1. Experimental Setup

To compare the accuracy of the view factor and ray tracing methods, we analyzed data from the PV pilot plant shown in Fig. 1. This system is located at the Fotovoltaica/UFSC Solar

Energy Research Laboratory in Florianópolis, Brazil (27°S, 48°W). The pilot plant is subdivided into six PV systems, each one with a distinct soil material and corresponding albedo. Table 1 provides an overview of the general characteristics of these PV systems.



Fig. 1. Research PV pilot plant composed of six distinct PV systems with varying albedo conditions. Systems analyzed include TR1 (white gravel), TR2 (kaolin), TR3 (sand) and T4 and TR5 (gray gravel).

In addition to the tracker system and PV modules, each system is equipped with a pair of Class A pyranometers (EKO MS-80), reference cells, and module temperature sensors. The positions of the irradiance sensors are illustrated in Fig. 2. Rear-side irradiance sensors are mounted on the second module northward from the tracker motor position, while front-side sensors are aligned directly with the motor. From January to June 2024, a set of five reference cells was installed along the fifth module of the TR5 tracker row (the leftmost row in Fig. 1) to assess non-uniformity in rear-side irradiance, as shown in Fig. 3. The TR5 system, composed of CdTe monofacial modules, was included primarily to be part of another comparative analysis regarding PV technologies and was not considered in the bifacial irradiance analysis presented in this study, except for the non-uniformity assessment presented.

Table 1

Key characteristics of the five PV systems comprising the pilot PV power plant.

	TR1	TR2	TR3	TR4	TR5
DC Capacity (kWp)	16.77	16.77	16.77	16.77	10.80
PV Module technology	Bifacial p-type PERC half-cut cells, m-Si				Thin Film CdTe
PV Module Bifaciality Factor	0.7	0.7	0.7	0.7	0
Soil material	White Gravel	Kaolin	Sand	Gray Gravel	Gray Gravel
Albedo	0.52	0.43	0.41	0.26	0.26



Fig. 2. Front and rear irradiance sensors (pyranometers and Si reference cells).



Fig. 3. Distributed reference cells for non-uniform rear irradiance measurement.

2.2. Dataset Description

This study utilized measurements collected from November 2022 to October 2023, encompassing 12 months of continuous data. As described in the previous section, a range of environmental variables—beyond just irradiance—were recorded. Additionally, rear-side irradiance non-uniformity was assessed over a separate period, from January to June 2024, using distributed reference cells. The following list details the specific variables included in this analysis.

- Front-side irradiance measured by EKO MS80 pyranometers;
- Rear-side irradiance measured by EKO MS80 pyranometers;
- Front-side irradiance measured by IMT Si-I-420TC-T Si reference cells;
- Rear-side irradiance measured by IMT Si-I-420TC-T Si reference cells;
- String voltage per MPPT;
- String current per MPPT;
- String power per MPPT (calculated from string voltage and current).

Despite using high-quality sensors, data acquisition systems and the best practices for data acquisition and storage, the system encountered some issues that caused data gaps. To address these, the following gap-filling strategies were applied:

- Front-side irradiance data:
 - Fill gaps using a linear regression based on data from the corresponding Si reference cell data;
 - If Si reference cell data are unavailable, fill gaps using a linear regression from a neighboring tracker;
 - If neighboring tracker data are also unavailable, use the Perez model [39] to transpose GHI data from the plant weather station to GPOA.
- Rear-side irradiance data:
 - Fill gaps using a linear regression based on data from the corresponding Si reference cell data.
- Module temperature:
 - Fill gaps using linear regression based on data from neighboring tracker.

A crucial step in preparing the dataset was filtering out periods affected by external shading. Since the goal of the analysis is to replicate power plant conditions, where shading is primarily due to inter-row effects, times when external factors could influence the results were excluded. The area where the analyzed systems are located is surrounded by trees and buildings, which cause shading in the early morning and late afternoon. Therefore, the dataset was restricted to the period between 09:00 and 15:00 each day, excluding any periods potentially impacted by external shading. It is important to note that this can lead to a bias in the analysis results once it does not consider the moments when the sun is lower in the sky.

3. Methodology

To evaluate the accuracy and impact of different rear irradiance estimation methods on bifacial PV system simulations, the analysis was structured into three main stages.

First, five rear irradiance estimation methods were compared against measurements taken at the tracker torque tube height. These methods include: (i) ray tracing with a single sensor at torque tube height, (ii) ray tracing by simulating the average of five sensors distributed along the module in east-west direction, (iii) 2D Viewfactor model PVFactors using the average of five segments along the module length in east-west direction, (iv) the 2D View Factor model implemented in PVSyst®, and (v) direct irradiance measurements taken at the torque tube height (as shown in Fig. 2). This comparison was carried out to understand each method's capability to represent rear irradiance under the case study conditions of different albedos.

Second, to assess the spatial non-uniformity of rear irradiance, simulated irradiance profiles were compared with ray tracing and PVFactors (using three reference sensors distributed along the module) against measured values. This step enabled the evaluation of each model's ability to capture rear irradiance heterogeneity.

In the final stage, energy yield simulations in PVSyst® were carried out, using effective irradiance values computed from each method. For the externally derived irradiance scenarios, effective global irradiance (G_{eff}) was calculated by summing the front-side plane-of-array irradiance with the rear-side irradiance scaled by the module's bifaciality factor. Also, to ensure consistency with PVSyst®'s internal modeling assumptions, the externally modeled rear irradiance values were adjusted by applying correction factors for Structure Shading Factor (SSF) and Mismatch Loss Factor (MLF). These losses were 7.8% and 2.4%, respectively, according to manufacturer information. This process is described in Equation 1.

$$G_{eff} = GPOA_{meas} + \beta \cdot GPOA_{rear} \cdot (1 - SSF) \cdot (1 - MLF) \quad (1)$$

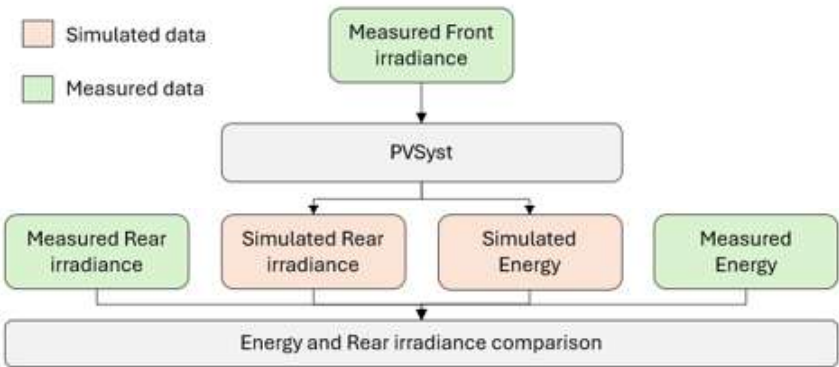
Where $GPOA_{meas}$ represents the measured front-side irradiance, β denotes the bifaciality factor of the module (0.7, as shown in Table 1), and $GPOA_{rear}$ refers to the rear side irradiance obtained from each method external to PVSyst®, discounted the Structure Shading Factor (SSF) and Mismatch Loss for rear side (MLF).

- **Method 1 – PVSyst® View Factor:** In this scenario, the PVSyst® project was simulated using only the measured front-side irradiance as input. Rear-side irradiance was internally estimated by PVSyst® using its built-in View Factor model. The simulated rear irradiance and energy yield were then compared against corresponding measured values.

