

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

AValiação das possíveis configurações de usinas para suprimento a Fernando de Noronha

**MICHELE ALMEIDA DE SOUZA(1); ALINE COUTO DE AMORIM(1)
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA(1)**

RESUMO

Fernando de Noronha é famosa por suas riquezas naturais, contudo, a geração de energia é realizada por termelétrica diesel. Lei Estadual incentiva aumento de veículos elétricos, sendo incoerente utilizar combustível fóssil para carregar veículos elétricos. O estudo apresenta alternativas de suprimento ao diesel, levando em consideração recursos energéticos locais e combustíveis que podem ser obtidos a partir do continente. Simulações foram realizadas para obter as configurações que garantem geração com menor custo e emissão. Como resultado, a simulação indicou ser viável substituir da geração diesel por usina a gás natural, complementada por usinas eólica e solar fotovoltaica, com ou sem de sistema de armazenamento.

PALAVRAS-CHAVE

Fernando de Noronha; Sistema Isolado; Transição Energética

1.0 INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico Brasileiro é composto pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), onde os consumidores estão conectados às usinas de geração por uma rede de transmissão, e por localidades que, por razões técnicas, econômicas ou ambientais, não são alcançadas pelo sistema de transmissão; essas localidades compõem o Sistema Isolado (SISOL). O SISOL brasileiro é formado, basicamente, por parte da região Norte, área cercada pela floresta Amazônica, e pelo arquipélago de Fernando de Noronha - PE.

Fernando de Noronha é conhecido por suas belezas naturais, tendo sido declarado Patrimônio Natural da Humanidade pela Unesco em 2011. É estimado que o arquipélago receba mais de 100.000 turistas todos os anos, esse fluxo é responsável por elevar os diversos desafios na ilha, como o tratamento do lixo, a dessalinização da água e o suprimento de energia elétrica.

A justificativa para Fernando de Noronha não estar conectado ao SIN se deve à sua distância do continente, superior a 300 km, o que eleva os custos de interligação e traz desafios técnicos envolvendo cabos submarinos e à profundidade do oceano, que em alguns trechos supera 4.000 m (RNP, 2018).

Dessa forma, toda a energia elétrica para atendimento aos consumidores deve ser gerada na própria ilha, o que atualmente é feito majoritariamente pela UTE Tubarão, termelétrica a óleo diesel, fato esse que vai de encontro à posição de Fernando de Noronha como Patrimônio Natural.

Em 2020 foi publicada a Lei Estadual n.º 16.810 que veta a entrada de automóveis a combustão em Fernando de Noronha a partir de 2022, sendo proibida a permanência e circulação desses veículos a partir de 2030. Essa lei tem impacto direto sobre o setor elétrico, pois espera-se maior consumo de energia elétrica para abastecimento dos automóveis elétricos plug-in, uma vez que ela impede, inclusive, a utilização de biodiesel e etanol em automóveis.

O Decreto n.º 7.246/2010 estabelece que a prestação de serviços de energia elétrica nos SISOL deve buscar a eficiência econômica e energética, a mitigação dos impactos ao meio ambiente e a utilização dos recursos energéticos locais. Para tanto, é essencial reduzir a dependência dos SISOL por óleo diesel para a geração de energia elétrica, devendo-se, portanto, buscar alternativas de geração de energia a fim de promover a transição energética sustentável, econômica e ambientalmente, bem como garantir a segurança no suprimento elétrico.

Nesse sentido, o estudo tem por objetivo apresentar alternativas de suprimento de energia em Fernando de Noronha, considerando, tanto os recursos renováveis que podem ser obtidos diretamente na ilha - como eólico e solar - quanto os combustíveis que podem ser provenientes do continente em substituição direta ao óleo diesel - como o etanol, o biodiesel e o GNL. Simulações foram realizadas utilizando o software HOMER de otimização para identificar as configurações de usinas que são capazes de atender a demanda com menor custo e com menor nível de emissões de gases de efeito estufa.

2.0 PARQUE GERADOR ATUAL E MERCADO A SER ATENDIDO

A empresa NEOENERGIA CELPE possui a concessão de geração em Noronha da usina termelétrica UTE Tubarão até março de 2030. Essa usina possui capacidade autorizada de 5 MW, com reserva fria de 2,3 MW, sendo o óleo diesel o combustível utilizado para a geração.

