

SISTEMAS ISOLADOS

FERNANDO DE NORONHA

*Identificação das Alternativas de Suprimento
- Avaliação de médio e longo prazo*

EPE-DEE-DEA-DPG n. 01/2021

Rio de Janeiro, novembro de 2021

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso).



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretária-Executiva do MME

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Paulo Cesar Magalhães Domingues

Secretário de Energia Elétrica

Christiano Vieira da Silva

Secretária de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Rafael Bastos da Silva

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Pedro Paulo Dias Mesquita

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

Esplanada dos Ministérios Bloco "U"
Ministério de Minas e Energia - Sala 744
Brasília – DF - CEP: 70.065-900

Escritório Central

Praça Pio X, n. 54
20091-040 - Rio de Janeiro – RJ

SISTEMAS ISOLADOS

FERNANDO DE NORONHA

Identificação das Alternativas de Suprimento - Avaliação de médio e longo prazo

Coordenação Geral

Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva

Bernardo Folly de Aguiar

Thiago Ivanoski Teixeira

Equipe Técnica

Aline Couto Amorim

Ângela Oliveira da Costa

Bruno Faria Cunha

Diego Pinheiro de Almeida

Daniel Filipe Silva

Elisangela Medeiros de Almeida

Flávio Alberto Figueredo Rosa

Gabriel Konzen

Glauce Maria Lieggio Botelho

Gustavo Pires da Ponte

Helena Portugal Gonçalves da Motta

Igor Chaves

Jorge Gonçalves Bezerra Junior

Josina Saraiva Ximenes

Luciana Álvares da Silva

Luciano Oliveira

Marcelo Wendel

Marcos Vinícius G. da Silva Farinha

Mauro Rezende Pinto

Michele Almeida de Souza

Paula Monteiro Pereira

Rachel Martins Henriques

Silvana Andreoli Espig

N.º EPE-DEE-DEA-DPG-NT-001/2021-r0

Data: 29 de novembro de 2021

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

epe Empresa de Pesquisa Energética		
<i>Área de Estudo</i> SISTEMAS ISOLADOS		
<i>Estudo</i> Fernando de Noronha		
<i>Macro-atividade</i> Identificação das Alternativas de Suprimento - Avaliação de médio e longo prazo		
<i>Ref. Interna (se aplicável)</i>		
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	29/11/2021	Emissão original

APRESENTAÇÃO

A Portaria MME n. 67, de 1º de março de 2018, em seu artigo 3º, estabelece que anualmente os agentes de distribuição dos Sistemas Isolados devem encaminhar para aprovação do Ministério, por meio da EPE, o planejamento do atendimento aos seus mercados consumidores para o horizonte de cinco anos.

De acordo com a análise das informações prestadas pela distribuidora em 2021, para Fernando de Noronha, foi identificado pela EPE déficit de geração a partir de 2024, devido crescimento da carga. Parte desse crescimento se deve à publicação da Lei Estadual n.º 16.810/2020, que proíbe a circulação de carros a combustão na ilha a partir de 2022, com sua total proibição em 2030, o que implica na alteração da frota da ilha por veículos elétricos.

Atualmente, a geração de energia elétrica na ilha é realizada pela UTE Tubarão, que utiliza o óleo diesel como combustível, por isso, deve-se buscar alternativas de suprimento para Fernando de Noronha, a fim de evitar o despacho de usina a diesel para abastecer veículos elétricos, o que seria uma incoerência.

Nesse sentido, a EPE lançou estudo para avaliar os recursos energéticos que podem ser utilizados para atender a demanda da ilha, buscando identificar aqueles que apresentam viabilidade técnica para a geração de energia em Fernando de Noronha em substituição total ou parcial ao diesel, tendo como pano de fundo a questão ambiental, fator que não deve ser ignorado para o Arquipélago de Fernando de Noronha.

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO	5
1. INTRODUÇÃO	8
2. PESQUISAS, AÇÕES de P&D e LEGISLAÇÃO	9
2.1. Projetos de P&D	9
2.1.1. Redes Elétricas Inteligentes	9
2.1.2. Sistema Inteligente de Armazenamento de Energia - SIAE	10
2.1.3. Mobilidade Elétrica	10
2.1.4. Ações de Eficiência Energética	10
2.2. Legislações Específicas	11
2.2.1. ICMS Sobre o Óleo Diesel	11
2.2.2. ICMS Sobre Energia Elétrica	12
2.2.3. Proibição de Veículos a Combustão	12
2.2.4. Plástico Zero	14
3. PARQUE GERADOR ATUAL	15
4. MERCADO A SER ATENDIDO	16
4.1. Mercado e Horizonte de Planejamento	16
4.2. Valor de Reembolso via CCC	18
5. QUESTÕES SOCIOAMBIENTAIS	20
5.1. Licenciamento Ambiental	21
5.2. Sensibilidades Ambientais no Arquipélago	23
5.2.1. Unidades de Conservação	23
5.2.2. Áreas Prioritárias para a Conservação do Ambiente Marinho	24
5.2.3. Áreas Importantes para Aves	25
5.2.4. Áreas Prioritárias para Reprodução de Tartaruga Marinha	26
5.2.5. Fauna Marinha	27
5.2.6. Paisagem	27
6. ALTERNATIVAS DE SUPRIMENTO	29
6.1. TECNOLOGIA EÓLICA	29
6.1.1. Identificação do Potencial Eólico	30
6.1.1.1. Potencial onshore de pequeno porte	33
6.1.1.2. Potencial onshore de grande porte	34
6.1.1.3. Potencial offshore	35
6.1.2. Considerações sobre o Aproveitamento do Potencial	36
6.1.3. Conclusões	39
6.2. SOLAR FOTOVOLTAICA	40
6.2.1. Identificação do Potencial Fotovoltaico	40
6.2.2. Geração Solar Flutuante	44

6.2.3.	Tempo de Construção e Medição Local.....	46
6.2.4.	Dificuldades no Aproveitamento do Potencial	46
6.2.5.	Ações e Conclusões.....	47
6.3.	RESÍDUO SÓLIDO URBANO	47
6.3.1.	Dificuldades no Aproveitamento	48
6.4.	BIOMASSA e BIOCOMBUSTÍVEIS	49
6.4.1.	Estimativa da Quantidade de Combustível.....	52
6.4.1.1.	Biomassa de Cana-de-Açúcar	52
6.4.1.2.	Etanol de Cana-de-Açúcar	53
6.4.1.3.	Biodiesel	54
6.4.1.3.1.	Óleo de Fritura	54
6.4.1.3.2.	Biodiesel Geral	55
6.5.	GÁS NATURAL	56
6.5.1.	Logística de Suprimento	56
6.5.2.	Regaseificação.....	57
6.5.2.1.	Regaseificação em terra	58
6.5.2.2.	Regaseificação em Terminal Flutuante	58
6.6.	ENERGIA NUCLEAR.....	58
6.7.	ENERGIAS RENOVÁVEIS MARINHAS.....	60
6.7.1.	Potencial Energético em Fernando de Noronha	61
6.7.1.1.	Energia Correntes Oceânicas	62
6.7.1.1.1.	Avaliação do Recurso	64
6.7.1.1.2.	Projetos em Operação.....	64
6.7.1.2.	Energia Térmica Marinha (Termoclina)	65
6.8.	HIDROGÊNIO.....	66
6.9.	SISTEMA DE ARMAZENAMENTO	68
7.	INTERLIGAÇÃO AO SIN	71
8.	CONCLUSÕES.....	74
9.	REFERÊNCIAS.....	76

1. INTRODUÇÃO

O Arquipélago de Fernando de Noronha integra 21 ilhas, ilhotas e rochedos totalizando 26 km² de extensão, distante a 360 km de Natal (RN) e a 545 km de Recife (PE). A principal ilha, única habitada, possui extensão de 17 km², concentrando todas as atividades socioeconômicas (Iphan, 2014). Atualmente, Fernando de Noronha é um Distrito Estadual administrado por Pernambuco, com população estimada de 3.140 habitantes em 2021, segundo IBGE¹.

Além das praias, baías e natureza riquíssima, Fernando de Noronha foi declarado Patrimônio Natural Mundial pela Organização das Nações Unidas para a Educação, a Ciência e a Cultura (Unesco). Atualmente, a administração do Parque Nacional Marinho de Fernando de Noronha (PARNAMAR) está a cargo do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio).

Devido à distância da costa, Fernando de Noronha faz parte dos Sistemas Isolados, com suprimento elétrico realizado majoritariamente por usina termelétrica a óleo diesel (EPE, 2021a), o que diverge de sua posição como Patrimônio Natural.

A fim de buscar alternativas para o suprimento energético da ilha, esse estudo se propõe a estudar os recursos energéticos disponíveis para a geração de energia em Fernando de Noronha, bem como avaliar outras formas de atendimento à carga, a fim de reduzir a sua dependência pelo óleo diesel.

Para tanto, foi preciso conhecer os estudos que já foram feitos nesse sentido, as medidas já implementadas pela distribuidora e a legislação vigente para a ilha.

¹ Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/cidades-e-estados/pe/fernando-de-noronha.html>. Acesso em 25 de outubro de 2021.

2. PESQUISAS, AÇÕES de P&D e LEGISLAÇÃO

A busca por alternativas de suprimento de energia a Fernando de Noronha já foi objeto de trabalhos anteriores, de projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) e demais iniciativas implementadas na ilha por diversas instituições. Além disso, as características do arquipélago contribuíram para a emissão de legislação específica para tratar de suas necessidades e garantir a preservação ambiental.

SILVEIRA (2013) estudou a viabilidade de substituição da energia térmica da ilha de Fernando de Noronha por energia de fontes renováveis e avaliou o impacto do aumento de demanda energética causado pela substituição da frota de carros existente na ilha por uma frota de veículos elétricos. Foram simulados diversos sistemas híbridos com termoelétricas a diesel, usinas fotovoltaicas, turbinas eólicas e baterias, o estudo obteve como resultado que a melhor solução é um mix com 67% da energia sendo proveniente de fontes renováveis.

O trabalho do *Renewables 100 Policy Institute* (2017), por sua vez, teve como objetivo criar um plano de ação inicial para apresentar soluções inovadoras de tecnologia limpa e transformar a ilha em um modelo de transição para um sistema de energia 100% renovável e neutro em carbono em todos os setores.

WWF-BRASIL (2020) apresenta alternativas para que a implementação de veículos elétricos na ilha consiga reduzir a emissão de poluentes a zero. O estudo apresentou caminhos para a referida transformação e dentre as alternativas elencadas estão a implementação de torres eólicas, a ampliação de usinas fotovoltaicas e a substituição do diesel pelo biodiesel para alimentar a termelétrica.

2.1. Projetos de P&D

2.1.1. Redes Elétricas Inteligentes

Com o objetivo de desenvolver e implementar o conceito de *Smart Grid* em Fernando de Noronha, entre os anos de 2012 e 2017, foi implementado o projeto de redes elétricas inteligentes na ilha pela CELPE, distribuidora responsável pelo suprimento a Fernando de Noronha. Segundo CELPE (2019), foram instalados sistemas de medição inteligente em 816 unidades consumidoras; implementadas melhorias na rede de telecomunicação com a instalação, por exemplo, de fibra ótica; automação da rede elétrica, etc.

2.1.2. Sistema Inteligente de Armazenamento de Energia - SIAE

Como parte do atendimento à Chamada Pública n.º 021/2016 da ANEEL, o projeto teve o objetivo de desenvolver uma metodologia de otimização de recursos energéticos distribuídos, visando sustentabilidade e confiabilidade em redes isoladas, integrando geração fotovoltaica, diesel e armazenamento em baterias.

A macroestrutura do projeto SIAE consistiu no desenvolvimento de uma planta piloto, composta de duas tecnologias de sistemas de armazenamento com baterias, ver item 6.9, e desenvolvimento de um PCS (*Power Control System*), incluindo: desenvolvimento de conversor; instalação de sistema supervisório; avaliação do comportamento de armazenamento em baterias de íons de lítio, com a análise de ajustes da variação entre a geração diesel e solar, para redução do consumo específico.

2.1.3. Mobilidade Elétrica

Como parte do atendimento à Chamada Pública n.º 022/2018 da ANEEL, o projeto teve como objetivo desenvolver soluções e modelos de negócios baseados no uso de veículos elétricos em atividades de turismo, no serviço público e em operações da administração local, bem como elaborar propostas para aprimoramentos regulatórios (CELPE, 2019).

O projeto foi responsável pela instalação do posto de recarga da administração de Fernando de Noronha no primeiro semestre de 2021, com capacidade de abastecer até 6 veículos simultaneamente. O sistema conta com painéis fotovoltaicos de 100 kWp e sistema de armazenamento a bateria de 100kW/200kWh.

2.1.4. Ações de Eficiência Energética

Segundo informado pela CELPE no âmbito do planejamento ao atendimento dos sistemas isolados de 2021, a ilha possui 1.082 unidades consumidoras, sendo 679 residenciais e 278 comerciais, que juntas são responsáveis por cerca de 87% do consumo anual de energia.

Ao longo dos anos a distribuidora implementou ações de eficiência energética, a fim de retardar a necessidade de ampliação da capacidade instalada na ilha: em 2009 foram substituídos *boilers* com aquecimento solar em 17 pousadas, em substituição aos chuveiros elétricos; em 2012 houve a substituição por lâmpadas mais eficientes em prédios públicas; a partir de 2016 houve a adoção de projetos educativos em espaço aberto ao público com aulas sobre energia; e em 2021 houve o retrofit do sistema de iluminação pública.

Levando em consideração a previsão de crescimento da demanda previsto pela distribuidora, vide item 4, é importante que novas ações de eficiência energética sejam pensadas para a ilha em conjunto com novas formas de suprimento a fim de garantir a segurança do fornecimento de energia elétrica para Fernando de Noronha para os próximos anos.

Nesse sentido, cabe destacar que como resultado do grupo de trabalho que estudou alternativas para a geração a óleo diesel em Boa Vista – RR, a ANEEL lançou o Leilão n.º 04/2020, denominado Leilão de Eficiência Energética, objeto da Consulta Pública n.º 47/20192. Entende-se que alternativa semelhante pode ser avaliada para Fernando de Noronha.

2.2. Legislações Específicas

Além dos normativos gerais, que se aplicam a todos os sistemas isolados³, no caso de Fernando de Noronha, há que se considerar algumas leis estaduais e decretos distritais, identificados a seguir, seguidos de comentários sobre seu impacto no planejamento energético.

2.2.1. ICMS Sobre o Óleo Diesel

A Lei n.º 15.616, de 8 de outubro de 2015⁴, reduz a base de cálculo do ICMS nas operações com óleo diesel destinado à usina termoeletrica no estado de Pernambuco.

Uma vez que a usina a diesel representa a principal forma de geração de energia elétrica na ilha, entende-se que esse mecanismo contribui para a redução do custo de geração. Por

² Disponível em https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_auth=626ITWz2&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_life_cycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3394&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica. Acesso em 04 de novembro de 2021.

³ Destaque para a Lei n. 12.111, de 09 de dezembro de 2009, Decreto n. 7.246, de 28 de julho de 2010; e Portaria MME n. 67, de 1º de março de 2018.

⁴ Disponível em: https://www.sefaz.pe.gov.br/Legislacao/Tributaria/Documents/legislacao/Leis_Tributarias/2015/Lei_15616_2015.htm. Acesso em 21 de novembro de 2021.

outro lado, em havendo competição entre fontes, tal estímulo pode levar a uma vantagem competitiva da geração a diesel frente a outras soluções.

2.2.2. ICMS Sobre Energia Elétrica

A Lei n.º 15.948, de 16 de dezembro de 2016⁵, dispõe sobre benefícios fiscais estaduais, incluindo a isenção de ICMS para o fornecimento de energia elétrica para consumo no Distrito Estadual de Fernando de Noronha.

Com isso, as tarifas pagas pelos consumidores de energia elétrica da ilha são mais baratas que as dos consumidores equivalentes no continente, atendidos pela mesma distribuidora. Essa condição leva a um duplo subsídio, já que por se tratar de um sistema isolado, a Conta de Consumo de Combustíveis - CCC reembolsa a diferença entre o custo de geração nos Sistemas Isolados e o custo médio de geração no SIN (ACRméd).

Não se pretende aqui discutir o mérito desses subsídios, mas cabe ressaltar que os mesmos podem levar a uma distorção de mercado, uma vez que os consumidores não percebem o real e elevado custo de geração local e, conseqüentemente, não têm o sinal econômico que poderia estimular ações de eficiência energética e a instalação de geração distribuída, por exemplo.

2.2.3. Proibição de Veículos a Combustão

O Decreto Distrital n.º 003/2019, de junho/2019, determinou a criação de 130 autorizações ecológicas para o ingresso, permanência e saída de veículos 100% elétricos e sem emissão de dióxido de carbono, seja para uso pessoal ou comercial, inclusive para transporte de passageiros.

Posteriormente, no âmbito do Distrito Estadual de Fernando de Noronha, a Lei n.º 16.810, de 7 de janeiro de 2020 vetou o ingresso de veículos a combustão a partir de 10 de agosto de 2022, e a circulação e permanência de veículos a combustão na ilha a partir de 10 de agosto de 2030. Esta lei não se aplica a embarcações, aeronaves e veículos semelhantes a tratores utilizados na construção civil. Destaca-se, contudo, que a lei, em seu Art. 2º prevê a possível prorrogação desse prazo por até 5 (cinco) anos, se não houver desenvolvimento

⁵ Disponível em:

<https://www.sefaz.pe.gov.br/Legislacao/Tributaria/Documents/legislacao/Leis_Tributarias/2016/Lei15948_2016.htm#_msocom_1>. Acesso em 16 de novembro de 2021.

tecnológico suficiente para garantir o fornecimento de energia limpa no Distrito Estadual de Fernando de Noronha.

De forma prática, esse normativo torna necessário rever a matriz energética da ilha. Para tanto, enxerga-se duas possibilidades tecnológicas para a substituição da frota por veículos elétricos, considerando (i) veículos “plug-in” ou (ii) a célula a combustível⁶.

Destaca-se que a escolha tecnológica tem impactos diretos no planejamento energético. Em se optando por veículos tipo “plug-in”, torna-se necessário reforçar a geração elétrica local, considerando fontes renováveis, solução mais simples, visto o potencial brasileiro para a geração a partir de fontes limpas. A utilização de veículos a célula a combustível, por outro lado, não exigiria a substituição ou ampliação do parque gerador. Considerando o uso de hidrogênio, todavia, seria necessário o estabelecimento de uma estrutura logística e de distribuição de hidrogênio, tema que apesar de ter ganho grande relevância recentemente, pode demandar maior amadurecimento tecnológico. Caso o combustível utilizado para estes veículos fosse o etanol, registra-se que o Brasil já possui o biocombustível distribuído por todo território nacional.

Informações da distribuidora local e notícias veiculadas na internet⁷ indicam já haver uma frota de veículos tipo “plug-in” na ilha, além de estações de recarga. A CELPE estima a substituição gradual da frota, partindo de 80 veículos elétricos “plug-in” em 2022, com previsão de alcançar 500 veículos em 2030, esse crescimento foi levado em consideração pela distribuidora ao apresentar as informações do Planejamento, item 4.

Assim, entende-se que esta deva ser a tecnologia dominante e, por isso, considerada no presente estudo. No entanto, ainda resta um ponto da lei a ser considerado, que seria o fornecimento de energia limpa no Distrito Estadual de Fernando de Noronha. Hoje, a matriz energética utiliza termelétricas a Diesel para a geração da energia consumida na ilha, conforme detalhado no item 3 deste capítulo.

Cabe ressaltar que o presente estudo não busca discutir os benefícios e impactos da adoção de veículos elétricos frente a outras opções tecnológicas, como a utilização de veículos a etanol ou a biodiesel, posto que a lei proíbe veículos a combustão. Porém, vale destacar que essa discussão foi oportunamente apontada em outros estudos (WWF, 2020).

⁶ Tecnologia que tem como fonte o hidrogênio que, combinado com oxigênio do ar na célula a combustível, gera eletricidade que alimenta o motor elétrico do veículo. Atualmente há protótipos de veículos a célula combustível a etanol, porém esta tecnologia ainda é pouco competitiva e apresenta obstáculos para adoção em larga escala no Brasil no curto prazo.

⁷ Disponível em <https://www.noronha.pe.gov.br/comAcontece.php?cod=2527>. Acesso em 03 de novembro de 2021.

2.2.4. Plástico Zero

O Programa Noronha Plástico Zero⁸ foi instituído por meio do Decreto Distrital n.º 02, de 12 de dezembro de 2018, o qual proibiu a entrada, comercialização e uso de recipientes e embalagens descartáveis de material plástico ou similares na ilha, a fim de evitar o descarte inadequado destes recipientes em praias e demais ambientes públicos colaborando com os esforços da Administração Pública na redução do volume de resíduos sólidos. Além disso, os estabelecimentos são obrigados a separar os resíduos, que são recolhidos por meio de coleta seletiva.

Do ponto de vista do planejamento energético, esta medida pode ser favorável para a utilização de resíduos sólidos urbanos (RSU) para geração de energia elétrica, tendo em vista a diferenciação na composição dos resíduos disponíveis, conforme apresentado na seção 6.3.

Como pode ser observado ao longo dessa seção, Fernando de Noronha foi objeto de estudos que discutiram o uso de energia renovável, motivou a implantação de projetos de P&D e de elaboração de legislações específicas para a ilha. Cabe, então, discussão análise aprofundada sobre a disponibilidade e os desafios de uso de diferentes formas de suprimento para Noronha, para tanto, é preciso conhecer o parque gerador atual, bem como a expectativa de crescimento do mercado consumidor na ilha, esses pontos serão discutidos nos próximos itens.

⁸ Disponível em <http://www.noronhaplasticozero.com.br>. Acesso em 03 de novembro de 2021.

3. PARQUE GERADOR ATUAL

A concessão para distribuição e geração de energia em Fernando de Noronha pertence NEOENERGIA CELPE. A outorga de geração tem vigência contratual até março de 2030.



Figura 1 - Instalações da Usina Termelétrica Tubarão. Fonte CELPE, 2019.

Conforme indicado pela distribuidora, a ilha conta com uma usina termelétrica a diesel - UTE Tubarão, Figura 1, que possui três unidades geradoras de 1.286kW e uma máquina de 1.120kW, totalizando 4.978kW. Complementarmente, existe um parque gerador de contingência, com potência adicional de 2.293kW.

Fernando de Noronha conta ainda com duas usinas solares. A Usina Fotovoltaica Noronha I teve seu início de operação em julho de 2014, e possui potência instalada de 402kWp. Já a usina Solar Noronha II foi inaugurada em julho de 2015 e potência instalada de 550kWp. Conforme indicado pela Distribuidora, ambas foram doadas, a primeira para o Comando da Aeronáutica e a segunda para a Administração da ilha, desta forma, a geração dessas usinas é abatida da demanda a ser suprida pela distribuidora.