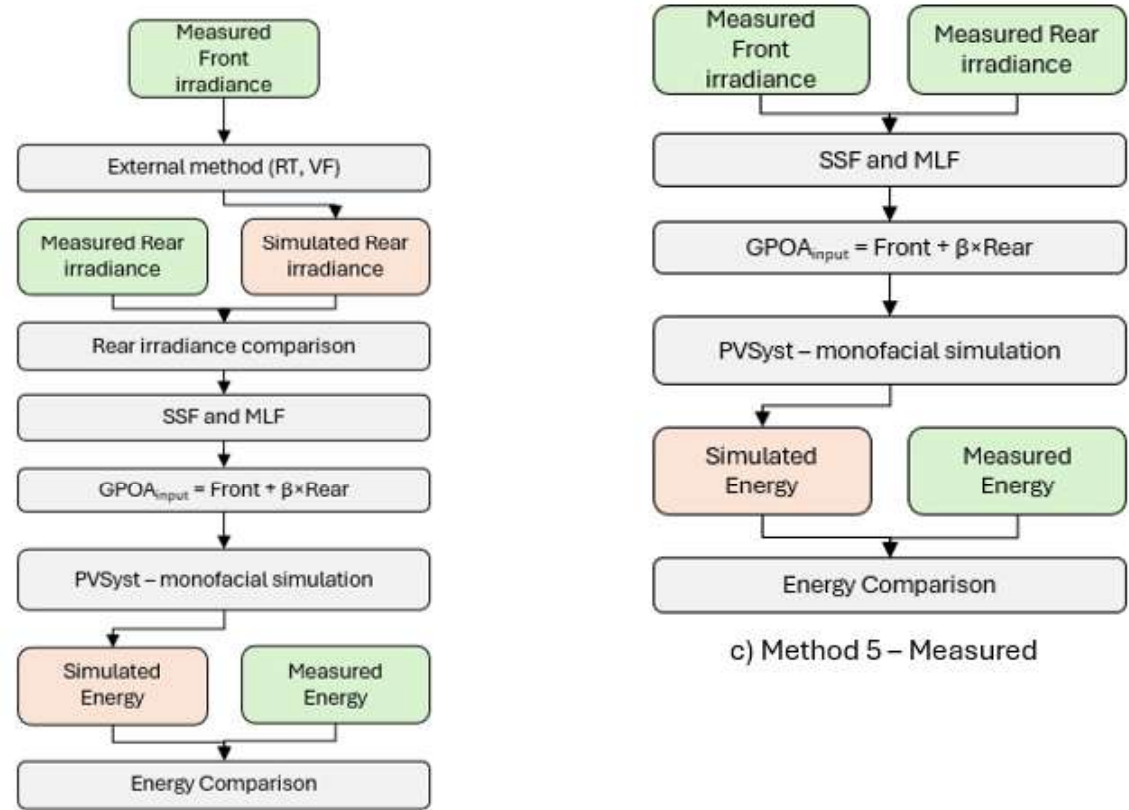
- **Method 2 – PVFactors View Factor:** For this method, rear irradiance was modeled externally using PVFactors, which implements a 2D View Factor approach. The simulation used an average of five segments along the module to represent rear irradiance. Effective irradiance was calculated using Equation 1 and used as input for a monofacial PVsyst® simulation. The resulting energy output and modeled irradiance were compared to measurements.
- **Method 3 – Single-Sensor Ray Tracing:** Rear irradiance was computed using the *bifacial_radiance* package with a single sensor positioned at the torque tube height, aligned with the rear irradiance sensor used in field measurements. The calculated rear irradiance was incorporated into Equation 1 to derive effective irradiance, which was then used as the input to the PVsyst® simulation.
- **Method 4 – Multi-Sensor Ray Tracing:** Similar to Method 3, this scenario used *bifacial_radiance* for ray tracing simulations. However, rear irradiance was averaged over five sensor positions distributed along the module length. This spatially averaged irradiance was used in Equation 1 to compute the effective irradiance for input into the PVsyst® model.
- **Method 5 – Measured Rear Irradiance:** In this scenario, both front and rear irradiance were directly measured. Effective irradiance was calculated using Equation 2, combining front-side plane-of-array irradiance with rear irradiance scaled by the module's bifaciality factor. This scenario served as the closest approximation to actual operating conditions and was used as a reference for evaluating model accuracy.

It is important to note that only in methods 2 and 3 were possible to simulate the presence of multiple ground types between the trackers as shown in Fig. 1. That said, contributions of each ground albedo in the neighborhood trackers are not considered in the other methods.

319



a) Method 1 – View factor



b) Methods 2 - 4 – Ray tracing and
PVFactors

c) Method 5 – Measured

Fig. 4. Diagram of the three methods used. (a) Method 1 – View Factor: Direct PVsyst® simulation with only front-side irradiance as input; (b) Methods 2 to 4: PVsyst® monofacial simulation with effective irradiance using measured front-side and RT for rear-side; (c) Method 5 – Measured: PVsyst® monofacial simulation with effective irradiance input with front- and rear-side measurements.

4. Results and Discussion

This section is structured into three main parts, each addressing a distinct aspect of the analysis. First, a comparative evaluation of the rear-side irradiance values obtained using the different modeling approaches described in the methodology is presented. The second part

focuses on the assessment of irradiance non-uniformity along the module length, comparing the results from the Ray Tracing and PVFactors simulations with measured data at the edges and center of the module. Lastly, the third part examines the impact of each irradiance estimation method on the simulated energy yield, comparing the energy results derived from PVsyst® simulations with actual energy measurements.

4.1. Rear irradiance estimation methods

Fig. 5 shows the statistical distribution of hourly rear irradiance values for each method under different albedo conditions. The corresponding mean and standard deviation values are summarized in Table 2. Notably, the measured values are consistently the lowest across all soil types, followed by the RT (single sensor) method, which replicates the actual sensor placement. This behavior can be explained by the lower irradiance received in the central region of the module compared to its edges [15,21].

Among the methods that account for the entire module area, the Ray Tracing approach using five sensors yielded the highest rear irradiance values and the greatest variability across all ground surface types, except for the White Gravel soil. For this specific case, the PVFactors model produced the highest average irradiance. In contrast, the 2D View Factor model implemented in PVsyst consistently provided the lowest irradiance estimates among the three. To facilitate a more detailed comparison, Table 3 presents the relative differences between each method and the average of all simulation-based methods, excluding both the Measured and standard Ray Tracing values. The data show that the RT 5-sensor model consistently overestimates irradiance relative to the average, with deviations ranging from +2% to +10%. PVFactors remains close to the average, with deviations between 0% and 6%, indicating more stable agreement across soil types. On the other hand, PVsyst® systematically underestimates rear irradiance, with negative deviations in all cases, reaching as much as –11% for Gray Gravel.

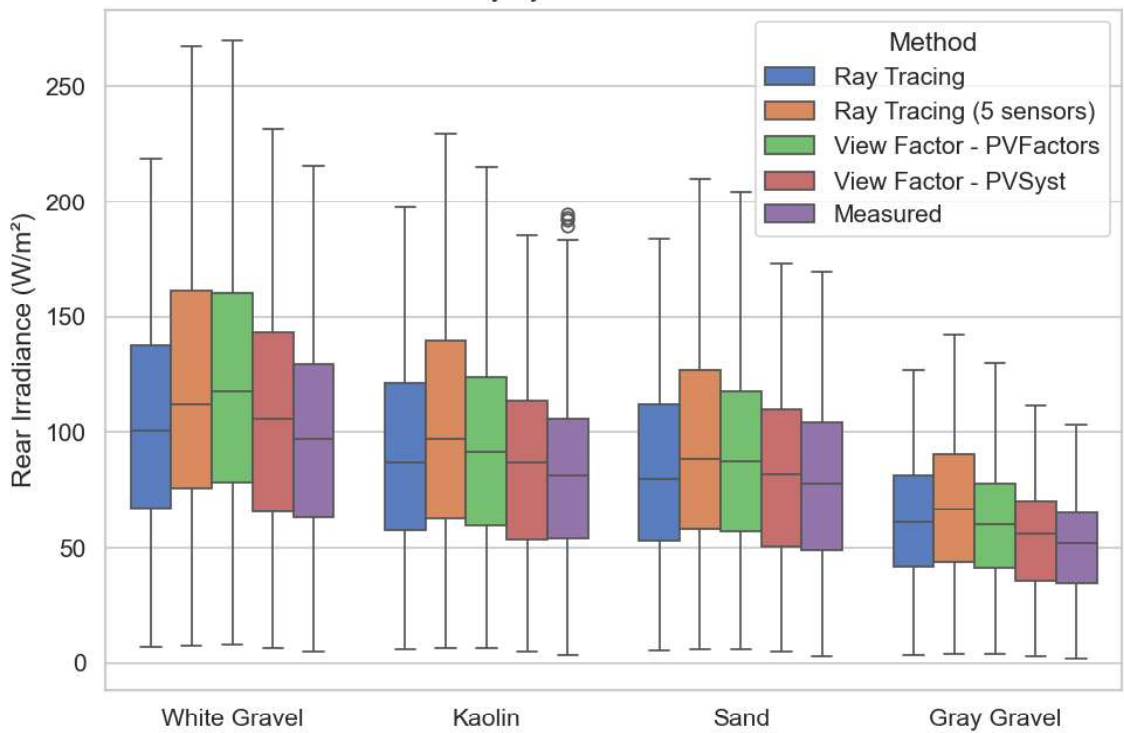


Fig. 5. Boxplot of hourly rear irradiance values for each method and for each type of soil.

