

SISTEMAS ISOLADOS

FERNANDO DE NORONHA

*Avaliação das Solução de Suprimento –
Elaboração de Cenários e Simulações*

EPE-DEE n. 089/2022

Rio de Janeiro, novembro de 2022

(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

Adolfo Sachsida

Secretaria Executiva do MME

Hailton Madureira de Almeida

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

José Guilherme de Lara Resende

Secretaria de Energia Elétrica

Ricardo Marques Alves Pereira

Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Rafael Bastos da Silva

Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Lilia Mascarenhas Sant'agostino

SISTEMAS ISOLADOS

FERNANDO DE NORONHA

Avaliação das Solução de Suprimento – Elaboração de Cenários e Simulações

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

Heloísa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

Coordenação Geral

Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva

Bernardo Folly de Aguiar

Thiago Ivanoski Teixeira

Equipe Técnica

Aline Couto Amorim

Daniel Silva Moro

Fernanda Fidelis Paschoalino

Guilherme Mazolli Fialho

Gustavo Pires da Ponte

Helena Portugal Goncalves da Motta

Mariana Queiroz de Andrade

Michele Almeida de Souza

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

N.º EPE-DEE-NT-089/2022-r0

Data: 18 de novembro de 2022

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> Avaliação das Solução de Suprimento – Elaboração de Cenários e Simulações		
<i>Ref. Interna (se aplicável)</i>		
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	18/11/2022	Emissão original

APRESENTAÇÃO

A Portaria do Ministério de Minas e Energia - 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 em 2021 pela distribuidora Neoenergia Pernambuco, para Fernando de Noronha foi identificado 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 2023, 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 principalmente pela UTE Tubarão, que utiliza o óleo diesel como combustível. Considerando o art. 4º do Decreto nº 7.246/2010, especialmente no que se refere à eficiência econômica e energética, à mitigação de impactos ao meio ambiente e à utilização de recursos energéticos locais, deve-se buscar alternativas de suprimento elétrico para Fernando de Noronha, com objetivo de reduzir a geração proveniente da usina termelétrica a diesel. Nesta linha, ainda cabe destacar certa incoerência do carregamento de veículos elétricos a partir de energia elétrica proveniente majoritariamente de fonte fóssil.

Nesse sentido, ao longo de 2021 a EPE elaborou 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 elétrica 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 (EPE, 2021b).

O presente trabalho tem por objetivo complementar o estudo anterior e fornecer subsídios para o MME quanto à contratação de solução de suprimento para atendimento à ilha. Para tanto, 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.

Com isso, cenários foram elaborados a fim de avaliar, de forma não exaustiva e indicativa: a data mais adequada para a entrada em operação da nova solução de suprimento e o prazo contratual mais indicado, bem como as tecnologias que se mostram viáveis para esse fim.

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO	5
1. INTRODUÇÃO	7
2. SOFTWARE HOMER	7
3. SIMULAÇÃO	8
3.1. Curva de Carga e Mercado a serem atendidos	9
3.1.1. Avaliação da locação de máquinas e baterias para atendimento à carga entre 2025 e 2030	10
3.2. Cenários Considerados na Simulação	12
3.3. Premissas Consideradas para Cada Fonte	14
3.3.1. Usinas Térmicas	14
3.3.2. Eólica	15
3.3.2.1. Recurso Eólico	16
3.3.3. Solar Fotovoltaica e Sistema de Armazenamento	17
3.3.3.1. Recurso Solar	18
3.4. Resumo dos dados de Entrada	18
4. RESULTADO DAS SIMULAÇÕES	19
4.1. Cenário (i)	21
4.2. Cenário (ii)	21
4.3. Cenário (iii)	22
4.4. Cenário (iv)	22
4.5. Cenário (v) – Produto Energia e Produto Potência	23
4.6. Resumo dos Resultados Obtidos com as Simulações	24
5. CONCLUSÕES	25
6. REFERÊNCIAS	26

1. INTRODUÇÃO

O suprimento de energia a Fernando de Noronha é realizado por meio da UTE Tubarão, com potência de 5 MW e cuja concessão tem vigência até março de 2030.

O Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados ciclo 2021 (EPE, 2021a) apontou necessidade de ampliação da capacidade de geração para Fernando de Noronha a partir de dezembro de 2024. Com o objetivo de buscar soluções para o suprimento à ilha, a EPE publicou o relatório 'Identificação das Alternativas de Suprimento - Avaliação de médio e longo prazo' em que é descartada a possibilidade de interligação ao SIN e apresentada informações sobre os recursos energéticos e os combustíveis que podem ser utilizados para suprimento a Fernando de Noronha.

Após a identificação dos recursos disponíveis, cabe avaliar algumas possíveis configurações de usinas que podem trazer maior benefício do ponto de vista econômico e ambiental quando da substituição/redução do uso de óleo diesel para a geração de energia em Fernando de Noronha.

Para tanto, a EPE realizou simulações de médio e longo prazo, utilizando o software HOMER, a fim de comparar as diversas configurações para diferentes prazos de contratação (5, 10 e 15 anos) e com diferentes datas para a entrada em operação (2025 e 2030).

Desta forma, este documento visa apresentar as premissas adotadas para realização do referido estudo; os cenários considerados na análise; bem como os resultados obtidos com as simulações. Espera-se que as conclusões obtidas possam subsidiar eventuais decisões do MME quanto ao atendimento a Fernando de Noronha para os próximos anos.

Importante destacar que os valores obtidos com as simulações são sensíveis às premissas e aos parâmetros adotados, buscando, primordialmente, comparar as diversas soluções obtidas nesse estudo.

2. SOFTWARE HOMER

O software HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources) foi desenvolvido pela National Renewable Energy Laboratory (NREL) para a otimização econômica de sistemas híbridos de energia, combinando geração tradicional com energias renováveis, armazenamento e gerenciamento da carga, podendo ser utilizado tanto para simulações on- quanto off grid.

O HOMER apresenta como características: a possibilidade de simular diversas configurações simultaneamente; permite que o usuário insira as informações técnicas e os custos dos

componentes que serão utilizados na simulação; com a análise de sensibilidade é permitido que o usuário inclua diferentes valores para uma mesma variável; e com a análise multi-year é possível avaliar o desempenho das configurações ao longo dos anos. O estudo utiliza a versão HOMER Pro 3.14.2 para as simulações.

Além de uma boa ferramenta de análise, para que o resultado da simulação seja próximo ao que se espera observar na realidade, é importante que sejam especificados adequadamente os detalhes técnicos de cada gerador, bem como o valor da carga e os recursos energéticos. ARRIBAS et al. (2011) indicam que a precisão dos resultados depende da ferramenta de análise, da qualidade dos dados de entrada e do conhecimento técnico do analista.

