

TRANSIÇÃO ENERGÉTICA EM REDES ISOLADAS: PAPEL DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NA DESCARBONIZAÇÃO DE FERNANDO DE NORONHA

Daniel Odilio dos Santos – daniel.odilio@gmail.com

Helena Flávia Napolini

Universidade Federal da Santa Catarina, Departamento de Engenharia Elétrica

Lucas Rafael do Nascimento

Aline Kirsten Vidal de Oliveira

Ricardo Ruther

Universidade Federal da Santa Catarina, Departamento de Engenharia Civil

6.7. Caracterização, análise, equipamentos e sistemas de microrredes

Resumo. *A avaliação da transição energética é uma das questões mais proeminentes da contemporaneidade, a avaliação da transição no arquipélago de Fernando de Noronha, enfatizando a importância de substituir fontes de energia não renováveis por soluções sustentáveis, como a geração fotovoltaica (FV) e o armazenamento de energia é avaliado nesse trabalho. Atualmente, a ilha depende predominantemente de geradores a diesel, que contribuem para elevadas emissões de CO₂. A metodologia utilizada inclui uma análise detalhada do potencial de geração FV e das capacidades de armazenamento de energia necessárias para uma transição efetiva. O estudo examina as características geográficas e ecológicas de Fernando de Noronha, destacando um limite de aproximadamente 25MWp de potência máxima FV instalada na ilha. Os resultados indicam que a adoção de sistemas FV e de armazenamento de energia podem reduzir substancialmente a dependência de combustíveis fósseis. No entanto, a análise revela que alcançar a autossuficiência energética completa é desafiador. O estudo sugere a necessidade de estratégias complementares, como a geração distribuída e o uso de hidrogênio como vetor energético, para garantir uma oferta de energia constante e confiável. Além dos benefícios ambientais, a transição energética apresenta vantagens econômicas e sociais significativas, incluindo a redução de custos operacionais e a promoção do turismo sustentável. O caso de Fernando de Noronha serve como um exemplo valioso para outras regiões isoladas, demonstrando que a transição para uma matriz energética limpa e renovável é viável e benéfica, tanto para o meio ambiente quanto para a economia local.*

Palavras-chave: Sistema Isolado, Geração Fotovoltaica, Sistema de Armazenamento em Baterias

1. INTRODUÇÃO

A transição para um futuro energético sustentável emerge como uma questão primordial na era contemporânea, dada a sua urgência e relevância global. Nesse contexto, a avaliação de sistemas isolados ganha notável interesse no meio acadêmico, representando um campo importante para o fomento e a implementação dessa transição (Li; Liu; Li, 2022; Nehrir *et al.*, 2011; Shivarama Krishna; Sathish Kumar, 2015; Siddaiah; Saini, 2016). O Brasil detém um dos maiores sistemas elétricos interconectados do mundo, gerido por uma única entidade, o Sistema Interligado Nacional (SIN). Contudo, zonas geograficamente isoladas enfrentam obstáculos técnicos e financeiros para a integração ao SIN. Nessas localidades, denominadas Sistemas Isolados (SISOL), o suprimento elétrico é preponderantemente dependente de fontes energéticas não renováveis, baseadas em derivados do petróleo (Da Ponte; Calili; Souza, 2021; Gómez; Silveira, 2012; Higuera, 2017; Mazzone, 2019; Pinho *et al.*, 2008; Soares, 2008).

Entre as estratégias mitigadoras para a redução de emissão de gases de efeito estufa (GEE), destaca-se a incorporação de fontes renováveis de energia ao SISOL. Em 2022, a matriz energética do SISOL era constituída por 80,5% (Diesel) e 14,4% (Gás Natural). No entanto, o Brasil detém de uma abundância de recursos naturais renováveis, sinalizando a viabilidade de emancipação da dependência de derivados de petróleo (Myser, 2016; Pivetta, 2020).

A última década testemunhou uma queda acentuada nos custos associados aos sistemas fotovoltaicos (FV) e aos sistemas de armazenamento de energia (SAE), principalmente os que envolvem o uso de baterias. Tal declínio de custos é atribuído a economias de escala, avanços tecnológicos e incentivos governamentais, tornando propícia a implantação de usinas híbridas para o suprimento elétrico em sistemas isolados (Asensio; Contreras, 2014; Bhattacharyya; Palit, 2016; Goldie-Scott, 2019; Kavlak; Mcnerney; Trancik, 2016; Ons, 2022; Ribeiro *et al.*, 2012).

Em 2022, os consumidores brasileiros de energia elétrica destinaram mais de R\$ 34 bilhões para subsídios no setor elétrico. Entre esses subsídios, a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) recebeu mais de R\$ 13 bilhões, alocados predominantemente para o financiamento de combustíveis fósseis em sistemas isolados. Assim, projetos de

descarbonização poderiam exercer impacto significativo nos custos de energia elétrica para toda a população brasileira (ANEEL, 2022)

Outra dimensão crucial refere-se à intermitência intrínseca das fontes de energia renováveis. Para assegurar um fornecimento elétrico seguro e de alta qualidade em sistemas isolados, é necessário o uso de SAE para garantir a confiabilidade elétrica do sistema (Campos *et al.*, 2019; Ou; Hong, 2014; Sulaeman *et al.*, 2021).

Os sistemas isolados apresentam desafios singulares em termos de segurança e confiabilidade, servindo, portanto, como um excelente estudo de caso para a análise de soluções energéticas renováveis. Além disso, face à urgência imposta pelas mudanças climáticas, torna-se incontestável identificar métodos para mitigar as emissões de GEE. A análise da viabilidade de sistemas energéticos, implementam geração de energia renovável, mediante a inserção de sistemas FV e SAE em sistemas isolados, representa um avanço significativo nesta direção (Akyuz; Oktay; Dincer, 2012; Olabode *et al.*, 2021; Ostovar *et al.*, 2021; Poudel *et al.*, 2022; Zhang *et al.*, 2019).

O presente estudo se propõe a realizar uma análise dos impactos, tanto técnicos quanto ambientais, associados à substituição da usina termoeétrica (UTE) existente por um sistema integrado de geração de energia renovável, composto por geração FV e um SAE, no contexto da minirrede isolada do arquipélago de Fernando de Noronha-PE.