Table 2

Average and standard deviation of hourly rear irradiance values for the different methods and ground types.

	RT	RT 5 sensors	PVFactors	PVSyst	Measured
Average (W/m²)					
White Gravel	104,0	117,5	121,4	106,3	96,8
Kaolin	90,9	101,1	94,7	86,0	80,8
Sand	84,0	93,0	90,5	82,2	76,8
Gray Gravel	61,3	67,1	61,2	54,4	49,0
Std. Deviation					
White Gravel	47%	50%	48%	49%	46%
Kaolin	48%	51%	48%	48%	47%
Sand	48%	51%	48%	47%	46%
Gray Gravel	44%	48%	44%	44%	42%

Table 3

Deviation of rear irradiance estimates from the average (excluding Measured and RT single-sensor).

	RT 5 sensors	PVFactors	PVSyst
Deviation from average of all methods - excluded Measured and RT single-sensor			
White Gravel	2%	6%	-8%

Kaolin	8%	1%	-8%
Sand	5%	2%	-7%
Gray Gravel	10%	0%	-11%

Fig. 6 presents the daily rear irradiation values estimated by each method as a function of the measured front irradiation. It can be observed that the difference between all the methods and the measured value tends to increase for days with more front irradiation. These differences can be decomposed into two components: (i) the intrinsic difference between the center of the module (where the sensor is placed) and (ii) the error of each method. The clearer the day, the higher the difference between the rear irradiances in the borders of the module and its center, as it is discussed with more details in the next section. Notably, even among the methods that account for the entire module area, the RT (5 sensors) method exhibits relatively higher rear irradiance values for Gray Gravel (lowest albedo) and lower values for White Gravel (highest albedo), as shown in Table 1 and Table 3, and in Fig. 6. This behavior can be attributed to the fact that only the ray tracing approach considers the influence of neighboring ground surfaces with varying albedos, whereas the remaining simulation methods assume a uniform ground albedo specific to each system configuration.

The results suggest that differences among the estimation methods tend to be more noticeable under low-albedo conditions and may become more significant as albedo increases. Although these observations are based on the specific characteristics of the case study analyzed, they point to a broader consideration in the context of bifacial PV system simulations. This may be particularly relevant when assessing the potential energy gains associated with albedo enhancement strategies in photovoltaic plant design.

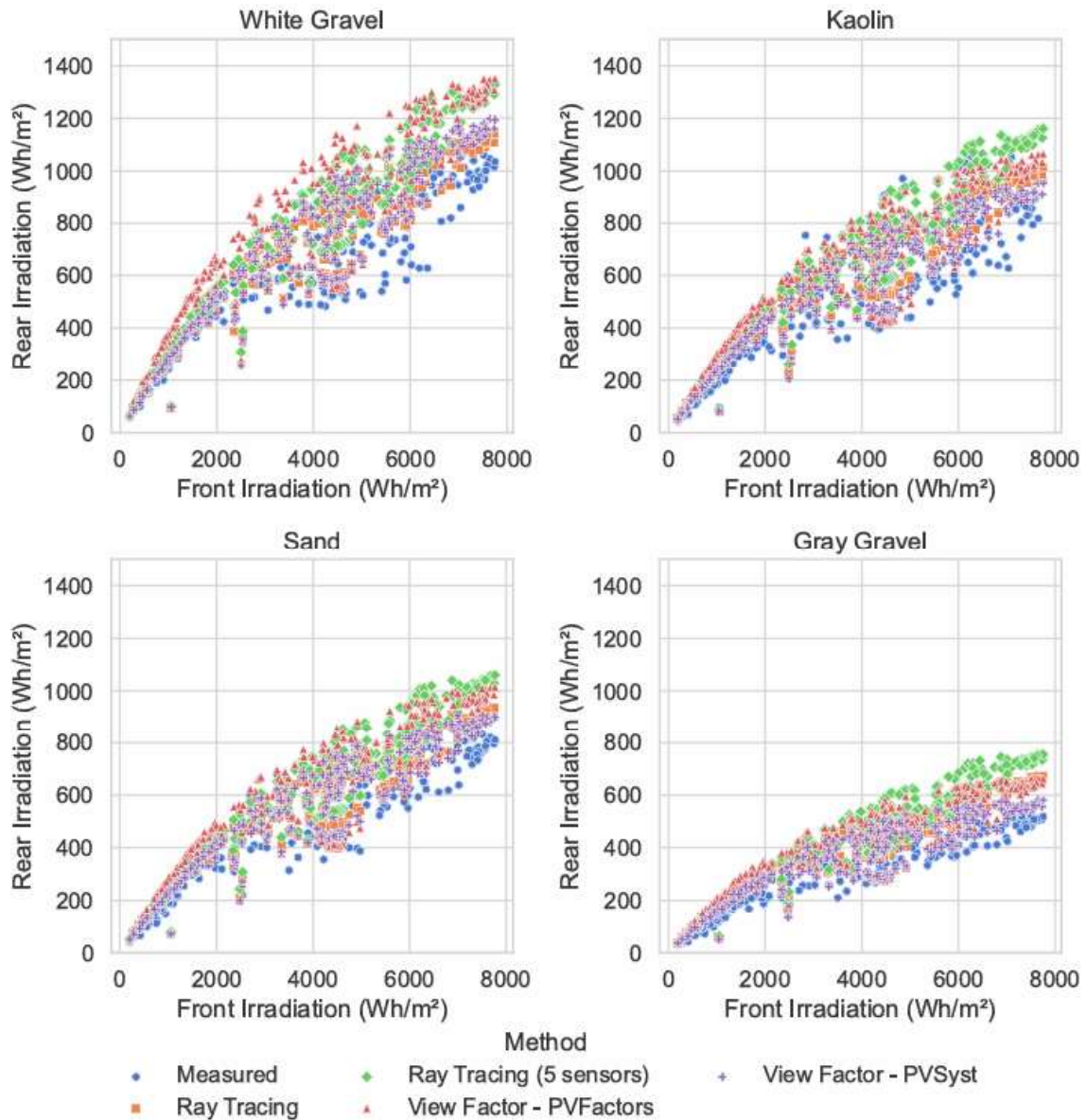


Fig. 6. Daily rear irradiance values (Wh/m²) as a function of front irradiance (Wh/m²) for each method and each ground type.

4.2. Rear irradiance non-uniformity

The Ray Tracing and PVFactors methods enable the user to define the specific position along the module axis at which rear irradiance is evaluated. This functionality allows for the estimation of the irradiance distribution across the module surface and, consequently, the expected mismatch between photovoltaic cells on the rear side. As a result, these methods are widely used to assess bifacial losses [17,40]. In this section we present the comparison between the RT and PVFactors with measured values for three sensor positions along the module axis:

west-most, center (on the torque tube) and east-most, as illustrated in Fig. 3 The ground type below the system in which the sensors are placed is Gray Gravel, with an albedo of 0.26.

Fig. 7 shows the rear irradiance profile for each method and measured values for a clear day and a cloudy day. In the clear day subplots, it is possible to see that the values simulated for the irradiance in the center of the module are considerably higher than the measured values, for both RT and PVFactors method, while the edges values have the same magnitude. On the other hand, for the cloudy day, the irradiance profiles have a better match. This illustrates the effect seen in Fig.6, where the methods tend to overestimate the rear irradiance for clear days.