4. MERCADO A SER ATENDIDO

No âmbito do planejamento do atendimento aos Sistemas Isolados de 2021, via Sistema de Acompanhamento dos Sistemas Isolados (SASI), conforme estabelece a Portaria MME n.º 67/2018, a distribuidora apresentou previsão de crescimento para o seu mercado consumidor, de onde é esperado crescimento da ordem de 35% para a demanda de potência em Fernando de Noronha, período de 2020 a 2024.

Esse crescimento é justificado pelo aumento da produção de água com a ampliação do sistema de dessalinização existente, triplicando a captação da água do mar, de 130 m³/h para 360 m³/h. O atual sistema de dessalinização é responsável por 10% do consumo de energia da ilha, é esperado que esse valor suba para 30% após a ampliação. Além disso, está prevista a implantação de 9 novos loteamentos na ilha, que será responsável pela instalação de novas pousadas e pela migração de hotéis da baixa para a média tensão. Outro fator que irá impactar na demanda é a introdução de veículos elétricos “plug-in” em substituição aos veículos a combustão, conforme item 2.2.3.

4.1. Mercado e Horizonte de Planejamento

A seguir são apresentadas análises de mercado a partir das informações fornecidas pela CELPE. Pela Figura 2 vemos a evolução do consumo em Fernando de Noronha, que em 2031 pode superar 35 MWh. Também é possível observar predominância nos consumos residencial e comercial, cabe destacar que, em relação aos demais sistemas isolados, a ilha apresenta índice baixo de perdas com valor médio de 4,5% em relação à carga.

Em relação à demanda de potência, a Figura 3 apresenta o crescimento esperado para os próximos anos. Esta demanda supera a atual capacidade de geração em 2024, justificando a ampliação do parque gerador instalado. Pela Figura 4, que apresenta o valor de demanda máxima mensal para a ilha em 2019, ano anterior à pandemia, é possível observar que o período de maior demanda acontece entre os meses de dezembro e fevereiro, período de férias.

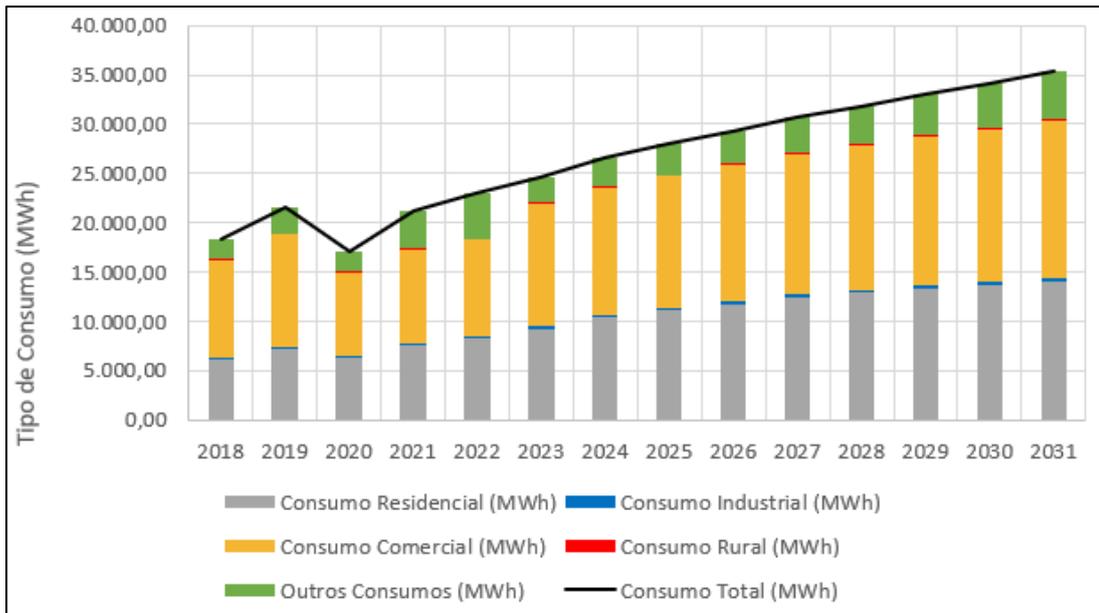


Figura 2 - Consumo Fernando de Noronha: tipo e previsão para os próximos 10 anos.
 Fonte: Elaboração própria a partir das informações de planejamento fornecidas pela distribuidora

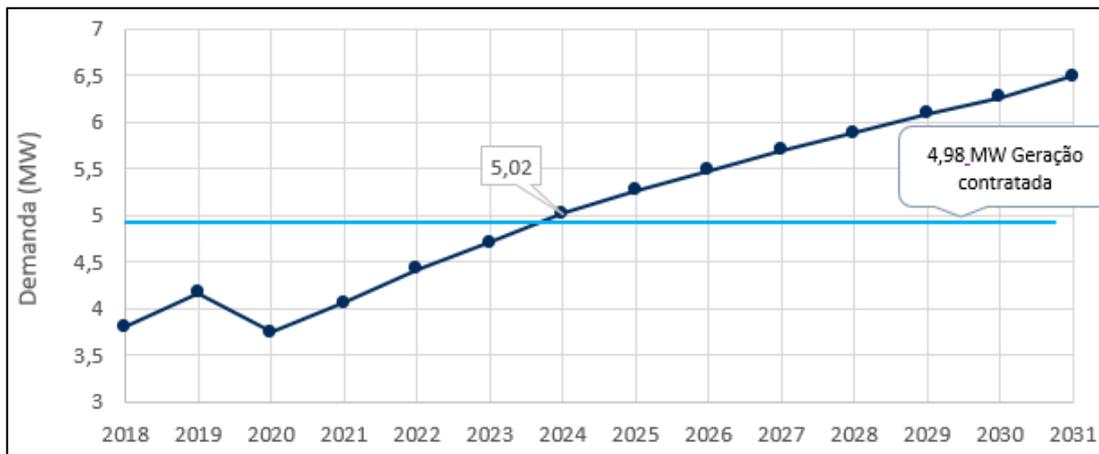


Figura 3 - Histórico (ano de 2018 a maio/2021) e Projeção da Demanda (kW). Fonte:
 Elaboração própria a partir das informações de planejamento fornecidas pela distribuidora

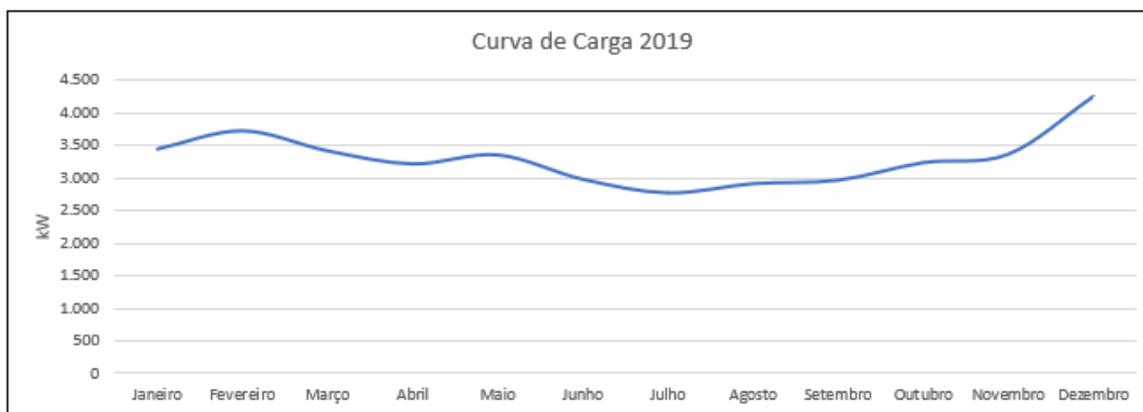


Figura 4 - Curva de Carga mensal - valores de 2019 (kW). Fonte: Elaboração própria a partir das informações de planejamento fornecidas pela distribuidora

4.2. Valor de Reembolso via CCC

A Conta Consumo Combustível (CCC) reembolsa a diferença entre os custos de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados e a valoração dessa energia pelo custo médio de geração no SIN (ACRméd). Os relatórios mensais de Reembolso da emitidos pela CCEE⁹, indicam os custos ressarcidos sobre geração nos Sistemas Isolados por distribuidora e, como Fernando de Noronha é o único Sistema Isolado atendido pela CELPE, podemos obter os custos de geração reembolsados pela CCC para a ilha. A Tabela 1 apresenta os valores no período de 2018 a 2021.

Tabela 1 - Valor de Reembolso Anual da CCC para a Geração de Energia em Fernando de Noronha

Ano	Combustível (R\$)	Geração Própria (R\$)	Frete (R\$)	Custo Total da Geração (R\$)	Reembolso CCC (R\$)
2018	16.926.192	4.824.931	10.576.379	32.327.502	28.054.317
2019	19.473.626	5.738.739	12.401.593	37.613.958	30.796.760
2020	15.400.649	4.955.017	10.490.722	30.846.388	25.203.355
2021*	9.602.701	2.658.814	5.541.291	17.802.807	15.051.394

* Dados até maio de 2021

É perceptível o impacto que o custo do combustível (52%) e o valor do frete (33%) têm no custo de geração, deixando evidente a necessidade de buscar formas alternativas para a

⁹ Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/contas/conta_ccc/ccc_gestao_conta?_afzLoop=78774615608587&_adf.ctrl-state=5c8y3otc4_18#!%40%40%3F_afzLoop%3D78774615608587%26_adf.ctrl-state%3D5c8y3otc4_22. Acesso em 04 de novembro de 2021.

geração de energia ou a implantação de ações de eficiência energética em Fernando de Noronha, que possam contribuir para reduzir os custos da CCC.

5. QUESTÕES SOCIOAMBIENTAIS

O Arquipélago de Fernando de Noronha é protegido pelas Unidades de Conservação (UCs): Área de Proteção Ambiental – APA de Fernando de Noronha, Rocas, São Pedro e São Paulo (1986) e Parque Nacional Marinho – Parnamar de Fernando de Noronha (1988), ambos federais, além de uma APA Estadual, instituída em 1989, com o objetivo de garantir a proteção dos ecossistemas marinhos e costeiros¹⁰.

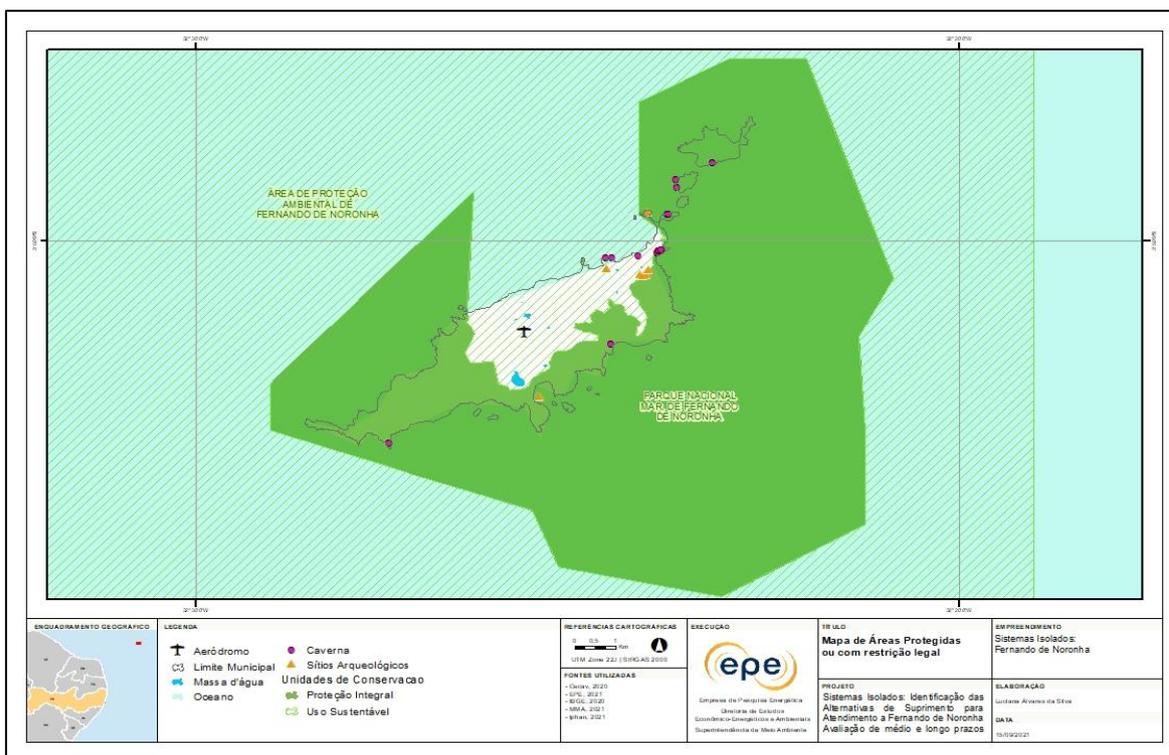


Figura 5 – Áreas Protegidas no Arquipélago de Fernando de Noronha. Fonte: Webmap EPE

A APA de Fernando de Noronha, Unidade de Conservação federal de uso sustentável, em verde claro (hachurado) na Figura 5, foi criada pelo Decreto Federal n.º 92.755/1986 com os objetivos principais de: “*proteger e conservar a qualidade ambiental e as condições de vida da fauna e da flora; compatibilizar o turismo organizado com a preservação dos recursos naturais; e, conciliar, no Território Federal de Fernando de Noronha, a ocupação humana com a proteção ao meio ambiente*”. Possui área total de 79.706 hectares, dividida em: 30% da parte terrestre do Arquipélago de Fernando de Noronha e entorno marinho; entorno da Reserva Biológica do Atol das Rocas; e Arquipélago de São Pedro e São Paulo¹¹.

¹⁰ Disponível em https://www.noronha.pe.gov.br/instMeioAmbiente_1.php. Acesso em 05 de novembro de 2021.

¹¹ Disponível em <https://www.parnanoronha.com.br/apa>. Acesso em 05 de novembro de 2021.

O Parnamar de Fernando de Noronha, de proteção integral, área em verde escuro na Figura 5, foi criado pelo Decreto Federal n.º 96.693/1988, com o objetivo de: “*proteger amostra representativa dos ecossistemas marinhos e terrestres do arquipélago, assegurando a preservação de sua fauna, flora e demais recursos naturais, proporcionando oportunidades controladas para visitação, educação e pesquisa científica, contribuindo para a proteção de sítios e estruturas de interesse histórico-cultural porventura existentes na área*”. Ocupa uma área total de 11.270 hectares, correspondente a 70% da ilha principal (Fernando de Noronha) e as demais ilhas do arquipélago¹².

A gestão ambiental dessas UCs é de responsabilidade do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio). Tendo em vista a sobreposição da APA com o Distrito Estadual de Fernando de Noronha, a gestão é compartilhada com a Administração da Ilha, sendo o ICMBio responsável pela gestão ambiental no que compete à aplicação da legislação ambiental (proteção, monitoramento e autorização) e a gestão dos serviços públicos como educação, fornecimento de água potável, tratamento de esgoto, coleta de lixo, manutenção de vias, praças, trilhas e praias da APA, são de responsabilidade do Governo de Pernambuco.

5.1. Licenciamento Ambiental

De acordo com a Lei n.º 9.985/2000 que instituiu o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza – SNUC (Brasil, 2000), para as UCs do grupo de proteção integral, como o Parnamar Fernando de Noronha, as atividades permitidas são: pesquisas científicas e o desenvolvimento de atividades de educação e interpretação ambiental; de recreação em contato com a natureza; e de turismo ecológico, sendo admitido apenas o uso indireto dos seus atributos naturais. Já na APA, é permitido o uso sustentável dos recursos naturais, desde que este seja compatibilizado com a conservação da natureza.

Conforme estabelecido na Lei Complementar n.º 140/2011 Art. 7º, inciso XIV, a competência para o licenciamento de atividades ou empreendimentos utilizadores de recursos ambientais, efetiva ou potencialmente poluidores ou capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental, localizados ou desenvolvidos em Unidades de Conservação instituídas pela União, exceto em APAs, será do órgão ambiental do ente federativo da respectiva Unidade de Conservação. Portanto, a competência pelo licenciamento ambiental no Arquipélago de Fernando de Noronha se divide em:

¹² Disponível em <https://www.parnanoronha.com.br/o-parque>. Acesso em 05 de novembro de 2021.

-
- a) Parnamar Fernando de Noronha – o responsável seria o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama); e
 - b) APA Fernando de Noronha – o responsável seria a Agência Estadual de Meio Ambiente de Pernambuco (CPRH).

Considerando que o ICMBio é o órgão gestor da APA Fernando de Noronha, cabe a ele autorizar processos de licenciamento ambiental, na esfera estadual ou federal, de empreendimentos ou atividades localizadas fora da área urbana estabelecida pelo zoneamento da APA (ICMBio, 2017), conforme previsto na Lei n.º 9.985/2000¹³, na Resolução Conama nº 428/2010 (MMA, 2010) e na Instrução Normativa ICMBio nº 10/2020.

Esse entendimento é confirmado no Plano de Manejo¹⁴ da APA Fernando de Noronha, que afirma que o licenciamento ambiental na parte terrestre da APA é atribuição da esfera estadual, cabendo sua condução à Agência Estadual de Meio Ambiente de Pernambuco, com exceção das situações elencadas nos incisos b, f, g e h, item XIV do Art. 7º da Lei Complementar n.º 140/2011, cuja atribuição é do Ibama (ICMBio, 2017), a saber:

b) localizados ou desenvolvidos no mar territorial, na plataforma continental ou na zona econômica exclusiva;

f) de caráter militar, excetuando-se do licenciamento ambiental, nos termos de ato do Poder Executivo, aqueles previstos no preparo e emprego das Forças Armadas, conforme disposto na Lei Complementar no 97, de 9 de junho de 1999;

g) destinados a pesquisar, lavrar, produzir, beneficiar, transportar, armazenar e dispor material radioativo, em qualquer estágio, ou que utilizem energia nuclear em qualquer de suas formas e aplicações, mediante parecer da Comissão Nacional de Energia Nuclear (Cnen); ou

h) que atendam tipologia estabelecida por ato do Poder Executivo, a partir de proposição da Comissão Tripartite Nacional, assegurada a participação de um membro do Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama), e considerados os critérios de porte, potencial poluidor e natureza da atividade ou empreendimento.

¹³ Art. 36, § 3º Quando o empreendimento afetar unidade de conservação específica ou sua zona de amortecimento, o licenciamento a que se refere o caput deste artigo só poderá ser concedido mediante autorização do órgão responsável por sua administração, e a unidade afetada, mesmo que não pertencente ao Grupo de Proteção Integral, deverá ser uma das beneficiárias da compensação definida neste artigo.

¹⁴ Plano de manejo é o documento técnico mediante o qual, com fundamento nos objetivos gerais de uma unidade de conservação, se estabelece o seu zoneamento e as normas que devem presidir o uso da área e o manejo dos recursos naturais, inclusive a implantação das estruturas físicas necessárias à gestão da unidade (inciso XVII, Art. 2º, Lei nº 9.985/2000).

5.2. Sensibilidades Ambientais no Arquipélago

Como visto no item anterior, a UC que protege praticamente todo o Arquipélago de Fernando de Noronha, nela há áreas de reprodução de espécies marinhas e rotas migratórias de aves, áreas com concentração de golfinhos, tartarugas, peixes, corais e outras espécies, tais áreas trazem consigo o desafio de compatibilizar a ocupação e o uso dos recursos naturais de forma a garantir a proteção dos ambientes naturais, questão que é extremamente sensível para a Ilha.

5.2.1. Unidades de Conservação

O Plano de Manejo do Parnamar Fernando de Noronha apresenta um zoneamento específico, abrangendo a parte terrestre e marinha do Parque, dividindo-se em: Zona Intangível, Zona Primitiva, Zona de Uso Extensivo, Zona de Uso Intensivo, Zona Histórico-Cultural, Zona de Recuperação e Zona de Uso Especial (Ibama/Funatura, 1990).

Já o Plano de Manejo da APA Fernando de Noronha estabelece o zoneamento do território sob sua proteção com o objetivo de orientar o processo de fiscalização e controle das atividades existentes na área, de forma a possibilitar a conservação/recuperação de áreas de grande valor ambiental, concomitantemente ao desenvolvimento socioeconômico do Distrito Estadual de Fernando de Noronha (ICMBio, 2017). Esse zoneamento estabelece 10 zonas, que preveem a preservação, a conservação, a recuperação de áreas degradadas, a atividade agropecuária, a pesquisa no arquipélago de São Pedro e São Paulo, a conservação dos recursos naturais conciliada às atividades de uso público, o desenvolvimento sustentável da atividade pesqueira e, por fim, o uso e ocupação do solo voltado às atividades urbanas (Figura 6).

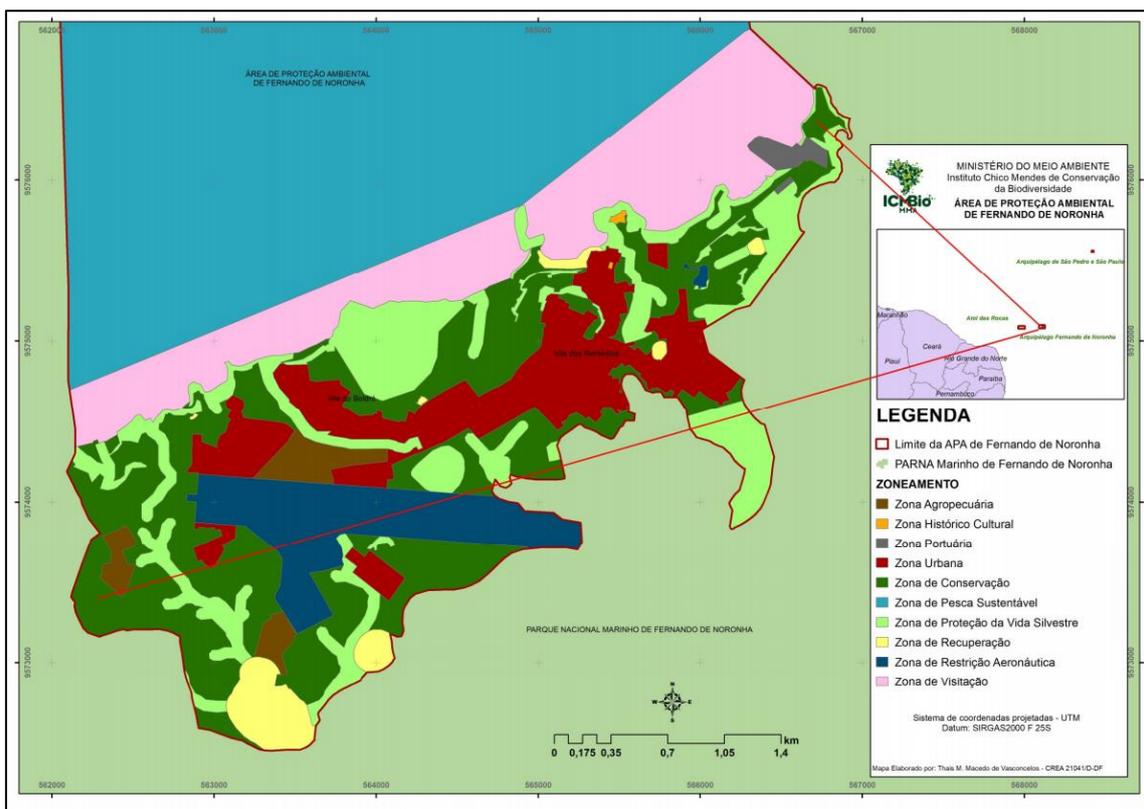


Figura 6 – Zoneamento do Arquipélago de Fernando de Noronha. Fonte: ICMBio (2017)

Cada zona possui normas gerais de manejo, tais como usos permitidos, restrições e recomendações. Algumas dessas zonas são mais restritivas, tais como a Zona de Proteção da Vida Silvestre, que constitui 23,5% da porção terrestre da APA e 40,0% da área marinha (incluindo o Atol das Rocas); a Zona de Conservação, com 37,9% da área terrestre da APA; e a Zona de Recuperação, com 4,1% da área terrestre da APA. As atividades nessas zonas não deverão comprometer a integridade dos recursos naturais e do patrimônio histórico-cultural e arqueológico existentes (ICMBio, 2017).