2. METODOLOGIA

O arquipélago de Fernando de Noronha ($3^{\circ}51'17.0''S$ $32^{\circ}25'15.5''E$), situado no Oceano Atlântico (Conforme apresentado na Fig. 1), constitui um ambiente propício para conservação marinha e sustentabilidade do ecoturismo, destacando-se pela sua biodiversidade ímpar e morfologia geológica resultante de atividades vulcânicas.



Figura 1 – Localização do arquipélago de Fernando de Noronha.

A ilha principal do arquipélago de Fernando de Noronha abrange uma extensão territorial de aproximadamente 1.670 hectares, dos quais uma significativa proporção está integrada ao Parque Nacional, restringindo a implantação de quaisquer instalações. Adicionalmente, cerca de 625 hectares da ilha estão localizados na Área de Proteção Ambiental (APA), a qual oferece a possibilidade de instalações e edificações. As zonas já edificadas compreendem aproximadamente 100 hectares de construção total. A disposição das áreas é apresentada na Fig. 2.



Figura 2 - Representação cartográfica das características geográficas da ilha de Fernando de Noronha.

O arquipélago caracteriza-se por seu relevo acidentado e picos vulcânicos, como o Morro do Pico, com 321 metros de altura. Urbanisticamente, Fernando de Noronha possui uma infraestrutura modesta, com construções baixas e reguladas.

Todavia, o sistema elétrico da ilha apresenta alto índice de emissão de GEE, por ser atendido majoritariamente por geração de energia proveniente de óleo diesel. Além disso, enfrenta desafios substanciais relacionados ao rápido crescimento da demanda energética. O perfil de demanda da comunidade é apresentado na Fig. 3, disponibilizada pela EPE. A infraestrutura energética atual está integralmente baseada na Usina Termoeletrica (UTE) Tubarão, que conta com 7 geradores a diesel com uma potência total instalada de 7.271 kW. Os primeiros passos para a descarbonização da rede isolada foram a instalação de duas usinas fotovoltaicas com capacidade total de 1.099 kW e de um sistema de armazenamento via baterias de íons de lítio, com uma capacidade de 1.020 kWh. Tais instalações foram resultados de projetos de pesquisa na localidade. A demanda da comunidade tem crescimento médio de 5% ao ano.

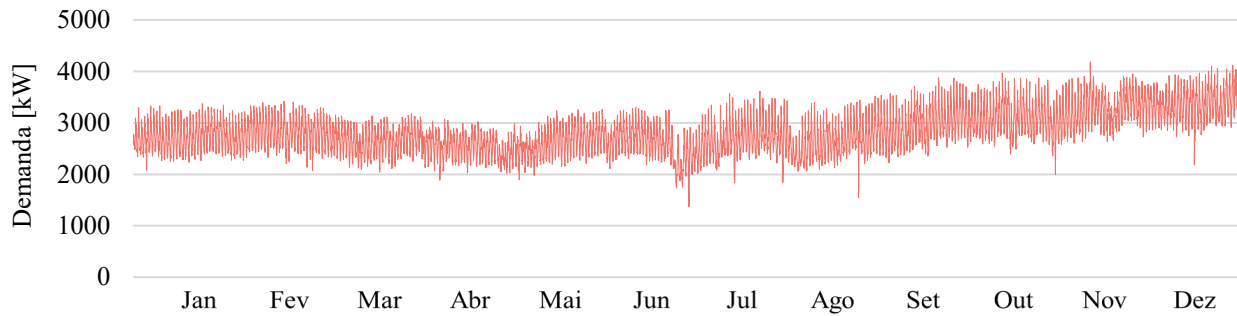


Figura 3 - Perfil da demanda ativa do sistema isolado de Fernando de Noronha.

Este estudo propõe a avaliação da expansão da geração proveniente de energia renovável na ilha de Fernando de Noronha. Devido às características geográficas e ecológicas da localidade e a modularidade de instalação envolvida, destaca-se o uso de energia solar FV como principal fonte energética. Todavia, é necessário que a introdução da geração FV não implique em supressão da vegetação. Para isso, deve-se considerar zonas da APA que possibilitem intervenções sem supressão vegetal e a utilização dos telhados das residências para geração distribuída.

Para possibilitar a correta operação do sistema e garantir o fornecimento da totalidade de energia elétrica requerida, será avaliado também a eficácia e a operacionalidade da implementação de sistemas de SAE. A integração de SAE possibilita a retenção do excedente de energia FV produzida durante o dia, permitindo sua utilização noturna e, consequentemente, otimizando a eficiência do processo de geração de energia elétrica.

Para quantificar a penetração da energia FV, emprega-se uma metodologia que incorpora a simulação de um sistema híbrido, abrangendo a energia fotovoltaica, o SAE e UTE, esta última atuando como referencial de geração. A abordagem adota dados anuais de demanda energética da localidade, analisados em uma escala temporal horária. Através deste método, procede-se ao despacho horário, simultaneamente simulando diversas inserções de geração fotovoltaica, as quais são derivadas de simulações efetuadas com o software PVSyst®. A característica intrinsecamente não despachável da fonte FV é concebida como uma carga negativa (E_{FV}), efetuando-se sua subtração da demanda total (D) para determinar a demanda líquida ($D_{líquida}$), conforme elucidado na Eq. (1). Posteriormente, procede-se à contabilização das energias necessárias, seguindo a operação ilustrada na Fig. 4.

$$D_{líquida} = D - E_{FV} \tag{1}$$

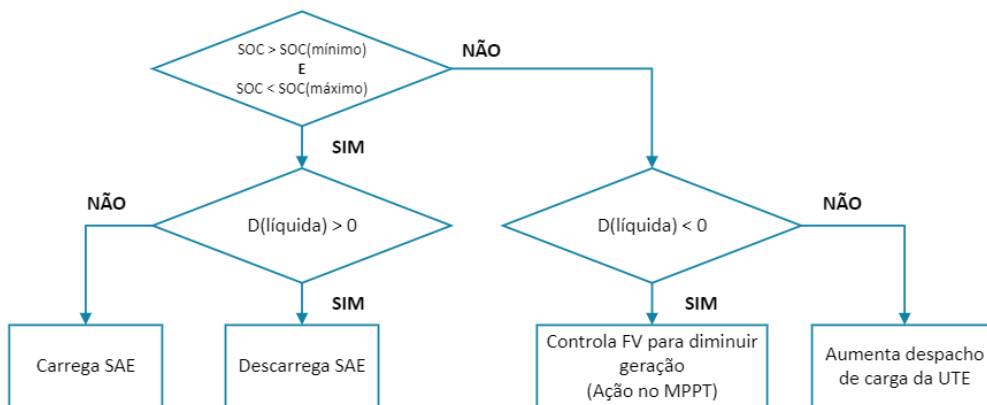


Figura 4 – Fluxograma de operação do sistema híbrido.