The hourly values are presented in the scatter plot shown in Fig. 8, separated by sensor position. It can be noted that for the three sensor positions the lowest values are always the measured ones, and the RT and PVFactors methods show similar distribution, with PVFactors method presenting slightly high values for intermediate days. For the center position, while both methods reach values up to 140 W/m², the measured values hardly surpass 100 W/m², as illustrated by the days presented in Fig. 7.

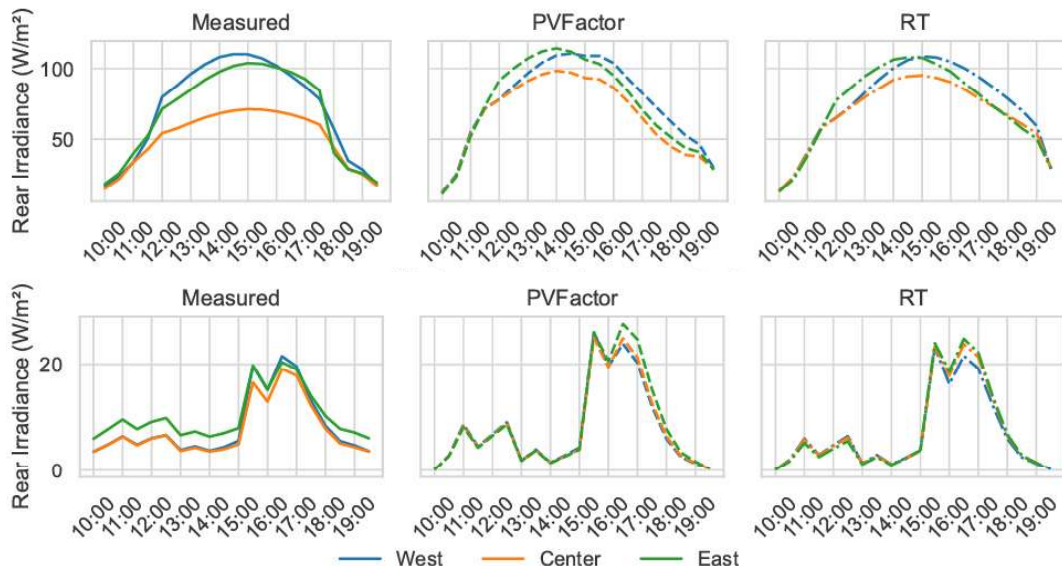


Fig. 7 – 30min rear irradiance profile for west, center and east sensor positions.

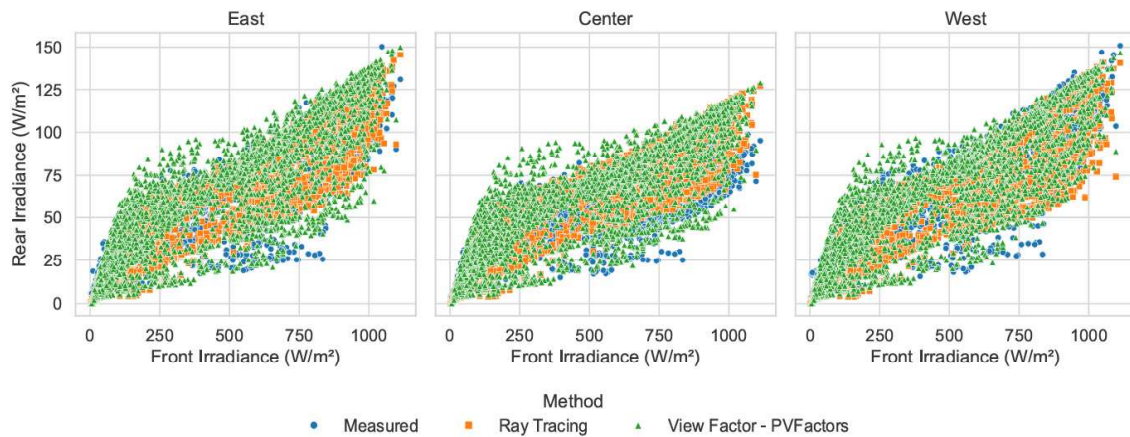


Fig. 8 – Scatter plot of 30min values for each sensor position and each method.

To provide a more representative estimation of the irradiance received across the entire rear surface of the module, the next step involved aggregating the east and west sensor measurements with those from the center position. The hourly values distributions are presented on Fig. 9. As expected, the range of both sides of the module are similar for each method, showing that even with the complexity of the surrounding, both sides of the module receive the same amount of rear irradiance. Also, the PVFactors method presents a higher variance of the values for all values of front irradiance, while the measured values have the lower variance. Table 4 presents the Root Mean Square Error (RMSE) between measured and simulated rear irradiance using Ray Tracing and PVFactors at three sensor positions, as well as for the averaged irradiance between West-Center and East-Center, considering both 30-minute and daily aggregation intervals. At the 30-minute resolution, the RMSE values are generally higher, particularly at the Center position, where PVFactors and Ray Tracing reach 39.1% and 30.4%, respectively. These values reflect the influence of short-term variability and spatial differences in irradiance along the module. When the data are aggregated daily, the RMSE values decrease for all positions. At the Center, for instance, the RMSE drops to 18.5% for PVFactors and 18.0% for Ray Tracing. A similar pattern is observed for the averaged positions: the West-Center RMSE decreases from 26.7% to 12.1% for PVFactors, and from 18.4% to 9.2% for Ray Tracing. The RMSE values obtained in this study are within the same range as those reported in the IEA PVPS Task 13 report on bifacial systems, which compiled results from several international research and pilot projects [41]. This alignment reinforces the validity of the methods applied here and highlights the consistency of rear irradiance modeling challenges observed across different studies and conditions.

Finally, the results suggest that, although short-term simulations capture local irradiance differences in more detail, the daily accumulated energy is less affected by these fluctuations. Still, the use of hourly or sub-hourly simulations remains important in photovoltaic system modeling, particularly in scenarios where inverter clipping losses are relevant. High temporal

resolution allows for a more accurate representation of instantaneous irradiance peaks that may be partially curtailed by inverter power limits, affecting the energy yield [42–44].

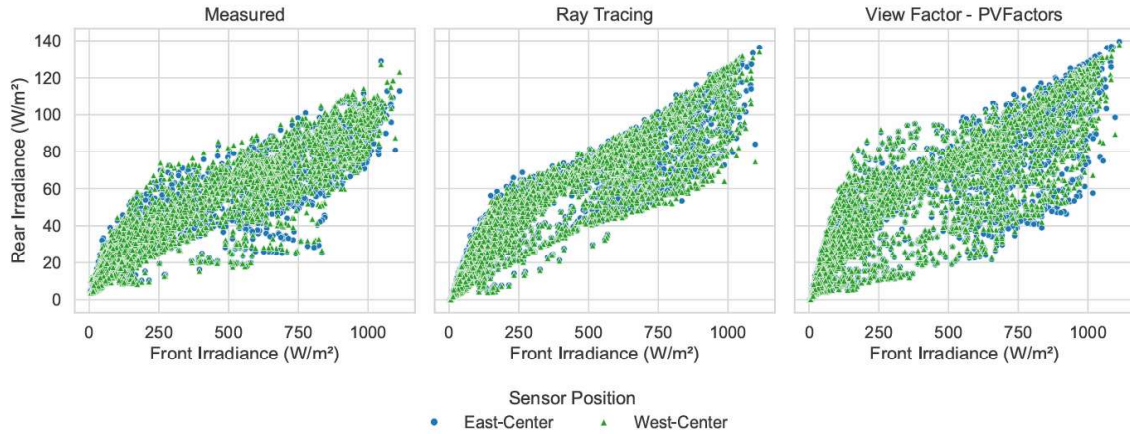


Fig. 9 — Scatter plot of 30min values for the average between the edges and center rear irradiance values as a function of front side irradiance.

Table 4

Root Mean Square Error (RMSE) for each sensor position and for each method, for 30min and daily values.