3. SIMULAÇÃO

A Nota Técnica EPE (2021b) identificou boas condições para a utilização dos recursos eólico e solar fotovoltaico para a geração de energia elétrica em Fernando de Noronha. A consideração de sistemas de armazenamento em conjunto com esses recursos pode contribuir para o melhor aproveitamento dessas fontes, permitindo maior geração a partir delas, contribuindo, assim, para a redução do consumo de combustível na ilha.

Além dos recursos renováveis existentes na região, para a geração de energia elétrica em Fernando de Noronha considerou-se também a utilização de termelétricas tendo o etanol e o biodiesel como combustíveis, ambos provenientes do continente e transportados por via marítima, seguindo rota similar à que atualmente é utilizada pelo óleo diesel. Outra alternativa consiste na utilização do Gás Natural Liquefeito - GNL, combustível importado¹ que pode ser levado para Fernando de Noronha a partir de alguns portos do Nordeste, como, por exemplo, o de Pecém no Ceará. Para a utilização do GNL devem ser consideradas questões relativas à unidade de regaseificação e armazenamento flutuante de gás natural/GNL (*Floating Storage and Regasification Unit - FSRU*).

Assim, a simulação será realizada considerando usinas eólicas, solar fotovoltaica, usinas térmicas com geração a partir do etanol, biodiesel e GNL, além do óleo diesel já utilizado na localidade.

Na sequência serão apresentados os dados de entrada inseridos na simulação, os cenários avaliados e os principais resultados.

¹ Destaca-se que não há impedimento do GNL também pode ser de origem nacional, vide exemplo já praticado na geração de energia elétrica em Roraima.

3.1. Curva de Carga e Mercado a serem atendidos

Outro ponto importante da simulação diz respeito à curva de carga e à previsão do crescimento do mercado que deve ser atendido. A Portaria MME n.º 67/2018 estabelece que as distribuidoras que atuam nos Sistemas Isolados apresentem anualmente para a EPE diversas informações sobre o planejamento do atendimento das suas localidades isoladas, dentre essas informações estão a curva de carga e a demanda de potência e de energia para os próximos anos.

Considerando que o mercado consumidor foi impactado nos anos de 2020 e 2021 pela pandemia de covid-19, fazendo com que a curva de carga não representasse um ano típico, para a simulação foi considerada a curva de carga verificada pela Neoenergia para o ano de 2019 e previsão de crescimento anual informado pela distribuidora no âmbito do Planejamento dos Sistemas Isolados – ciclo 2021 (EPE, 2021a), Figura 1 e Figura 2.

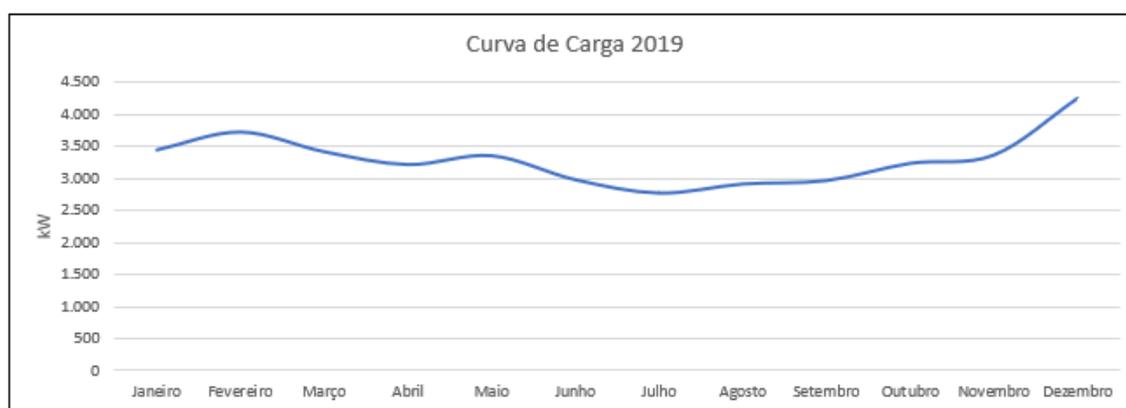


Figura 1 - Curva de Carga mensal - valores de 2019 (kW). Fonte: Elaboração própria a partir das informações de planejamento fornecidas pela distribuidora

A Neoenergia possui concessão da distribuição até março 2030, contudo, a análise do planejamento do ciclo 2021 identificou que, com a potência atualmente autorizada para a geração, a UTE Tubarão tem capacidade de atender a demanda até 2024 - com déficit de potência iniciando no final do mês de dezembro desse ano.

Como pode ser observado na Figura 1, a maior demanda ocorre entre os meses de dezembro e março, dessa forma, cabe avaliar se o atendimento ao crescimento da carga de Fernando de Noronha pode ser realizado por meio de locação de máquinas térmicas ou baterias para os próximos anos, postergando, com isso, a contratação de nova solução de suprimento.

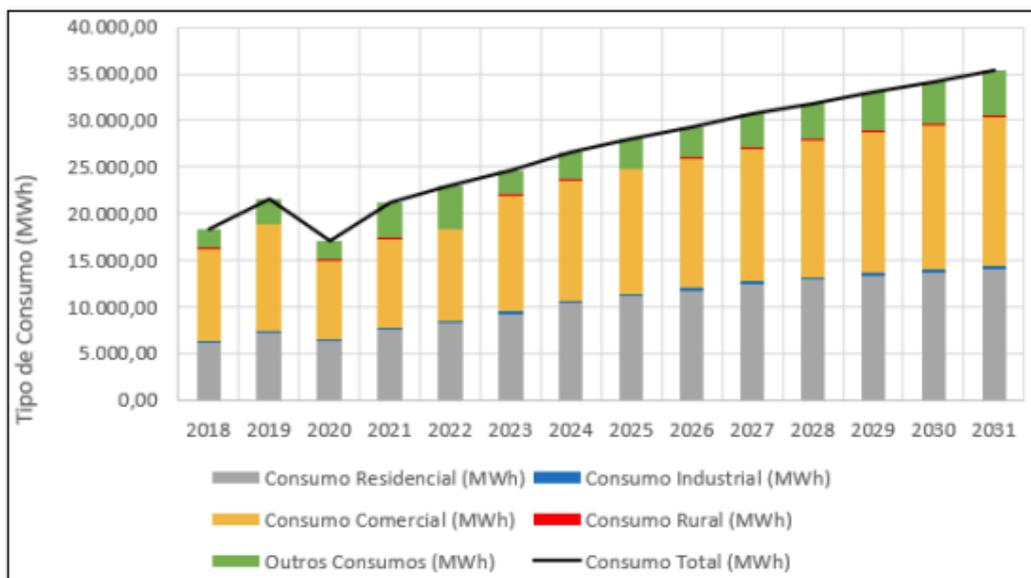


Figura 2 - Consumo Fernando de Noronha: tipo e previsão para os próximos 10 anos. Elaboração própria a partir das informações de planejamento fornecidas pela distribuidora

3.1.1. Avaliação da locação de máquinas e baterias para atendimento à carga entre 2025 e 2030

A análise do planejamento no ciclo 2021 não só foi responsável por identificar início de déficit em 2024 para Fernando de Noronha, como também apontou que com a capacidade atualmente instalada² a usina é capaz de atender a demanda até 2028, ou seja, mesmo que a usina venha a ser autorizada a gerar com a sua capacidade máxima, será necessário ampliar sua capacidade de geração a partir de 2029.