5.2.2. Áreas Prioritárias para a Conservação do Ambiente Marinho

O Arquipélago de Fernando de Noronha é considerado como área de extrema importância biológica para a conservação do ambiente marinho, tais como para a avifauna marinha e costeira, fauna de recifes de corais e de costões rochosos, berçário para diversos grupos ameaçados, como é o caso dos cetáceos e quelônios, além de locais de reprodução e alimentação de diversas espécies migratórias (ICMBio, 2017).

5.2.3. Áreas Importantes para Aves

Segundo o Relatório de Rotas e Áreas de Concentração de Aves Migratórias no Brasil (CEMAVE, 2020), as ilhas oceânicas como Fernando de Noronha são, via de regra, extremamente importantes para a avifauna marinha e migratória, pois são áreas regulares de rota, pousio, descanso, alimentação e reprodução. Sem essas áreas, ao longo de sua rota migratória, algumas espécies não conseguem chegar ao seu destino, deixando de completar seu ciclo de vida. De acordo com a base cartográfica desse Relatório, o arquipélago possui áreas importantes para aves migratórias por expressiva concentração de indivíduo e áreas com registro de espécies de aves ameaçadas conforme Portaria MMA n.º 444/14, Figura 7.

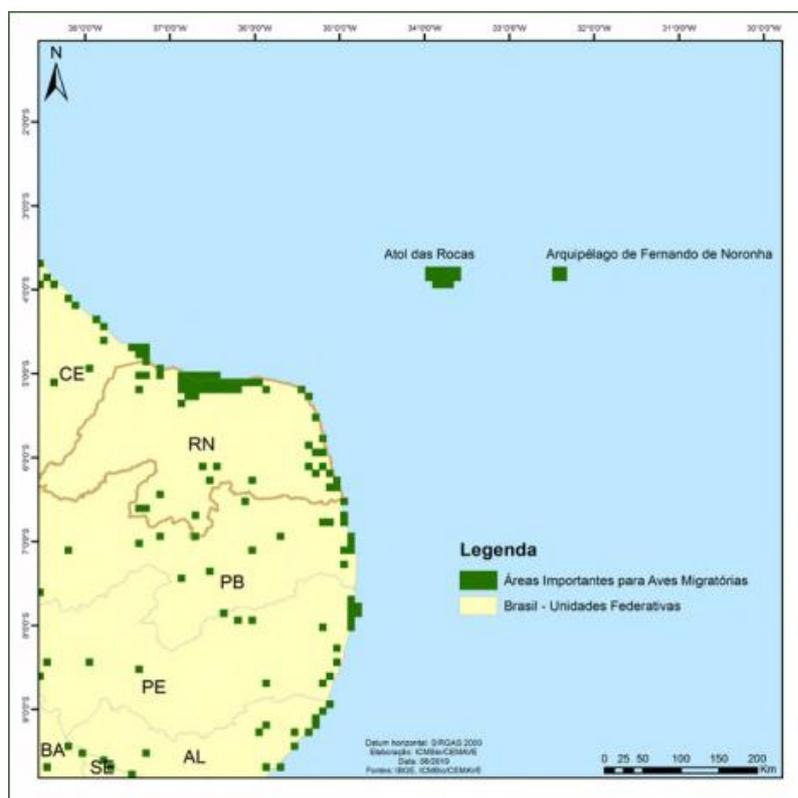


Figura 7 – Áreas Importantes para Aves Migratórias no Atol das Rocas e arquipélago de Fernando de Noronha. Fonte: CEMAVE (2020)

Vale ressaltar que tais áreas são importantes, conforme Resolução Conama n.º 462/2014 (MMA, 2014), que estabelece procedimentos para o licenciamento ambiental de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica em superfície terrestre. No caso de implantação de empreendimentos eólicos em áreas regulares de rota, pousio, descanso, alimentação e reprodução de aves migratórias constantes no Relatório de Rotas e Áreas de Concentração de Aves Migratórias no Brasil (CEMAVE, 2020), não será considerado de baixo impacto,

exigindo a apresentação de Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA), além de audiências públicas, nos termos da legislação vigente.

5.2.4. Áreas Prioritárias para Reprodução de Tartaruga Marinha

As áreas consideradas como prioritárias para a conservação das tartarugas marinhas contempladas na Resolução Conama n.º 10/96 (MMA, 1996) incluem parte do litoral do Rio Grande do Norte, todo o litoral de Sergipe, o litoral norte dos estados da Bahia, Espírito Santo e Rio de Janeiro, além das ilhas oceânicas de Atol das Rocas, Fernando de Noronha e Trindade (Sforza *et. al*, 2017), Figura 8.

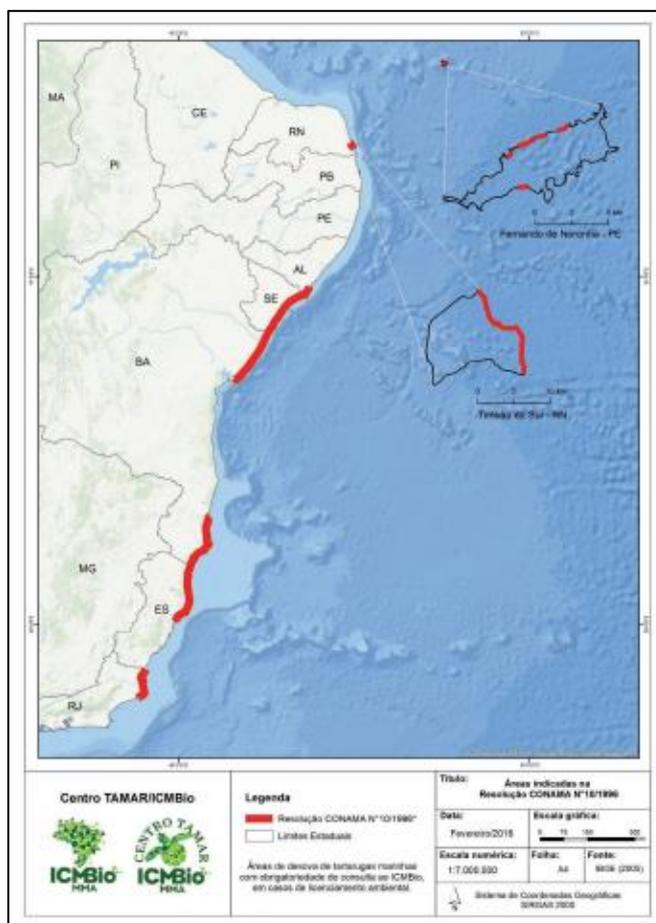


Figura 8 – Áreas prioritárias para a reprodução das tartarugas marinhas. Fonte: Sforza *et. al* (2017)

Segundo ICMBio (2017), a APA Fernando de Noronha, Rocas, São Pedro e São Paulo pode ser considerada uma área estratégica para a conservação de quelônios marinhos por ser área de alimentação e de crescimento da tartaruga-de-pente (*Eretmochelys imbricata*) e local de reprodução da tartaruga verde (*Chelonia mydas*).

Conforme especificado na Resolução Conama n.º 10/1996 (MMA, 1996) e no Plano de Manejo da APA (ICMBio, 2017), para o licenciamento ambiental em áreas prioritárias para reprodução de tartarugas marinhas, tais como nas praias do Boldró, Conceição, Caieira, Americano, Bode, Cacimba do Padre e Baía de Santo Antônio, praias de desova de tartaruga marinha, é necessária manifestação do Centro de Conservação e Manejo das Tartarugas Marinhas – Centro Tamar, bem como da Secretaria do Patrimônio da União - SPU e da Marinha do Brasil.

5.2.5. Fauna Marinha

As zonas costeira e marinha são áreas importantes para alimentação, reprodução e rotas migratórias dos mamíferos marinhos. Dentre as espécies registradas no Arquipélago de Fernando de Noronha, o golfinho-rotador (*Stenella longirostris*), uma das mais importantes atrações turísticas da Ilha, está concentrado principalmente na Baía dos Golfinhos e Entre Ilhas. No Livro Vermelho da Fauna Brasileira Ameaçada de Extinção (ICMBio, 2018), essa espécie é classificada na categoria de “Dados Insuficientes” de risco de extinção, indicando que faltam dados adequados sobre a sua distribuição e/ou abundância, mas que se reconhece a possibilidade de que ela possa estar ameaçada. Além dessa espécie, outras como, golfinho-pintado, golfinho-nariz-de-garrafa, baleia-piloto, cachalote e baleia-jubarte já foram registradas dentro dos limites da APA de Fernando de Noronha, Rocas, São Pedro e São Paulo (ICMBio, 2017).

No Arquipélago são encontradas, também, espécies ameaçadas de extinção, tais como o Tubarão-baleia (*Rhincodon typus*), Tubarão-limão (*Negaprion brevirostris*), Tubarão-dos-ricifes (*Carcharhinus perezi*) e Raia-manta (*Mobula birostris*). Essas espécies são classificadas na categoria “Vulnerável” da lista das espécies brasileiras ameaçadas de extinção, o que significa que estão enfrentando risco alto de extinção na natureza (ICMBio, 2018).

5.2.6. Paisagem

O Arquipélago de Fernando de Noronha, reconhecido pela Unesco como Patrimônio Natural Mundial pela importância para a vida marinha, como a reprodução e a alimentação do atum, tubarão, tartaruga e mamíferos marinhos; abriga a maior concentração de aves marinhas do Oceano Atlântico; possui os únicos exemplares de Mata Atlântica Insular e manguezal oceânico no Atlântico Sul; além de conter os habitats naturais mais importantes e

significativos para a conservação *in situ* da diversidade biológica, incluindo aqueles que contêm espécies ameaçadas do ponto de vista da ciência ou conservação (Unesco, 2001).

As belezas naturais e o estado de conservação do Arquipélago são também de grande relevância para o turismo sustentável, principal atividade econômica da Ilha, com vários atrativos tais como áreas de mergulho, surfe, praias, passeios de barco e de bugre, observação de golfinhos.

Como pode ser observado, diversos são os fatores ambientais que devem ser considerados durante a elaboração de um projeto para suprimento energético à ilha e, devido esses fatores, em havendo contratação via Leilão para Fernando de Noronha, diferente do que acontece para outros leilões dos Sistemas Isolados, poderá ser exigido a apresentação de licença ambiental para fins de habilitação técnica.

6. ALTERNATIVAS DE SUPRIMENTO

Sabendo o crescimento da carga previsto para Fernando de Noronha, a capacidade instalada do parque gerador e as restrições ambientais existentes na ilha, o próximo passo é a identificação dos recursos energéticos que podem ser utilizados para a geração de energia elétrica na ilha.

6.1. TECNOLOGIA EÓLICA

A primeira turbina eólica do Brasil foi instalada em Fernando de Noronha em 1992 com 17 metros de diâmetro, 75 kW de potência e 23 m de altura. O projeto foi desenvolvido pela CELPE em parceria com a Universidade Federal de Pernambuco e o *Folkcenter*, essa turbina atualmente não está em operação. No ano 2000 foi instalada, em uma área de dunas, uma segunda turbina pelo Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE) em parceria com o *RisØ National Laboratory da Dinamarca*, o equipamento começou a operar em 2001. Essa turbina possuía 225 kW de potência, 27 metros de diâmetro e 32,46 metros de altura e foi desinstalada entre 2010 e 2011 após ter sido atingida por um raio em 2009 (PINTO, 2013). No período que operaram juntas, as turbinas chegavam a atender 25% do consumo total da ilha segundo a ANEEL *apud* PINTO (2013).

BARROS (2002) analisou dados de produção de energia ativa e do consumo de energia reativa referentes à turbina de 225 kW no período de testes, de maio a julho de 2000. No mês de junho daquele ano, a turbina contribuiu com 13% de toda a energia fornecida à rede elétrica. A produção de eletricidade das 2 turbinas eólicas proporcionou uma economia de 35.000 litros de óleo diesel nesse período.

Conforme apresentado no item 2, a utilização de recursos renováveis em Fernando de Noronha foi objeto de diversos estudos, sendo a energia eólica uma das fontes consideradas. SILVEIRA (2013) avaliou a instalação de 4,5 MW de eólicas, operando em conjunto com 4,2 MW de geradores diesel e com sistema de armazenamento a bateria. Para a simulação da geração eólica foi utilizada uma turbina de 250 kW de potência e 25 metros de altura do eixo do cubo, considerando que haveria restrições para o descarregamento da turbina eólica no porto da ilha principal.

O trabalho do RENEWABLES 100 POLICY INSTITUTE (2017) identificou a possibilidade de adição de turbinas eólicas de pequeno porte na ilha, se os critérios de segurança ambiental permitirem. A ilha possui recurso eólico significativo e esse pode ser utilizado associado à energia solar, uma vez que o recurso eólico e o solar apresentam pico em horários diferentes do dia, essas tecnologias são complementares. Foi apontada, ainda, a

possibilidade de compartilhamento do inversor, no caso de instalação de projetos híbridos, o que contribuiria para reduzir o custo total do investimento, além disso, usinas híbridas com tecnologia solar e eólica podem reduzir os custos de energia em 20%.

O relatório do WWF-BRASIL (2020) apresenta como alternativa para que a implementação de veículos elétricos no arquipélago consiga reduzir a emissão de poluentes a zero, entre outras medidas, a implementação de torres eólicas. Os autores sugerem a substituição das torres eólicas desativadas por duas novas com capacidade de 1,5 MW cada, com capacidade de gerar cerca de 70% do consumo de energia da ilha de 2018.

Diante desses estudos, cabe investigar o potencial eólico da ilha tanto *onshore* quanto *offshore*. Sendo que em relação ao aproveitamento do recurso eólico *onshore* é importante caracterizar de acordo com o tamanho dos aerogeradores, visto que existem equipamentos de grande porte e de pequeno porte.

Portanto, para uma melhor organização do capítulo, serão definidas 3 classes de aproveitamento de acordo com o porte dos aerogeradores: turbinas *onshore* de pequeno porte (turbina até 2 MW, incluindo geração distribuída); *onshore* de grande porte (superior a 2MW); e *offshore*.

6.1.1. Identificação do Potencial Eólico

O Atlas Eólico e Solar de Pernambuco, de 2017, em seu capítulo X¹⁵, informa que a velocidade média anual do vento na altura de 100 metros em Fernando de Noronha é superior a 8,5 m/s em qualquer ponto do arquipélago, Figura 6. Mesmo a uma altura de 10 m alguns pontos da ilha alcançam velocidades médias anuais de 9 m/s. Segundo a classificação de IRENA (2014), velocidades acima de 7 m/s, são consideradas muito adequadas para a geração de energia.

¹⁵ Disponível em

<http://www.atlaseolicosolar.pe.gov.br/chapter/noronha.html?Cap%C3%ADtulo%20X%20-%20O%20Arquip%C3%A9lago%20de%20Fernando%20de%20Noronha>. Acesso em 05 de novembro de 2021.

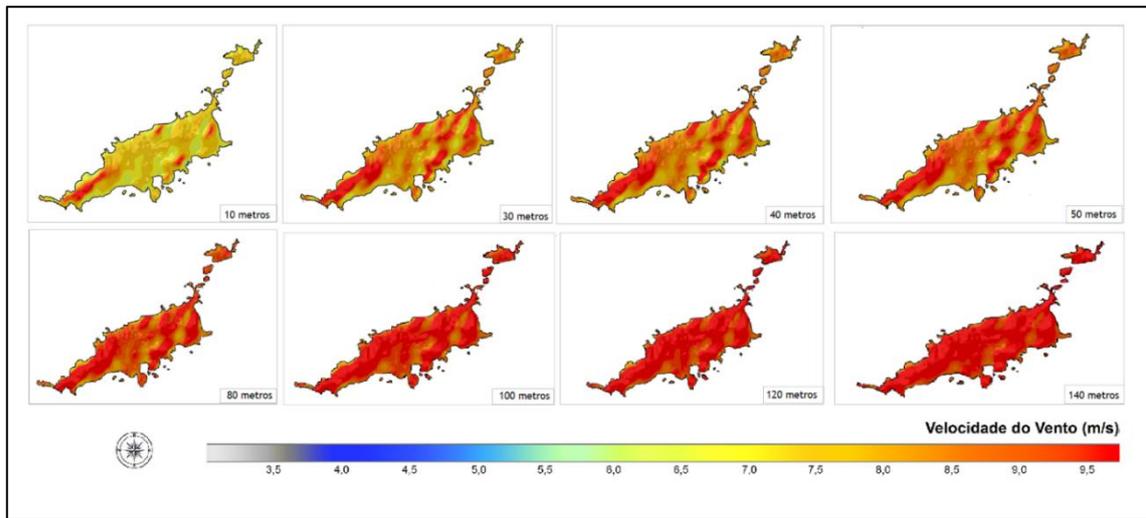


Figura 9 - Velocidade do vento média anual (m/s). Fonte: Atlas Eólico e Solar de Pernambuco (2017)

As direções predominantes do vento no arquipélago são: sudeste, sul-sudeste, sudeste-leste e sul, com predominância dos ventos alísios de sudeste, Figura 10.

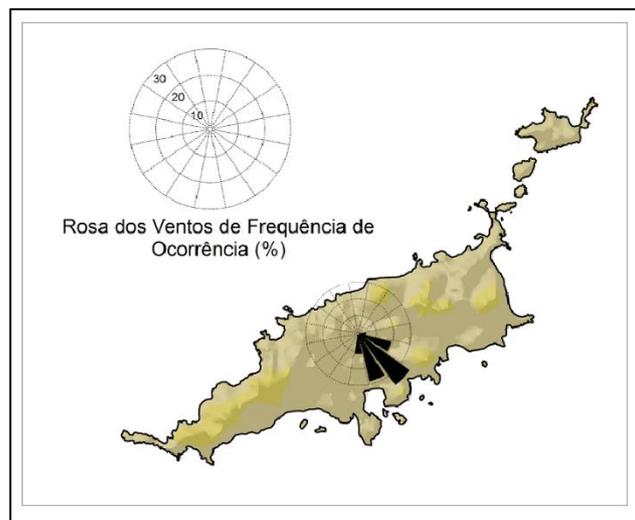


Figura 10- Rosa dos Ventos de Frequência de Ocorrência (%). Fonte: Atlas Eólico e Solar de Pernambuco (2017)

O vento varia em escalas horárias e mensais, conforme mostrado nas figuras.

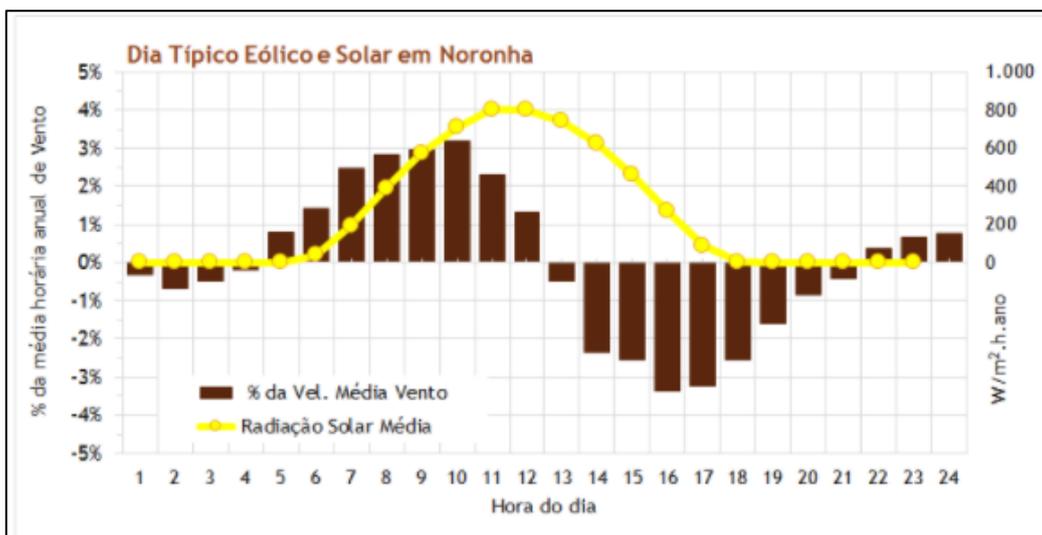


Figura 11 - Dia típico eólico e solar. Fonte: Atlas Eólico e Solar de Pernambuco (2017)

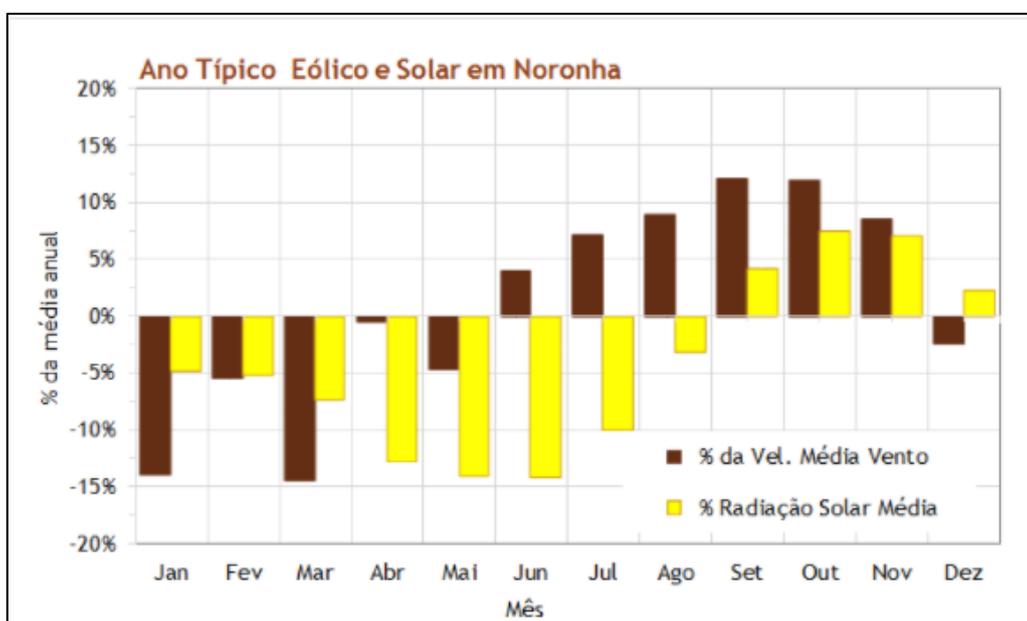


Figura 12- Ano típico eólico e solar. Fonte: Atlas Eólico e Solar de Pernambuco (2017)

Considerando apenas o recurso disponível, a ilha de Fernando de Noronha seria adequada para instalação de turbinas de qualquer porte, tanto *onshore* quanto *offshore*. Porém, embora muito importante, a velocidade do vento não é o único parâmetro utilizado para estimativa do potencial eólico, sendo que existem várias restrições relacionadas a altitude, declividade, interferências na paisagem, ruído, infraestrutura, entre outros. Essas características são diferentes de acordo com o porte dos aerogeradores e serão melhor explicadas nos itens a seguir.