	30 min		Daily	
	Raytrace	PVFactors	Raytrace	PVFactors
West	17,6%	21,5%	6,5%	9,1%
Center	30,4%	39,1%	18,0%	18,5%
East	15,2%	25,6%	6,3%	9,3%
West-Center	18,4%	26,7%	9,2%	12,1%
East-Center	19,1%	30,0%	10,5%	13,0%

Fig. 10 presents the daily Mean Bias Error (MBE) between the simulated and measured rear irradiance as a function of the daily front irradiance, for both PVFactors and Ray Tracing methods, at three sensor positions along the module axis (east, center, and west). The MBE values have been normalized and are shown as percentages to facilitate interpretation.

From the results, a clear trend is observed where the bias tends to be more pronounced at lower irradiance levels. This is particularly evident in the PVFactors results for all sensor positions, where MBE values reach above +40% for daily front irradiation below 500 Wh/m². This behavior can be attributed to the increased uncertainty in simulation models under more diffuse conditions, where the representation of light becomes more complex and less accurate.

As irradiance increases, both methods exhibit a trend to converge toward lower bias values, generally fluctuating within $\pm 20\%$ for the center position. Ray Tracing tends to show more symmetrical

distributions, especially for the center and west sensors. The View Factor of the PVFactors, on the other hand, tends to overestimate the rear irradiance more consistently, especially at the center sensor location, which aligns with the method's simplified view factor approach.

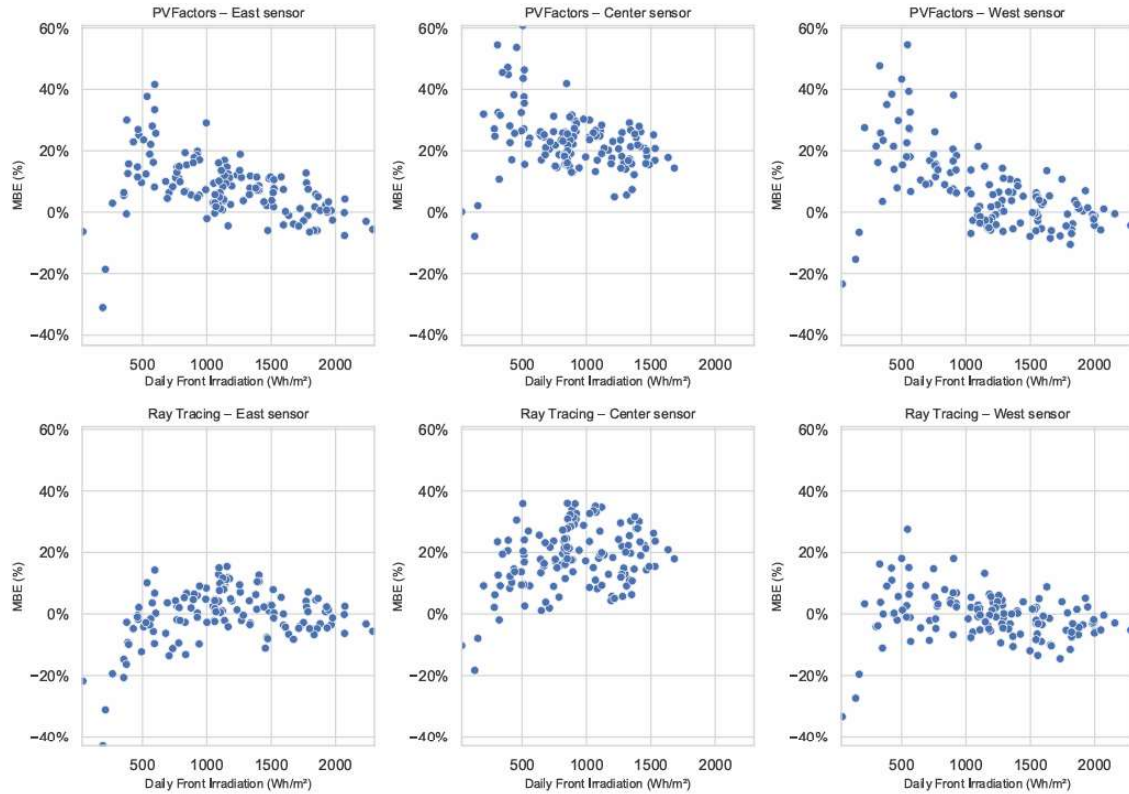


Fig. 10. Scatter plot of daily Mean Bias Error (MBE) between the simulated and measured rear irradiation as a function of the daily front irradiation.

Since the results suggest that the models tend to overestimate rear irradiance, they likely underestimate the difference between the irradiance at the edges and at the center of the module, and consequently, the overall non-uniformity across the module surface. To further investigate this behavior, an analysis was carried out to compare the relative difference between the irradiance values at the module edges and the center for each simulation method. The results of this analysis are presented in Table 5. This comparison aims to evaluate how well each model captured the spatial variation of rear irradiance and to quantify the extent to which they may over- or underestimate its non-uniformity. The results of this analysis show that the average difference between the irradiance at the edges and at the center of the module is 27% for the measured data. In contrast, both PVFactors and Ray Tracing underestimate this variation, with average differences of 9% and 6%, respectively. This underrepresentation of irradiance non-uniformity can lead to an inaccurate estimation of mismatch losses on the rear side of bifacial modules. As a result, energy yield predictions may be overestimated, particularly in systems where rear-side contribution plays a significant role in overall performance.

Table 5

Relative difference between edges and center rear irradiances.

	Measured	PVFactors	Raytrace
West	28,4%	9,4%	5,9%
East	26,1%	9,8%	6,3%

4.3. PV Generation

The previous sections identified discrepancies between simulated and measured rear irradiance, ranging from -11% to 11, as shown in Table 3. However, these rear irradiance differences do not translate proportionally to total PV generation. Therefore, this section aims to quantify the impact of these discrepancies on overall energy output.

For this comparison, we make use of the methods and simulation steps defined in the methodology section and the characteristics of the project, summarized in Table 1 and Table 6.

Table 6

PVSyst losses inputs in the PVSyst simulation.

	White Gravel	Kaolin	Sand	Gray Gravel
Initial Degradation	2%	2%	2%	2%
DC Ohmic losses	0,81%	0,70%	0,65%	0,91%
Mismatch Losses (Front)	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%
Bifacial Albedo	According to Table 1			
SSF	7,80%	7,80%	7,80%	7,80%
MLF	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%

Fig. 11 shows the percentage difference between estimated and actual energy generation for four ground surface types, using five different evaluation methods. All estimation errors fall within $\pm 2\%$, but distinct patterns can be observed depending on both the ground type and method used.

Method 1 (VF PVSyst) consistently overestimates energy output, with the highest deviation of 1.86% occurring on Kaolin. Method 2 (VF PVFactors) also shows a tendency to overestimate, though the differences are smaller than those of Method 1. For example, on Kaolin, it overestimates by 1.04%.

Method 5 (Measured) produces the most conservative estimates across all ground types, with underestimations reaching -1.42% on White Gravel and -0.92% on Gray Gravel. This conservative bias is likely due to the placement of the sensor at the center of the module's rear side, where it captures less irradiance than the full module surface.

Method 3 (RT single-sensor) and Method 4 (RT with 5 sensors) tend to fall between the VF-based methods and the measured values. Method 4, in particular, provides moderate deviations that are consistently smaller than Method 1 but larger than Method 5.

An observable trend across ground types is that estimation errors increase from White Gravel to Kaolin, especially for VF-based methods, and then decrease for Sand and Gray Gravel. This may reflect how each method responds to surface albedo and its impact on rear-side irradiance.

The differences observed between estimated and actual energy generation are all within $\pm 2\%$, which is smaller than the typical uncertainty range for both bifacial and monofacial PV simulations. These simulations often carry uncertainties up to 10% [45], influenced by factors like weather variability, sensor accuracy, and modeling assumptions. Within this context, each of the evaluated methods appears suitable for general energy yield estimation.