Algumas tipologias de SAE, aliados a geradores FV, detêm o potencial de atenuar as variações na potência gerada devido às oscilações na demanda e produção FV (Behabtu *et al.*, 2020). Isso se deve à sua conexão com inversores e retificadores que operam em escala de milissegundos, facilitando a estabilização do sistema e minimizando a sobrecarga em geradores a proveniente de máquinas girantes.

Nesta perspectiva, a capacidade de geração com armazenamento necessita ser dimensionada estrategicamente para cumprir integralmente a demanda do local em estudo, assegurando a estabilidade e a segurança na distribuição energética. Ademais, considerando a sazonalidade inerente à rede, é fundamental avaliar a complementariedade de SAEs capazes de reter energia a longo prazo com baixa autodescarga.

Existem diferentes tipos de SAE, a Tab. 1 apresenta as principais alternativas de SAE destacando suas principais características de operação.

Tabela 1 – Principais características dos SAE

	Tamanho do sistema (MW)		Eficiência mínima (%)	Tempo de resposta	Indicado para intermitência do renovável	Armazenamento de longo prazo
	Mín	Máx				
Super Capacitor	0,01	1	80	ms	✓	
Usina hidroelétrica reversível	100	1000	70	s		✓
Armazenamento em ar comprimido	10	1000	40	s		✓
<i>Flywheel</i>	0,01	1	70	ms	✓	
bateria de chumbo-ácido	0,01	100	80	s	✓	
Bateria de Sódio Potássio	10	100	70	ms	✓	
Baterias de Íons de Lítio	0,1	100	85	ms	✓	
Bateria de Fluxo	1	100	60	ms	✓	✓
Hidrogênio Verde	0,01	1000	25	s		✓
Gás natural sintético	50	1000	25	s		✓
Derretimento de sal	1	150	80	min		✓

Fonte:(STERNER M; STADLER I, 2019)

No âmbito dos SAE, é possível caracterizá-los em dois grupos distintos. O primeiro grupo é composto por sistemas que apresentam uma resposta ágil às flutuações de carga e geração, com tempos de resposta na magnitude de milissegundos. Entre os mais notórios desta categoria encontram-se os supercapacitores, *flywheels* e sistemas de armazenamento baseados em baterias (SAEB). O segundo grupo engloba sistemas para armazenamento de longa duração, cuja característica proeminente é a minimização da perda de carga residual. Nesta classe, destacam-se as hidroelétricas reversíveis, tecnologias baseadas no derretimento de sal e soluções de armazenamento de hidrogênio.

No escopo desta pesquisa, o SAEB se apresenta como melhor alternativa para o SAE para resposta rápida, com destaque para aqueles que utilizam baterias à base de íons de lítio e para SAEs de armazenamento de longo prazo, soluções de armazenamento via hidrogênio. As baterias de íons de lítio, comparativamente a outras tecnologias, apresentam uma durabilidade superior e permitem múltiplas recargas. Em particular, as composições NMC (níquel, manganês e cobalto) e LFP (fosfato de ferro-lítio) são amplamente utilizadas atualmente. A tecnologia NMC é valorizada por sua densidade energética significativa e potência elevada, adequando-se primordialmente a aplicações que exigem notável capacidade de carga e descarga, como os veículos elétricos. Em contrapartida, as baterias LFP apresentam maior longevidade e robustez diante de flutuações térmicas, sendo ideais para aplicações estacionárias (Bandini *et al.*, 2021; Bogno *et al.*, 2017; Tribioli *et al.*, 2016).

Dentre os SAE para armazenamento de longo prazo, podemos descartar a utilização de usinas reversíveis, pois não há espaço no arquipélago. Também podemos descartar o derretimento de sal, já que também necessita de uma grande área e traz um grande impacto ambiental. Ao considerar opções de armazenamento de energia em sistemas isolados, as baterias de fluxo apresentam desvantagens, principalmente devido à sua complexidade operacional e aos desafios de manutenção, fatores que as tornam menos adequadas para aplicações onde a confiabilidade e eficiência são essenciais. Portanto, o hidrogênio é um sistema de armazenamento mais adequado para localidade. Esse elemento, quando originado de fontes renováveis, surge como uma solução promissora para armazenamentos de longa duração, graças à sua capacidade de ser revertido em energia renovável por meio de células a combustível. Tal propriedade confere ao hidrogênio um papel de destaque no cenário de armazenamento energético em grande escala e durante extensos períodos. Apesar de ter historicamente sido objeto de debates, sua relevância tem sido reforçada nos últimos anos, impulsionada

pelo decréscimo no custo de produção a partir de fontes renováveis e pela crescente necessidade de abordagens sustentáveis diante da crise climática (Gielen *et al.*, 2019). O processo de produção e de armazenamento de energia elétrica por hidrogênio é ilustrado na Fig. 5.

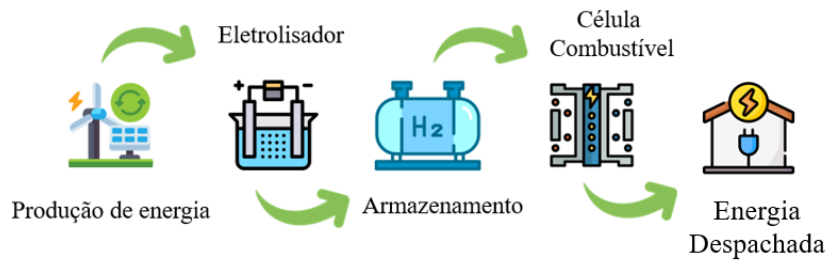


Figura 5 – Processo de armazenamento de energia por meio de hidrogênio.

Para que o SAE provenha a energia da comunidade é necessário, além de conceber a capacidade energética, um correto dimensionamento do sistema de conversão de energia (retificador e inversor). A Fig. 6 apresenta para um dia (dados provenientes da curva de carga), 3 possíveis sobredimensionamentos do sistema FV, identificando o dimensionamento mínimo do retificador e do inversor para o sistema de conversão de energia.