6.1.1.1. Potencial *onshore* de pequeno porte

A tecnologia eólica utilizando turbinas de geração distribuída ainda é uma atividade pouco praticada no Brasil. Existem várias tecnologias que podem ser usadas, com aerogeradores de eixo vertical ou horizontal. O Guia do Instituto Ideal¹⁶ possui um resumo com os principais tipos de geradores.

Em locais como Fernando de Noronha, que possuem vento unidirecional, o gerador de rotor horizontal provavelmente será o mais adequado. No Brasil, a empresa Enersud fabrica este tipo de equipamento com as seguintes potências variadas como 200 W, 420 W e 1.200 W, por exemplo. A Figura 13 mostra dois casos reais em que turbinas de eixo horizontal foram usadas para geração distribuída.



Figura 13 – Geração Distribuída com Turbinas de Eixo Horizontal. Fonte: U.S. Department of Energy

Caso não seja possível instalar os equipamentos em torres, existem outros modelos que podem ser instalados no solo ou em telhados, como visto na abaixo.



Figura 14 – Geração Distribuída – outras tecnologias. Fonte: Enersud e Engenhariahoje.com

¹⁶ Disponível em: <https://institutoideal.org/guiaeolica/>. Acesso em 05 de novembro de 2021.

No modelo de geração distribuída, muitas vezes as decisões de investimento são individuais e dependem do comportamento do consumidor, o que pode ser um desafio para o uso dessas tecnologias.

Além da geração distribuída, o potencial eólico da ilha também pode ser de interesse de empreendedores que queiram instalar turbinas *onshore* de pequeno porte, nesse sentido, devem ser observadas as questões listadas no item 6.1.1, bem como as questões ambientais apresentadas no capítulo 5. Outro ponto de atenção para o aproveitamento do potencial *onshore* diz respeito à área ocupada por parques eólicos.

O Atlas de Pernambuco estimativa densidade de potência de 3,2 MW/km². No entanto, esse valor varia muito de acordo com premissas como a quantidade de aerogeradores, o desenho do parque, o dimensionamento das turbinas e as distâncias necessárias para segurança e funcionamento adequado das máquinas.

Para Fernando de Noronha, por exemplo, considerando-se a hipótese de instalação de uma única turbina E-44¹⁷, com potência de 0,9 MW e altura de 45 metros, com área reservada mínima baseada em sua altura total (altura do cubo somada com o tamanho da pá), estima-se uma densidade de potência de aproximadamente 64 MW/km². Ou seja, com essas premissas, para se instalar uma única turbina de 1 MW seria necessária uma área de 1,6 ha. Ressalta-se que as turbinas devem ainda respeitar distanciamento mínimo em relação a zonas urbanas e devem ser descartadas áreas de preservação ambiental.

6.1.1.2. Potencial *onshore* de grande porte

Considerando restrições de altitude, declividade e uso do solo, o Atlas Eólico e Solar de Pernambuco não indica a instalação de turbinas eólicas de grande porte em Fernando de Noronha. Além destes fatores, a falta de infraestrutura portuária seria mais um desafio para a instalação de aerogeradores convencionais, que possuem potência acima de 2 MW. Seria necessário que o porto e as estradas locais suportassem o peso e as dimensões dos aerogeradores. Segundo informações da distribuidora, outro agravante é que parte da população tem receio quanto à instalação de turbinas na ilha, visto que os anteriormente instalados foram destruídos por raios e causaram transtornos.

¹⁷ Disponível em: http://www.wobben.com.br/fileadmin/user_upload/ec_product_br.pdf. Acesso em 26 de novembro de 2021.

6.1.1.3. Potencial *offshore*

O site do Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP)¹⁸ apresenta mapas como estimativa inicial do potencial de energia eólica no mar considerando como critérios tanto a velocidade do vento, quanto a profundidade da água para diferentes locais do mundo.

O ESMAP utiliza dados de velocidade de vento obtidos a partir do Global Wind Atlas (GWA) e dados de profundidade de General Bathymetric Chart of the Oceans (GEBCO). Para as estimativas, são considerados como premissas tecnicamente viáveis:

- Regiões com média anual de velocidade de vento superior a 7 m/s a 100 metros de altura;
- Fundações fixas adequadas para profundidades de água de menos de 50m;
- Fundações flutuantes adequadas para profundidades entre 50 e 1.000 m;
- Regiões a menos de 200 km da costa;
- Densidade de 3 MW/km² para velocidades do vento entre 7 e 8 m/s;
- Densidade de 4 MW/km² para ventos com velocidade superior a 8 m/s; e
- Regiões isoladas com área menor do que 10 km² foram excluídas.

As áreas identificadas para Fernando de Noronha estão representadas na Figura 15. Para fundações fixas foi identificada uma área de 68,14 km², com um potencial total estimado de 204,4 MW. Para fundações flutuantes a área identificada foi de 327,75 km², e o potencial 983,2 MW.

¹⁸ Disponível em: https://esmap.org/esmap_offshorewind_techpotential_analysis_maps. Acesso em 15 de outubro de 2021

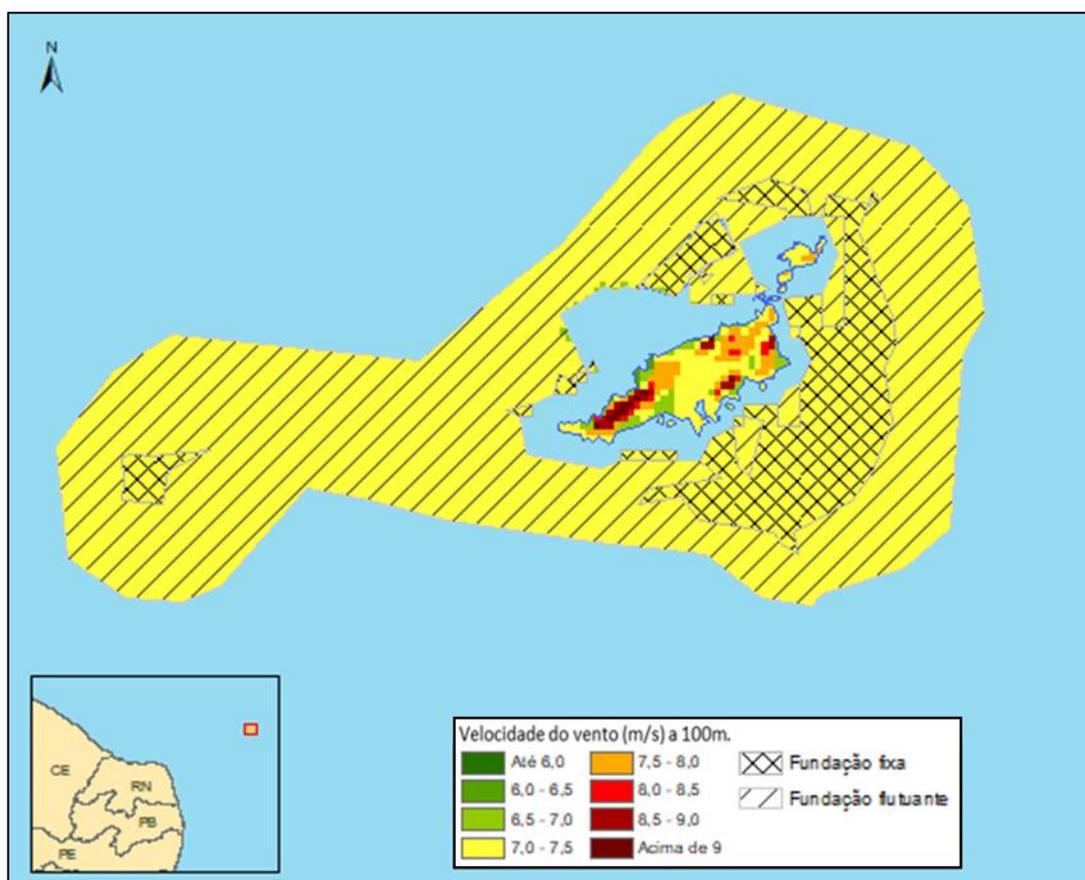


Figura 15- Regiões tecnicamente viáveis para a exploração de energia eólica no mar e velocidade do vento a 100m de altura. Fontes: Elaboração própria, a partir de GWA (2021) e ESMAP (2021)

6.1.2. Considerações sobre o Aproveitamento do Potencial

Em relação às turbinas eólicas para geração distribuída, a instalação dessa tecnologia normalmente depende da decisão dos consumidores, assim como ocorre com uso da energia solar (térmica ou fotovoltaica). Desta forma, o seu uso depende de incentivos e conscientização dos moradores. Além disso, questões como a possibilidade de interferência na paisagem e o ruído que pode ser produzido pelos geradores também devem ser considerados.

É importante destacar que a geração eólica distribuída não é uma tecnologia que está massificada no Brasil, sendo um desafio adicional a obtenção de mão de obra especializada para instalação e manutenção.

Quanto às turbinas *onshore* de grande porte, conforme mostrado no item 6.1.1.2, existem restrições técnicas que põem inviabilizar o uso destes equipamentos, principalmente relacionadas à logística necessária para instalação dos equipamentos.

Já no caso das turbinas *offshore*, apesar de serem maiores que as *onshore*, o problema de logística é minimizado. Segundo a BVG ASSOCIATES (2019), podem ser utilizados diferentes locais para dar suporte à pré-montagem e construção das fundações e turbinas, sendo que tanto a localização quanto as condições climáticas afetam o tempo gasto para a implantação do parque. Entre os requisitos típicos de um porto de construção estão: ao menos 8 hectares de área apropriada para descarregamento e pré-montagem; cais com comprimento de 200-300 metros; acesso à água para acomodar embarcações de até 140m de comprimento, 45 m de largura e 6m de profundidade e espaço aéreo de no mínimo 100m para permitir o embarque vertical de torres. Ou seja, não necessariamente seriam utilizadas as instalações da ilha de Fernando de Noronha, podendo ser considerado, como opção, portos localizados na costa, com o posterior transporte das estruturas até o local de instalação.

Outra questão importante em relação às eólicas *offshore* diz respeito à potência instalada. Atualmente o menor aerogerador comercial apresenta potência maior que 8 MW. Considerando que a carga de Fernando de Noronha é de cerca de 4 MWmed, é importante considerar a instalação de sistemas de armazenamento a fim de melhor aproveitar esse potencial evitando cortes de geração. Os sistemas de armazenamento estão detalhados no item 6.9. Considerando a intermitência do recurso eólico, Figura 11 e Figura 12, não seria viável atender integralmente a carga somente com a energia eólica, o que é mais um argumento para a instalação de sistemas de armazenamento na ilha.

A Figura 16 mostra o impacto visual que as turbinas eólicas *offshore* representam sobre a paisagem. Nota-se que a partir de 10 milhas da costa, aproximadamente 16 km, elas se tornam quase imperceptíveis. A fim de reduzir o impacto visual, o Ibama, em seu Termo de Referência (TR)¹⁹ para Complexos Eólicos Marítimos, recomenda que, para regiões com alta sensibilidade, as turbinas eólicas *offshore* devem ser instaladas com distância que varia de 13 km a 24 km para ter um impacto considerado de nível médio na paisagem. Já a partir de 24 km, a instalação teria um menor impacto. A Figura 17 mostra no mapa o que essas distâncias representam para a ilha, de onde nota-se a existência de áreas propícias para instalação de aerogeradores *offshore* no entorno da ilha, indicando a viabilidade da consideração da geração eólica para suprimento energético à demanda de Fernando de Noronha.

Segundo informações do *Roadmap Eólica Offshore Brasil* (EPE, 2020b), o tempo para a elaboração do projeto e construção de usinas eólicas *offshore* pode levar até 6 anos, porém o Termo de Referência do IBAMA informa que para projetos experimentais, com até duas

¹⁹ Disponível em: https://www.ibama.gov.br/phocadownload/licenciamento/publicacoes/2020-11-TR_CEM.pdf. Acesso em 10 de novembro de 2021.

turbinas, ou instalados sobre plataformas existentes, o empreendedor poderá demandar estudo ambiental simplificado, o que pode reduzir o prazo de implantação desses projetos em Fernando de Noronha. Cabe destacar que, mesmo com a instalação de apenas uma turbina, o órgão ambiental pode considerar que não se trata de um empreendimento de baixo impacto, em virtude das sensibilidades ambientais da região, e solicitar o EIA/RIMA ao invés do RAS (Relatório Ambiental Simplificado).

Questões específicas relacionadas ao cabeamento até a ilha e às fundações dos aerogeradores não serão avaliadas neste estudo. Porém, cabe destacar que a maior distância das turbinas, embora reduza o impacto visual, tende a aumentar os custos de transmissão.



Figura 16- Impacto Visual de uma turbina offshore²⁰.

²⁰ Disponível em: <https://www.nbcnews.com/id/wbna27068747>. Acesso em 08 de novembro de 2021.

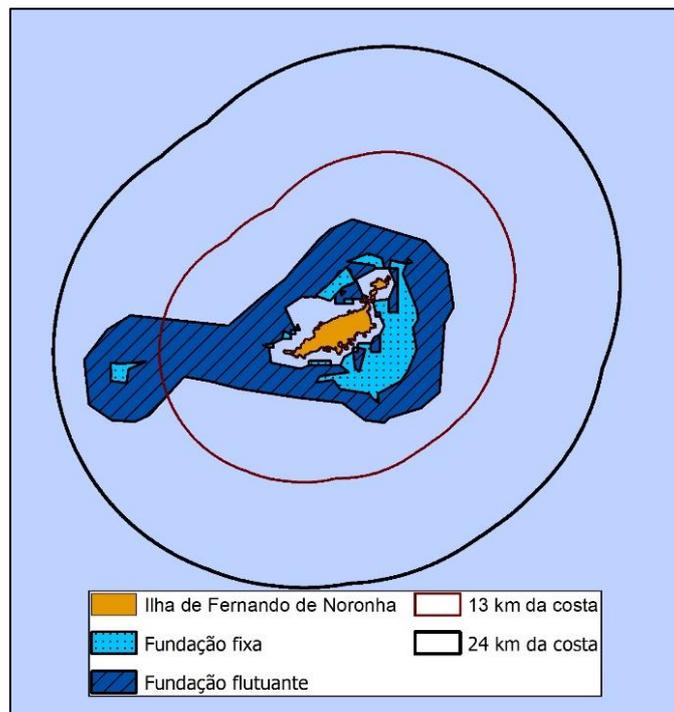


Figura 17 - Representação das distâncias de 13 km e 24 km da costa.
 Fontes: Elaboração própria, a partir ESMAP (2021).

Outro desafio relacionado ao desenvolvimento de projetos eólicos *offshore* reside no arcabouço legal e regulatório da fonte, como apontado no *Roadmap*. Alguns agentes entendem que as atuais regras para eólica *onshore* seriam aplicáveis, mas ao mesmo tempo já foram apresentados três projetos de lei no Congresso, visando regulamentar o uso do espaço marinho para geração de energia elétrica. Em paralelo, o Ministério de Minas e Energia anunciou um Decreto com finalidade similar e previsão de publicação próxima, o que deverá equacionar esse desafio, inclusive para Fernando de Noronha.

6.1.3. Conclusões

Estudos indicam que o comportamento do vento em Fernando de Noronha é propício para a geração eólica *onshore* e *offshore*. No entanto, existem fortes restrições técnicas e ambientais que inviabilizam o uso de turbinas eólicas *onshore* de grande porte na ilha e barreiras que podem inviabilizar a consideração da *onshore* de pequeno porte.

Sendo assim, a tecnologia *offshore* apresenta melhor potencial para ser utilizada para a geração de energia, uma vez que as restrições técnicas e ambientais tendem a ser contornadas.

Em relação aos leilões de geração, para fins de habilitação técnica, poderão ser solicitadas licença ambiental, medição no local e comprovação de posse do local, visando reduzir as

incertezas relacionadas à utilização desse recurso. Tais questões deverão ser levadas em consideração para a elaboração do projeto, bem como para o prazo a ser considerado para a implantação dessas usinas.

6.2. SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica (FV), por se tratar da fonte com disponibilidade mais homogênea, principalmente nas regiões tropicais, surge como candidata natural para atendimento à demanda da ilha, nas modalidades centralizada ou distribuída. Segundo dados da ANEEL²¹, há 16 sistemas fotovoltaicos operando na ilha, que totalizam 938 kW, sendo 8 do setor comercial (65 kW), 5 residencial (10 kW) e 4 do poder público (863 kW).

Pela natureza variável da geração solar, há dificuldade de maior penetração da fonte mantendo a estabilidade da rede. Um estudo realizado para uma localidade isolada de Rondônia (IESS, 2021), por exemplo, indicou que, para uma penetração de FV de 30% (em potência) da demanda máxima da localidade, a contribuição energética máxima da fonte fotovoltaica em uma rede com geradores diesel é próxima a 10% em sistemas sem automação. Para sistemas automatizados (cujos inversores FV limitam sua potência de acordo com o carregamento dos geradores diesel), a contribuição FV pode chegar a 35% do consumo, embora grande parte da geração FV total seja desperdiçada em alguns momentos, afetando a viabilidade econômica do projeto. Para uma contribuição energética superior, é necessário o uso de sistemas de armazenamento. No estudo do IESS o consumo foi atendido 100% pela fonte fotovoltaica com sistemas de armazenamento com 48h de autonomia e com uma potência FV 5x maior que a demanda máxima do sistema. Portanto, o aspecto econômico também seria relevante nesse caso.

6.2.1. Identificação do Potencial Fotovoltaico

Por se tratar de uma localidade pequena e isolada do território brasileiro, os dados de irradiação para Fernando de Noronha não constam no Atlas Brasileiro de Energia Solar, outro motivo é a dificuldade de estimativa dessa grandeza em ilhas por modelos de satélite, imposta pela interface água-terra e pelas reflexões na água, causando erros na modelagem. Em que pese essa dificuldade, o Atlas Solar e Eólico de Pernambuco²² traz uma estimativa

²¹ Dados de 20/08/2021, disponíveis em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoizjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjVlLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVlIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5ZzAxNzBIMSIsImMiOiR9>

²² Disponível em: <http://www.atlaseolicosolar.pe.gov.br/>

para a irradiação solar no arquipélago, apresentada na Figura 18. Os valores são bastante elevados, e, portanto, mesmo que a estimativa do modelo seja otimista, o recurso no local é favorável. Para fins de comparação, foi consultado o Global Solar Atlas²³, do World Bank Group, que apresenta valores inferiores, mas ainda ao redor dos 6,0 kWh/m².dia.

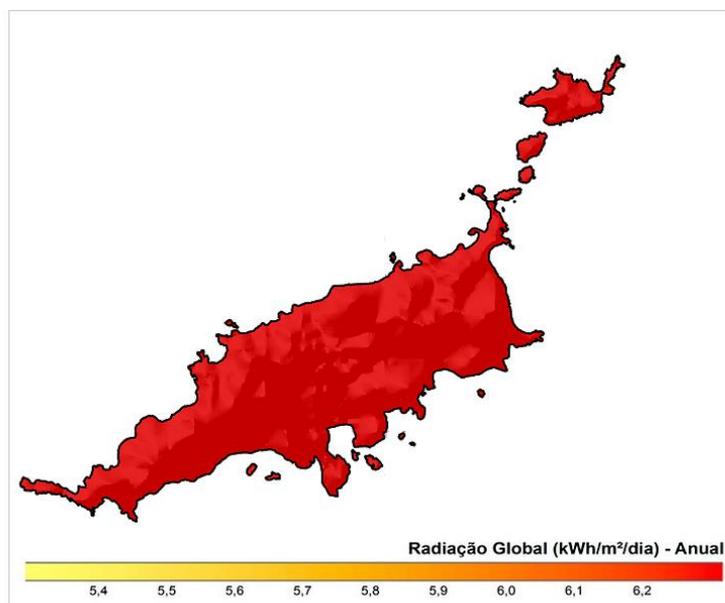


Figura 18 - Irradiação global diária (kWh/m².dia). Fonte: Atlas Eólico e Solar de Pernambuco (2017)

Na ilha de Fernando de Noronha encontrar espaço livre e útil para o desenvolvimento de atividades econômicas como uma usina de geração fotovoltaica, cuja área não esteja ocupada ou com restrição de uso, por ser uma área de proteção ambiental, é um dos desafios da ilha, estima-se, com base nos projetos cadastrados para os leilões de energia, que cada MW de usina solar instalada em solo demanda 3 hectares de área .

As técnicas de sensoriamento remoto podem ser empregadas para o mapeamento dessas áreas na ilha de Fernando de Noronha, conforme foi apresentado no trabalho desenvolvido por Salim (2021), que utilizou imagens de alta resolução feitas a partir de sensores a bordo de um drone que gerou um levantamento detalhado e o mapeamento das áreas abertas na ilha, aptas a receber usinas fotovoltaicas. O mesmo trabalho desenvolveu um modelo calibrado de irradiação solar, que permitiu quantificar o potencial fotovoltaico em de Fernando de Noronha, cuja metodologia e os principais resultados são apresentados na sequência.

Inicialmente, o pesquisador construiu um Modelo Digital de Superfície (DSM) a partir de 8.383 fotografias tiradas a partir de um drone. O modelo apresenta as feições da superfície,

²³ Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/>

com sua altitude, representação casas, árvores e montanhas, o que permite posteriormente simular efeitos de sombreamento sobre as superfícies.

Na sequência, foi simulada a irradiação incidente na ilha ao longo do ano, calibrando-a com dados do Global Solar Atlas. A figura a seguir apresenta como exemplo a irradiação global horizontal incidente ao longo de um ano em parte da ilha. As áreas mais horizontais e distantes de árvores apresentam coloração mais clara, indicando maior irradiação.