That said, the choice of method can still influence more specific analyses. When assessing performance under different ground reflectivity conditions, for example, the varying tendencies of each approach can lead to noticeable differences. Being aware of these characteristics helps improve interpretation and can support more informed comparisons or system assessments under specific site conditions.

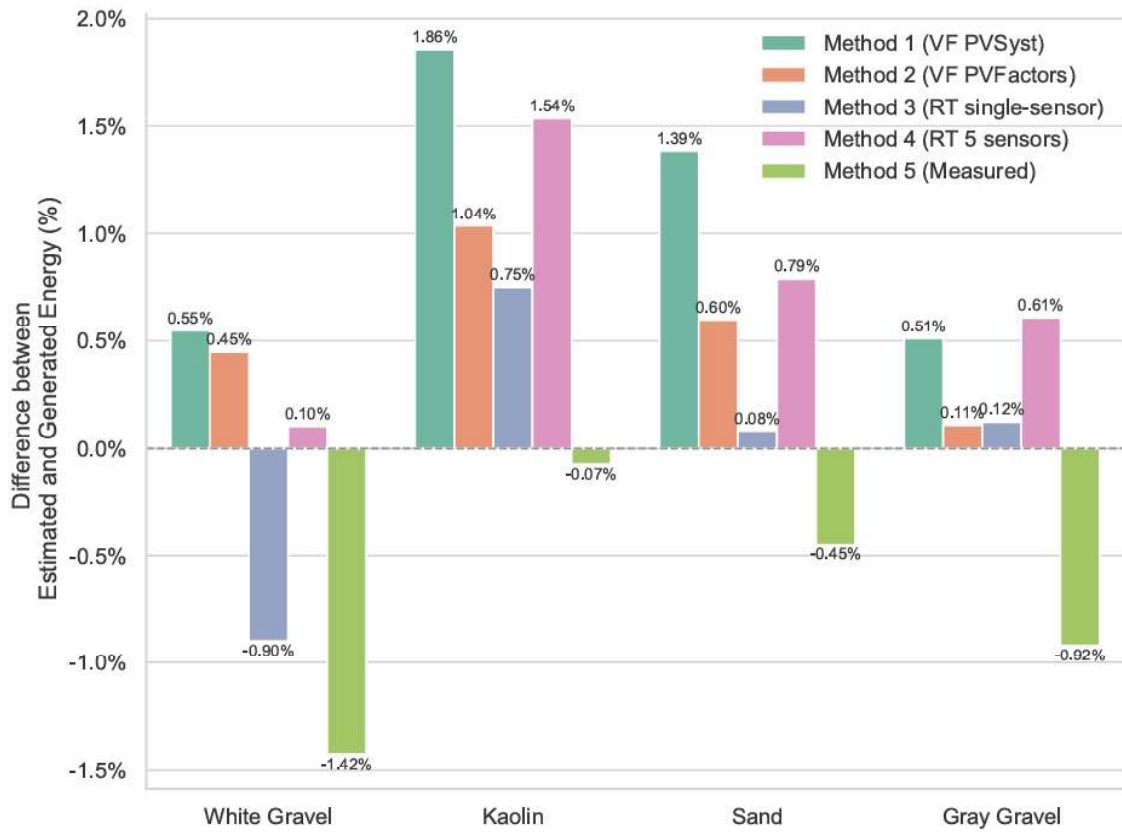


Fig. 11. Total differences between simulated and measured energy generation for the different ground types.

To further explore the behavior of each method under varying irradiation conditions, Fig. 12 presents the daily deviation between estimated and measured energy as a function of the daily front irradiation, for each ground type. A common trend observed across most scenarios is a larger dispersion of errors at lower irradiation levels, with deviations gradually stabilizing as irradiation increases. In many cases, the deviation peaks around 4000–5000 Wh/m² before slightly decreasing or flattening out.

These patterns may partially reflect limitations in rear irradiance modeling; however, it is important to emphasize that simulation uncertainties are inherently higher under low-irradiance conditions. In such cases, both irradiance and PV module electrical models tend to be less calibrated and more sensitive to environmental factors such as diffuse radiation and angular response. As a result, the increased dispersion observed on low-irradiance days should not be attributed solely to inaccuracies in rear-side irradiance modeling. Moreover, the error profile for energy yield simulations shown in Fig. 12 differs significantly from the bias trends observed in Fig. 10, where rear irradiance tends to be overestimated under diffuse conditions. This distinction suggests that errors in energy output are influenced not only by rear irradiance estimations but also by additional factors such as internal models used to estimate the power output and losses behavior, reinforcing the multifactorial nature of PV simulation discrepancies.

Overall, most deviations remain within $\pm 10\%$, supporting the conclusion that all methods operate within the expected range of modeling uncertainty for PV yield simulations. These results emphasize the importance of understanding not only the methodology used to estimate rear irradiance, but also the broader simulation context, especially under variable irradiance regimes.

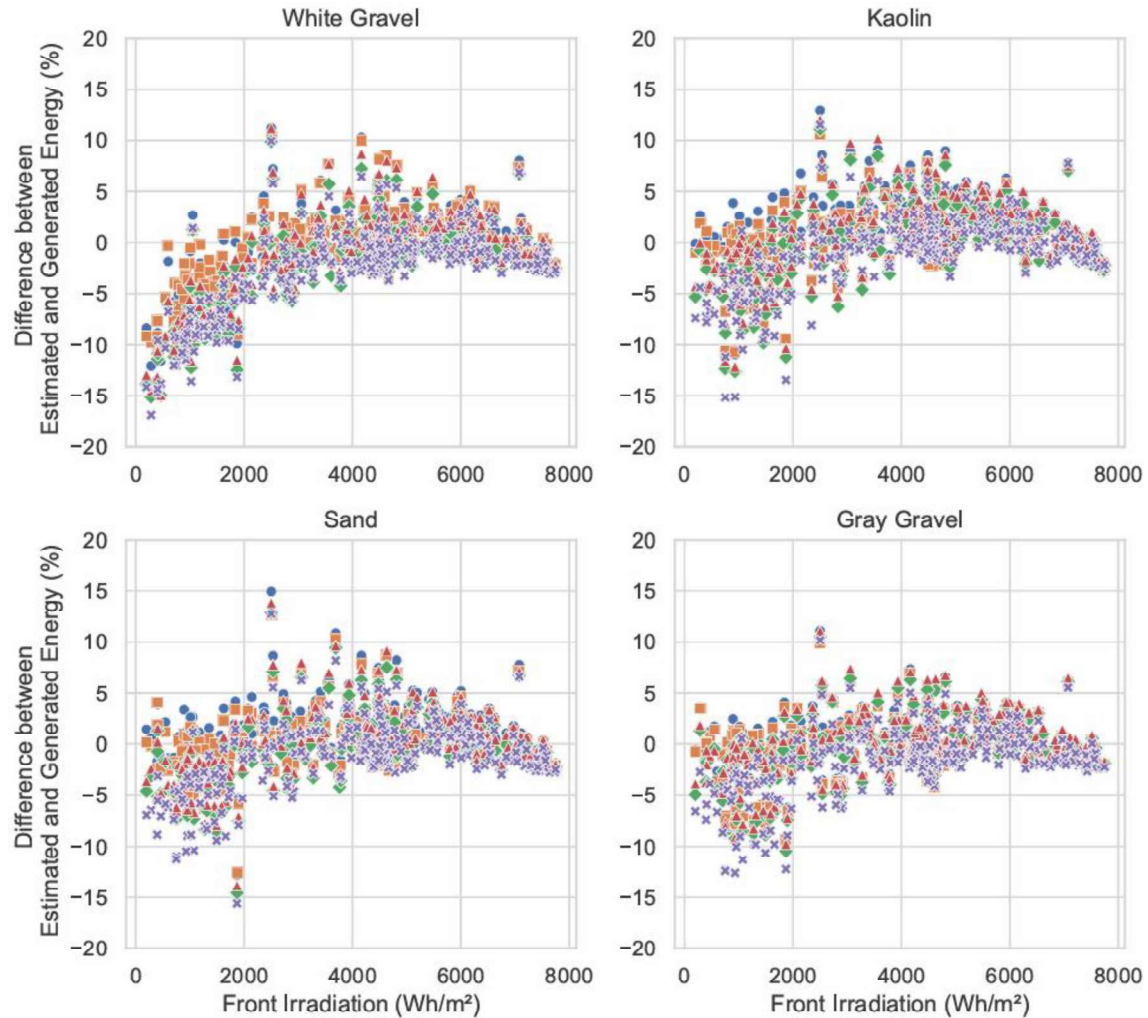


Fig. 12. Total differences between simulated and measured energy generation for the different ground types.