A tabela abaixo apresenta o número de horas por ano em que a demanda máxima ultrapassa as diferentes capacidades da UTE Tubarão, obtidas a partir da curva de carga apresentada pela distribuidora para 2019 realizando extrapolação para os demais anos. Por ela é possível perceber que ao ser considerado o valor da potência de geração autorizada (4.978 kW) é esperado que ocorra 4 violações em 2025, alcançando 168 violações em 2030. Se a capacidade autorizada de geração for ampliada a fim de contemplar a capacidade máxima atualmente instalada (5.985 kW), não é esperado que ocorra violação em 2025 e o número de ultrapassagens em 2030 cai para apenas 4. Com autorização excepcional para utilizar a máquina reserva para atendimento à carga (7.271 kW), não é esperado que ocorra déficit de potência até o término da outorga da UTE Tubarão.

² Somatório da potência total instalada na UTE Tubarão desconsiderando a máquina de maior capacidade (5.985 kW).

Tabela 1 - Número de horas esperado para a violação da geração em Fernando de Noronha considerando diferentes potências

	Parque atualmente autorizado	Parque instalado desconsiderando máquina reserva	Parque instalado
Capacidade (kW)	4.978	5.985	7.271
Número de violações em 2025	4	0	0
Número de violações em 2030	168	4	0

Dado o reduzido número de horas esperado para haver ultrapassagem da capacidade da usina, faz sentido avaliar a viabilidade de locação de máquinas térmicas ou baterias para atendimento à carga quando a demanda superar a capacidade da UTE Tubarão, considerando que a maior demanda ocorre reiteradamente entre os meses de dezembro e março.

Aprofundando neste tema, cabe destacar que fabricantes e desenvolvedores de projetos foram consultados e indicaram a dificuldade para tal atendimento, especialmente considerando os desafios logísticos devido à localização da ilha, o que prejudica eventual realocação das máquinas ou do sistema de armazenamento em outros projetos no restante do ano.

De qualquer maneira, em uma estimativa inicial, foi apresentado custo entre R\$ 80.000 e R\$ 100.000/mês para a locação de grupo gerador diesel de 1MW sem o combustível; para o sistema de armazenamento, por sua vez, foi estimado custo entre R\$ 100.000 e R\$ 150.00/mês para grupo de baterias de 1MW/ 1MWh - ambos com contrato *turnkey*, referente a julho de 2022. O que pode significar custo anual entre R\$ 320.000 e R\$ 600.000, além do custo do combustível.

Não sendo a locação uma alternativa viável, o estudo seguirá com a avaliação da contratação de novas soluções de suprimento.

Por simplificação, o estudo irá avaliar duas situações, na primeira será considerado que a solução de suprimento entrará em operação em 2025 e na segunda a entrada em operação ocorrerá em 2030, ambas em janeiro. A curva de carga para cada um desses anos foi obtida considerando a curva de carga de 2019 multiplicada pelo fator de crescimento de carga apresentado pela distribuidora.

3.2. Cenários Considerados na Simulação

Primeiramente foram avaliados dois cenários considerando o início do suprimento em 2025, cenários (i) e (ii) abaixo:

(i) manutenção exclusiva da UTE Tubarão para atendimento à carga, Figura 3, considerando que a usina terá autorização para gerar com até 100% da potência instalada (7.271 kW) sem que haja a ampliação de sua capacidade. Esse cenário será simulado para o período de 5 anos, com início de suprimento em janeiro de 2025 (janeiro/2025 a janeiro/2030) e servirá como referência para avaliar os benefícios da substituição do óleo diesel para a geração de energia elétrica;

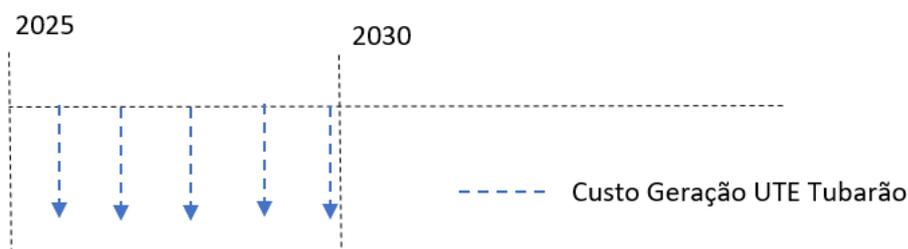


Figura 3 – Cenário (i) = Custo variável da geração puramente diesel por 5 anos

(ii) o segundo cenário avaliará o custo da substituição da UTE Tubarão em 2025 por PIE, com contrato de geração por 5 anos, conforme mostrado na Figura 4. Esse cenário servirá para fins de comparação com o cenário anterior e buscará responder qual a melhor alternativa: (a) manter a UTE Tubarão como supridora exclusiva de Fernando de Noronha até 2030; ou (b) substituir essa usina por outra solução de suprimento por meio da aquisição de energia e potência de PIE.

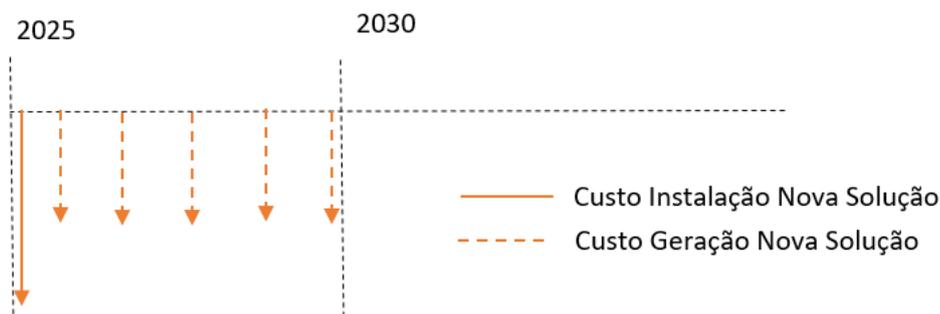


Figura 4 - Cenário (ii) = Contratação de PIE para operar por 5 anos

O cenário (ii) considera o custo a ser desembolsado como compensação para a Neoenergia pela antecipação do término da outorga da UTE Tubarão, que originalmente está concedida até março de 2030.

Se o segundo cenário, contratação de PIE para substituir a geração puramente diesel, se mostrar mais viável, caberá ainda avaliar o impacto da postergação da entrada em operação da nova solução de suprimento tem no custo de geração, com isso serão realizadas as simulações abaixo:

(iii) Contratação de solução de suprimento com entrada em operação prevista para 2025 e prazo de suprimento de 15 anos (janeiro/2025 a janeiro/2040), substituindo totalmente a UTE Tubarão quando da sua entrada em operação, conforme Figura 5. Esse cenário também considera o custo a ser desembolsado como compensação para a Neoenergia pela antecipação do término da outorga da UTE Tubarão.