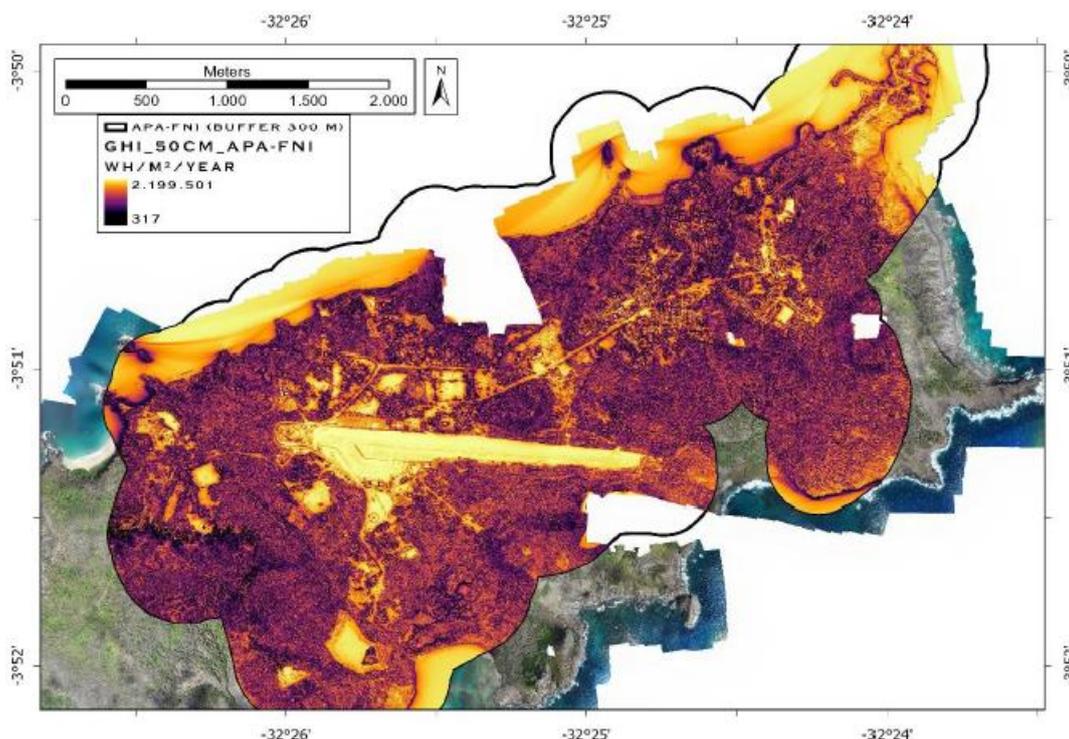


Figura 19 - Modelo de irradiação para parte da ilha de Fernando de Noronha.
Fonte: Salim (2021).

A próxima etapa consistiu na vetorização manual das áreas de telhados e áreas abertas na ilha (Figura). Em função de restrições ambientais, o autor não simulou o aproveitamento



Figura 20 – Dados de irradiação extraídos de vetores de áreas em solo e em telhado.
Fonte: Salim (2021).

em áreas de mata nativa. Adicionalmente, não foram incluídas na análise a área do aeroporto, área de dunas e o campo de futebol. Por fim, foi calculado o potencial técnico de geração fotovoltaica da ilha através da fórmula $Geração = Área \cdot GHI \cdot PR \cdot n$ em que GHI é a Irradiação Global Horizontal, PR é o *performance ratio* (90%), que incorpora perdas de temperatura, sujeira, eficiência do inversor, etc., e n (15%), representa a eficiência dos módulos fotovoltaicos.

A Tabela 2 apresenta os principais resultados para a ilha de Fernando de Noronha, e a Tabela 3 apresenta as 10 maiores áreas (em telhados e solo) para aproveitamento fotovoltaico.

Tabela 2 – Potencial fotovoltaico em telhados e áreas abertas em Fernando de Noronha

	Quantidade	Área (m ²)	Potencial FV (GWh/ano)
Telhados	1.272	199.743	51,6
Áreas Abertas	26	239.603	67,0
TOTAL		439.346	118,6

Tabela 3 – 10 maiores áreas para aproveitamento fotovoltaico em Fernando de Noronha

Áreas Abertas			Telhados		
Área (m ²)	GHI Médio (MWh/m ² /ano)	Potencial FV (GWh/ano)	Área (m ²)	GHI Médio (MWh/m ² /ano)	Potencial FV (GWh/ano)
39.780	2,03	10,90	3.001	1,99	0,81
20.625	2,07	5,76	1.464	1,92	0,38
17.331	2,08	4,87	1.181	2,06	0,33
16.328	2,14	4,72	1.115	1,96	0,29
16.183	2,13	4,65	1.110	1,86	0,28
12.237	1,98	3,27	1.055	2,00	0,28
11.543	2,13	3,32	1.016	2,11	0,29
10.955	2,09	3,09	958	2,13	0,28
10.643	1,97	2,83	923	2,01	0,25
9.811	2,03	2,69	899	2,00	0,24

Considerando a previsão de crescimento de mercado apresentado pela distribuidora, item 4, é esperado que em 2030 a carga demandada por Fernando de Noronha seja de 35 GWh, pela Tabela 2 percebe-se que o potencial apresentado por Salim (2021) é 3,4 vezes superior à demanda prevista para os próximos anos, indicando que a energia fotovoltaica pode ser uma fonte importante para o atendimento da ilha.

Pode-se imaginar, contudo, que nem todas as áreas disponíveis poderiam efetivamente receber sistemas fotovoltaicos. Há impedimentos construtivos e estruturais, por exemplo, que poderiam limitar a cobertura de 100% dos telhados mapeados.

Em relação ao mapeamento das áreas abertas na ilha deve-se considerar que as áreas mapeadas são passíveis de alterações com o tempo devido à dinâmica na mudança de uso do solo. Esta dinâmica pode ser promovida pela conversão das áreas para outros usos, como habitação, agricultura, pastagem, revegetação, implantação de novos empreendimentos, novas áreas de proteção ambiental ou ainda com eventos adversos, como queimadas.

Nesta dinâmica, também pode acontecer das áreas antes dadas como ocupadas ou de uso restrito sofrerem mudanças no tipo de uso e ocupação, e se tornarem áreas abertas e aptas para a instalação de usinas fotovoltaicas que antes não haviam sido consideradas numa classificação anterior.

O uso e ocupação do solo possuem característica dinâmica, com a possibilidade de alterações com o tempo e, por isso, se faz necessário rever e atualizar a classificação das áreas na fase de planejamento de projetos de usinas fotovoltaicas na Ilha de Fernando de Noronha. Além, da necessidade de consultar de entes públicos e privados das áreas em questão para averiguar planos de investimentos que impactem o uso e ocupação do solo na ilha.

6.2.2. Geração Solar Flutuante

A EPE (2020a) fez um estudo sobre a solar fotovoltaica flutuante (FVF) abordando aspectos tecnológicos (potenciais benefícios e desafios), ambientais e jurídicos, além de custos. O estudo foi delimitado ao uso da tecnologia em corpos de água doce por entender que não existiam informações suficientes para embasar uma discussão sobre solar offshore, mas apenas alguns projetos pilotos pelo mundo.

Dentre as principais conclusões, destaca-se: os ganhos de produção com a instalação de solar flutuante no lugar de uma fotovoltaica em solo são esperados, mas ainda não são claramente evidenciados de forma geral, uma vez que foram apontados ganhos menos expressivos em projetos no Brasil; e a viabilidade econômica da fotovoltaica flutuante se dá principalmente em regiões onde existe escassez de terra e/ou outros usos do solo, e onde o custo de aquisição de terras é mais elevado.

Adicionalmente, o estudo trouxe uma projeção da GTM Research para as instalações FVF por país e região entre os anos de 2016-2022, que estima incrementos anuais de cerca de 1.500 MWp, Figura 21.

A maioria das grandes instalações FVF estão na China, principalmente em lagos de mineração. A Coreia do Sul e a Índia também têm investido neste tipo de aplicação. No

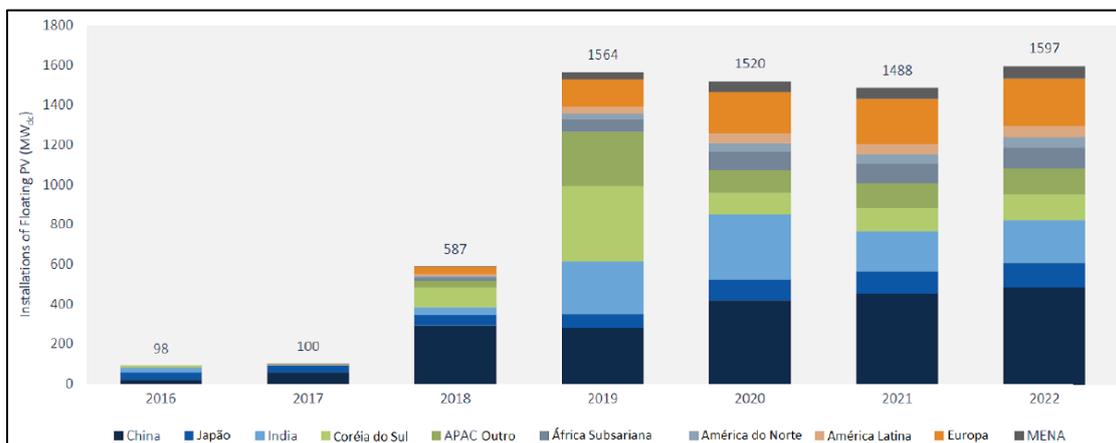


Figura 21- Projeção de instalações FVF por país e região, 2016-2022. Fonte: EPE (2020a)

No Brasil, por exemplo, temos uma FVF no reservatório da UHE Sobradinho, na Bahia, uma FVF no reservatório da UHE Porto Primavera (SP), uma instalada no lago da UHE Balbina, e um projeto piloto na UHE Belo Monte, dentre outras instalações FVF.

Já para a aplicação da fotovoltaica offshore, o estudo da DNV (2020) sobre as perspectivas energéticas no Mar do Norte indica que a fotovoltaica flutuante é uma tecnologia complementar à eólica *offshore* do ponto de vista espacial. Os painéis fotovoltaicos podem ser instalados entre as torres dos aerogeradores utilizando o espaço de forma mais eficiente, e podem compartilhar a infraestrutura da rede elétrica dos parques eólicos offshore.

Segundo o documento, em 2020, a Oceans of Energy, em parceria com empresas holandesas, instalou a primeira usina solar offshore com capacidade instalada de 50 kW e à 15 km da costa de Scheveningen, nos Países Baixos. O custo nivelado de energia (LCOE) do projeto fotovoltaico *offshore* foi de 354 EUR/MWh.

O PDE 2050 (EPE) traz dados do potencial dos recursos energéticos no Brasil e estima que a solar PV *offshore* (área com faixa de irradiação de 6,5 a 6,8 kWh/m².dia) represente 183.620 milhões de tep ao longo de todo o período até 2050. O estudo considera ainda que

este é um dos recursos renováveis com maiores desafios de aproveitamento em termos de acessibilidade, economicidade, questões tecnológicas, etc., para o horizonte de 2050.

Cabe destacar que, Fernando de Noronha pode ser um local propício a esta aplicação da fotovoltaica offshore, considerando que o uso da terra é concorrido na ilha e que este é um ponto favorável para a implantação de uma FVF, do ponto de vista econômico. Contudo, por ser um local turístico e uma unidade de conservação, outros fatores devem ser considerados e não somente a viabilidade econômica.

6.2.3. Tempo de Construção e Medição Local

A implantação de empreendimentos fotovoltaicos é considerada uma vantagem desta fonte, pela rapidez na construção. Os projetos cadastrados para os leilões de energia do SIN, por exemplo, indicam que o tempo de construção de UFVs varia entre 6 e 24 meses, e a maioria fica em torno de 12 meses para implantação.

Os estudos para o leilão de Boa Vista - RR (EPE, 2017a e EPE, 2017b) indicaram prazo de 12 meses para construção, sendo dispensada a necessidade de medição de irradiação no local. Entende-se que o mesmo pode ser aplicado ao caso de Fernando de Noronha.

6.2.4. Dificuldades no Aproveitamento do Potencial

Conforme discutido anteriormente, o uso de área da ilha é bastante restrito, seja por questões ambientais, turismo ou outros usos. Assim, a construção de uma usina em solo, que a princípio é a opção com custos mais baixos, dependeria da disponibilidade de uma área para tal. O uso dos telhados dispensaria a necessidade de área em solo, mas incorreria em menores fatores de capacidade, dado que os módulos ficam fixos e nem sempre na orientação ideal, e maiores custos, devido ao menor tamanho dos sistemas. Nesse sentido, a solar fotovoltaica *offshore* parece ter potencial para o suprimento energético de Fernando de Noronha, devendo, para tanto, ser observado questões econômicas e ambientais para a sua viabilização.

Em termos de modelo de negócio, pode-se considerar tanto a micro e minigeração distribuída e o sistema de compensação de energia, bem como arranjos mais inovadores como usinas virtuais ou mesmo uso dos telhados pela distribuidora ou um PIE. No primeiro, a decisão pela instalação cabe aos consumidores, o que pode limitar o aproveitamento em maior escala. Em que pese as estimativas favoráveis para este modelo, calculadas pela

EPE²⁴, no caso de Fernando de Noronha, a isenção de ICMS sobre energia elétrica tende a tornar menos atrativo esse investimento para o consumidor. Para o segundo caso, seria necessária ainda a criação de um modelo para cessão dos telhados, possivelmente incluindo uma contrapartida ao consumidor, levando a um incremento adicional do custo da geração.

6.2.5. Ações e Conclusões

A implantação da fonte fotovoltaica na ilha mostra-se potencialmente viável considerando a boa irradiação em Noronha, e a facilidade e o tempo de construção deste tipo de tecnologia já bastante difundido. O mapeamento inicial de possíveis áreas indicadas para construção de UFV e a estimativa do potencial em áreas abertas e em telhados sinalizando que esta fonte pode ter uma contribuição importante para a geração de energia na ilha.

Cabe destacar a necessidade de avaliação de pontos como: modelo de negócio para cessão em telhados, análise jurídica sobre o uso e ocupação do solo segundo a legislação vigente e o Plano Diretor da ilha a fim de viabilizar leilão para contratação de projetos fotovoltaicos, existência de projetos a serem implementados nas áreas já mapeadas, dentre outros.

6.3. RESÍDUO SÓLIDO URBANO

A geração de resíduos em Fernando de Noronha é basicamente oriunda das atividades de turismo, sendo que a maior parte dos resíduos sólidos é enviada de barco para Recife, onde após processo de triagem, a parcela reciclável é encaminhada para empresas especializadas e o restante tem como destino o aterro sanitário (Guedes *et al*, 2020). Na ilha, o vidro é triturado e transformado em areia para construção civil e os orgânicos passam por processo de compostagem e são transformados em adubo.

Fernando de Noronha possui sistema de coleta seletiva de resíduos, com roteiro de recolhimento em separado de lixo orgânico e inorgânico em 3 dias na semana. Guedes *et al* (2020) estima que o custo médio para gerenciamento dos resíduos sólidos - incluindo limpeza urbana, coleta seletiva e o envio dos resíduos até o destino final - é de R\$ 750 mil mensais, sendo que 40% do que é arrecadado com a taxa de proteção ambiental paga pelos visitantes é destinado para esta finalidade.

²⁴ Caderno de Micro e Minigeração Distribuída & Baterias, disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>. Acesso em 25 de outubro de 2021.

Com a aplicação do Decreto Distrital n.º 02/2018, que visa a redução da geração de resíduos por meio de restrição de circulação de embalagens plásticas em toda a ilha, espera-se a diminuição do volume e dos custos com envio de resíduos para Recife. O presente decreto se aplica a todos os estabelecimentos e atividades comerciais, ver item 2.2.4.

No estudo do WWF (2020), uma das alternativas avaliadas consiste na utilização do biogás de RSU, pois utilizar esse biogás para a geração de energia, além dos benefícios ambientais, garante destinação adequada aos resíduos. Segundo o estudo, o aproveitamento a partir RSU seria suficiente para gerar cerca de 308 MWh/ano, que representa apenas 1,5% do consumo energético previsto para 2019.

6.3.1. Dificuldades no Aproveitamento

Com produção de resíduos em torno de 2.600 toneladas²⁵ por ano, em números de 2019, a geração de biogás a partir do resíduo orgânico, como visto no item anterior, não seria suficiente, por si só, para atendimento da demanda total de Fernando de Noronha. Da mesma forma, entende-se que outros aproveitamentos energéticos dos resíduos não orgânicos - por meio de incineração, por exemplo, consistem em projetos de elevado custo e que demandam a instalação de sistema de tratamento de gases - também não seriam suficientes para atender a demanda total da ilha.

Outra alternativa consiste na geração a partir do biogás produzido continente. Para isso, seria necessário contar com uma planta produtora de biogás, preferencialmente próxima à área de transbordo, e em caso de injeção na rede, o biogás deverá passar por processo de purificação de forma a atender aos critérios da ANP. Destaca-se que essa solução demanda a implantação de logística para o envio e armazenamento do biogás na ilha, semelhante à do Gás Natural, ver item 6.5, contudo, poderia ser uma maneira de reduzir o passivo ambiental produzido pelos resíduos, contribuindo para que os estados produtores desse biogás se enquadrem na Política Nacional de Resíduos Sólidos, Lei n.º 12.305, de 02 de agosto de 2010.

Segundo EPE (2021b), projetos de incineração apresentam CAPEX com variação de 11.000 a 29.000 R\$/kW, enquanto projetos que utilizam biogás de RSU variam de 16.000 a 41.500 R\$/kW, para projetos localizados no EUA e Europa Ocidental, considerando câmbio de R\$

²⁵ Disponível em: <https://g1.globo.com/natureza/desafio-natureza/noticia/2019/01/22/fernando-de-noronha-lado-b-serie-do-g1-mostra-desafios-do-lixo-no-paraiso.ghtml>. Acesso em 10 de novembro de 2022.

5,40/USD, referente a novembro de 2021, Figura 22. Comparativamente, EPE (2021b) apresenta que projetos a gás natural no Brasil possuem CAPEX médio de R\$ 3.000,00/kW.

Região	Tecnologia	CAPEX [USDm/MW]	OPEX [USD/MW/ano]	Fator de Capacidade [%]	LCOE [USD/MWh]
Estados Unidos	Incineração	2.00-5.40	90,000-200,000	~85	50-200
	Gás de aterro	1.54-2.47	90,000-200,000	60-90	45-95
	RSU	2.90-7.70	90,000-200,000	80	80-210
	Gasificação	3.60-6.40	90,000-200,000	80	50-140
Europa Ocidental	Incineração	2.00-5.40	90,000-200,000	~85	50-200
	Gás de aterro	1.54-2.47	90,000-200,000	60-90	45-95
	RSU	2.90-7.70	90,000-200,000	80	80-210
	Gasificação	3.60-6.40	90,000-200,000	80	50-140
China	Gás de aterro	1.43-2.22	115,000-266,667	70-90	34-83
Índia	Incineração	0.83-1.20	27,657-89,885	50-85	65-86

Figura 22 - Custo de geração de tecnologias para tratamento de RSU. Fonte EPE (2021b)

É fato que, a depender da política pública adotada no tratamento dos resíduos do arquipélago, uma técnica de aproveitamento energético poderá ser necessária, a despeito dos custos associados e da capacidade de geração.

6.4. BIOMASSA e BIOCOMBUSTÍVEIS

A geração de energia elétrica a partir da biomassa ocorre, majoritariamente, por meio de usinas termelétricas, onde essa é queimada a fim de aquecer um fluido de trabalho e produzir vapor, que por sua vez será responsável por movimentar uma turbina e gerar energia. Além disso, biocombustíveis líquidos podem ser utilizados diretamente em máquinas que operam com ciclo Otto ou Diesel.

Segundo dados do Censo Agropecuário IBGE 2017²⁶, a agropecuária do Nordeste é variada, com destaque para as culturas de cana-de-açúcar, soja, milho e mandioca. BELTRÃO e OLIVEIRA (2007)²⁷ indicam que as condições de clima e solo da região também são favoráveis para o cultivo de oleaginosas, cujo óleo pode ser utilizado para aproveitamento energético.

²⁶ Disponível em: https://censos.ibge.gov.br/agro/2017/templates/censo_agro/resultadosagro/index.html. Acesso em 11 de novembro de 2021.

²⁷ Disponível em: <https://www.infoteca.cnptia.embrapa.br/bitstream/doc/277417/1/DOC177.pdf>. Acesso em 11 de novembro de 2021.

Por restrições ambientais e indisponibilidade de terrenos em Fernando de Noronha, o estudo não irá considerar a implantação de lavouras na ilha e, a consideração de biomassa e biocombustível para a geração de energia se dará por meio da análise de viabilidade de fornecimento de insumos do continente para serem utilizados em Fernando de Noronha, seguindo a rota atualmente utilizada pelo diesel. Cabe ressaltar que esses combustíveis também podem ser utilizados para recarregar baterias que poderão atender a demanda da ilha, conforme indicado no item 6.9, ou ainda para a produção de hidrogênio, item 6.8.

Desta forma, cabe investigar quais lavouras existentes no Nordeste possuem condições de fornecer insumo em quantidade suficiente para a geração de energia elétrica em Fernando de Noronha. Salienta-se que a Lei n.º 16.810/2020 veta a entrada de veículos a combustão na ilha a partir de 2022, com isso, não será avaliado o uso de biocombustíveis na frota automobilística.

Cerca de 9% das lavouras de cana-de-açúcar concentram-se no Nordeste, que possui plantação em todos os estados, com destaque para Alagoas, Paraíba e Pernambuco, que juntos possuem área aproximada de 600 mil hectares e produção de 29 milhões de toneladas/ano (IBGE, 2017).

A cana-de-açúcar pode fornecer diferentes insumos para a geração de energia, seja pela queima de seus resíduos (bagaço, palhas e pontas) – em máquinas ciclo Rankine; pela produção do etanol anidro - que pode tanto ser utilizado diretamente para a geração de energia elétrica em motores ; ou pela utilização da torta de filtro da vinhaça, subproduto da produção do etanol - em biodigestores para a produção de biogás. O etanol pode ainda ser utilizado como insumo para a produção de biodiesel etílico

Levando em consideração que a produção de cana-de-açúcar e as usinas para a produção de etanol²⁸ estão presentes nos estados em que há possibilidade de aproveitamento da atual logística de transporte do óleo diesel para Fernando de Noronha, o estudo irá investigar a quantidade de bagaço e de etanol necessárias para realizar o suprimento à ilha nos próximos anos. A vinhaça e a torta de filtro não serão consideradas, pois, como visto no item 6.3, a consideração do biogás produzido no continente para o suprimento energético de Fernando de Noronha não se mostra uma alternativa viável economicamente.

Em relação ao biodiesel, a soja tem papel de destaque, visto que este insumo responde por cerca de 70%²⁹ da matéria-prima utilizada para a produção deste biocombustível no Brasil. O Nordeste é responsável por cerca de 9% da produção de soja do país, contudo, esta

²⁸ Disponível em: https://www.novacana.com/usinas_brasil/regioes/nordeste. Acesso em 11 de novembro de 2021.