5. Conclusions

This study presented a comprehensive evaluation of rear-side irradiance estimation methods for bifacial PV systems with single-axis trackers under varying albedo conditions. By combining experimental measurements and simulation approaches, the accuracy of each method in estimating rear irradiance and its subsequent impact on energy yield predictions was assessed. The models used in the comparison were Ray Tracing (RT), PVsyst's built-in View Factor (VF) model and PVFactors VF model.

Results demonstrated that all simulation methods tend to overestimate rear irradiance when compared to measured values at the torque tube height, with discrepancies varying depending on ground albedo and sensor positioning. The RT approach with five distributed sensors showed the highest irradiance values, reflecting its ability to capture the influence of neighboring high-albedo surfaces. Conversely, the PVsyst® VF model consistently underestimated rear irradiance, especially in low-albedo scenarios.

The evaluation of rear irradiance non-uniformity revealed that both PVFactors and RT significantly underestimated the spatial variability along the module, particularly at the module center. While the measured difference between edge and center irradiance averaged 27%, PVFactors and RT simulations estimated differences of only 9% and 6%, respectively. This underestimation may lead to an incorrect representation of mismatch losses in rear-side modeling, especially for bifacial modules where non-uniformity plays a critical role.

Despite notable differences in rear irradiance values, the resulting impact on simulated energy generation was relatively modest, with all methods presenting deviations within $\pm 2\%$ from measured energy output. These deviations lie within the typical uncertainty range associated with PV yield simulations, underscoring that all evaluated methods are suitable for general yield assessments. Nevertheless, their distinct tendencies, such as the conservative bias of measured rear irradiance or the systematic overestimation by some VF-based methods, should be considered in performance benchmarking and system optimization tasks.

It is important to highlight that simulation errors in energy estimation tend to be more dispersed under low-irradiance conditions, reflecting not only limitations in irradiance modeling but also greater sensitivity of PV electrical models to diffuse light and environmental variability. This reinforces the need for cautious interpretation of simulation results under such conditions.

6. Limitations and future work

While the results presented in this study offer valuable insights into the performance of rear irradiance estimation methods, certain limitations should be considered. Rear irradiance measurements were taken at a fixed height and centered along the module, which may not fully capture the spatial variability across the entire rear surface. Although the RT and PVFactors simulations incorporated multiple sensor positions, some underestimation of non-uniformity was still observed. Moreover, the experimental setup was located in a pilot plant environment with surrounding structures and vegetation that introduce small but complex irradiance

conditions. These site-specific characteristics, while representative of many real-world installations, may also introduce bias into the results and limit generalizability. Finally, modeling simplifications, such as static correction factors and uniform albedo assumptions in some methods, may not fully reflect the dynamic and heterogeneous nature of actual operating conditions. Even so, the methodologies applied here remain consistent with current simulation practices and provide a robust basis for further refinement.

Future studies should explore three-dimensional irradiance profiling along both longitudinal and vertical axes of bifacial modules, integrating more granular sensor deployments. Additionally, coupling ray tracing models with detailed electrical simulations at the cell level could enhance the estimation of effective rear-side contributions and related mismatch losses. Expanding the analysis to a broader range of climatic conditions and larger utility-scale PV plants with varied layouts would also improve the applicability of the findings. Furthermore, incorporating the spectral and angular response differences between irradiance sensors and PV modules could refine the accuracy of both measurements and simulations, particularly under variable atmospheric conditions. Lastly, the use of dynamic correction factors that respond to changing environmental and operational scenarios may offer a more precise and adaptive modeling framework for bifacial PV system performance.

7. Acknowledgements

The authors would like to thank CTG Brasil for the financial support to this study through the PD-10381-0620/2020 R&D project, carried out in partnership with SENAI-RN ISI-ER and UNESP-Ilha Solteira, within the scope of the R&D program of the Brazilian National Electric Energy Agency (ANEEL). The authors also thank the colleagues from the Fotovoltaica/UFSC laboratory who did not participate directly in this research project but assisted in the installation and maintenance of the systems and sensors used in the study, and for the fruitful discussions on the topics addressed in this article. In particular, we would like to thank our colleagues Gustavo Xavier de Andrade Pinto, Thamires Alves da Silva and Lessandro Formagini, who assisted in the collection and processing of the data used. MB is also grateful for the support received from CAPES(Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) through her doctoral scholarship.

The research was performed using computational resources sponsored by the Department of Energy's Office of Energy Efficiency and Renewable Energy and located at the National Renewable Energy Laboratory.

This work was authored in part by the National Renewable Energy Laboratory (NREL), operated by Alliance for Sustainable Energy, LLC, for the U.S. Department of Energy (DOE) under Contract No. DE-AC36-08GO28308. Partial funding provided by the U.S. Department of Energy's Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE) under Solar Energy Technologies Office (SETO) agreement 34347. The views expressed in the article do not necessarily represent the views of the DOE or the U.S. Government. The U.S. Government retains and the publisher, by accepting the article for publication, acknowledges that the U.S. Government retains a nonexclusive, paid-up, irrevocable, worldwide license to publish or reproduce the published form of this work, or allow others to do so, for U.S. Government purposes. The funders had no role in study design, data collection and analysis, decision to publish, or preparation of the manuscript.

Declaration of generative AI and AI-assisted technologies in the writing process

During the preparation of this work the author(s) used ChatGPT in order to improve text readability. After using this tool/service, the author(s) reviewed and edited the content as needed and take(s) full responsibility for the content of the publication.

References

- [1] International Energy Agency IEAR. Global Energy Review 2025. 2025.
- [2] kWh Analytics. Solar Generation Index 2022. 2022.
- [3] Wang X, Wu J. The road to industrializing PERC solar cells. *Photovoltaics International* 2015;29.
- [4] Huang YY, Ok YW, Madani K, Choi W, Upadhyaya AD, Upadhyaya VD, et al. Fully screen-printed bifacial large area 22.6% N-type Si solar cell with lightly doped ion-implanted boron emitter and tunnel oxide passivated rear contact. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2020;214:110585. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2020.110585>.
- [5] Chowdhury S, Qudammah Khokhar M, Lee S, Kim Y, Park J, Pham DP, et al. P-Type Heterojunction Bifacial Solar Cell With Rear Side Carrier Selective Contact. *Inorg Chem Commun* 2021;129:108658. <https://doi.org/10.1016/j.inoche.2021.108658>.
- [6] Scuto A, Corso R, Leonardi M, Milazzo RG, Privitera SMS, Colletti C, et al. Data on the design optimization, indoor characterization and outdoor testing of GaAs/Bifacial Si heterojunction four-terminal photovoltaic systems. *Data Brief* 2022;45:108609. <https://doi.org/10.1016/j.dib.2022.108609>.
- [7] Raina G, Sinha S. A holistic review approach of design considerations, modelling, challenges and future applications for bifacial photovoltaics. *Energy Convers Manag* 2022;271:116290. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116290>.
- [8] Lorenzo E. On the historical origins of bifacial PV modelling. *Solar Energy* 2021;218:587–95. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.03.006>.
- [9] Rodriguez-Gallegos CD, Gandhi O, Panda SK, Reindl T. On the PV Tracker Performance: Tracking the Sun Versus Tracking the Best Orientation. *IEEE J Photovolt* 2020;10:1474–80. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2020.3006994>.