A diferença do custo de geração de energia elétrica em uma localidade isolada e a valoração dessa energia pelo custo médio de geração no SIN (ACR_{méd}) é reembolsada pela conta de consumo de combustível (CCC). Segundo a CCEE (2022) a distribuidora Neoenergia CELPE recebeu montante equivalente a R\$ 59,67 milhões dos recursos da CCC em 2022.

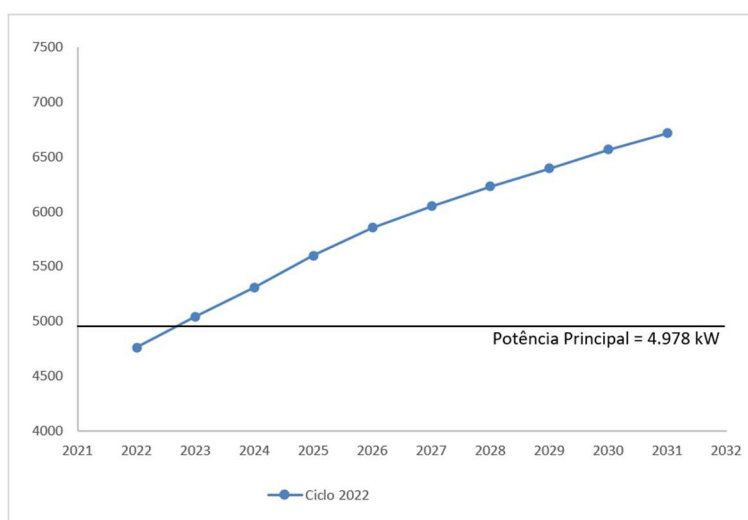
Além da UTE Tubarão, Fernando de Noronha possui duas usinas fotovoltaicas, com capacidade total de 952 kWp, sendo uma de responsabilidade do Comando da Aeronáutica e a outra da Administração da ilha. Como a operação dessas usinas não está sob responsabilidade da CELPE a geração das usinas é abatida do consumo dessas entidades.

Conforme estabelece a Portaria MME n.º 59, de 1º de março de 2022, as concessionárias de distribuição dos Sistemas Isolados são os agentes responsáveis por elaborar o planejamento do atendimento às localidades isoladas em sua área de concessão. Segundo informações apresentadas pela distribuidora no ciclo de planejamento de 2022, para o ano de 2023 é esperada demanda de energia de 29.837 MWh, com previsão de alcançar 42.284 MWh em 2032, crescimento médio de 4,6% ao ano, com predominância do consumo residencial e comercial. Já a demanda de potência esperada para 2023 é de 5.040 kW chegando a 6.896 kW em 2032.

Tal crescimento é justificado pela ampliação do sistema de dessalinização de água da ilha, pela implantação de novos loteamentos, com a instalação de novas pousadas, e pela introdução de veículos elétricos. É esperado que a capacidade de geração da ilha venha a ser superada já em 2023 - Figura 1.

Desta forma, não só é necessário ampliar o parque gerador para os próximos anos, como também deve-se buscar tecnologias que sejam capazes de reduzir o custo de geração e ao mesmo tempo minimizar as emissões de gases de efeito estufa.

Figura 1 – Projeção de demanda e potência instalada



Fonte: produzido pelo autor a partir dos dados de Planejamento dos Sistemas Isolados de 2022.

3.0 QUESTÕES AMBIENTAIS

O arquipélago de Fernando de Noronha é protegido por duas Unidades de Conservação (UCs) - a do Parque Nacional Marinho (Parnamar de Fernando de Noronha) e a Área de Proteção Ambiental (APA), essas UCs têm o objetivo de garantir a proteção dos ecossistemas marinhos e costeiros. A gestão ambiental das UCs é de responsabilidade do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio), já a Administração da Ilha é o órgão responsável pela gestão dos serviços públicos, como tratamento de esgoto e coleta de lixo.