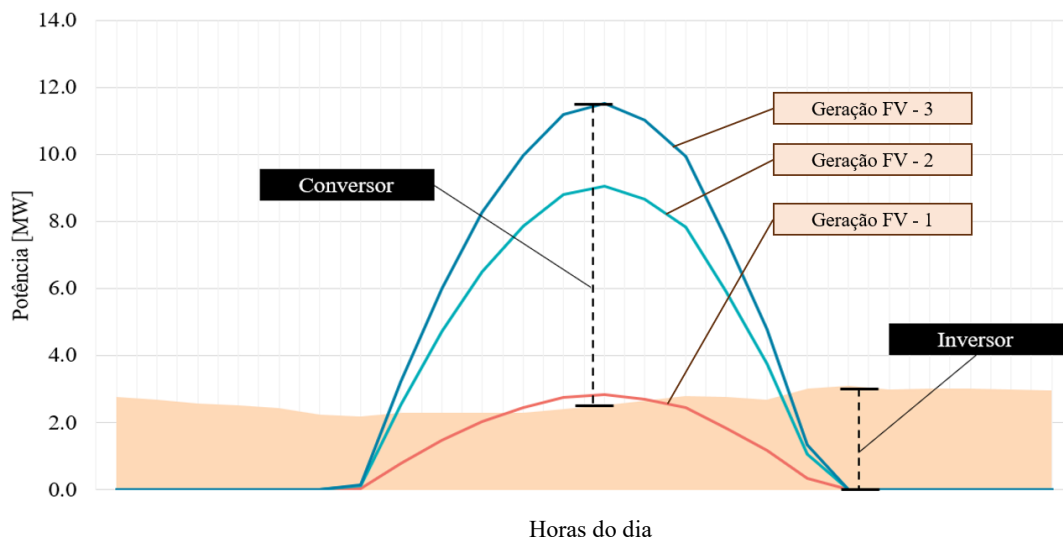


Figura 6 – Avaliação do dimensionamento do conversor e do inversor para aplicações em redes isoladas.

Percebe-se que, à medida que o sistema fotovoltaico (FV) é progressivamente sobredimensionado (geração FV 2 e 3), com o propósito de que o superávit energético diurno cumpra as necessidades energéticas noturnas da localidade, há uma discrepância significativa entre a potência demandada pelo retificador (equipamento realiza a conversão CA-CC) e aquela requerida pelo inversor (equipamento realiza a conversão CC-CA). Comumente, estes dois elementos estão consolidados em um único inversor bidirecional no sistema, o que implica que o dimensionamento deve ser orientado pelo valor mais elevado dentre eles.

No panorama das alterações climáticas, a atenção voltada às emissões de gases de efeito estufa (GEE) na produção energética tem se intensificado. A metodologia adotada para calcular as emissões evitadas é a AM0103 — *Renewable energy power generation in isolated grids* (UNFCCC, 2018, 2019). Esta metodologia estabelece diretrizes para projetos sob o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) relacionados a energias renováveis e concebe uma visualização das emissões evitadas.

3. RESULTADOS

A Fig. 7 apresenta a quantidade máxima anual de energia aproveitada pela localidade devido à inserção de FV, além disso, a figura mostra a energia necessitada pela carga e a energia mínima que o SAEB - com 80% de eficiência global (STERNER M; STADLER I, 2019) - necessitaria para garantir o total atendimento da carga.

Observa-se, no ponto A, o limite máximo de aproveitamento de energia elétrica proveniente de geração FV concomitante com a geração, sendo limitado a aproximadamente 8 GWh/ano, que são aproximadamente 30% da energia

total requerida pela carga. Com o uso de um SAE, é possível utilizar a energia solar não apenas através do autoconsumo, mas também em períodos em que não há geração. Aproximadamente 25 GWh de energia são necessários neste caso, conforme apresentado no ponto B. Considerando a eficiência típica de um SAE, 80%, o valor de energia requerida aumenta para aproximadamente 31 GWh, como mostrado no ponto C.

Estima-se que o aproveitamento das superfícies de telhados viável para a instalação de sistemas FV distribuídos é de aproximadamente 25%, traduzindo-se em uma área potencial de cerca de 25 hectares para a produção de energia (Dehwah; Asif, 2019) e para cada 1 hectare de área instala-se de forma conservadora 1MWp (Ong *et al.*, 2013; Wei; Liu; Yang, 2014). Portanto, essa área resulta em uma potência equivalente a 25 MWp instalados.

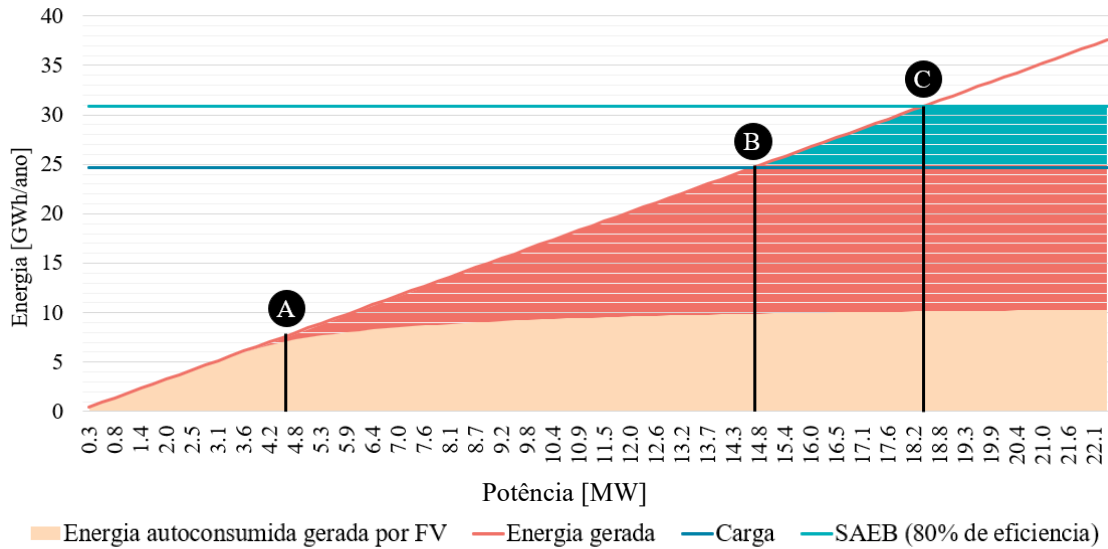


Figura 7 – Estimativa da geração necessária para o suprimento de carga.