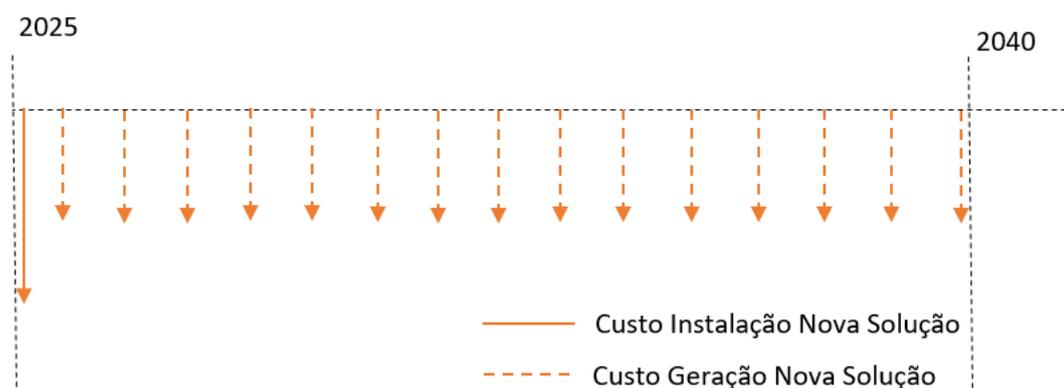


Figura 5 - Cenário (iii) = Contratação de PIE para operar por 15 anos

(iv) Contratação de solução de suprimento com entrada em operação prevista para 2030 e contrato de suprimento de 10 anos (janeiro/2030 a janeiro/2040), substituindo a UTE Tubarão após o término de sua outorga, Figura 6. Deverá ser somado a esse cenário o custo de geração obtido no cenário (i) com a manutenção da UTE Tubarão entre 2025 e 2030, com isso, esse cenário totalizará o período de janeiro/2025 a janeiro/2040.

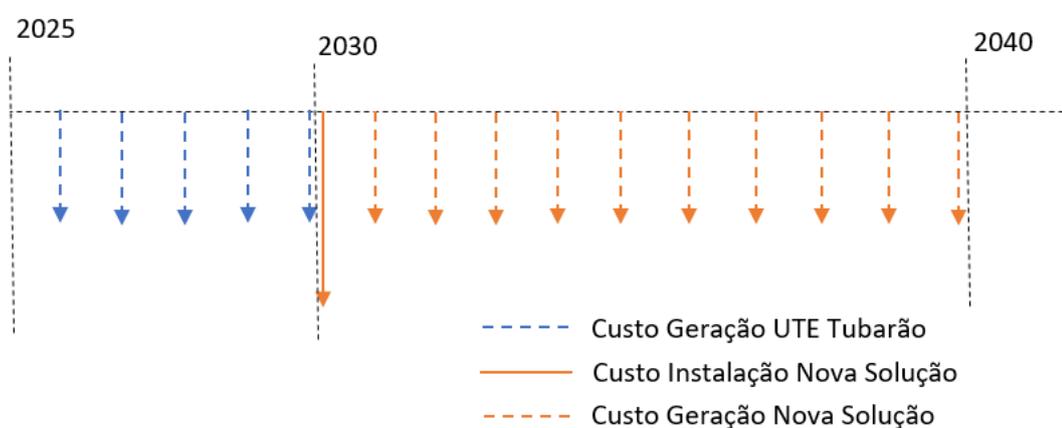


Figura 6 - Cenário (iv) = Postergação da entrada em operação do PIE e contrato de 10 anos

A Tabela 2 resume os cenários acima descritos.

Tabela 2 – Resumo dos Cenários considerados na simulação

Cenário	Ano de início da análise	Contratação do PIE	Início de operação PIE	Prazo contratual PIE	Horizonte da análise	OBS
(i)	2025	Não	-	-	2025 - 2030	Avaliará o custo e as emissões do atendimento puramente diesel da UTE Tubarão até o fim da sua outorga
(ii)	2025	Sim	2025	5 anos	2025 - 2030	Análise da substituição da UTE Tubarão por PIE com contrato de 5 anos
(iii)	2025	Sim	2025	15 anos	2025 - 2040	Substituição da UTE Tubarão antes do fim de sua outorga por PIE com contrato de suprimento por 15 anos
(iv)	2025	Sim	2030	10 anos	2025 - 2040	Contratação de PIE após o término da outorga da UTE Tubarão com contrato de suprimento por 10 anos

Na sequência são apresentados os dados utilizados para a simulação dos diferentes tipos de usinas identificados como viáveis para realizar a geração de energia elétrica em Fernando de Noronha.

3.3. Premissas Consideradas para Cada Fonte

Após a definição da carga a ser atendida é importante definir os valores dos recursos energéticos e as premissas técnicas e econômicas para cada uma das tecnologias consideradas nas simulações.

3.3.1. Usinas Térmicas

Dada a carga de Fernando de Noronha, será dado ao HOMER a capacidade de realizar a simulação com máquinas de diferentes potências. Esse fracionamento busca reduzir o custo de geração, uma vez que possibilita a diversificação do parque gerador, sem comprometer a segurança do atendimento.

Essa estratégia garante maior flexibilidade nas simulações, uma vez que o software pode simular o atendimento à carga considerando somente a geração térmica, ou pode considerar um mix de geração, sendo o custo do combustível o principal responsável por essa escolha. Para as máquinas térmicas foi dada a capacidade de realizar modulação de

como essa turbina apresenta maior capacidade, foi considerada a instalação de até 2 turbinas.

Dada a indisponibilidade de equipamentos de pequeno porte (800 kW) no mercado atualmente, considerou-se a utilização de turbinas mais antigas, do programa Proinfa por exemplo, assumindo que as mesmas terão garantia do fabricante para a operação em bom estado de conservação, nos custos foram incluídos os valores para descomissionamento, transporte e montagem.

Para EOL offshore, foi observado uma única turbina pode atingir potência de 8MW, valor superior à demanda prevista para Fernando de Noronha no horizonte de análise, desta forma, foi assumido como premissa que turbinas onshore, de menor potência, seriam convertidas para atuarem como offshore, com fundação flutuante.

Os custos das usinas eólicas foram obtidos considerando informações de referência internacional, valores apresentados no PDE 2031, além de informações obtidas junto a fabricantes. A Tabela 3 apresenta de forma resumida a quantidade e a potência das turbinas consideradas, bem como os custos de cada solução.