²⁹ Disponível em: <https://www.biodieselbr.com/noticias/materia-prima/uso/soja-teve-maior-participacao-na-matriz-do-biodiesel-em-tres-anos-e-meio-020620>. Acesso de 11 de novembro de 2021.

concentra-se nos estados da Bahia, Maranhão e Piauí, o que dificulta o transporte do combustível e aumenta os custos de logística, uma vez que a produção está distante do litoral de Pernambuco, de onde parte a embarcação responsável pelo transporte de combustível, atualmente o óleo diesel, para Fernando de Noronha.

No Nordeste tem destaque a produção de oleaginosas como o amendoim, o dendê, a mamona, o babaçu e o buriti, todas com potencial para a produção de biodiesel.

Não só da agricultura podem ser obtidos insumos para a produção de biodiesel, a pecuária pode prover gordura animal, que também pode ser utilizada como insumo para a produção do biodiesel, no Brasil o sebo bovino é a segunda matéria-prima mais utilizada para esse fim.

A pecuária nordestina de galináceos, bovinos e suínos representa de 10 a 13% da capacidade nacional, com criação de animais em todos os estados, totalizando 141 milhões de galináceos, 21 milhões de bovinos e 4 milhões de suínos. Importante destacar que o biodiesel deve atender às especificações de qualidade estabelecidas na Resolução ANP n.º 798/2019.

Outra fonte de insumo para a produção de biodiesel é o óleo residual de fritura, cujo potencial ainda é pouco explorado no Brasil. A ausência de campanhas de reciclagem e conscientização da população sobre o correto descarte do óleo usado no preparo de alimentos, principalmente em residências e comércios, contribui para a quase inexistente percepção dos inúmeros benefícios ambientais, econômicos e sociais inseridos nas atividades de reaproveitamento deste resíduo. Por não apresentar solubilidade na água, o óleo que costuma ser despejado diretamente no ralo da pia, ou descartado incorretamente no lixo comum, ocasiona morte da fauna aquática, contaminação do solo e do lençol freático, além de acarretar prejuízos com entupimento de tubulações de esgoto e agravamento de enchentes (AESBE, 2021).

O mercado de biodiesel atual prioriza o processamento de óleos vegetais naturais para produção em grande escala. Óleos residuais de fritura de alimentos, considerados matéria-prima de baixo valor agregado, não são aproveitados em toda sua potencialidade. Em 2020, o Brasil produziu 6,4 bilhões de litros de biodiesel, com o óleo de fritura sendo responsável por apenas 1,2% do total produzido (ABIOVE, 2021). Cabendo, assim, uma melhor avaliação do potencial desse recurso para a geração de energia em Fernando de Noronha.

Outra opção é a geração de energia a partir de biocombustíveis sintéticos, incluindo conversão termoquímica da biomassa seguida da síntese de Fischer-Tropsch. O processo pode se dar tanto pela pirólise (decomposição térmica da biomassa em ausência de oxigênio), quanto pela gaseificação (oxidação parcial de material sólido carbonáceo em

ambiente limitado em oxigênio) resultando em gás de síntese³⁰. Porém, segundo IRENA (2021), esse é um processo caro que ainda levará algum tempo para ter os seus custos reduzidos, por isso o presente estudo não se aprofundará nessa tecnologia.

Por fim, registra-se o potencial das algas como matérias-primas para obtenção de biodiesel, muito devido às suas características de alta produção em pequenas áreas, sem demandar uso de solos férteis. No entanto, o uso dessa biomassa esbarra em importantes desafios para sua utilização em larga escala, tais como: a necessidade de desenvolvimento tecnológico e identificação das espécies mais produtivas; o alto custo relacionado ao aproveitamento de microalgas na fabricação de biodiesel; e ecossistemas artificiais devem ser projetados e sustentados requerendo quantidade significativa de eletricidade, de água e de nutrientes para a produção da biomassa adequada (MOSHOOOD *et al.*, 2021). Desta forma, considerando o atual estado da arte, o biocombustível a partir de algas não será avaliado neste estudo como passível de substituição ao óleo diesel na ilha de Fernando de Noronha.

Na sequência será avaliada a quantidade máxima de biomassa de cana-de-açúcar, de etanol anidro e de biodiesel necessários para a geração de energia em Fernando de Noronha nos próximos anos.

6.4.1. Estimativa da Quantidade de Combustível

Considerando a previsão de energia necessária para o suprimento a Fernando de Noronha para os próximos anos, apresentado pela distribuidora para o período de 2022 a 2031, item 44, pode-se estimar a quantidade de combustível que é necessário para a geração de energia em Fernando de Noronha.

6.4.1.1. Biomassa de Cana-de-Açúcar

A partir de dados dos projetos cadastrados para os Leilões de Energia, obtêm-se que usinas que utilizam o bagaço de cana consomem em média de 7,4 toneladas de bagaço para cada MWh gerado, o que demanda 270 mil toneladas de bagaço para o atender 36.350 MWh previsto para a ilha em 2031, média de 10,4 mil toneladas a serem transportadas a cada 15 dias.

³⁰ Disponível em: <https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/7968/3/876164.pdf>. Acesso em 11 de novembro de 2021.

Segundo dados do IBGE (2017), a cultura de cana no Nordeste apresenta rendimento da ordem de 50 toneladas/hectare, o que demanda área plantada de 5.400 hectares para atendimento da demanda em 2031, inferior a 1% da atual plantação de cana no Nordeste.

Do ponto de vista de disponibilidade do recurso, o bagaço de cana é uma fonte viável para a geração de energia, uma vez que já é produzida no Nordeste, em locais que facilitariam o acesso ao sistema de transporte para envio do combustível para a ilha. No entanto, segundo SILVA e MORAIS (2008), a densidade do bagaço de cana varia de 1.000 a 1.400 kg/m³, a depender da umidade e da compactação. Considerando densidade média de 1.200 kg/m³ para o bagaço a ser transportado para Fernando de Noronha, calcula-se volume superior a 225 mil m³, o equivalente a 120 piscinas olímpicas por ano; ou 9 mil m³ - o que equivale ao transporte de 122 contêineres de 40 pés - a cada 15 dias.

Diante do volume a ser considerado para o transporte do bagaço, bem como a dificuldade de armazenamento deste insumo na ilha, para garantir suprimento de energia entre dois abastecimentos consecutivos, o bagaço de cana não será considerado como recurso viável para a geração de energia elétrica em Fernando de Noronha, cabe destacar, contudo, que esse número pode ser menor caso venham a ser utilizadas máquinas mais eficientes. Ainda é importante destacar que a mistura de palha e ponta reduz a eficiência de geração, elevando a quantidade de combustível necessária.

Portanto, a consideração de transporte de biocombustíveis líquidos para o suprimento a Fernando de Noronha faz mais sentido do que o envio de biomassa para a ilha.

6.4.1.2. Etanol de Cana-de-Açúcar

Considerando o poder calorífico do combustível e a eficiência das máquinas utilizadas para a geração de energia, estima-se que são necessários 425 litros de etanol anidro para cada MWh de energia gerada, resultando em 15,5 milhões de litros de etanol para atendimento à ilha em 2031, contra 10,5 milhões de litros que seriam necessários para a geração com óleo diesel. Considerando que a partir de 1 tonelada de cana é possível obter 85 litros de etanol, para 2031 são necessárias 181,7 mil toneladas de cana, o que equivale a 3.600 hectares de área plantada.

Do ponto de vista de matéria-prima, é viável a consideração do etanol para atendimento à Fernando de Noronha, devendo ser observado que o maior volume a ser transportado, em relação ao óleo diesel, elevará o valor a ser desembolsado com o frete. Além disso, deve ser dada especial atenção a questões de segurança, uma vez que o etanol é inflamável, o

que demandará alterações nas regras de transporte, manuseio e armazenamento do combustível.

6.4.1.3. Biodiesel

6.4.1.3.1. Óleo de Fritura

De acordo com a Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais – ABIOVE, o Brasil produz aproximadamente 9 bilhões de litros de óleos vegetais por ano, do qual 1/3 se destina a óleos comestíveis. Desse universo, apenas 6,5 milhões litros de óleo são coletados para reciclagem, menos de 1% da produção.

Nos últimos anos, o surgimento de cooperativas de reciclagem de óleo de cozinha tem proporcionado maior reaproveitamento deste resíduo, geralmente com apoio de instituições e prefeituras nas médias e grandes cidades do país. Estas ações, ainda que importantes, têm se mostrado incipientes, apesar da ampla gama de oportunidades econômicas possibilitadas pela reutilização do óleo como a produção de sabão, tintas, detergentes, ração animal, biocombustível, entre outros.

Atualmente o óleo coletado em Fernando de Noronha é retirado da ilha e transportado para o continente. A proposta de transformação do óleo de fritura em biodiesel no continente, para suprimento da demanda energética da ilha, tem por objetivo implementar uma solução alternativa sustentável ao diesel de petróleo e, concomitantemente, agregar benefícios econômicos e sociais ao processo. A utilização dessa fonte renovável, bem mais amigável ao meio ambiente, trará benefícios como redução de emissões de gases poluentes e menor dependência do uso de combustíveis fósseis, além de possibilitar geração de emprego e renda.

Para viabilidade do uso desta fonte, o óleo deve ser coletado, transportado até uma usina onde, após tratamento, o biodiesel será produzido. Por questões de logística, devem ser priorizadas a instalação de cooperativas para a coleta na região metropolitana do Recife, cidade de onde partirão as remessas de biodiesel pronto para utilização na ilha.

Embora o óleo residual de fritura tenha preço comercial baixo, em 2019 na Cidade de São Paulo podia ser adquirido de R\$ 0,40 a R\$ 1,80 por litro³¹, a depender da região, a necessidade de pré-tratamento para redução do teor de impurezas cria custo adicional ao processamento. Após essa etapa, a preparação do biodiesel é realizada, principalmente,

³¹ Disponível em: <https://www.reciclasampa.com.br/artigo/oleo-de-cozinha-usado-pode-virar-biocombustivel>. Acesso em 12 de novembro de 2021.

por transesterificação que consome principalmente etanol e energia elétrica. Cada litro de óleo de cozinha reutilizado é capaz de gerar, aproximadamente, 980 ml de biodiesel pela rota metílica³². Alguns estudos (CHRISTOFF, 2006 e PERASSI *et al*, 2017) apontam rendimento entre 80 e 85% através da rota etílica. Apesar do menor rendimento, é importante que a etapa de transesterificação considere a rota etílica devido aos reduzidos impactos ambientais se comparada à rota metílica e pela grande oferta de etanol em Pernambuco.

Além da avaliação dos custos envolvidos nas quatro etapas do processo, devem ser considerados os custos de aquisição de equipamentos da usina, aquisição do terreno, operação manutenção, entre outros. No caso de Fernando de Noronha, deve-se levar em conta principalmente a volatilidade no preço do óleo comercializado pelas cooperativas, da eletricidade, do câmbio, dos equipamentos, do frete marítimo e da adoção da rota etílica no processo.

6.4.1.3.2. Biodiesel Geral

Tendo em vista as diferentes fontes a partir das quais o biodiesel pode ser produzido, tais como soja, oleaginosas, pecuária e óleo residual de fritura; será estimada a quantidade de biodiesel necessária para suprimento a Fernando de Noronha considerando suprimento a demanda de 2031, avaliando, assim, a viabilidade do seu uso como combustível para a geração de energia elétrica.

Considerando que são necessários 289 litros de biodiesel para cada MWh de energia gerada³³, resulta em 10,5 milhões de litros de biodiesel para atendimento à ilha em 2031, quantidade equivalente à de óleo diesel.

Independente da origem a partir da qual o biodiesel venha a ser produzido, este é considerado viável para ser avaliado como combustível para atendimento a Fernando de Noronha, podendo ser assumido, para tanto, a mesma logística de transporte e armazenamento atualmente utilizada para o óleo diesel.

Importante destacar que, tanto para o etanol, quanto para o biodiesel, é possível aproveitar a estrutura da usina já instalada na ilha.

³² Disponível em <https://aprobio.com.br/noticia/brasil-recicla-30-milhoes-de-litros-de-oleo-de-cozinha-na-producao-de-biodiesel>. Acesso em 17 de setembro de 2021.

³³ Vide Resolução ANEEL n.º 801/2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017801_2.pdf>. Acesso em 26 de novembro de 2021.

6.5. GÁS NATURAL

Embora dotado de recursos energéticos renováveis como eólico e fotovoltaico, o Arquipélago de Fernando de Noronha continua a depender de sistemas de geração de energia elétrica a diesel, combustível caro e poluente. Por se tratar de Patrimônio Natural, com fortes restrições ambientais, tanto na ilha, quanto em seu entorno, representa um desafio para o amplo aproveitamento do seu potencial renovável para a geração de energia elétrica.

Diante dessa realidade, o transporte do gás natural em sua forma liquefeita (GNL) deve ser encarado como uma alternativa de suprimento e segurança energética para Fernando de Noronha. Com o GNL há a possibilidade de atendimento pleno à demanda da ilha ou, alternativamente, atuação complementar às fontes renováveis locais.

Na atual conjuntura de enfrentamento ao aquecimento global, somados aos compromissos assumidos pelo Brasil no Acordo de Paris, considera-se que as próximas décadas se apresentarão como desafiadoras na implementação de ações conjuntas pela descarbonização da matriz energética nacional e mundial. Diante disso, optar pela adoção de geração de eletricidade a partir de gás natural em substituição à queima de diesel não deve ser interpretado como um contrassenso.

Na realidade, a proposta de substituição do diesel pelo gás natural possibilitará agregar benefícios ao sistema energético insular. Apesar de ser um combustível fóssil, o gás natural é um hidrocarboneto de combustão menos poluente do qual são removidas certas impurezas e cujo constituinte principal é o metano. Sua queima não produz resíduos de cinzas, nem óxido de enxofre, o que o diferencia de todos os demais combustíveis fósseis. Além disso, proporciona maior eficiência, com menos ruído e menos odores. Especificamente para Fernando de Noronha, o uso do gás natural em detrimento ao óleo diesel permitirá importante redução na emissão de gases de efeito estufa, além da melhora na qualidade do ar.

6.5.1. Logística de Suprimento

O Arquipélago de Fernando de Noronha impõe grandes desafios logísticos e ambientais à implementação de projetos que envolvam a utilização de gás natural como a principal fonte de suprimento energético em sua principal ilha. Atividades como a contratação de embarcações específicas para o transporte de GNL desde o continente; decisão pela construção de um terminal de regaseificação em terra ou ancorado; necessidade de modernização da estrutura portuária local; implantação de uma rede de gasodutos, além da construção de uma nova usina ou conversão da usina existente, caracterizam uma longa

sequência de obstáculos a serem transpostos, observando sempre o equilíbrio entre a viabilidade econômica e atendimento aos rigores da legislação ambiental vigente.

A cadeia do GNL, desde o reservatório de gás até o consumidor final abrange, resumidamente, as seguintes etapas: produção do gás natural, liquefação (transformação em GNL), transporte marítimo até o comprador, armazenagem, regaseificação, distribuição e uso do gás pelo consumidor final.

Para suprimento a Fernando de Noronha, o processo se inicia com a compra do gás já em sua fase líquida, observando-se a volatilidade dos preços praticados no mercado internacional. Considera-se o transporte do combustível a partir do terminal de GNL do Porto do Pecém, na região metropolitana de Fortaleza-CE, o qual se caracteriza por ser o porto mais próximo a possuir um terminal de GNL operativo, sendo capaz de suprir as demandas da ilha em curto prazo. A distância entre o Porto do Pecém e o Porto de Santo Antônio, na Vila dos Remédios, é de aproximadamente 710 km, equivalente a 383 milhas náuticas.

As embarcações de transporte de GNL (navios metaneiros) compõem o elo da cadeia entre o terminal de liquefação do gás natural e o local de consumo. Em geral, sua capacidade de carga varia de 1.000 m³ a 267.000 m³, porém a maioria dos navios modernos comportam entre 125.000 e 175.000 m³ de GNL, sendo capazes de atingir velocidades de até 21 nós em águas abertas (GIIGNL, 2019), ou cerca de 39 km/h. As propriedades físicas do GNL permitem que o transporte seja realizado através navios por longas distâncias, pois há redução em 600 vezes do volume de gás a ser transportado (IGU, 2021).

Para 2031 é esperado demanda na ordem de 36.000 MWh, item 4, com consumo de 7,5 milhões de litros de óleo diesel, o equivalente a 8,1 milhões de m³ de gás natural, aproximadamente 13,5 mil m³ de GNL/ano, ou 1.125 m³ de GNL/ano. Nesse caso, um navio metaneiro de menor porte, completamente carregado, seria capaz de fornecer volume de combustível suficiente para atendimento à demanda mensal da ilha.

6.5.2. Regaseificação

De acordo com as características locais, levando-se em conta as limitações espaciais e ambientais da ilha, a atracação da embarcação carregada de GNL poderá ocorrer sob duas condições: com regaseificação em terra (onshore) ou em unidade flutuantes de armazenamento e regaseificação (FRSU).

6.5.2.1. Regaseificação em terra

O prazo de implantação de um terminal de regaseificação em terra varia de 3 a 5 anos, desde a concepção do projeto até a construção dos tanques de armazenamento criogênico (-163 °C), etapa mais crítica da obra. A partir do terminal, o gás pode ser transportado em caminhões até a usina, localizada a cerca de 5 km do porto. Alternativamente a esse processo, a implantação de gasoduto interligando o terminal à usina termelétrica evitaria o fluxo de caminhões, além dos custos, impactos e transtornos inerentes a esse transporte. Para obtenção de ganho de escala, deve ser considerada a ampliação dessa malha poderá atendimento às demandas residenciais e comerciais como cocção e aquecimento de água.

6.5.2.2. Regaseificação em Terminal Flutuante

As unidades flutuantes de armazenamento e regaseificação (FSRUs), ancoradas no porto de Fernando de Noronha, apresentam-se como alternativas interessantes à geração em terra. Dentre as vantagens destacam-se a minimização de custos iniciais, devido ao aluguel da estrutura da FSRU, além da rapidez na construção do terminal e sua possível realocação quando e se necessário. Essencialmente, corresponde a um terminal flutuante, ancorado próximo ao porto, com capacidade de armazenamento e regaseificação simultânea, conforme variação da demanda pelo combustível. Trata-se da configuração ship-to-ship, na qual o navio metaneiro transfere o GNL diretamente ao terminal.

Dessa forma, concomitantemente à concepção do processo de regaseificação e transporte do gás, será fundamental definir a atuação da usina termelétrica Tubarão, movida à diesel, que atualmente atende a 90% da demanda de energia elétrica na ilha. Dentre as alternativas está a adaptação da planta para uso do gás natural ou construção de moderna planta de geração.

6.6. ENERGIA NUCLEAR

Quando se avalia a alternativa de fornecimento por fonte nuclear, o primeiro fato a ser observado é que os reatores nucleares comercialmente disponíveis, no atual estágio mundial de desenvolvimento tecnológico, apresentam uma escala de potência (em torno de 1 GW) que é substancialmente maior que a demanda do sistema elétrico de Fernando de Noronha. Essa escala de potência representaria não somente uma incompatibilidade do ponto de vista técnico do sistema elétrico, mas também um obstáculo para a localização da usina, uma vez que a área potencialmente afetada, quando se considera o risco de acidente nuclear, tende a ser significativa para reatores de grande porte.

Por outro lado, existem alternativas de reatores nucleares de menor escala, embora geralmente com um nível de maturidade tecnológica mais baixo. Muitas dessas tecnologias de reatores de menor escala costumam ser classificadas dentro de um conceito mais amplo, denominado "pequeno reator modular" ou "SMR" (na sigla em inglês, derivada de "small modular reactor"). A fim de caracterizar melhor esse conceito, cabe destacar que existe certo consenso de que, para ser classificado como SMR, um determinado reator deva possuir capacidade (elétrica) de até 300 MW. Outro aspecto que caracteriza esse conceito de reator é o seu projeto padronizado e concebido para montagem em fábrica (característica essa que está associada à palavra "modular").

Conforme mencionado, SMR deve ser entendido com um conceito, não englobando, portanto, uma tecnologia única, mas um conjunto de tecnologias de reatores de fissão nuclear com significativa diversidade tecnológica. De fato, a Agência Internacional de Energia Atômica (IAEA), em sua base de dados denominada Advanced Reactors Information System (ARIS) (IAEA, 2020), demonstra que existem atualmente mais de 70 projetos de SMR em desenvolvimento no mundo. Porém, quando se considera, entre esses projetos, apenas um subconjunto que seja compatível com a demanda do sistema elétrico de Fernando de Noronha, restringindo a capacidade elétrica, por exemplo, a 5 MW, constata-se que a quantidade de alternativas torna-se muito menor. Entre esse subconjunto estariam, por exemplo, os projetos norte-americanos AURORA, da empresa OKLO (com 1,5 MWe), eVinci, da empresa Westinghouse (com 2,0-3,5 MWe) e MMR, da empresa Ultra Safe Nuclear Corporation (com ~5 MWe). No entanto, tais projetos não se encontram avançados em termos de maturidade tecnológica, oferecendo incertezas relacionadas à sua disponibilidade comercial futura.

De forma mais geral, em relação às alternativas para a expansão do parque brasileiro de geração, o Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050) prevê que novos projetos de usinas nucleares no Brasil poderão ser baseados em tecnologias SMR. No entanto, o PNE 2050 prevê essa possibilidade como sujeita também à condição de que essas tecnologias alcancem competitividade e maturidade tecnológica.

Um diferencial potencialmente interessante de alguns projetos de SMR em comparação com usinas nucleares convencionais, a depender da aplicação, está relacionado aos menores valores de área para instalação da usina, bem como da área potencialmente afetada em torno do reator quando se considera o risco de acidente nuclear. Para fins de ilustração, em relação aos projetos norte-americanos supracitados, a base de dados ARIS da IAEA apresenta os seguintes valores de área a ser utilizada pela usina: 4.180 m² (AURORA); < 4.000 m² (eVinci); e 12.480 m² (MMR).

Para casos em que a área representa um aspecto crítico do empreendimento, cabe destacar que a solução por usina nuclear flutuante, que não está sendo considerada neste estudo, poderá representar futuramente algumas características favoráveis. Embora existam evidências de que poderia ser tecnicamente viável para sistemas elétricos do porte de Fernando de Noronha, uma vez que já se encontra em operação o reator nuclear KLT-40S, desenvolvido pela empresa russa Rosatom com configuração flutuante, tal solução não está sendo considerada neste momento em decorrência da experiência mais limitada com usinas flutuantes mundialmente, o que implica menor histórico de dados e maiores incertezas sobre a viabilidade da solução para o Brasil, inclusive do ponto de vista legal e regulatório. Adicionalmente, cabe destacar que nenhum dos projetos com configuração flutuante cadastrados atualmente na base de dados ARIS da IAEA apresenta capacidade elétrica dentro da faixa até 5 MW.