Para atender à demanda energética da localidade por meio da implementação de geração FV e SAEB com uma eficiência próxima de 80%, é necessário analisar o espectro de arranjos energéticos possíveis entre sistemas FV e SAEB. Estas configurações são realizadas considerando a energia excedente proveniente da geração FV acumulada no SAEB e avaliando o perfil de despacho energético do sistema em uma base horária. No âmbito deste estudo, a Tab. 2 fornece uma visão detalhada das diversas combinações factíveis entre o sistema FV e o SAEB, com o objetivo de satisfazer de maneira eficiente as demandas energéticas da comunidade em questão.

Considerando as peculiaridades geográficas, a localidade conta com uma área que abrange aproximadamente uma geração centralizada fixa - visando diminuição de manutenção - de 5 MWp, incluindo a capacidade de 1 MWp já existente, e cerca de 25 MWp em geração distribuída. Observa-se que, mesmo para instalações de grande escala que incluem SAEB com capacidade energética estimada em torno de 70 MWh, constata-se que a autossuficiência energética não é atingida. Diante deste cenário, evidencia-se a necessidade de uma ampliação significativamente exponencial na capacidade de geração FV para suprir integralmente as demandas energéticas da comunidade em questão, e assim esbarrando nas limitações de área.

Esta configuração sugere a necessidade de uma abordagem sinérgica, onde o SAEB seja complementado por um SAE que tenha ênfase no armazenamento de longo prazo, que pode ser operacionalizado em períodos específicos do ano.

Com a infraestrutura FV viável na ilha (30 MW), complementada por um SAEB de 50 MWh, é possível atender a 93% da demanda energética da comunidade. A parcela remanescente poderia ser suprida por meio de um sistema de células a combustível ou geradores movidos a hidrogênio verde. O hidrogênio poderia ser produzido na ilha com o excedente ao qual o SAEB não é capaz de armazenar e, também, poderia ser produzido no continente e transportado utilizando-se a logística atual empregada para o transporte de diesel.



Figura 8 – Área de plantio de árvore equivalente à redução anual de GEE.

Em um cenário onde a totalidade da demanda energética da comunidade é atendida por fontes renováveis, as projeções indicam que a combinação de geração FV e SAE resultaria numa significativa redução de emissões de dióxido de carbono (CO₂), estimando-se uma prevenção de aproximadamente 21.300 toneladas anuais de CO₂. Isso equivale ao impacto de absorção de CO₂ de aproximadamente 830 hectares de floresta anualmente. Tal magnitude é particularmente notável ao ser comparada às dimensões geográficas da ilha, conforme ilustrado na Fig. 8.

Tabela 2 – Penetração energética para diferentes combinações de FV+SAEB.

		Capacidade do SAE (MWh)													
		20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70			
Geração FV (MW)	5	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
	6	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%
	7	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	42%	42%	42%	42%	42%	42%
	8	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%
	9	51%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
	10	53%	56%	57%	57%	57%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%
	11	55%	58%	61%	62%	63%	63%	63%	63%	63%	63%	63%	63%	63%	63%
	12	56%	60%	63%	66%	67%	68%	68%	68%	68%	68%	68%	68%	68%	68%
	13	57%	61%	65%	68%	71%	72%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%
	14	58%	63%	67%	70%	73%	76%	77%	78%	78%	78%	78%	78%	79%	79%
	15	59%	63%	68%	72%	75%	78%	80%	82%	83%	83%	83%	83%	83%	83%
	16	60%	64%	69%	73%	77%	80%	83%	85%	86%	86%	86%	86%	87%	87%
	17	60%	65%	69%	74%	78%	81%	85%	87%	88%	88%	89%	89%	89%	89%
	18	61%	66%	70%	74%	79%	83%	86%	88%	90%	90%	90%	91%	91%	91%
	19	61%	66%	71%	75%	79%	84%	87%	89%	91%	91%	92%	92%	92%	92%
	20	62%	67%	71%	76%	80%	84%	88%	90%	92%	92%	93%	93%	93%	93%
	21	62%	67%	72%	76%	81%	85%	89%	91%	93%	93%	93%	94%	94%	94%
	22	63%	67%	72%	77%	81%	86%	89%	92%	93%	94%	94%	95%	95%	95%
	23	63%	68%	73%	77%	82%	86%	90%	92%	94%	94%	95%	95%	95%	95%
	24	63%	68%	73%	78%	82%	87%	91%	93%	94%	94%	95%	95%	96%	96%
	25	64%	68%	73%	78%	83%	87%	91%	94%	95%	95%	96%	96%	96%	96%
	26	64%	69%	74%	79%	83%	88%	92%	94%	95%	95%	96%	96%	97%	97%
	27	64%	69%	74%	79%	84%	88%	92%	94%	96%	96%	96%	97%	97%	97%
	28	64%	69%	74%	79%	84%	89%	92%	95%	96%	96%	97%	97%	97%	97%
	29	64%	70%	75%	79%	84%	89%	93%	95%	96%	97%	97%	97%	97%	97%
	30	65%	70%	75%	80%	85%	89%	93%	95%	97%	97%	97%	98%	98%	98%
	31	65%	70%	75%	80%	85%	90%	93%	96%	97%	97%	97%	98%	98%	98%
	32	65%	70%	75%	80%	85%	90%	94%	96%	97%	98%	98%	98%	98%	98%
	33	65%	70%	75%	80%	85%	90%	94%	96%	97%	98%	98%	98%	98%	98%
	34	65%	71%	76%	81%	86%	90%	94%	96%	97%	98%	98%	98%	98%	98%
	35	66%	71%	76%	81%	86%	90%	94%	96%	98%	98%	98%	98%	98%	98%

4. DISCUSSÃO

O arquipélago de Fernando de Noronha, reconhecido pela UNESCO como um Patrimônio Natural Mundial, a maioria de seu território está designada como Parque Nacional para preservação ambiental, e o restante é categorizado como área de Proteção Ambiental. A economia local é intrinsecamente ligada ao turismo, que se baseia nas suas exuberantes belezas naturais. Contudo, esta atividade turística depende crucialmente de uma infraestrutura elétrica robusta e eficiente.