De acordo com a Lei n.º 9.985/2000, para as UCs do grupo de proteção integral, como o Parnamar Fernando de Noronha, são permitidas atividades de pesquisa científica, de desenvolvimento de atividades de educação e de turismo ecológico; já na APA é permitido o uso sustentável dos recursos naturais, desde que este seja compatibilizado com a conservação da natureza.

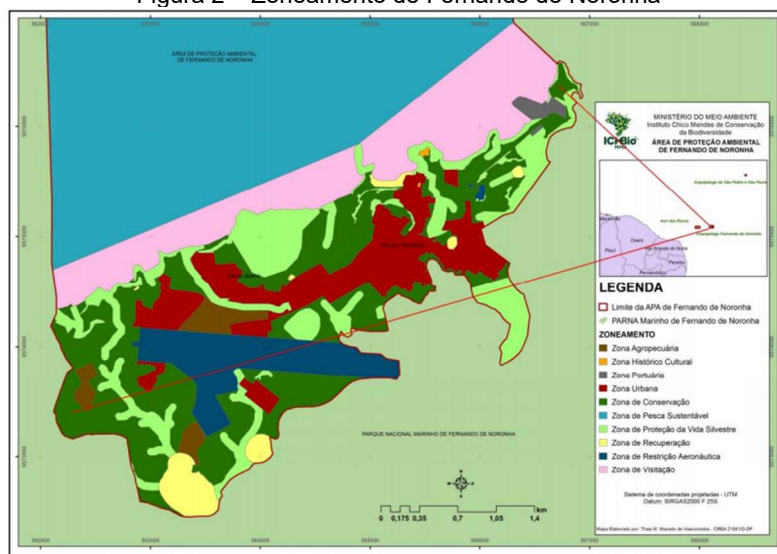
O arquipélago de Fernando de Noronha é sensível do ponto de vista ambiental, pois nele há áreas de reprodução de espécies marinhas, rotas migratórias de aves, áreas de concentração de golfinhos, tartarugas, peixes,

corais etc. Tais áreas trazem consigo o desafio de compatibilizar a ocupação do solo e o uso dos recursos naturais com a proteção do meio ambiente.

Por isso, o Plano de Manejo da APA Fernando de Noronha estabelece o zoneamento do território, dividido em 10 zonas, como pode ser visto na Figura 2, com o objetivo de orientar as atividades na região de forma a possibilitar a harmonia entre a preservação ambiental e o desenvolvimento socioeconômico. Cada zona possui normas gerais de manejo, sendo algumas mais restritivas, como a Zona de Proteção da Vida Silvestre, a Zona de Conservação e a Zona de Recuperação, as atividades nessas zonas não deverão comprometer a integridade dos recursos naturais e do patrimônio histórico-cultural e arqueológico existentes (ICMBio, 2017).

Dessa forma, a exploração de novos recursos energéticos da região, bem como a instalação de novas usinas deve levar em consideração os desafios ambientais existentes em Fernando de Noronha a fim de garantir a sua preservação.

Figura 2 – Zoneamento de Fernando de Noronha



Fonte: ICMBio (2017).

4.0 AVALIAÇÃO DA INTERLIGAÇÃO AO SIN

Visando solucionar questões relacionadas ao atendimento elétrico da ilha, como a melhoria da qualidade de fornecimento, redução do custo de geração, de emissão de poluentes e do risco de armazenamento de grandes volumes de combustível, foi realizado Projeto de Integração do Arquipélago de Fernando de Noronha com o Continente Brasileiro (Noronha Integrada) (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 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 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; além disso, o cabo elétrico da linha de transmissão atravessaria trechos com uma profundidade de mais de 4.000m em boa parte do percurso, o lançamento e a implantação de cabos em profundidades dessa magnitude exigiriam cuidados especiais nas especificações e na fabricação do cabo. Adicionalmente, em águas mais rasas principalmente, 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.

A integração elétrica de Fernando de Noronha pode ser definida como uma solução inovadora, visto que não existe sistema semelhante em operação no Brasil. 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 à manutenção de um projeto desse porte torna-se uma tarefa de difícil execução tendo em vista as especificidades dessa conexão.

5.0 ALTERNATIVAS DE SUPRIMENTO

Sabendo da necessidade de ampliação da capacidade de geração elétrica em Fernando de Noronha e levando em consideração as restrições ambientais, serão apresentados os recursos energéticos e as tecnologias que apresentam viabilidade técnico-econômica para realizar o suprimento elétrico da ilha.