3.3.2.1. Recurso Eólico

O HOMER permite que os valores do recurso energético sejam inseridos no sistema pelo usuário. Para o recurso eólico foram considerados valores obtidos com o software Windographer, que fornece dados de vento para as alturas de 100m e 50m para as coordenadas de Fernando de Noronha. Para a simulação foram utilizados os dados para a altura de 50m⁶, resultando em ventos com velocidade média de 6,6 m/s, Figura 7.

⁶ A simulação irá considerar tanto turbinas eólicas onshore quanto offshore, sabe-se que essas tecnologias operam com diferentes alturas, porém, como o HOMER permite apenas que seja considerado um tipo de recurso para cada fonte, optou-se por realizar a simulação com altura menor a fim de ser mais conservador e não superestimar o resultado que poderia ser obtido pelas turbinas onshore.

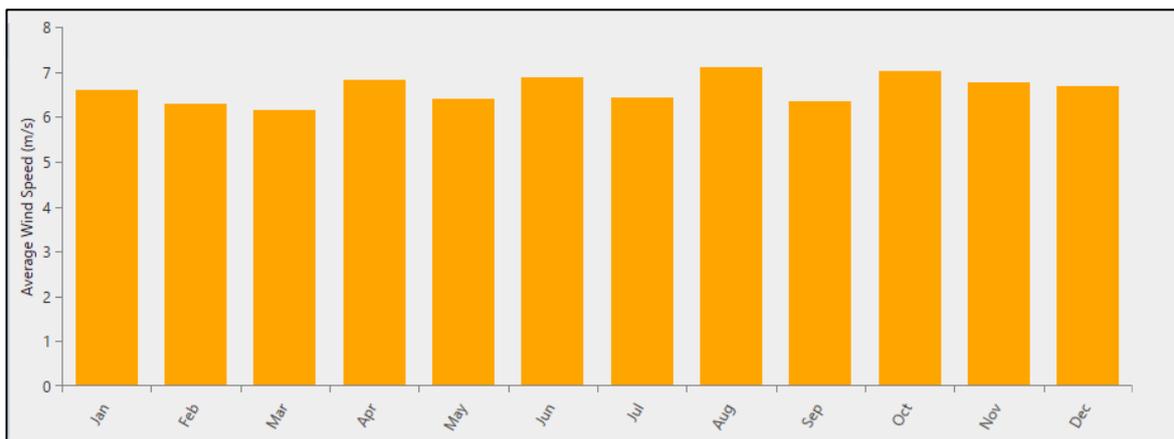


Figura 7 - Recurso eólico considerado para Fernando de Noronha. Fonte: Extraído do HOMER a partir do Windographer

3.3.3. Solar Fotovoltaica e Sistema de Armazenamento

Para a usina solar fotovoltaica (UFV) foi fornecido ao HOMER a possibilidade de considerar usina em solo, usina flutuante ou ainda usinas em telhados (como usina virtual, onde a distribuidora seria a responsável pelo seu controle). Essa diversificação busca avaliar a atratividade de cada uma dessas alternativas, visto que elas apresentam preços distintos e que mesmo soluções um pouco mais caras podem se mostrar competitivas dado o espaço reduzido para a implantação de alternativas de geração em Fernando de Noronha.

Assim como realizado para as usinas termelétricas, para a simulação das UFV foram consideradas usinas com diferentes capacidades, a fim de avaliar a potência que melhor se adequa à realidade do sistema. Importante destacar que o software HOMER não realiza simulações elétricas, sendo essas importante para garantir o adequado funcionamento da rede, após a seleção das soluções de suprimento.

Além das usinas solar, foi adicionado ao sistema conjunto de baterias com capacidade variando de 1 MW/1MWh a 250 kW/1MWh, ou seja, capaz de fornecer 1MW por até 1 hora, ou 250kW por até 4 horas de operação, tendo o HOMER a liberdade de utilizar a bateria como supridor de potência ou de energia.

Em relação aos custos, foram utilizados valores de referência internacional, Lazard – 2021⁷ validado pelos estudos da Greener⁸, para os custos da usina fotovoltaica instalada em telhados, foram utilizados os custos apresentados pelo relatório Greener GD para o segundo

⁷ Disponível em: [Lazard.com | Levelized Cost Of Energy, Levelized Cost Of Storage, and Levelized Cost Of Hydrogen](https://www.lazard.com/en/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen). Acesso em outubro/2022

⁸ Disponíveis em: [Estudos - Greener](https://www.greenerenergy.com/estudos-greener). Acesso em outubro/2022

semestre de 2021, referente ao nordeste, já para a usina flutuante os custos foram obtidos considerando os valores apresentados no PDE 2031, acrescidos dos custos estimados para a sua instalação no mar. Por fim, para o sistema de armazenamento, foi considerado o custo do PDE 2031.

3.3.3.1. Recurso Solar

Para o recurso solar, por sua vez, foram utilizados dados de um ano meteorológico típico obtidos da própria base de dados do HOMER, com valor médio de 6,3 kWh/m²/dia,

Figura 8, valor coerente ao apresentado por EPE (2021b).

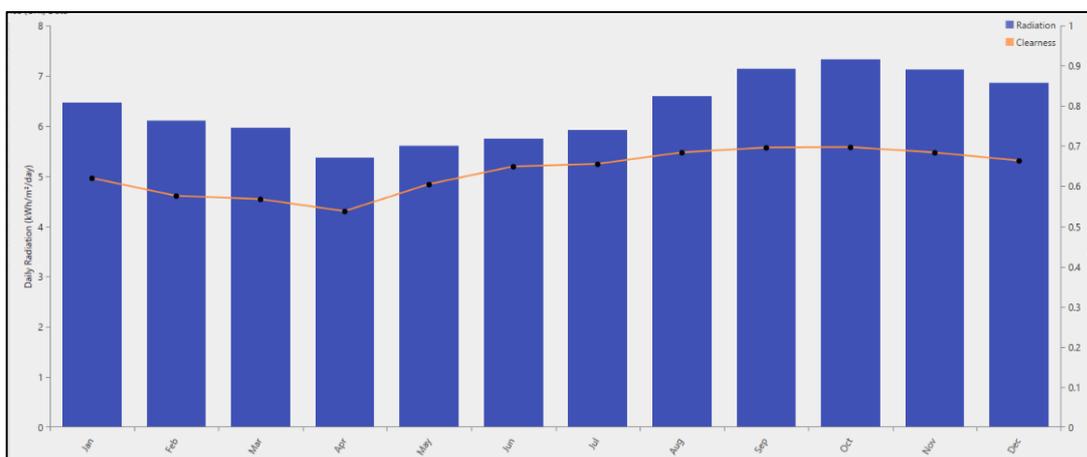


Figura 8 - Recurso Solar (GHI) considerado para Fernando de Noronha. Fonte: HOMER

3.4. Resumo dos dados de Entrada

A Tabela abaixo apresenta de forma resumida os dados de entrada considerados nas simulações para Fernando de Noronha, importante destacar que para todas as tecnologias foi considerado custo adicional para o transporte dos equipamentos para a ilha, bem como o custo de deslocamento de equipe para a manutenção, além do custo de frete dos combustíveis. Para as simulações foi considerado taxa de desconto de 8% ao ano.