Atualmente, o sistema de geração de energia de Fernando de Noronha é exclusivamente dependente de usinas a diesel, resultando em um índice consideravelmente elevado de poluição. Esta realidade contrasta agudamente com os ideais de preservação ambiental e sustentabilidade inerentes à identidade do arquipélago. A proposta deste trabalho consistiu na substituição completa da geração de energia elétrica da ilha, abandonando o uso de óleo diesel em favor da implementação de geração FV e SAE. Além disso, sugere-se uma interligação indireta com o Sistema Interligado Nacional (SIN), aprimorando a eficiência e a sustentabilidade do fornecimento de energia.

A Fig. 9 detalha a dinâmica proposta para a geração de energia na ilha. A proposta de transição energética para Fernando de Noronha contempla uma remodelação significativa da Usina Termoelétrica (UTE) Tubarão, atualmente a principal fonte de geração de energia elétrica na localidade. Este projeto envolve a adaptação da UTE para se tornar um centro de controle e operação da ilha, enfatizando a operação das gerações FV centralizadas, dos SAEs centralizados, além da infraestrutura para armazenamento e geração de energia a partir do hidrogênio.

No âmbito da geração distribuída, é crucial a implantação de pequenas centrais de armazenamento distribuído integradas à estrutura urbana da ilha. Esta abordagem tem o intuito de equilibrar o fluxo de energia elétrica, especialmente durante os períodos de pico de geração FV, geralmente ao meio-dia. Dessa forma, é possível minimizar a sobrecarga no sistema elétrico e postergar ou mesmo evitar investimentos dispendiosos em infraestrutura de distribuição.

Quanto à produção de hidrogênio, esta pode ser realizada no continente, onde as restrições de espaço são menos severas, e utilizando fontes 100% renováveis. Alternativamente, o hidrogênio pode ser gerado com a ajuda do SIN, que possui um perfil de emissões relativamente baixo de gases de efeito estufa. Esta estratégia de geração de hidrogênio não

apenas fornece uma fonte de energia limpa e versátil, mas também promove a interligação de Fernando de Noronha com um sistema energético mais amplo e sustentável.

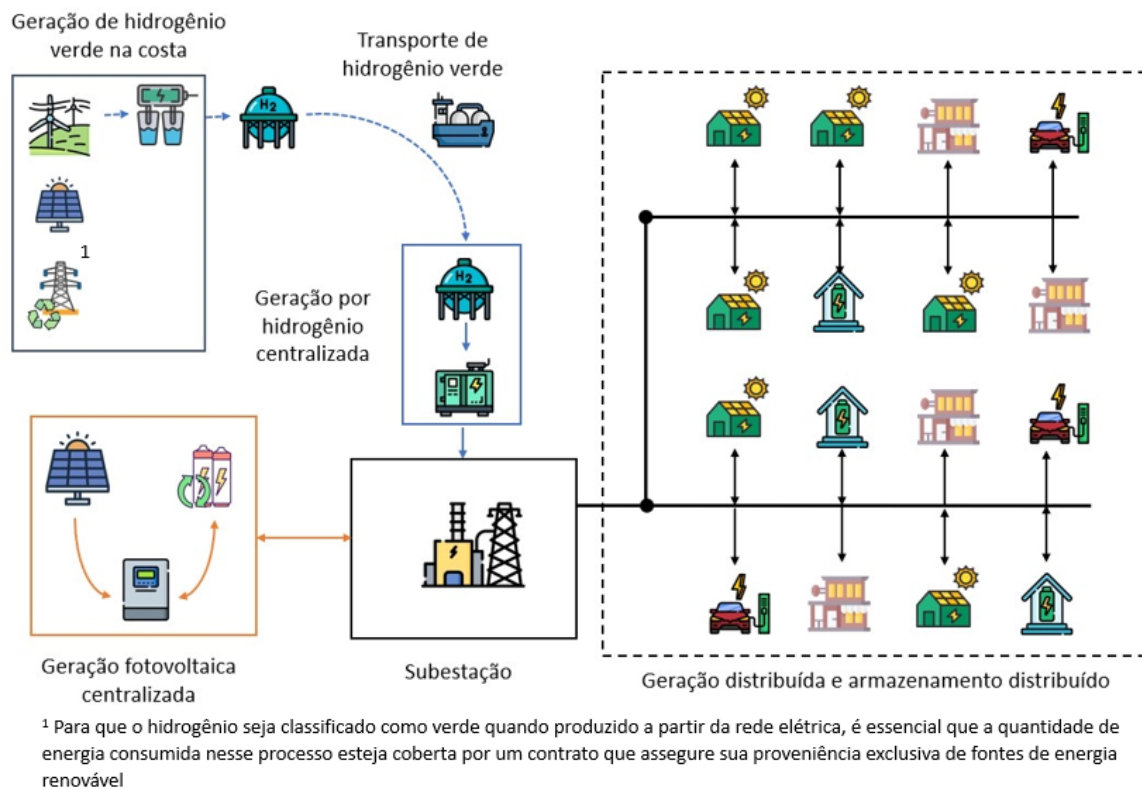


Figura 9 – Dinâmica de geração e distribuição sugerida para Fernando de Noronha-PE.

A proposta de transição energética para Fernando de Noronha contempla uma remodelação significativa da Usina Termoeletrica (UTE) Tubarão, atualmente a principal fonte de geração de energia elétrica na localidade. Este projeto envolve a adaptação da UTE para se tornar um centro de controle e operação da ilha, enfatizando a operação das gerações FV centralizadas, dos SAEBS centralizados, além da infraestrutura para armazenamento e geração de energia a partir do hidrogênio.

No âmbito da geração distribuída, é crucial a implantação de pequenas centrais de armazenamento distribuído integradas à estrutura urbana da ilha. Esta abordagem tem o intuito de equilibrar o fluxo de energia elétrica, especialmente durante os períodos de pico de geração FV, geralmente ao meio-dia. Dessa forma, é possível minimizar a sobrecarga no sistema elétrico e postergar ou mesmo evitar investimentos dispendiosos em infraestrutura de distribuição.

Quanto à produção de hidrogênio, esta pode ser realizada no continente, onde as restrições de espaço são menos severas, e utilizando fontes 100% renováveis. Alternativamente, o hidrogênio pode ser gerado com a ajuda do SIN, que possui um perfil de emissões relativamente baixo de gases de efeito estufa. Esta estratégia de geração de hidrogênio não apenas fornece uma fonte de energia limpa e versátil, mas também promove a interligação de Fernando de Noronha com um sistema energético mais amplo e sustentável.