5.1 TECNOLOGIA EÓLICA

Segundo o Atlas Eólico e Solar de Pernambuco¹, a velocidade média anual do vento para a altura de 100 m em Fernando de Noronha é superior a 8,5 m/s - IRENA (2014) considera ventos com velocidades acima de 7 m/s adequados para a geração eólica.

Do ponto de vista apenas do recurso disponível, Fernando de Noronha é adequado para a instalação de turbinas de qualquer porte, tanto *onshore*, quanto *offshore*. No entanto, apesar de muito importante, a velocidade do vento não é o único parâmetro utilizado, devendo ser consideradas restrições relacionadas à altitude, à declividade, ao ruído, à infraestrutura, à interferência na paisagem, entre outros. Assim, a ilha pode ser interessante para a instalação de turbinas eólicas *onshore* de pequeno porte, com potência de até 2 MW, uma vez que turbinas maiores podem enfrentar problemas com a falta de infraestrutura portuária e rodoviária. Outra questão importante envolvendo o porte das turbinas *onshore* diz respeito à área a ser ocupada pelo parque gerador, já que existe limitação de terreno disponível para implantação de empreendimentos elétricos.

A densidade de potência de um parque eólico varia, a depender a quantidade de turbinas e do arranjo considerado para a sua instalação. EPE (2021a) estima densidade de potência de 64 MW/km² para a ilha, ou seja, para a instalação de uma única turbina de 1 MW é necessário 1,6 hectare. Ressalta-se que as turbinas devem respeitar o distanciamento mínimo em relação às zonas urbanas e não devem ser instaladas em zonas de preservação ambiental.

Por outro lado, para as turbinas *offshore* as restrições de logística para a instalação desses equipamentos são menores, devendo ser dada atenção ao tipo de fundação a ser considerada, fixa ou flutuante. Importante destacar, que a potência das turbinas *offshore* tendem a ter no mínimo 8 MW, enquanto a demanda em Fernando de Noronha é de 4 MW méd, podendo chegar a 6 MW méd em 2030, a instalação de sistemas de armazenamento em conjunto com essa usina reduzirá o vertimento de energia, outra possibilidade é a utilização de turbinas *onshore* de menor potência convertidas para operarem como *offshore* - ao reduzir a potência da turbina, reduz-se também o impacto que essa terá na paisagem da ilha, por fim, instalações *offshore* devem considerar conexão elétrica submarina, quanto maior a distância das turbinas à costa, menor o seu impacto na paisagem, porém maior será o seu custo. Apesar das diversas restrições da ilha, o recurso eólico é propício para a geração de energia elétrica e os desafios técnicos podem ser contornados.

5.2 TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Nas regiões tropicais o recurso solar fotovoltaico tende a apresentar distribuição homogênea, surgindo, assim, como candidata natural para atendimento à demanda da ilha. Segundo o Global Solar Atlas², do World Bank Group, a irradiação solar no arquipélago é ao redor de 6 kWh/(m².dia).

A área restrita para a implantação da usina é uma limitação para a utilização do recurso solar fotovoltaico em Fernando de Noronha, uma vez que 1 MW de usina solar em solo demanda cerca de 2,5 hectares de área. Salim (2021) utilizou drones para gerar imagens de alta resolução e assim mapear áreas na ilha que poderiam receber painéis fotovoltaicos, o autor ainda desenvolveu modelo a fim de quantificar o potencial fotovoltaico da ilha, a Figura 3 apresenta um exemplo do levantamento realizado.

O trabalho apresentou resultados favoráveis à utilização do recurso solar, com área superior a 199,7 mil m² em telhados e 239,6 mil m² em solo, resultando potencial fotovoltaico de 118,6 GWh/ano, valor que é 3,4 vezes superior à demanda prevista para Fernando de Noronha em 2030.

Cabe destacar que o uso e a ocupação do solo possuem característica dinâmica, com possibilidade de alterações com o tempo, sendo, ainda necessário consultar entes públicos e privados para averiguar a disponibilidade dessas áreas para a geração solar.