- [10] Keiner D, Walter L, ElSayed M, Breyer C. Impact of backtracking strategies on techno-economics of horizontal single-axis tracking solar photovoltaic power plants. *Solar Energy* 2024;267. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2023.112228>.
- [11] Basak A, Chakraborty S, Behura AK. Tilt angle optimization for bifacial PV module: Balancing direct and reflected irradiance on white painted ground surfaces. *Appl Energy* 2025;377. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124525>.
- [12] Appelbaum J. The role of view factors in solar photovoltaic fields. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2018;81:161–71. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.07.026>.
- [13] Maor T, Appelbaum J. View factors of photovoltaic collector systems. *Solar Energy* 2012;86:1701–8. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.03.017>.
- [14] PVSyst. Bifacial Systems 2022. https://www.pvsyst.com/help/bifacial_systems.htm (accessed December 9, 2022).
- [15] Alam M, Gul MS, Muneer T. Ground view factor computation model for bifacial photovoltaic collector field: uniform and non-uniform surfaces. *Energy Reports* 2021;7:9133–49. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.11.206>.
- [16] Kang J, Jang J, Reise C, Lee K. Practical Comparison between view factor method and ray-tracing method for bifacial PV system yield prediction. 36th PV Solar Energy Conference Exhibition 2019:9–13.
- [17] Merodio P, Martínez-Moreno F, Lorenzo E. Experimental determination of the structure shading factor and mismatch losses for bifacial photovoltaic modules on variable-geometry, single-axis trackers. *Solar Energy* 2025;291. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2025.113400>.
- [18] Polo J, Alonso-Abella M, Marcos A, Sanz-Saiz C, Martín-Chivelet N. On the use of reference modules in characterizing the performance of bifacial modules for rooftop canopy applications. *Renew Energy* 2024;220. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.119672>.
- [19] Berrian D, Libal J, Klenk M, Nussbaumer H, Kopecek R. Performance of Bifacial PV Arrays with Fixed Tilt and Horizontal Single-Axis Tracking: Comparison of Simulated and Measured Data. *IEEE J Photovolt* 2019;9:1583–9. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2019.2924394>.
- [20] Pelaez SA, Deline C, Macalpine SM, Marion B, Stein JS, Kostuk RK. Comparison of Bifacial Solar Irradiance Model Predictions with Field Validation. *IEEE J Photovolt* 2019;9:82–8. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2018.2877000>.
- [21] Ayala Pelaez S, Deline C, MacAlpine S, Olalla C. Bifacial PV system mismatch loss estimation. 6th BifiPV Workshop, Amsterdam, NL 2019:1.
- [22] Sun L, Bai J, Pachauri RK, Wang S. A horizontal single-axis tracking bracket with an adjustable tilt angle and its adaptive real-time tracking system for bifacial PV modules. *Renew Energy* 2024;221. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.119762>.
- [23] Radwan A, Mdallal A, Haridy S, Abdelkareem MA, Alami AH, Olabi AG. Optimizing the annual energy yield of a residential bifacial photovoltaic system using response surface methodology. *Renew Energy* 2024;222. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.119914>.
- [24] Cuevas A, Luque A, Eguren J, del Alamo J. 50 Per cent more output power from an albedo-collecting flat panel using bifacial solar cells. *Solar Energy* 1982;29:419–20. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(82\)90078-0](https://doi.org/10.1016/0038-092X(82)90078-0).

- [25] Luque A, Lorenzo E, Sala G, López-Romero S. Diffusing reflectors for bifacial photovoltaic panels. *Solar Cells* 1985;13:277–92. [https://doi.org/10.1016/0379-6787\(85\)90021-3](https://doi.org/10.1016/0379-6787(85)90021-3).
- [26] Pham DP, Lee S, Kim Y, Yi J. Band-offset reduction for effective hole carrier collection in bifacial silicon heterojunction solar cells. *Journal of Physics and Chemistry of Solids* 2021;154:110059. <https://doi.org/10.1016/j.jpcs.2021.110059>.
- [27] Yu B, Song D, Sun Z, Liu K, Zhang Y, Rong D, et al. A study on electrical performance of N-type bifacial PV modules. *Solar Energy* 2016;137:129–33. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.08.011>.
- [28] Recamán Payo M, Li Y, Russell R, Singh S, Kuzma Filipek I, Duerinckx F, et al. Efficiency gain in plated bifacial n-type PERT cells by means of a selective emitter approach using selective epitaxy. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2020;204:110173. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2019.110173>.
- [29] Ganesan K, Winston DP, Sugumar S, Prasath TH. Performance investigation of n-type PERT bifacial solar photovoltaic module installed at different elevations. *Renew Energy* 2024;227. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.120526>.
- [30] Qureshi OA, Shahzad AA, Baloch AAB, Rodriguez-Ubinas E, Barbosa JD, Alberts V, et al. Thermal or photovoltaic rear sides? A parametric comparison between photovoltaic thermal and bifacial technology. *Energy Convers Manag* 2023;289. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117134>.
- [31] Veríssimo PHA, Campos RA, Guarnieri MV, Veríssimo JPA, do Nascimento LR, Rüther R. Area and LCOE considerations in utility-scale, single-axis tracking PV power plant topology optimization. *Solar Energy* 2020;211:433–45. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.09.070>.
- [32] Kreinin L, Bordin N, Karsenty A, Drori A, Grobgeld D, Eisenberg N. PV module power gain due to bifacial design. Preliminary experimental and simulation data. 2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2010, p. 2171–5. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2010.5615874>.
- [33] Katsaounis T, Kotsovos K, Gereige I, Basaheeh A, Abdullah M, Khayat A, et al. Performance assessment of bifacial c-Si PV modules through device simulations and outdoor measurements. *Renew Energy* 2019;143:1285–98. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.05.057>.
- [34] Ernst M, Asselineau CA, Tillmann P, Jäger K, Becker C. Modelling bifacial irradiance – Step-by-step comparison and validation of view factor and ray tracing models. *Appl Energy* 2024;369. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.123574>.
- [35] Sun X, Khan MR, Deline C, Alam MA. Optimization and performance of bifacial solar modules: A global perspective. *Appl Energy* 2018;212:1601–10. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.041>.
- [36] Ernst M, Liu X, Asselineau CA, Chen D, Huang C, Lennon A. Accurate modelling of the bifacial gain potential of rooftop solar photovoltaic systems. *Energy Convers Manag* 2024;300. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117947>.
- [37] Rodriguez-Gallegos CD, Liu H, Gandhi O, Singh JP, Krishnamurthy V, Kumar A, et al. Global Techno-Economic Performance of Bifacial and Tracking Photovoltaic Systems. *Joule* 2020;4:1514–41. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.05.005>.
- [38] Zhang Q, Peng J, Luo Y, Wang M, Wang S, Tan Y, et al. Development of a novel power generation model for bifacial photovoltaic modules based on

- dynamic bifaciality. *Energy Convers Manag* 2025;324.
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.119305>.
- [39] Perez R, Ineichen P, Seals R, Michalsky J, Stewart R. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. *Solar Energy* 1990;44:271–89. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(90\)90055-H](https://doi.org/10.1016/0038-092X(90)90055-H).
- [40] Zhao C, Xiao J, Yu Y, Jaubert J-N. Accurate shading factor and mismatch loss analysis of bifacial HSAT systems through ray-tracing modeling. *Solar Energy Advances* 2021;1:100004. <https://doi.org/10.1016/j.seja.2021.100004>.
- [41] Stein JS, Friesen G. IEA PVPS Task 13 Performance, Operation and Reliability of Photovoltaic Systems-Bifacial Photovoltaic Modules and Systems: Experience and Results from International Research and. n.d.
- [42] Burger B, Rüther R. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. *Solar Energy* 2006;80:32–45. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.08.012>.
- [43] Martins Deschamps E, Rüther R. Optimization of inverter loading ratio for grid connected photovoltaic systems. *Solar Energy* 2019;179:106–18. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.12.051>.
- [44] do Nascimento LR, de Souza Viana T, Campos RA, Rüther R. Extreme solar overirradiance events: Occurrence and impacts on utility-scale photovoltaic power plants in Brazil. *Solar Energy* 2019. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.05.008>.
- [45] Thevenard D, Pelland S. Estimating the uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions. *Solar Energy* 2013;91:432–45. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.05.006>.