Assim, esta transformação proposta alinha-se com os princípios de sustentabilidade e preservação ambiental, fundamentais para o futuro de Fernando de Noronha, mantendo a integridade de seu ecossistema único e favorecendo o desenvolvimento de um turismo mais responsável e consciente do ponto de vista ecológico.

5. CONCLUSÃO

O estudo detalhado de Fernando de Noronha, um arquipélago brasileiro que atualmente depende totalmente de combustíveis fósseis para geração de energia, revela a urgência e os desafios associados à transição para um sistema energético sustentável. Atualmente, a ilha depende de geradores movidos a diesel, responsáveis por altas emissões de CO₂ e outros poluentes. O trabalho aponta que a implementação de sistemas de geração FV e de SAE é crucial para mudar esse cenário.

A análise técnica apresentada sugere que a capacidade máxima de sistemas FV instalada na ilha gira em torno entre 25 MWp e 30 MWp, juntamente com sistemas de armazenamento de energia baseados em baterias de 50 MWh, poderia atingir em 93% o consumo de energia proveniente de fonte renovável. Essa transição não apenas diminuiria as emissões de gases de efeito estufa, mas também reduziria os custos operacionais da geração de energia e a vulnerabilidade da ilha a flutuações nos preços do petróleo.

No entanto, o estudo destaca que a transição completa para energia 100% renovável é um desafio em Fernando de Noronha devido às limitações de espaço para instalação de grandes sistemas FV e a intermitência inerente à energia solar. Portanto, sugere-se a integração de várias soluções, incluindo geração distribuída, armazenamento de energia e possivelmente o uso de hidrogênio como vetor energético, para garantir uma oferta de energia estável e confiável.

Em conclusão, o caso de Fernando de Noronha exemplifica os desafios e as oportunidades da transição energética em sistemas isolados. Ao adotar uma abordagem que combina tecnologia, sustentabilidade e inovação, a ilha pode servir de modelo para outras regiões, demonstrando que a sustentabilidade ambiental pode ser alcançada sem sacrificar o desenvolvimento econômico e social. Esta transição representa não apenas um passo crucial para a ilha em si, mas também uma contribuição valiosa para os esforços globais de combate às mudanças climáticas e de promoção da sustentabilidade.

Este estudo, ao destacar a importância de uma transição energética, deve ser integrado aos programas energéticos que focam na mudança dos sistemas de geração. É fundamental realizar projeções a curto, médio e longo prazo para planejar a substituição parcial da geração atual baseada em combustível diesel. Tal integração não apenas facilitará uma transição mais suave para fontes de energia mais limpas e sustentáveis, mas também ajudará a alcançar objetivos mais amplos de redução de emissões e eficiência energética, essenciais para o desenvolvimento sustentável.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio recebido do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) através de suas bolsas. Os autores também expressam seus agradecimentos a EPE por disponibilizar os dados de demanda de Fernando de Noronha.

REFERÊNCIAS

- Akyuz, E.; Oktay, Z.; Dincer, I. A Case Study Of Hybrid Wind-Solar Power System For Reduction Of Co2 Emissions. *International Journal Of Global Warming*, V. 4, N. 1, P. 52, 2012.
- Aneel. Aneel Lança Ferramenta Digital Que Detalha Os Subsídios Incluídos Na Tarifa De Energia Elétrica. 2022.
- Asensio, M.; Contreras, J. Impact Of Demand Response In An Isolated System With High Pv Penetration. *Em:* , 2014. 2014 49th International Universities Power Engineering Conference (Upec): Ieee, 2014. P. 1–6. Disponível Em: [Http://Ieeexplore.Ieee.Org/Document/6934605/](http://ieeexplore.ieee.org/document/6934605/).
- Bandini, G. *et al.* An Experimental Analysis Of Lithium Battery Use For High Power Application. *E3s Web Of Conferences*, V. 238, P. 09004, 2021.
- Behabu, H. A. *et al.* A Review Of Energy Storage Technologies' Application Potentials In Renewable Energy Sources Grid Integration. *Sustainability*, V. 12, N. 24, P. 10511, 2020.
- Bhattacharyya, S. C.; Palit, D. Mini-Grid Based Off-Grid Electrification To Enhance Electricity Access In Developing Countries: What Policies May Be Required?. *Energy Policy*, V. 94, P. 166–178, 2016.
- Bogno, B. *et al.* Improvement Of Safety, Longevity And Performance Of Lead Acid Battery In Off-Grid Pv Systems. *International Journal Of Hydrogen Energy*, V. 42, N. 5, P. 3466–3478, 2017.
- Campos, R. A. *et al.* The Role Of Second Life Li-Ion Batteries In Avoiding Generation Curtailment In Utility-Scale Wind + Solar Parks In Brazil. *Conference Record Of The Ieee Photovoltaic Specialists Conference*, P. 2078–2081, 2019.
- Da Ponte, G. P.; Calili, R. F.; Souza, R. C. Energy Generation In Brazilian Isolated Systems: Challenges And Proposals For Increasing The Share Of Renewables Based On A Multicriteria Analysis. *Energy For Sustainable Development*, V. 61, P. 74–88, 2021.
- Dehwah, A. H. A.; Asif, M. Assessment Of Net Energy Contribution To Buildings By Rooftop Photovoltaic Systems In Hot-Humid Climates. *Renewable Energy*, V. 131, P. 1288–1299, 2019.
- Gielen, D. *et al.* The Role Of Renewable Energy In The Global Energy Transformation. *Energy Strategy Reviews*, V. 24, P. 38–50, 2019.
- Goldie-Scot, L. A Behind The Scenes Take On Lithium-Ion Battery Prices. 2019. Disponível Em: [Https://About.Bnef.Com/Blog/Behind-Scenes-Take-Lithium-Ion-Battery-Prices/](https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/). Acesso Em: 22 Dez. 2022.
- Gómez, M. F.; Silveira, S. Delivering Off-Grid Electricity Systems In The Brazilian Amazon. *Energy For Sustainable Development*, V. 16, N. 2, P. 155–167, 2012.
- Higuera, L. M. M. Análise De Redução De Custos De Transporte De Óleo Diesel Para As Termelétricas Das Áreas Isoladas De Rondônia. 2017. Dissertação De Mestrado - Universidade Federal De Itajubá, Itajubá, 2017.
- Kavlak, G.; Mcnerney, J.; Trancik, J. E. Evaluating The Changing Causes Of Photovoltaics Cost Reduction. *Srn Electronic Journal*, 2016.
- Li, J.; Liu, P.; Li, Z. Optimal Design Of A Hybrid Renewable Energy System With Grid Connection And Comparison Of Techno-Economic Performances With An Off-Grid System: A Case Study Of West China. *Computers & Chemical Engineering*, V. 159, P. 107657, 2022.
- Mazzone, A. Decentralised Energy Systems And Sustainable Livelihoods, What Are The Links? Evidence From Two Isolated Villages Of The Brazilian Amazon. *Energy And Buildings*, V. 186, P. 138–146, 2019.
- Myster, R. W. The Physical Structure Of Forests In The Amazon Basin: A Review. *The Botanical Review*, V. 82, N. 4, P. 407–427, 2016.