Em suma, para o nível de demanda do sistema elétrico de Fernando de Noronha, as alternativas existentes no caso da fonte nuclear seriam representadas por um pequeno subconjunto de projetos de SMR sendo desenvolvidos no mundo. Tais alternativas, além de não estarem disponíveis comercialmente, ainda apresentariam grandes incertezas em termos de custos e riscos associados à implantação do empreendimento, sobretudo em decorrência do baixo nível de maturidade tecnológica, mas também em decorrência de questões ambientais, legais e regulatórias que ainda não estão plenamente esclarecidas para o caso dos SMR. Portanto, a consideração da fonte nuclear para o sistema elétrico de Fernando de Noronha não se justifica dentro do seu atual estágio de desenvolvimento tecnológico.

6.7. ENERGIAS RENOVÁVEIS MARINHAS

Além dos usos atuais dos recursos marinhos, o mar pode ser uma fonte firme e abundante de energia para o país, onde cada trecho do litoral brasileiro possui potencial energético e vocações únicas, cuja viabilidade pode ser objeto de pesquisa com vistas a suprir a matriz elétrica nacional.

O Brasil possui litoral com mais de 7.400 km, com 60% da população morando a até 200 km de distância do mar³⁴, condições favoráveis para fazer uso dessa oferta energética renovável e limpa.

A Energia dos Oceanos apresenta-se em diversas formas:

- **Maremotriz** - movimento periódico das marés;
- **Ondomotriz** - oscilação das ondas;
- **Correntes Oceânicas** - velocidade das correntes marinhas ou fluxo de maré;
- **Termoclina** - das águas a diferentes profundidades;
- **Osmótica** - diferença salina entre água doce e salgada.

Todas já se mostraram viáveis do ponto de vista técnico, com cada uma em um determinado estágio de desenvolvimento. A energia das marés já alcançou o patamar de tecnologia madura, compondo a matriz energética de geração, com usinas em operação em países como Canadá, França e Coréia do Sul³⁵.

6.7.1. Potencial Energético em Fernando de Noronha

A condição de ilha, situada em mar aberto, impõem oportunidades e condicionantes ao processo de exploração energético do mar. Levando-se em consideração as dificuldades de acesso e de realização de obras civis na ilha, bem como transporte de equipamentos, restrições ambientais e outros empecilhos associados, cabe inventariar as possibilidades tecnológicas e oferta de energia bruta naquela região do Oceano Atlântico. É preciso que as tecnologias candidatas reúnam aptidão energética e adequação as características socioambientais e logísticas da ilha.

Devido à necessidade de construção de barragem, a tecnologia maremotriz apresenta diversas restrições devido às restrições de desembarque de grandes quantidades de material necessário para construção civil das barragens, onerando significativamente o custo da energia produzida. O potencial energético também é limitado em razão da baixa variação de altura das marés³⁶, a qual exigiria uma extensa área de represamento para ganho escala - situação ambientalmente inviável.

³⁴ Disponível em:

https://atlascolar.ibge.gov.br/images/atlas/mapas_brasil/brasil_distribuicao_populacao.pdf.

Acesso em 16 de novembro de 2021.

³⁵ Disponível em: <https://www.eia.gov/energyexplained/hydropower/tidal-power.php>. Acesso em 10 de novembro de 2021

³⁶ Disponível em: <<https://www.marinha.mil.br/chm/tabuas-de-mare>>. Acesso em 19 de novembro de 2021.

A energia das ondas (ondomotriz) requer alturas e períodos ondulatórios adequados para sua exploração, essa opção de geração também exige dispositivos em estágio de operação comercial, o que não se dispõe atualmente, diante da ausência de máquinas em estágio comercial essa tecnologia não é considerada viável para o suprimento no médio prazo para a ilha.

Quanto à energia osmótica, não se identifica potencial, dada a inexistência de rios na ilha, não sendo assim possível a geração de energia a partir da diferença de potencial entre a água doce e a água salgada.

Restam, portanto, duas possibilidades de exploração dos recursos renováveis marinhos para a geração de energia na ilha: a energia das correntes oceânicas e a energia termoclina.

6.7.1.1. Energia Correntes Oceânicas

O mapa da Figura 23 apresenta as correntes marítimas do Oceano Atlântico que atuam no litoral brasileiro, com destaque para a Corrente do Brasil, que ocorre no Arquipélago de Fernando de Noronha.



Figura 23 - Mapa de corrente marítimas.

Devido à facilidade de transporte/instalação e, principalmente, por ser a tecnologia que atualmente dispõe de equipamentos com maior grau de maturidade tecnológica, com projetos e equipamentos já em operação comercial e fornecendo energia firme para algumas comunidades insulares e cidades costeiras na Europa e na América do Norte, como os projetos Orbital Marine e PLATT-1, citados a seguir, esta tecnologia pode ser uma das alternativas viáveis para suprimento a Fernando de Noronha.

Aliado a isto, deve ser levado em consideração o fato de que esta tecnologia vem sendo desenvolvida em conjunto com fabricantes de equipamentos de propulsão naval (hélices e bow thrusters) que tem larga experiência em hidrodinâmica e na construção de máquinas bem robustas, com vida útil atestada de 30 a 50 anos de durabilidade, amplamente comprovada como na utilização em navios transatlânticos de passageiros, cargueiros e embarcações costeiras de diversas aplicações.

Além destas características, estes equipamentos podem ser rebocados até o local de instalação e serem ancorados, como qualquer embarcação que fique fundeada nas proximidades de Fernando de Noronha, sem causar grandes impactos ambientais, nem necessitar de obras civis *onshore* ou *offshore* ou de montagens eletromecânicas complexas, com o uso de guindastes e outros equipamentos de movimentação de carga, ou mesmo construção de píeres e de outras obras no entorno da ilha.

6.7.1.1.1. Avaliação do Recurso

O Modelo Oceanográfico³⁷ disponibilizado pela Marinha do Brasil, Figura 24, apresenta as velocidades de corrente marinha a diferentes profundidades. Para a região de Fernando de Noronha verifica-se que a velocidade de corrente - desde a superfície até a profundidade de 250 metros - varia de 0,5 a 1,5m/s, dentro da faixa de utilização dos equipamentos hidrocínéticos.

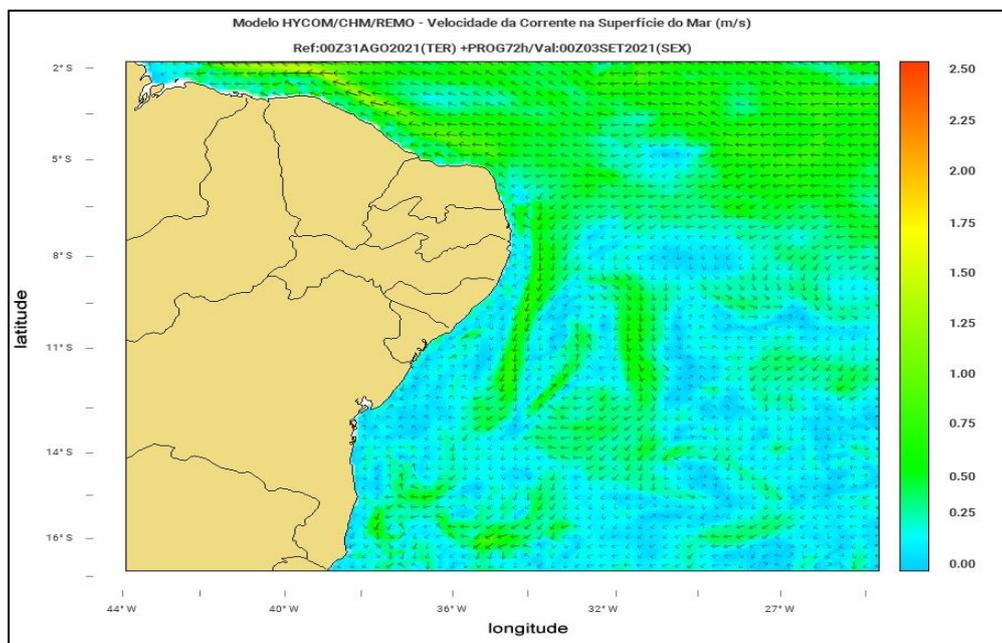


Figura 24 - Velocidades de correntes na superfície do mar. Fonte: Centro de Hidrografia da Marinha (CHM) - 2020

6.7.1.1.2. Projetos em Operação

Para o aproveitamento desse recurso, dois projetos se destacam, tendo sido construídos em regiões insulares, estando em operação e interligados ao grid elétrico nestas localidades, são eles:

- **Projeto Orbital Marine** – Instalado em Fall of Warness, Escócia. Possui duas turbinas de 1MW cada³⁸.

³⁷ Disponível em: https://www.marinha.mil.br/chm/views-dados-do-smm-modelo-de-oceanografico?field_area_mod_hycom_value=LESTE&field_produtos_mod_hycom_value=Corrente+%C3%A0+Superf%C3%ADcie. Acesso em 16 de novembro de 2021.

³⁸ Disponível em: <https://www.marinetechnews.com/news/world-powerful-tidal-turbine-612609>. Acesso em 19 de novembro de 2021.

- **Projeto PLATT 1** - Instalado em *Bay of Fundy's*, Nova Escócia - Canadá, faz parte integrante do Fundy Ocean Research Centre for Energy (FORCE)³⁹, apresenta capacidade instalada de 1,26MW, o mesmo deve ser interligado ao grid em breve⁴⁰.

Apesar de ser uma tecnologia viável do ponto de vista técnico, com projetos instalados em algumas partes do mundo, a consideração da energia das correntes oceânicas para a geração de energia em Fernando de Noronha, ainda requer maior estudo do potencial desse recurso para a ilha e avaliação do seu impacto ambiental, tais medidas visam reduzir as incertezas do aproveitamento desse recurso, além disso, a ausência de projetos desse tipo no Brasil elevam a incerteza sobre a sua consideração.

6.7.1.2. Energia Térmica Marinha (Termoclina)

A energia termoclina ocorre pelo aproveitamento energético de águas a diferentes temperaturas e em diferentes profundidades. As cartas de disponibilidade energética de gradiente térmico indicam a existência de potencial para esse tipo de geração em Fernando de Noronha, Figura 25.

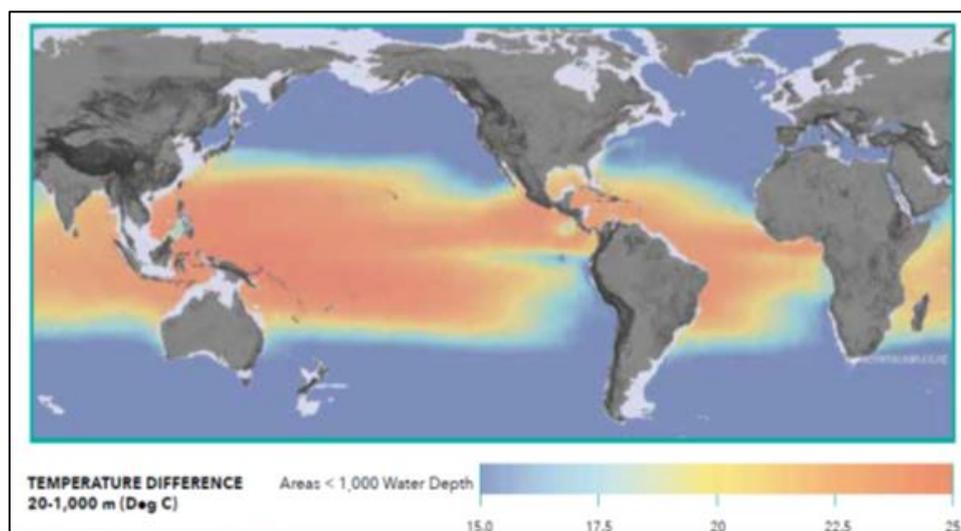


Figura 25 - Diferença de temperatura (°C) entre 20m e 1000m.

Fonte: HUCKERBY *et al* (2016)

³⁹ Disponível em: <https://www.sustainablemarine.com>. Acesso em 19 de novembro de 2021.

⁴⁰ Informações disponíveis em:

<https://globalrenewablenews.com/article/energy/category/hydro/86/879681/sustainable-marine-unveils-next-gen-platform-ahead-of-world-leading-tidal-energy-project.html> e

https://energy.novascotia.ca/sites/default/files/files/SME_Licence_2019%20--%20Project_Plan_Update%20--%20Merged.pdf. Acesso em 19 de novembro de 2021.

Usinas termoclinas⁴¹ com aproximadamente 105 kW de potência instalada, cada, geram energia no Havaí - EUA, e em Okinawa - Japão. O fato de operarem insularmente mostra a vocação da fonte a esse tipo de geografia.

Requisito importante para garantir o aproveitamento deste recurso é a existência, próximo à costa, de águas em profundidade tal, que garanta diferença de temperatura de pelo menos 20°C com as águas superficiais. Usualmente esse gradiente pode ser encontrado a profundidades de 1.000 m, estima-se que para Fernando de Noronha essa profundidade ocorra a partir de 4 km da ilha.

A instalação de uma usina desse tipo pode trazer benefícios adicionais, tais como: obtenção de água gelada e dessalinizada, que após o tratamento adequado pode ser utilizada para abastecimento local e para refrigeração.

ALMEIDA (2019) estima, a partir de dados de temperatura a diferentes profundidades disponibilizados pela agência americana Administração Nacional Oceânica e Atmosférica (NOOA), o potencial de geração termoclina em latitudes próximas à de Fernando de Noronha, onde, tendo sido assumido comportamento térmico-oceânico similar, constata-se aptidão dessa geração para a região. O autor também estimou que o potencial de geração de energia considerando captações de água fria de 5 m³/s e de água quente de 10 a 20 m³/s varia de 3,7 MW a 5,2 MW.

Apesar da indicação de potencial para a consideração da geração termoclina em Fernando de Noronha, a consideração desse recurso para a geração de energia na ilha demanda estudo detalhado de seu potencial, a fim de reduzir incertezas para o seu aproveitamento.

6.8. HIDROGÊNIO

Considerando as diversas iniciativas em curso, a nível nacional⁴² e global, ligadas à produção e uso do hidrogênio, cabe considerá-lo como potencial insumo energético ou meio de armazenamento de energia.

No que diz respeito à produção de hidrogênio, a EPE⁴³ mapeou diferentes rotas tecnológicas e, para Fernando de Noronha, considera-se que a produção poderia ocorrer tanto na ilha,

⁴¹ Para EUA vide <https://www.makai.com/> e para Japão vide <http://otecokinawa.com/en/>. Acesso em 16 de novembro de 2021.

⁴² Vide "Diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2)". Disponível em: <https://bit.ly/diretrizesPNH2>. Acesso em 12 de novembro de 2021.

⁴³ Vide relatório "Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio". Disponível em: <https://bit.ly/H2-EPE>. Acesso em 12 de novembro de 2021.

quanto no continente. Contudo, no continente há maior disponibilidade de recursos para a produção (geração renovável, gás natural, energia proveniente do SIN etc.), seja por eletrólise da água, reforma de vapor ou outro processo. Todavia há que se considerar os desafios logísticos, sobretudo o transporte na forma de hidrogênio ou amônia, por exemplo. Em se optando pela produção local, seria necessário incrementar ainda mais a geração de energia elétrica ou mesmo levar os insumos até a ilha. Ainda em relação à produção local, para a produção de hidrogênio por eletrólise é necessária a utilização de água, com isso, o sistema de dessalinização existente pode requerer maior ampliação do que a atualmente prevista.

Quanto ao uso do hidrogênio para produção de energia elétrica, o mesmo pode se dar como combustível para geração termelétrica ou por meio de pilhas a combustível. Para o primeiro caso, há exemplos de plantas piloto em operação⁴⁴, no caso das pilhas a combustível, há diversos exemplos de projetos de pequena escala, inclusive em ilhas⁴⁵, porém projetos em escala de MW são menos comuns.

Ao ser considerado o transporte de hidrogênio do continente para a geração de energia em Fernando de Noronha, atenção especial deve ser dada à segurança, tanto no transporte, quanto no manuseio e no armazenamento do combustível. A depender da escala, a produção excedente de hidrogênio no continente pode ser exportada para abastecer o mercado internacional.

Importante destacar que a utilização do hidrogênio como combustível é responsável pela emissão de NOx.

Em qualquer caso, além dos custos de investimento relativos aos equipamentos de geração, destaca-se o custo ainda elevado de produção do hidrogênio, mas que pode se mostrar atrativo diante do atual custo de geração a partir de óleo diesel. A título de exemplo, no estudo supracitado da EPE são estimados custos variando de 1,5 a 4,5 US\$/kg, a depender da rota tecnológica, podendo reduzir ao nível de 1,0 US\$/kg até 2050.

Além do custo, a necessidade de mão de obra especializada é outro fator que reduz a atratividade dessa tecnologia para atendimento a Fernando de Noronha nos próximos anos.

⁴⁴ Vide https://www.ge.com/gas-power/future-of-energy/hydrogen-fueled-gas-turbines?utm_campaign=h2&utm_medium=cpc&utm_source=google&utm_content=rsa&utm_term=Hydrogen%20power%20generation&gclid=Cj0KCCQjw7MGJBhD-ARIsAMZ0eesn0K_W9JRMUEffEH_KbQ_Wi4kBchqMahlvHuPxTQderSztNKAd-j4aAnUaEALw_wcB. Acesso em 12 de novembro de 2021.

⁴⁵ <https://youtu.be/8UmsfXWzvEA>. Acesso em 12 de novembro de 2021.

Destaca-se que caso fosse considerado o uso de veículos elétricos com célula a combustível (vide seção 2.2.3), pode haver sinergias, ganhos de escala e redução de custos.

6.9. SISTEMA DE ARMAZENAMENTO

Os sistemas armazenamento, embora sejam consumidores líquidos de energia, podem prestar diferentes serviços ao sistema elétrico, como possibilitar a maior inserção de renováveis não controláveis, prover serviço de rampa, atender a ponta, prover serviços ancilares, permitir a gestão ativa da demanda, entre outros.

Além da versatilidade de aplicações, dentre as vantagens das baterias eletroquímicas, destacam-se alta densidade energética (requer pouco espaço) e a flexibilidade e modularidade de instalação (sistemas customizáveis). No caso de sistemas isolados, que possuem sistemas elétricos menos robustos, é possível que os benefícios sejam mais significativos, com potencial viabilidade econômica já verificada em estudos anteriores. Adicionalmente, há uma perspectiva no cenário mundial de aumento do número de instalações e de redução de custos, sobretudo da tecnologia de íons de lítio (EPE, 2019).

Destaca-se que já houve uma iniciativa de instalação de sistema de armazenamento em Fernando de Noronha, proposta pela distribuidora, no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da ANEEL, mais especificamente a Chamada de Projeto de P&D Estratégico nº 21/2016. O projeto busca a instalação de uma planta piloto, com duas tecnologias (baterias de fluxo de vanádio e íons de lítio), conectada no barramento da subestação, operando de forma integrada com geração diesel, tendo por objetivo reduzir a variação da geração solar fotovoltaica (NEOENERGIA, 2017). Segundo informado pela distribuidora, esse sistema de armazenamento tem capacidade de 560 kW / 1.020 kWh, encontra-se em operação e deve ser mantido mesmo após o encerramento do projeto de P&D.

Por esses fatores, os sistemas de armazenamento devem ser considerados dentre as alternativas para atendimento a Fernando de Noronha. Diversas aplicações podem ser consideradas:

Distribuída: as chamadas aplicações “atrás do medidor” consistem na instalação de baterias junto às unidades consumidoras - podendo ser dimensionadas de forma a aumentar os benefícios da geração distribuída e reduzir a demanda máxima, por exemplo

- ou como parte de uma usina virtual. O último caso, ainda depende de regulamentação⁴⁶, mas pode ser uma alternativa interessante se conjugada à geração distribuída, dada as restrições de espaço na ilha. As demais aplicações ficam a critério dos consumidores e sua atratividade econômica foi avaliada pela EPE em um dos Cadernos de Estudo do PDE 2031⁴⁷, contudo a atratividade dessa aplicação em Fernando de Noronha tende a ser ainda menor dado o valor da tarifa mais baixo, em razão da isenção de ICMS. Como resultado, o estudo não irá considerar a utilização de sistema de armazenamento para geração distribuída.

Centralizada: a instalação de uma bateria de maior porte requer espaço, o que não tende a ser um fator limitante, dada sua elevada densidade energética. O dimensionamento do sistema depende da composição da matriz e, conseqüentemente, dos serviços requeridos, seja para garantir a confiabilidade do suprimento, seja para possibilitar a maior inserção de fontes renováveis não controláveis, o que, nesse caso, pode resultar em menor custo de energia, quando realizada a otimização do despacho. A aplicação “centralizada” será avaliada como opção de suprimento à Fernando de Noronha.

Móvel: trata-se de uma aplicação ainda pouco explorada, mas consiste no uso de baterias em contêineres móveis, sendo carregadas no continente com energia mais barata, proveniente do SIN ou a partir de usina renovável, como visto no item 6.4.1.3.1, por exemplo, e levadas à ilha por via marítima - aproveitando a logística existente para suprimento de óleo diesel. Assim, contêineres seriam transportados e mantidos nas embarcações, sem necessariamente desembarcá-los. Como vantagem, os inversores permaneceriam fixos na ilha, enquanto os módulos seriam transportados para carga/recarga, porém com a desvantagem de requerer sobredimensionamento, uma vez que um estará em uso, enquanto outro(s) está(ão) em recarga ou transporte, aumentando o custo da solução.

A título de exercício preliminar, para avaliar a factibilidade dessa aplicação, pode-se considerar: capacidade de armazenamento suficiente para suprimento integral à carga média de um período de quinze dias (mesma frequência de suprimento de diesel) de

⁴⁶ Vide Tomada de Subsídios 011/2021. Conforme Nota Técnica nº 0076/2021-SRD/ANEEL, “no Brasil, não há projetos-piloto e nem regulação sobre usinas virtuais”. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/tomadas-de-subsidios?p_auth=zF8sdXdh&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_life_cycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3563&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica. Acesso em 16 de novembro de 2021.

⁴⁷ Caderno de Micro e Minigeração Distribuída & Baterias. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>. Acesso em 16 de novembro de 2021.

1.398 MWh em 2031; e que cada contêiner de 40 pés⁴⁸ equivale a 2MWh de energia, totalizando, assim, 820 contêineres considerando eficiência de carga e descarga (*round trip efficiency*), de 85%, equivalente a 62,4 mil m³, ou 33 piscinas olímpicas a cada 15 dias. Cabe destacar que, em períodos de maior demanda a quantidade seria ainda maior.

Obviamente, esta é uma análise extremamente simplificada e busca meramente sinalizar uma possível aplicação adicional. Devido à grande quantidade de contêineres a serem transportados para a ilha, assim como a necessidade de deixar o navio atracado próximo à ilha, essa aplicação não será considerada para atendimento a Fernando de Noronha.

⁴⁸ Considerada uma capacidade de 2 MWh para cada container de 40 pés. Vide <http://energetechsolar.com/assets/images/30MWh%20Container%20ESS%20V1.pdf?redirect=1>. Acesso em 16 de novembro de 2021.