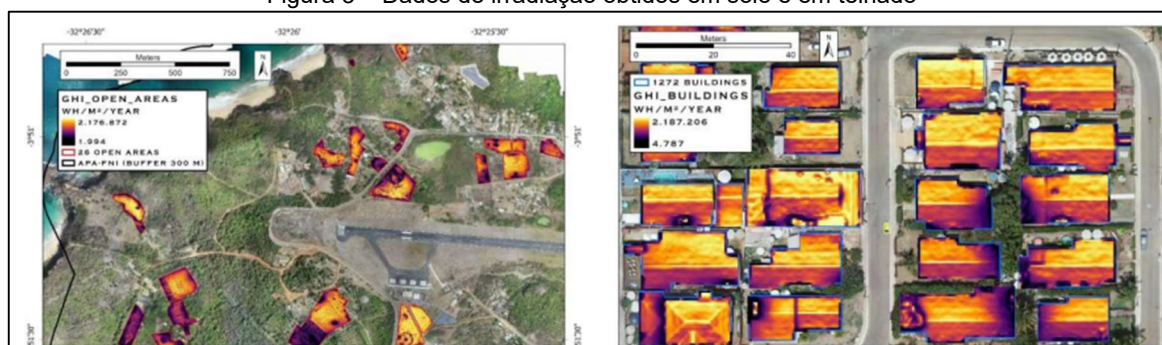
Pode ser considerada também a instalação de usina solar fotovoltaica flutuante, podendo ser implantada em conjunto com a usina eólica *offshore*³, a fim de reduzir os custos de conexão, devendo, para tanto, ser observada a questão ambiental.

¹ 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 15 de junho de 2023.

² Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/>. Acesso em 15 de junho de 2023.

³ Disponível em: <https://www.pv-magazine-australia.com/2021/03/12/adding-solar-to-offshore-wind/>. Acesso em 15 de junho de 2023.

Figura 3 – Dados de irradiação obtidos em solo e em telhado



Fonte: Salim, 2021.

5.3 USINAS TERMELÉTRICAS

5.3.1 UTE A ETANOL

Além dos recursos eólico e solar, alguns combustíveis podem substituir o óleo diesel, atualmente utilizado para a geração elétrica na ilha, seguindo a mesma logística de suprimento já existente a partir do continente. Um desses combustíveis é o etanol.

De acordo com dados do censo agropecuário do IBGE⁴, o Nordeste concentra cerca de 9% das lavouras de cana-de-açúcar do país, com área plantada superior a 540 mil hectares. Considerando o poder calorífico do combustível e o rendimento das máquinas térmicas, estima-se que são necessários 425 litros de etanol anidro para gerar 1 MWh, portanto, para atender a demanda da ilha em 2032 somente com esse combustível, seriam necessários 18 milhões de litros de etanol/ano, contra 12,2 milhões de litros de diesel/ano. Para a produção do etanol necessário para suprir toda a demanda de energia em 2032, estima-se que são necessárias 211 mil toneladas de cana, o que equivale a 4,2 mil hectares de área plantada, menos de 1% da área plantada de cana-de-açúcar no Nordeste.

Do ponto de vista da disponibilidade da matéria-prima, é viável a consideração do etanol anidro em substituição ao óleo diesel para a geração de energia elétrica em Fernando de Noronha, devendo ser observado que o maior volume a ser transportado elevará o custo com o frete, além disso, atenção especial deverá ser dada às questões envolvendo segurança no transporte e armazenamento do combustível, uma vez que o etanol é inflamável.

5.3.2 UTE A BIODIESEL

Diversos são os insumos que podem ser utilizados para a produção do biodiesel. No Brasil a soja tem papel de destaque, visto que em 2021 4,9 milhões de m³ de óleo de soja foram destinados à produção de biodiesel⁵. Além da soja, o biodiesel pode ser obtido de oleaginosas, como o amendoim, o dendê, a mamona e o buriti, todos com lavouras no Nordeste.

Não só da agricultura provém os insumos para a produção de biodiesel, uma vez que esses podem ter origem animal, como o sebo bovino. Outra fonte de insumo para a produção de biodiesel é o óleo residual de fritura, cuja destinação adequada pode trazer consigo benefícios ambientais, econômicos e sociais (AESBE, 2021).