- Nehrir, M. H. *et al.* A Review Of Hybrid Renewable/Alternative Energy Systems For Electric Power Generation: Configurations, Control, And Applications. *Ieee Transactions On Sustainable Energy*, V. 2, N. 4, P. 392–403, 2011.
- Olabode, O. E. *et al.* Hybrid Power Systems For Off-Grid Locations: A Comprehensive Review Of Design Technologies, Applications And Future Trends. *Scientific African*, V. 13, P. E00884, 2021.
- Ong, S. *et al.* Land-Use Requirements For Solar Power Plants In The United States. Golden, Co (United States): [S. N.], 2013.
- Ons. Plano Sisol 2022, 2022.
- Ostovar, S. *et al.* Reliability Assessment Of Distribution System With The Integration Of Photovoltaic And Energy Storage Systems. *Sustainable Energy, Grids And Networks*, V. 28, P. 100554, 2021.
- Ou, T.-C.; Hong, C.-M. Dynamic Operation And Control Of Microgrid Hybrid Power Systems. *Energy*, V. 66, P. 314–323, 2014.
- Pinho, J. T. *et al.* Sistemas Híbridos. Soluções Energéticas Para A Amazônia: Tecnologias De Energias Renováveis. 1. Ed. Brasília: Ministério De Minas E Energia, 2008. *E-Book*. Disponível Em: https://www.mme.gov.br/luzparatodos/downloads/solucoes_energeticas_para_a_amazonia_hibrido.pdf. Acesso Em: 22 Dez. 2022.
- Pivetta, M. Amazônia, Agora, É Fonte De Co2. 2020.
- Poudel, P. *et al.* Reliability Analysis Of Tri-Hybrid Mini-Grid: A Case Study Of Thingan, Nepal. *Em: , 2022. 2022 Ieee Kansas Power And Energy Conference (Kpec): Ieee*, 2022. P. 1–4.
- Ribeiro, L. A. De S. *et al.* Making Isolated Renewable Energy Systems More Reliable. *Renewable Energy*, V. 45, P. 221–231, 2012.
- Shivarama Krishna, K.; Sathish Kumar, K. A Review On Hybrid Renewable Energy Systems. *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, V. 52, P. 907–916, 2015.
- Siddaiah, R.; Saini, R. P. A Review On Planning, Configurations, Modeling And Optimization Techniques Of Hybrid Renewable Energy Systems For Off Grid Applications. *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, V. 58, P. 376–396, 2016.
- Soares, M. Y. Avaliação Do Desempenho Dos Sistemas Isolados No Estado Do Amazonas A Partir De Um Estudo De Caso: Município De Uairini (Am). 2008. Dissertação De Mestrado - Universidade De São Paulo, São Paulo, 2008.
- Sterner M; Stadler I. Handbook Of Energy Storage. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2019.
- Sulaeman, S. *et al.* Floating Pv System As An Alternative Pathway To The Amazon Dam Underproduction. *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, V. 135, P. 110082, 2021.
- Tribioli, L. *et al.* Energy Management Of An Off-Grid Hybrid Power Plant With Multiple Energy Storage Systems. *Energies*, V. 9, N. 8, P. 661, 2016.
- Unfccc. Am0103: Renewable Energy Power Generation In Isolated Grids --- Version 4.0. 2019. Disponível Em: <https://cdm.unfccc.int/methodologies/db/>. Acesso Em: 5 Dez. 2022.
- Unfccc. Methodological Tool. Tool To Calculate The Emission Factor For An Electricity System. V. 7. 2018. Disponível Em: <https://cdm.unfccc.int/methodologies/pamethodologies/tools/am-tool-07-v7.0.pdf>. Acesso Em: 5 Dez. 2022.
- Wei, H.; Liu, J.; Yang, B. Cost-Benefit Comparison Between Domestic Solar Water Heater (Dshw) And Building Integrated Photovoltaic (Bipv) Systems For Households In Urban China. *Applied Energy*, V. 126, P. 47–55, 2014.
- Zhang, T. *et al.* Socio-Economic Development And Electricity Access In Developing Economies: A Long-Run Model Averaging Approach. *Energy Policy*, V. 132, P. 223–231, 2019.

ENERGY TRANSITION IN OFF-GRID SYTEM: THE ROLE OF PHOTOVOLTAIC GENERATION AND ENERGY STORAGE IN THE DECARBONIZATION OF FERNANDO DE NORONHA

Abstract. *The assessment of the energy transition is one of the most prominent issues of contemporary times, and the assessment of the transition in the Fernando de Noronha archipelago, emphasizing the importance of replacing non-renewable energy sources with sustainable solutions, such as photovoltaic (PV) generation and energy storage, is evaluated in this work. Currently, the island relies predominantly on diesel generators, which contribute to high CO₂ emissions. The methodology used includes a detailed analysis of the potential for PV generation and the energy storage capacities required for an effective transition. The study examines the geographical and ecological characteristics of Fernando de Noronha, highlighting a limit of approximately 25MWp of maximum installed PV power on the island. The results indicate that the adoption of PV and energy storage systems can substantially reduce dependence on fossil fuels. However, the analysis reveals that achieving complete energy self-sufficiency is challenging. The study suggests the need for complementary strategies, such as distributed generation and the use of hydrogen as an energy vector, to guarantee a constant and reliable energy supply. In addition to the environmental benefits, the energy transition has significant economic and social advantages, including the reduction of operating costs and the promotion of sustainable tourism. The case of Fernando de Noronha serves as a valuable example for other isolated regions, demonstrating that the transition to a clean and renewable energy matrix is viable and beneficial for both the environment and the local economy.*

Keywords: *Off-grid System, Photovoltaic Generation, Battery Storage System*