Tabela 3 - Resumo dos dados de entrada utilizados nas simulações

	Configuração	CAPEX	OPEX	Custo Combustível ¹
UTE Diesel	De 0 a 8MW	R\$ 3.800/kW	R\$ 380/kW/ano	R\$ 6,672/litro
UTE Etanol	De 0 a 8MW	R\$ 3.800/kW	R\$ 380/kW/ano	R\$ 6,596/litro
UTE Biodiesel	De 0 a 8MW	R\$ 3.800/kW	R\$ 380/kW/ano	R\$ 8,104/litro
UTE GNL	De 0 a 8MW	R\$ 7.400/kW	R\$ 195/kW/ano	R\$ 3,785/litro
EOL Onshore	De 0 a 4 turbinas (800kW cada)	R\$ 2.160.000/turbina	R\$ 160.000/ano	-
EOL Offshore	De 0 a 2 turbinas (1.000kW cada)	R\$ 44.600.000/turbina	R\$ 2.200.000/ano	-
UFV Solo	De 0 a 6 MW	R\$ 5.300/kW / R\$ 3.000/kW ³	R\$ 70/kW/ano	-
UFV Telhado	De 0 a 2MW	R\$ 6.500/kW / R\$ 4.000/kW ³	R\$ 50/kW/ano	-
UFV Flutuante	De 0 a 4MW	R\$ 8.100/kW / R\$ 5.400/kW	R\$ 115/kW/ano	-
Sistema Armazenamento²	De 0 a 2 baterias (250kW/4h ou 1MW/1h)	R\$ 9.000/kW / R\$ 7.448/kW ³	R\$ 87/kW/ano	-

1- Para o custo dos combustíveis foi considerado taxa de crescimento anual estimada para todo o período da análise.

2-Para o Sistema de Armazenamento, quando necessário, foi considerada a substituição dos equipamentos quando do fim de sua vida útil

3-Considerada redução do CAPEX para a contratação da tecnologia em 2030.

4. RESULTADO DAS SIMULAÇÕES

Como resultado da simulação, o HOMER apresenta tabela onde cada linha representa uma configuração com os respectivos custos e emissões associadas à geração daquela solução de suprimento. A Tabela 4 ilustra um dos resultados obtidos com a simulação do cenário (ii), vide figura anexa à tabela, por ele é possível perceber que as configurações de menor custo não contemplam UFV flutuante e EOL Offshore, isso se deve ao elevado custo de instalação dessas tecnologias e ao reduzido prazo contratual considerado nesse cenário, de apenas 5 anos.

Nota-se também a ausência da UTE a Biodiesel, que nesse caso é explicado pelo elevado custo do combustível, o destaque, contudo, fica por conta da UTE a GNL que se faz presente em todas as configurações de menor custo, sendo complementada pela geração diesel ou a etanol.

Em relação às tecnologias não controláveis, a EOL onshore tem destaque estando presente em todas as configurações de menor custo e sempre com o número máximo de turbinas utilizado na simulação. Nesse cenário a tecnologia solar aparece com menor participação dado o maior custo de instalação dessa tecnologia.

Cabe reforçar que esse resultado é apenas uma referência, pois cada simulação trará sua relação com as configurações que apresentam o melhor custo de geração.

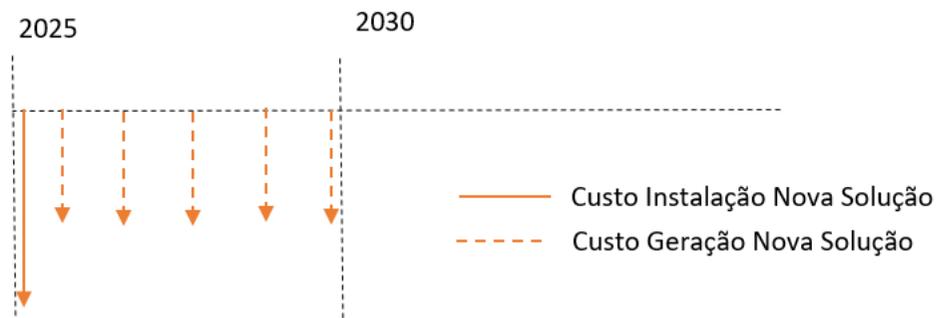


Tabela 4 - Exemplo de resultado obtido com a simulação

ID	Configuração										Custo		Emissão
	UFV Solo (kW)	UFV Telhado (kW)	UFV Flutuante (kW)	EOL Onshore (turbinas)	EOL Offshore (turbinas)	UTE Diesel (kW)	UTE Etanol (kW)	UTE Biodiesel (kW)	UTE GNL (kW)	Baterias	NPC (R\$)	LCOE (R\$/kWh)	CO ₂ (ton/ano)
0	-	-	-	4	-	-	3.500	-	3.500	-	136.360.400	1,093	9.016
1	-	1.000	-	4	-	-	3.500	-	3.500	-	136.496.900	1,094	8.304
2	2.000	-	-	4	-	-	3.500	-	3.500	-	136.605.200	1,095	7.801
3	-	-	-	4	-	3.500	-	-	3.500	-	138.919.900	1,113	9.895
4	2.000	1.000	-	4	-	-	3.500	-	3.500	-	138.962.400	1,114	7.293
5	2.000	-	-	4	-	3.500	-	-	3.500	-	139.074.300	1,115	8.604
6	-	1.000	-	4	-	3.500	-	-	3.500	-	139.087.900	1,115	9.130
7	-	-	-	4	-	3.500	-	-	3.500	1	139.958.000	1,122	9.425
8	-	1.000	-	4	-	3.500	-	-	3.500	1	140.479.800	1,126	8.679
9	2.000	-	-	4	-	3.500	-	-	3.500	1	140.750.300	1,128	8.169

4.1. Cenário (i)

O primeiro cenário considera somente geração a óleo diesel da UTE Tubarão por 5 anos, sem necessidade de instalação de novas máquinas, ou seja, o resultado dessa simulação contabiliza somente o custo variável de geração. Essa solução apresenta valor de R\$1.966/MWh (LCOE) com emissão de 22.766 ton CO₂/ano.

4.2. Cenário (ii)

O segundo cenário, por sua vez, considera a contratação de solução de suprimento para substituir a UTE Tubarão por um período de 5 anos. A tabela abaixo apresenta as 10 configurações que resultam no menor custo de energia. Por ela é possível perceber que a UTE a GNL, assim como a EOL onshore são as que se mostram mais competitivas, estando presentes em todas as configurações, ao contrário das usinas solar flutuante, eólica offshore e da UTE a biodiesel.

Esse cenário resultou em custo médio de R\$1.105/MWh, considerando o valor a ser pago como compensação pela antecipação do fim do contrato da UTE Tubarão e emissão de 8.578 ton CO₂/ano.