Tendo em vista as diferentes fontes a partir das quais o biodiesel pode ser produzido, este combustível pode ser um possível substituto do óleo diesel para a geração de energia elétrica, sendo demandado para 2032 cerca de 12,2 milhões de litros.

Importante destacar que a substituição do diesel pelo biodiesel não implica em aumento do volume a ser transportado, nem requer maior cuidado com o seu transporte ou armazenamento, como acontece com o etanol.

5.3.3 UTE A GÁS NATURAL

Apesar de não ser um recurso renovável, a consideração do gás natural como alternativa ao óleo diesel pode contribuir não só para a redução dos custos, mas também para a redução das emissões, visto seu menor conteúdo de carbono em relação ao diesel. O transporte do gás natural em sua forma liquefeita (GNL) pode suprir a demanda da ilha, podendo ser utilizado de forma complementar às fontes renováveis, assim como as demais soluções termelétricas previamente apresentadas.

⁴ Disponível em: <[IBGE | Resultados do Censo Agro 2017](#)>. Acesso em 15 de junho de 2023.

⁵ Disponível em: <https://www.biodieselbr.com/noticias/materia-prima/uso/biodiesel-foi-o-destino-do-oleo-de-metade-da-soja-esmagada-no-brasil-em-2021-180222>. Acesso em 15 de junho de 2023.

O arquipélago de Fernando de Noronha impõe grandes desafios logísticos e ambientais à implantação de projetos a GNL na ilha, tais como a contratação de embarcações específicas para o transporte de GNL, a decisão pela construção de um terminal de regaseificação em terra ou ancorado, a eventual necessidade de implantação de gasodutos na ilha, além da construção de uma nova usina ou conversão da usina existente. Para suprimento à demanda de Fernando de Noronha em 2032, seriam necessários até 13 milhões de m³ de gás natural, aproximadamente 25 mil m³ de GNL/ano. Em geral, a capacidade das embarcações de transporte de GNL (navios metaneiros) varia de 1.000 m³ a 277.000 m³. Dessa forma, o carregamento mensal pode ser realizado nos navios de menor porte.

A consideração de unidade flutuante de armazenamento e regaseificação (FSRU) ancorada no porto apresenta como vantagem, quando comparada com as unidades de regaseificação em terra, a minimização dos custos iniciais, devido ao aluguel da estrutura da FRSU, além da rapidez na construção do terminal e sua possível realocação quando necessário.

5.3.4 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO

Os sistemas de armazenamento, embora sejam consumidores líquidos de energia, podem prestar diferentes serviços para o sistema elétrico, como possibilitar maior inserção de renováveis não controláveis, prover serviços ancilares, atender a picos de demanda, permitir a gestão ativa da demanda, entre outros. Para as baterias eletroquímicas, ainda há como vantagem a alta densidade energética - o que faz com que ela necessite de pouco espaço.

Para Fernando de Noronha pode ser previsto instalação de um sistema de baterias para aplicação centralizada, podendo ser instalado junto à subestação, sendo que o seu dimensionamento depende da composição da matriz e dos serviços requeridos, seja para garantir a confiabilidade do suprimento, seja para possibilitar maior inserção de fontes renováveis não controláveis, o que pode resultar em menor custo de energia.

O hidrogênio também poderia ser considerado para o armazenamento de energia, podendo ser produzido a partir de diferentes rotas tecnológicas (EPE, 2021b). A produção poderia ocorrer na ilha ou no continente, sendo que o último conta com maior disponibilidade de recursos, devendo ser levado em consideração, todavia, os desafios logísticos para o transporte do hidrogênio. Em se optando pela produção local, seria necessário incrementar a geração de energia elétrica e ampliar ainda mais o sistema de dessalinização para a produção de hidrogênio por eletrólise.

Contudo, o custo elevado, entre 1,5 e 4,5 US\$/kg, a depender da rota tecnológica (EPE, 2021b), e a necessidade de mão de obra especializada são fatores que reduzem a atratividade dessa tecnologia para atendimento a Fernando de Noronha nos próximos anos.