7. INTERLIGAÇÃO AO SIN

O sistema de distribuição atualmente existente na ilha, de concessão da CELPE, é composto pela subestação elevadora 13.800/380 V, por 3 alimentadores de 13,8 kV com cerca de 5 km cada e por postos de transformação de 13,8 kV para 380/220 V para atendimento às unidades consumidoras. Não há sistema de transmissão, de subtransmissão e de distribuição com tensão superior a 13,8 kV na ilha. O suprimento da ilha é realizado pela UTE Tubarão, que produz energia elétrica no nível de tensão de 380 V.

Visando solucionar questões relacionadas ao atendimento elétrico da ilha, como a melhoria da qualidade de fornecimento, a redução do custo de geração, de emissão de poluentes e do risco de armazenamento de grandes volumes de combustível, foi iniciado o Projeto de Integração do Arquipélago de Fernando de Noronha com o Continente Brasileiro (Noronha Integrada), elaborado em conjunto pelos Ministérios da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações; de Minas e Energia; da Defesa; da Educação; e da Rede Nacional de Ensino e Pesquisa (RNP), com o apoio da CELPE, da COSERN, do Governo de Pernambuco e do Governo do Rio Grande do Norte.

Conforme relatório Projeto Noronha Integrada – Visão Geral – Enfoque Sistema Elétrico (RNP, 2018), o escopo do projeto consistia em avaliar o lançamento de um cabo submarino de energia elétrica para transmissão em corrente contínua a 60 kV com capacidade para 10 MW de potência, interligando a ilha ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Nessa alternativa foi avaliada a aplicação da tecnologia HVDC para a conversão de energia em ambos os terminais. Conforme o projeto, o terminal conversor do continente seria localizado na margem direita do Rio Potengi, nas instalações do quartel do Grupamento de Fuzileiros Navais, na cidade de Natal/RN, e a conexão ao SIN seria realizada em 69 kV pela subestação Natal II ou, alternativamente, em 230 kV pela subestação Extremoz.

O terminal conversor da ilha seria localizado na praia de Boldró, a aproximadamente 200m da subestação elevadora 13.800/380 V da UTE Tubarão. Os conversores seriam acomodados em containers com área total não superior a 100 m² em cada terminal. O sistema de corrente contínua proposto utilizaria um cabo de um condutor para a transmissão de energia elétrica com retorno pela terra, simplificando o projeto e reduzindo os investimentos.

Cabe destacar que o projeto incluía ainda a implantação de infraestrutura de fibra óptica para telecomunicações e sistemas de monitoramento marítimo.

O relatório destacou que para efetivar a implantação do projeto seria necessário enfrentar diversas dificuldades. Em primeiro lugar, o sistema de conversão de energia HVDC de 10

MW atualmente não é usual. No Brasil e em outros países, os sistemas HVDC em operação foram projetados para transporte de montantes elevados de energia com capacidades da ordem de GW, o que nesse caso não se aplicam. Neste sentido, o desafio é obter equipamentos adequadamente dimensionados para níveis de potência não convencionais a custos razoáveis.

Além disso, o cabo elétrico da linha de transmissão atravessaria trechos com uma profundidade de mais de 4.000m em boa parte do percurso. Essa profundidade é muito maior do que qualquer instalação de cabos elétricos submarinos existentes, com destaque para a interligação entre a ilha da Sardenha e o continente Italiano, que atravessa trechos de 1.650 metros de profundidade e é a instalação mais profunda em operação atualmente.

O lançamento e implantação de cabos em profundidades dessa magnitude que exigiria cuidados especiais nas especificações e na fabricação do cabo. Adicionalmente, especialmente em águas mais rasas, as condições extremas do mar em Fernando de Noronha em certas épocas do ano seriam um desafio tanto para o dimensionamento do cabo quanto para a sua instalação segura.

Visando obter mais informações sobre o Projeto Noronha Integrada entre outros assuntos, EPE e CELPE se reuniram por videoconferência no dia 10/09/2021. Por meio de uma apresentação, a CELPE apresentou uma avaliação, apontando uma série de dificuldades técnicas e questões regulatórias para implantação, operação e manutenção do sistema, dentre as quais destacam-se:

- Baixo índice de segurança operacional do sistema monopolo com retorno pelo mar;
- Indefinição da periodicidade e da metodologia para verificação de cabos e eletrodos;
- Necessidade de estudos quanto ao impacto para a fauna;
- Falta de detalhamentos sobre corrosão, necessidade de controle de temperatura e pressão positiva das estações conversoras;
- Variações de tensão $13,8 \text{ kV} \pm 6\%$ e frequência $60 \text{ Hz} \pm 3\%$ incompatíveis com o módulo 8 do PRODIST;
- Os transformadores, a serem fabricados especificamente para o projeto, não possuem disponibilidade no mercado para reposição e há necessidade de reserva técnica para manutenção;
- O nível de ruído dos equipamentos não atende à legislação estadual;
- O sistema de resfriamento possui vida útil de 5 a 7 anos, inferior aos demais equipamentos;

-
- Modelo de despacho e remuneração a ser adotado para a UTE Tubarão;
 - Contratação de empresas especializadas para manutenção do cabo submarino e das estações conversoras;
 - Licenças, acesso e manutenção do cabo no trecho fluvial;
 - Acesso à área militar nas instalações do quartel do Grupamento de Fuzileiros Navais;
 - Acordo operativo entre os agentes e responsabilidade pela construção do bay de derivação;
 - Possibilidade de sincronização com geração a diesel da ilha; e
 - Fonte dos recursos para investimento.

A integração elétrica de Fernando de Noronha, seja pelo sistema proposto pelo Projeto Noronha Integrada ou com outras características, pode ser definido como uma solução inovadora, visto que não existe sistema semelhante em operação no Brasil. No entanto, existem dificuldades técnicas principalmente relacionadas à implantação do sistema e à capacidade dos cabos e equipamentos de suportarem as condições ambientais em que estarão inseridos. Dessa forma, só é possível assegurar a viabilidade técnica desta solução e seu nível de confiabilidade após a realização de projetos específicos para estas condições.

De forma análoga, a mensuração de investimentos necessários à implantação e manutenção de um projeto desse porte torna-se uma tarefa de difícil execução tendo em vista as especificidades dessa conexão.

8. CONCLUSÕES

A Lei Estadual n.º 16.810/2020 resultará em crescimento no Arquipélago de Fernando de Noronha da frota de veículos elétricos “plug-in”, que utilizarão a energia elétrica gerada pela UTE Tubarão, que utiliza como insumo o óleo diesel.

Além disso, foi verificado durante a análise do planejamento dos sistemas isolados de 2021, que a substituição da frota por veículos elétricos “plug-in” contribuirá para elevar a demanda da localidade, resultando na necessidade de ampliar o parque gerador existente.

Diante dessas questões, a EPE analisou diversas tecnologias a fim de identificar aquelas que possuem condições técnicas para a geração de energia elétrica na ilha nos próximos anos, em substituição total ou parcial ao óleo diesel, sem prejudicar o meio ambiente, uma vez que o Arquipélago de Fernando de Noronha é um Patrimônio Natural e precisa ser preservado.

O estudo identificou que as tecnologias eólica e solar fotovoltaica, principalmente *offshore*, são as que parecem mais promissoras devido à disponibilidade de recurso, porém a limitação de área disponível na ilha e as questões ambientais podem trazer algumas dificuldades para essas tecnologias.

Por outro lado, combustíveis líquidos para a geração de energia elétrica em termelétricas podem ser transportados do continente até a ilha, seguindo a mesma logística que hoje é utilizada pelo óleo diesel. Nesse sentido, o etanol e o biodiesel parecem promissores, com destaque para o biodiesel devido a diversidade de insumos e de rotas tecnológicas que podem ser utilizadas para a sua produção.

Foi verificado ainda, a exemplo do que se observa em outros sistemas isolados, que o GNL pode ser uma alternativa para o atendimento a Fernando de Noronha, devendo para tanto ser observado questões relativas ao terminal de regaseificação, além das questões ambientais.

Além disso, sistema de armazenamento a bateria para aplicação centralizada também se mostrou uma alternativa viável, sendo capaz de atender a demanda de forma flexível, sem demandar muito espaço e com baixo impacto, podendo ser utilizada em conjunto com as renováveis com geração variável.

Por fim, foram identificadas várias dificuldades que impedem a interligação do arquipélago ao SIN, indicando que pelos próximos anos Fernando de Noronha continuará a fazer parte dos Sistemas Isolados.

Com o intuito de quantificar os benefícios da substituição do óleo diesel pelas alternativas identificadas, a EPE dará continuidade a esse estudo. Na próxima etapa será utilizado modelo de otimização para simular a geração de energia em sistemas isolados a partir de diferentes soluções de suprimento, a fim de obter a configuração mais promissora para a redução tanto do custo de geração, quanto das emissões.

9. REFERÊNCIAS

ABIOVE - Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais. 2021. **Estatística Mensal**. Disponível em: <https://abiove.org.br/estatisticas/>. Acesso em 18 de setembro de 2021.

AESBE - Associação Brasileira das Empresas Estaduais de Saneamento. 2021. **O prejuízo do óleo de cozinha no meio ambiente**. Disponível em: <https://aesbe.org.br/o-prejuizo-do-oleo-de-cozinha-no-meio-ambiente/>. Acesso em 17 de setembro de 2021.

ALMEIDA, D., 2019. **Energia Térmica Oceânica - A possibilidade de gerar energia elétrica a partir do gradiente térmico do mar na costa cearense**. XXV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Belo Horizonte –MG.

BARROS, R., **Implantação , Operação e Instrumentação de Sistema Híbrido Eólico / Diesel / no Território de Fernando de Noronha**. Universidade Federal de Pernambuco, 2002.

BRASIL. **Lei nº 9.985, de 18 de julho de 2000; Decreto nº 4.340, de 22 de agosto de 2002**. Sistema Nacional de Unidade de Conservação da Natureza – SNUC. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9985.htm. Acesso em: setembro de 2021.

_____. **Lei Complementar Nº 140, de 08 de dezembro de 2011**. Fixa normas para a cooperação entre a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios nas ações administrativas decorrentes do exercício da competência comum relativas à proteção das paisagens naturais notáveis, à proteção do meio ambiente, ao combate à poluição em qualquer de suas formas e à preservação das florestas, da fauna e da flora. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/lcp140.htm. Acesso em: agosto de 2021.

BVG Associates. 2019. **Guide to an offshore wind farm**. Disponível em <https://bvgassociates.com/wp-content/uploads/2019/04/BVGA-Guide-to-an-offshore-wind-farm-r2.pdf>. Acesso em 08 de novembro de 2021.

Camargo Shubert Engenheiros Associados, *et al.* 2019. **Atlas Eólico e Solar**: Ceará. Curitiba, Fortaleza: ADECE, FIEC, SEBRAE, FUNCEME, SEINFRA, SEMACE, SEMA, SINDIENERGIA. Disponível em: <http://atlas.adece.ce.gov.br/>. Acesso em 16 de novembro de 2021.

CELPE, 2019. Fernando de Noronha - Ilha de Inovação. Slides. Celpe, 2019. Disponível em: https://www.cinase.com.br/wp-content/uploads/2019/10/Caso-Fernando-de-Noronha_CELPE_compressed-2.pdf. Acesso em 05/08/2021.

CEMAVE. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Aves Silvestres. 2020. **Relatório de Rotas e Áreas de Concentração de Aves Migratórias no Brasil** - 3ª Edição. CEMAVE/ ICMBio. 104p. Disponível em: https://www.icmbio.gov.br/portal/images/stories/comunicacao/relatorios/relatorio_de_rotas_e_areas_de_concentracao_de_aves_migratorias_brasil_3edicao.pdf. Acesso em: agosto de 2021.

CHRISTOFF, P. **Produção de biodiesel a partir do óleo residual de fritura comercial, estudo de caso: Guaratuba, litoral paranaense**. Dissertação (mestrado). Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento – LACTEC e Instituto de Engenharia do Paraná – IEP. 2006.

DNV GL, 2020. **Noordzee Energie Outlook**. Disponível em: <https://www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/kamerstukken/2020/09/01/rapport-noordzee-energie-outlook/bijlage-1-rapport-noordzee-energie-outlook.pdf>. Acesso em 11 de novembro de 2021.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. 2017a. **Boa Vista - Identificação de Alternativas de Atendimento de Médio e Longo Prazo**. EPE-DEE-NT-032/2017. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEE-NT-032-2017-r0%20-%20Identifica%C3%A7%C3%A3o%20de%20alternativa%20RR.pdf>. Acesso em 25 de outubro de 2021.

_____. 2017b. **Boa Vista – Estudo para a Contratação de Energia elétrica e Potência Associada**. EPE-DEE-NT-064/2017. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEE-NT-064-2017-r0%20-%20Contrata%C3%A7%C3%A3o%20energia%20Boa%20Vista%20%28sem%20marca%29.pdf>. Acesso em 25 de outubro de 2021.

_____. 2019. **Sistemas de Armazenamento em Baterias - Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-441/EPE-DEE-NT-098_2019_Baterias%20no%20planejamento.pdf. Acesso em 16 de novembro de 2021.

_____. 2020a. **Solar Fotovoltaica Flutuante - Aspectos Tecnológicos e Ambientais relevantes ao Planejamento**. EPE-DEE-NT-16/2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-466/NT%20Solar%20Fotovoltaica%20Flutuante.pdf>. Acesso em 10 de novembro de 2021.

_____. 2020b. **Roadmap Eolica Offshore.** Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R2.pdf>. Acesso em 16 de novembro de 2021.

_____. 2021a. **Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2025 - Ciclo 2020.** EPE-DEE-DEA-NT-001/2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-614/EPE-NT-Planejamento%20SI-ciclo_2020.pdf. Acesso em 25 de outubro de 2021.

_____. 2021b. **Caderno de Preços da Geração.** EPE-DEE-RE-089/2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-622/CadernodePre%C3%A7osdeGera%C3%A7%C3%A3o_r0.pdf. Acesso em 11 de novembro de 2021.

ESMAP. Energy Sector Management Assistance Program. **Offshore Wind Technical Potential Analysis and Maps.** Disponível em: https://esmap.org/esmap_offshorewind_techpotential_analysis_maps. Acesso em: 26/07/2021.

GIIGNL. International Group of Liquefied Natural Gas Importers. 2019. **LNG INFORMATION PAPER #3 – LNG Ships.** Disponível em: https://giignl.org/wp-content/uploads/2021/10/giignl2019_infopapers3.pdf. Acesso em 17 de novembro de 2021

GUEDES, F., OLIVEIRA JUNIOR, A., ALVES, N., *et al.* 2020. **Análise da Rota Tecnológica de Resíduos Sólidos Urbanos do Arquipélago de Fernando de Noronha – PE, Brasil,** XI Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental, Vitória/ES.

IBAMA/FUNATURA. Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis/ Fundação Pró-natureza. 1990. **Plano de Manejo do Parque Nacional Marinho de Fernando de Noronha.** Brasília: 253 p. Disponível em: https://www.gov.br/icmbio/pt-br/assuntos/biodiversidade/unidade-de-conservacao/unidades-de-biomas/marinho/lista-de-ucs/parna-marinho-de-fernando-de-noronha/arquivos/parna_marinha_de_fernando_de_noronha.pdf. Acesso em: agosto de 2021.

ICMBio. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2017. **Plano de Manejo da Área de Proteção Ambiental (APA) de Fernando de Noronha – Rocas – São Pedro e São Paulo – 1ª revisão.** 2017. Disponível em:

https://www.gov.br/icmbio/pt-br/assuntos/biodiversidade/unidade-de-conservacao/unidades-de-biomas/marinho/lista-de-ucs/apa-de-fernando-de-noronha-rocas-sao-pedro-e-sao-paulo/arquivos/plano_de_manejo_apa_ferando_de_noronha_rocas_sao_pedro_sao_paulo.pdf. Acesso em: agosto de 2021.

_____. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2018. **Livro Vermelho da Fauna Brasileira Ameaçada de Extinção: Volume I / -- 1. ed. --** Brasília, DF: ICMBio/MMA, 2018. Disponível em: https://www.icmbio.gov.br/portal/images/stories/comunicacao/publicacoes/publicacoes-diversas/livro_vermelho_2018_vol1.pdf. Acesso em: setembro de 2021.

_____. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2020. **Instrução Normativa ICMBio nº 10, de 17 de agosto de 2020 - Estabelece procedimentos do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade nos processos de licenciamento ambiental.** Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/instrucao-normativa-n-10/gabin/icmbio-de-17-de-agosto-de-2020-272746925>. Acesso em: agosto de 2021.

IAEA – International Atomic Energy Agency. 2020. **Advances in Small Modular Reactor Technology Developments** – A Supplement to IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS) – 2020 Edition.

IESS - Ideal Estudos e Soluções Solares. 2021. **Avaliação de Fatores Críticos na Integração de Fontes Intermitentes de Energia em Sistemas Isolados.** Produto 2. Consultoria para Identificação Modelos Técnicos e Econômicos de Integração Renovável em Sistemas Isolados. Contratante: EPE/GIZ.

IGU - International Gas Union. 2021. Natural Gas Advantage. Disponível em: <https://www.igu.org>. Acesso em: 19 de agosto de 2021.

IRENA. 2014. **Estimating the Renewable Energy Potential in Africa: A GIS-based approach.** . Bonn. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2015/Mar/Africa-Power-Sector-Planning-and-Prospects-for-Renewable-Energy-synthesis-report>. Acesso em 16 de novembro de 2021.

_____. 2021. **Renewable Power Generation – Costs in 2020.** Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>. Acesso em 16 de novembro de 2021.

JRC TECHNICAL REPORTS. 2015. **HVDC Submarine power cables in the World - State-of-the-art Knowledge.** Disponível em: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC97720>. Acesso em 16 de novembro de 2021.

HUCKERBY, J., JEFFREY, H., de ANDRES, *et al.*, 2016. **An International Vision for Ocean Energy.** Version III. The Ocean Energy Systems Technology Collaboration Programme. Disponível em: www.ocean-energy-systems.org. Acesso em 18 de novembro de 2021.

IPHAN. Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional. 2014. Arquipélago de Fernando de Noronha - Pernambuco (PE). Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/pagina/detalhes/1662/>. Acesso em novembro de 2021.

MMA. Ministério do Meio Ambiente. **Resolução do CONAMA nº 010/1996.** Regulamenta o licenciamento ambiental em praias onde ocorre a desova de tartarugas marinhas. Disponível em: http://conama.mma.gov.br/?option=com_sisconama&task=arquivo.download&id=209. Acesso em: agosto de 2021.

_____. Ministério do Meio Ambiente. **Resolução do CONAMA nº 428/2010.** Dispõe, no âmbito do licenciamento ambiental sobre a autorização do órgão responsável pela administração da Unidade de Conservação (UC), de que trata o §3º do artigo 36 da Lei nº 9.985 de 18 de julho de 2000, bem como sobre a ciência do órgão responsável pela administração da UC no caso de licenciamento ambiental de empreendimentos não sujeitos a EIA-RIMA e dá outras providências. Disponível em: http://conama.mma.gov.br/?option=com_sisconama&task=arquivo.download&id=622. Acesso em: agosto de 2021.

_____. Ministério do Meio Ambiente. **Resolução do CONAMA nº 462/2014.** Estabelece procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica em superfície terrestre. Disponível em: http://conama.mma.gov.br/?option=com_sisconama&task=arquivo.download&id=677. Acesso em: setembro de 2021.

MOSHOOD, T., NAWANIR, G., MAHMUD, F., 2021. **Microalgae biofuels production: A systematic review on socioeconomic prospects of microalgae biofuels and policy implications.** Environmental Challenges.

PERASSI, I., WOLF, M., ASSIS, N. *et al.*, 2017. Produção de Biodiesel a partir de óleo de soja via rota etílica. Congresso Brasileiro de Engenharia Química em Iniciação Científica,

vol. 1, num. 4. São Carlos – SP. Disponível em: <http://pdf.blucher.com.br.s3-sa-east-1.amazonaws.com/chemicalengineeringproceedings/cobeqic2017/289.pdf>. Acesso em 12 de novembro de 2021.

PERNAMBUCO. 2017. **Atlas Eólico e Solar de Pernambuco**. Disponível em: <http://www.atlaseolicosolar.pe.gov.br/>. Acesso em 16 de novembro de 2021.

PINTO, M. **Fundamentos de energia eólica**. Rio de Janeiro, 1ª ed, LTC, 2013.

REN21. **Renewables 2021: Global status Report**. Paris, 2021. Disponível em: www.ren21.net. Acesso em 16 de novembro de 2021.

RENEWABLES 100 POLICY INSTITUTE. **United States - Brazil Energy Collaboration- Fernando de Noronha: 100% Renewable Energy Island**. 2017.

RNP - REDE NACIONAL DE ENSINO E PESQUISA. 2018. **Projeto Noronha Integrada – Visão Geral – Enfoque Sistema Elétrico**.

SALIM, D. H. C. 2021. **A combination of UAV photogrammetry and GIS irradiation modeling to suggest scenarios of PV transition in Fernando de Noronha Island (PE, Brazil)**. Dissertação (mestrado). Universidade Federal de Minas Gerais.

SFORZA, R., MARCONDES, A.C.J., PIZETTA, G.T., 2017. **Guia de Licenciamento Tartarugas Marinhas - Diretrizes para Avaliação e Mitigação de Impactos de Empreendimentos Costeiros e Marinhos**. Brasília: ICMBio, 2017. 130 p. Disponível em: https://www.icmbio.gov.br/portal/images/stories/comunicacao/publicacoes/publicacoes-diversas/guia_licenciamento_tartarugas_marinhas_v8.pdf. Acesso em: agosto de 2021.

SILVA, M., MORAIS, A., 2008. **Avaliação Energética do Bagaço de Cana em Diferentes Níveis de Umidade e Graus de Compactação**. XXVIII Encontro Nacional de Engenharia de Produção – A Integração de Cadeias Produtivas com a abordagem da Manufatura sustentável. Rio de Janeiro – RJ. Disponível em: http://www.abepro.org.br/biblioteca/enegep2008_TN_STP_077_543_11289.pdf. Acesso em 30 de setembro de 2021.

SILVEIRA, E. F. **Cenários de Geração Renovável em Fernando de Noronha**. 2013. Universidade Federal de Brasília, 2013.

UNESCO. Organização das Nações Unidas para a Educação, a Ciência e a Cultura. 2001. **Brazilian Atlantic Islands: Fernando de Noronha and Atol das Rocas Reserves**. Disponível em: <http://whc.unesco.org/en/list/1000/>. Acesso em: setembro de 2021.

WWF-BRASIL. **Geração de energia em Fernando de Noronha: Alternativas para a diminuição de emissões de CO₂ no transporte e eletricidade.** Brasília, 2020. Disponível em https://wwfbr.awsassets.panda.org/downloads/geracao_de_energia_fernando_de_noronha_a_versao_web_1_1.pdf. Acesso em 10 de novembro de 2021.