Conclui-se, assim, que a substituição da geração puramente diesel é vantajosa pois tende a reduzir não só as emissões, mas também tem potencial para reduzir em 44% o custo de geração.

Com isso, foram simulados os cenários (iii) e (iv), a fim de avaliar o impacto que a decisão de postergar a contratação de nova solução de suprimento tem no custo da energia e no valor das emissões.

Tabela 5 - Configurações com menor custo para o cenário (ii)

ID	Configuração									
	UFV Solo (kW)	UFV Telhado (kW)	UFV Flutuante (kW)	EOL Onshore (turbinas)	EOL Offshore (turbinas)	UTE Diesel (kW)	UTE Etanol (kW)	UTE Biodiesel (kW)	UTE GNL (kW)	Baterias
0	-	-	-	4	-	-	3.500	-	3.500	-
1	-	1.000	-	4	-	-	3.500	-	3.500	-
2	2.000	-	-	4	-	-	3.500	-	3.500	-
3	-	-	-	4	-	3.500	-	-	3.500	-
4	2.000	1.000	-	4	-	-	3.500	-	3.500	-
5	2.000	-	-	4	-	3.500	-	-	3.500	-
6	-	1.000	-	4	-	3.500	-	-	3.500	-
7	-	-	-	4	-	3.500	-	-	3.500	1
8	-	1.000	-	4	-	3.500	-	-	3.500	1
9	2.000	-	-	4	-	3.500	-	-	3.500	1

4.3. Cenário (iii)

O terceiro cenário simula a contratação de solução de suprimento para entrar em operação a partir de 2025, em substituição à UTE Tubarão, com contrato de suprimento por 15 anos.

A tabela abaixo apresenta a participação das tecnologias nas configurações de menor custo, sendo possível perceber que o maior prazo contratual se torna atraente para a tecnologia EOL Offshore e para a UTE a biodiesel, que aparece em alguns cenários em substituição ao óleo diesel⁹.

Esse cenário apresentou custo médio de R\$ 902/MWh, considerando o valor a ser pago como compensação pela antecipação do fim do contrato da UTE Tubarão e emissão de 6.678 ton CO₂/ano.

Interessante observar que a não contratação de usinas eólicas, tanto onshore quanto offshore, pode elevar o LCOE em valor superior a 20% e dobrar as emissões de CO₂. Por sua vez, deixar de contratar usinas EOL e UFV dentre as soluções de suprimento pode elevar o LCOE em valores acima de 44% e quadruplicar o valor das emissões - reduzindo em muito a atratividade da solução.

Tabela 6 - Configurações com menor custo para o cenário (iii)

ID	Configuração									
	UFV Solo (kW)	UFV Telhado (kW)	UFV Flutuante (kW)	EOL Onshore (turbinas)	EOL Offshore (turbinas)	UTE Diesel (kW)	UTE Etanol (kW)	UTE Biodiesel (kW)	UTE GNL (kW)	Baterias
0	2.000	-	-	4	1	-	5.000	-	5.000	-
1	2.000	1.000	-	4	1	-	5.000	-	5.000	-
2	-	2.000	-	4	1	-	5.000	-	5.000	-
3	2.000	-	-	4	1	5.000	-	-	5.000	-
4	2.000	1.000	-	4	1	5.000	-	-	5.000	-
5	2.000	-	-	4	1	5.000	-	-	5.000	1
6	-	2.000	-	4	1	5.000	-	-	5.000	-
7	2.000	-	-	4	1	-	-	5.000	5.000	-
8	-	-	-	4	1	-	5.000	-	5.000	-
9	2.000	-	-	4	1	-	-	5.000	5.000	1

4.4. Cenário (iv)

O quarto cenário apresenta a contratação de solução de suprimento após o término da concessão da UTE Tubarão, entrada em operação em 2030 com contrato de suprimento por 10 anos. A Tabela 7 abaixo mostra a distribuição das tecnologias segundo as configurações de menor custo.

⁹ Salienta-se que o estudo não se propôs a avaliar questões de logística e infraestrutura para que usinas térmicas de diferentes tipos possam operar em conjunto.

Destaca-se a maior participação da tecnologia solar nesse cenário, com consequente maior participação do sistema de armazenamento, o que pode ser explicado pela redução do CAPEX dessas tecnologias até 2030.

Esse cenário apresentou custo médio de R\$ 1.215/MWh e emissão de 31.079 ton CO₂/ano. A comparação entre os cenários (iii) e (iv) indica ser benéfico antecipar a substituição da geração a óleo diesel por outros recursos e/ou combustíveis.

Tabela 7 - Configurações com menor custo para o cenário (iv)

ID	Configuração									
	UFV Solo (kW)	UFV Telhado (kW)	UFV Flutuante (kW)	EOL Onshore (turbinas)	EOL Offshore (turbinas)	UTE Diesel (kW)	UTE Etanol (kW)	UTE Biodiesel (kW)	UTE GNL (kW)	Baterias
0	6.000	-	-	4	-	-	-	-	8.000	1
1	6.000	1.000	-	4	-	-	-	-	8.000	1
2	6.000	-	-	4	1	4.000	-	-	4.000	1
3	3.000	1.000	-	4	1	4.000	-	-	4.000	1
4	6.000	-	2.000	4	-	-	-	-	8.000	1
5	-	3.000	-	4	1	4.000	-	-	4.000	1
6	6.000	-	-	4	1	-	-	-	8.000	1
7	3.000	1.000	2.000	4	-	-	-	-	8.000	1
8	3.000	1.000	-	4	1	-	-	-	8.000	1
9	6.000	-	-	4	1	-	-	4.000	4.000	1

Diante dos resultados da simulação, conclui-se que a manutenção da geração diesel como única fonte de suprimento para Fernando de Noronha, até o término da concessão da UTE Tubarão, eleva o custo da energia (LCOE), assim como o valor das emissões (CO₂).

Considerando que a entrada de solução de suprimento em 2025, 36 meses para a implantação, pode não ser realista para algumas tecnologias, o estudo propõe então uma nova rodada de simulação considerando a contratação de dois produtos – energia e potência.

4.5. Cenário (v) – Produto Energia e Produto Potência

O primeiro produto é o produto energia - constituído de usinas solar e eólica, com ou sem sistema de armazenamento, com entrada em operação em 2025 e prazo contratual de 15 anos. O segundo é o produto potência – formado por usinas térmicas, com entrada em operação em 2030 e prazo contratual de 10 anos.

Dessa forma a UTE Tubarão continua em operação até o término da sua outorga, operando em conjunto com as usinas renováveis não controláveis, o que será responsável por reduzir o montante de óleo diesel demandado para a geração de energia elétrica, e finalmente, em 2030, haverá a substituição da UTE Tubarão por outra(s) forma(s) de geração térmica, vide Figura 9.