6.0 ESTIMATIVA DOS BENEFÍCIOS ECONÔMICOS E AMBIENTAIS DA SUBSTITUIÇÃO DO DIESEL PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A fim de avaliar os benefícios econômicos e ambientais que podem ser obtidos com a substituição do diesel para a ilha de Fernando de Noronha, foi realizada simulação utilizando o software HOMER de otimização da geração, sendo esse capaz de simular diferentes configurações para a matriz elétrica, e estimar para cada configuração o custo nivelado da energia (LCOE) e as emissões de CO₂.

A Tabela 1 apresenta o resumo dos dados utilizados na simulação. A capacidade das usinas UFV e EOL *onshore* foram limitadas devido às restrições da ilha. Para os recursos eólico e solar foram consideradas as informações disponíveis no HOMER, provenientes do banco de dados da NASA. Para a carga, foi considerado o valor previsto pela distribuidora para o ano de 2030, considerando a substituição dos automóveis a combustão por veículos elétricos *plug-in*. Os custos de CAPEX, OPEX e de combustível são referentes a outubro de 2021, e a taxa de desconto considerada é de 8% aa.

Como resultado, foi observado que as alternativas economicamente mais competitivas (de menor LCOE) são as que consideram, de maneira geral, a instalação de UFV em solo e EOL *onshore* ambas na máxima capacidade admitida, assim como a UTE a GNL; já as UTE a Diesel, a Etanol e a Biodiesel se alternam, sendo a geração complementada pelas demais usinas solares, com ou sem sistema de armazenamento, conforme apresentado na Tabela 2. O elevado custo da EOL *offshore* justifica a ausência dessa tecnologia dentre as soluções com menor LCOE.

As primeiras configurações apresentam custos de instalação e LCOE similares, com diferença máxima de R\$ 30 milhões no custo de instalação e de 5% no custo da energia. Quando comparada com a solução de suprimento puramente a diesel, observa-se a possibilidade de reduzir pela metade o custo de geração e as emissões.

Tabela 1 – Resumo dos dados de entrada utilizados nas simulações

Tecnologia	Capacidade	CAPEX (R\$/kW)	OPEX (R\$/kW/ano)	Custo Combustível
Eólica <i>onshore</i>	Máximo de 2 turbinas, 800 kW cada	2.000	200	-
Eólica offshore	Máximo de 2 turbinas, 4.000 kW cada	11.150	390	-
UFV em solo	Máximo de 4.000 kW	5.300	70	-
UFV em telhado	Máximo de 2.000 kW	6.500	90	-
UFV flutuante	Otimizado pelo HOMER	8.100	115	-
UTE etanol	Máximo de 7.000 kW	3.800	380	R\$ 6,596/litro
UTE biodiesel	Máximo de 7.000 kW	3.800	380	R\$ 8,104/litro
UTE GNL	Máximo de 7.000 kW	7.400	200	R\$ 3,785/m³
Baterias	Otimizado pelo HOMER	9.000	90	-
UTE diesel	Máximo de 7.000 kW	-	380	R\$ 6,672/litro

Fonte: produzido pelo autor. Data base de outubro/2021 e USD = 5,62 BRL.

Tabela 2 – Resumo das alternativas de geração a partir dos resultados das simulações

ID	Arranjo										Custos		Emissão
	UFV Solo MW	UFV Telhado MW	UFV Flut. MW	EOL <i>on-shore</i>	EOL <i>off-shore</i>	UTE GNL	UTE Etanol	UTE Bio-diesel	UTE Diesel	Bateria	Instalação (milhão R\$)	LCOE R\$/kWh	ton CO ₂ /ano
0	4	2	-	2	-	3,5	-	-	3,5	1	72,3	0,932	10.000
1	4	-	0,9	2	-	3,5	-	-	3,5	1	66,5	0,945	10.557
2	4	-	-	2	-	3,5	-	-	3,5	1	59,3	0,949	11.109
3	4	2	-	2	-	3,5	-	-	3,5	-	63,3	0,956	10.588
4	4	2	-	2	-	3,5	3,5	-	3,5	-	76,6	0,964	10.016
5	-	2	2,8	2	-	3,5	-	-	3,5	1	73,9	0,968	10.509
6	4	2	-	2	-	7,0	-	-	-	-	89,2	0,974	9.587
7	4	-	1	2	-	3,5	3,5	-	3,5	-	71,6	0,977	10.519
8	4	2	-	2	-	3,5	3,5	-	3,5	1	85,6	0,978	9.915
9	4	2	-	2	-	3,5	-	3,5	3,5	1	85,6	0,979	10.001
415	-	-	-	-	-	-	-	-	7,0	-	0,0	1,895	23.738

Fonte: produzido pelo autor.

7.0 CONCLUSÕES

Como pode ser observado pelos resultados das simulações, o impacto dos veículos elétricos na expansão da demanda por eletricidade em Fernando de Noronha poderá ser contornado pela consideração de novas tecnologias de geração para a ilha, tendo o GNL e as gerações solar fotovoltaica e eólica *onshore* papel de destaque, estando essas tecnologias sempre presentes nas configurações de menor LCOE, com ou sem sistema de armazenamento associado, sendo ainda responsável por garantir a redução das emissões da ilha, comparado à atual matriz, baseada em geração a óleo diesel.

Assim, com foco na transição energética, a realização de leilão para a contratação de produtor independente de energia para Fernando de Noronha, a fim de substituir a atual geração a diesel, poderá contribuir para atingir os objetivos inicialmente esperados quando da publicação da Lei n.º 16.810/2020.

8.0 REFERÊNCIAS

AESBE - Associação Brasileira das Empresas Estaduais de Saneamento. 2021. O prejuízo do óleo de cozinha no meio ambiente. Disponível em: [O prejuízo do óleo de cozinha no meio ambiente - AESBE](#). Acesso em 19 de junho de 2023.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2022. Premissas Orçamentárias - Contas Setoriais 2023. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/documents/80415/919412/2022.10.14%20-%20Proposta%20Or%C3%A7ament%C3%A1ria%20CS%202023.pdf/30871d13-48de-19ff-7a43-e427da20fa70.n>Acesso em 15 de junho de 2023.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. 2021a. FERNANDO DE NORONHA: Identificação das Alternativas de Suprimento - Avaliação de médio e longo prazo. EPE-DEE-DEA-DPG n. 01/2021. Disponível em: [NT-EPE Fernando de Noronha - Identificação dos Potenciais](#). Acesso em 15 de junho de 2023.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. 2021b. Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio. EPE-DEA-NT-003/2021 rev01. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/NT_Hidroge%CC%82nio_rev01%20\(1\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/NT_Hidroge%CC%82nio_rev01%20(1).pdf). Acesso em 15 de junho de 2023.

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_fernando_de_noronha_rocas_sao_pedro_sao_paulo.pdf. Acesso em 15 de junho de 2023.

IRENA. 2014. Estimating the Renewable Energy Potential in Africa: A GIS-based approach. Disponível em: [Africa Power Sector Planning and Prospects for Renewable Energy synthesis report \(irena.org\)](#). Acesso em 15 de junho de 2023.

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.

DADOS BIOGRÁFICOS



(1) MICHELE ALMEIDA DE SOUZA Formada em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense (UFF), com mestrado em Planejamento Energético (COPPE/UFRJ). Atuou por 5 anos como Engenheira de Pós-Operação no ONS antes de ingressar na EPE em 2013, como Analista de Pesquisa Energética na Diretoria de Estudos de Energia Elétrica. Dentre as principais atividades desenvolvidas estão a participação nos Leilões de Geração do Sistema Interligado Nacional (SIN), o Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados (SI) e a condução de estudos visando redução do custo de geração, a redução das emissões e a melhoria da qualidade de vida da população local.

(2) ALINE COUTO DE AMORIM Engenheira Eletricista, graduada pela Universidade Federal Fluminense – UFF, com Especializações em Gestão de Energias Renováveis pela Universidade Estácio de Sá e em Engenharia da Qualidade pela UFF. Há 14 anos atua no Setor Elétrico nas áreas de Projeto e de Planejamento da Geração Elétrica, com destaque para estudos de energias renováveis com foco na transição energética, e para trabalhos em leilões de geração de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional e de Sistemas Isolados. Entre dezembro de 2019 e fevereiro de 2022, atuou como Conselheira de Administração de Empresa Pública do Setor Elétrico Brasileiro.