Esse cenário possibilita maior inserção de usinas eólica e solar, com ou sem sistema de armazenamento, por ter um produto dedicado exclusivamente para essas tecnologias, já a disputa do produto potência ocorre entre usinas térmicas, por simplificação não foi considerada a contratação de usinas renováveis não controláveis associadas às usinas térmicas.

Como resultado, o cenário apresentou custo médio de R\$ 710/MWh e emissão de 6.870 ton CO₂/ano. Destaca-se o potencial que essa solução tem para reduzir o custo da geração.

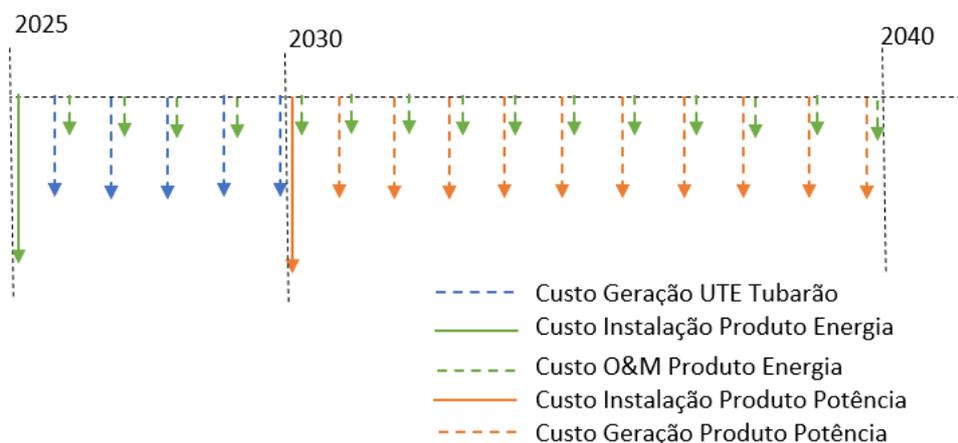


Figura 9 - Cenário (v) = Contratação de dois produtos

4.6. Resumo dos Resultados Obtidos com as Simulações

A Tabela 8 apresenta o resumo das simulações realizadas, sendo possível perceber que os cenários de menor prazo contratual, cenários (i) e (ii), são menos atrativos do que os que apresentam contrato mais longo. E mesmo entre esses cenários, a substituição da geração a diesel por outras soluções de suprimento é vantajosa - redução de 44% do LCOE do cenário (ii) quando comparado com o (i).

A substituição total do parque gerador de Fernando de Noronha já em 2025, cenário (iii), se mostra mais vantajosa do que o cenário (iv), onde a contratação de nova solução de suprimento é postergada até 2030. Contudo, como indicado no item 4.3, a não contratação de usinas eólica e solar fotovoltaica em muito reduz a vantagem do cenário (iii), deixando-o similar ao cenário (iv).

Por fim, verificou-se que a contratação de dois produtos com datas distintas para a entrada em operação tem potencial para reduzir ainda mais o custo de geração, uma vez que considera maior penetração de usina renovável não controlável para operar em conjunto com a UTE Tubarão diminuindo, assim, o montante de diesel necessário para a geração de energia elétrica.

Tabela 8 - Resumo do resultado das simulações

Cenário	Início de operação PIE	Prazo contratual PIE	Horizonte da análise	LCOE R\$/MWh	CO2 ton/ano
(i)	-	-	2025 - 2030	1.966	22.766
(ii)	2025	5 anos	2025 - 2030	1.105	8.578
(iii)	2025	15 anos	2025 - 2040	902	6.678
(iv)	2030	10 anos	2025 - 2040	1.215	31.079
(v)	2025 – Produto Energia 2030 – Produto Potência	15 anos – Produto Energia 10 anos – Produto Potência	2025 - 2040	710	6.870

5. CONCLUSÕES

O presente estudo teve por objetivo comparar o custo de geração (LCOE) e o valor das emissões (CO₂) resultantes de diversas soluções selecionadas que são capazes de suprir a demanda da ilha, considerando diferentes prazos contratuais e diferentes datas de entrada em operação.

Conforme destacado no documento, salienta-se que o estudo utilizou como base os valores do planejamento apresentados pela distribuidora no ciclo de Planejamento anterior e que os valores de demanda, bem como o ano de início do déficit, podem sofrer alteração quando da análise do ciclo 2022.

O primeiro ponto de atenção ficou por conta do resultado obtido com a simulação da geração por 5 anos da solução puramente diesel, cenário (i), onde foi verificado que a sua total substituição por nova solução de suprimento tem potencial para reduzir em 44% o LCOE, cenário (ii), e que as emissões podem ser reduzidas em cerca de 62%. Isso indica que a substituição da geração puramente diesel por outras soluções de geração pode ser mais adequada para atender a demanda de Fernando de Noronha, considerando as premissas adotadas.

O resultado obtido com as simulações dos dois primeiros cenários levou à simulação dos cenários (iii) e (iv), a fim de observar o impacto que a postergação da contratação da nova solução de suprimento pode ter no custo e nas emissões. Dessa forma, observa-se que antecipar a substituição da geração diesel, cenário (iii), é melhor do que postergar essa decisão, cenário (iv), uma vez que a contratação do cenário (iii) apresenta LCOE 26% inferior ao do cenário (iv). Contudo, esse benefício pode ser minimizado se não forem contratadas usinas solar e eólica.

Adicionalmente, verificou-se que a contratação de solução de suprimento em dois produtos, cenário (v), de forma a antecipar a entrada em operação de usinas renováveis não controláveis. Conforme os resultados, essa pode ser a solução mais atrativa para o atendimento à demanda de Fernando de Noronha, uma vez que apresenta o melhor resultado em relação ao custo de geração, e valor de emissão semelhante ao do cenário

(iii). De maneira geral, pode-se concluir que a contratação de solução de suprimento como apresentado no cenário (iii) ou no cenário (v) são as que se mostram mais vantajosas para atender a ilha.

Cabe destacar que, independente da estratégia a ser adotada para a contratação de solução de suprimento para Fernando de Noronha, a redução da geração a óleo diesel é importante para a redução dos custos de geração deste sistema. Além disso, também pode-se concluir que tecnologias com maior valor de investimento (CAPEX) e menor custo de combustível (tradicionalmente usinas eólicas, fotovoltaicas e armazenamento), que necessitam de maiores prazos contratuais, também são responsáveis por reduzir os custos e as emissões.

Por fim, reforça-se que as análises realizadas neste documento - de forma não exaustiva e indicativa - são referências para tomadas de decisão no que tange ao suprimento desse sistema isolado e que os valores obtidos com as simulações têm como principal objetivo a comparação entre as soluções aqui apresentadas. Entende-se que esse estudo poderá trazer subsídios para o futuro desenho de contratação da expansão da geração na ilha, bem como estimular tratativas das diversas instituições envolvidas, visando inclusive a diversificação da matriz energética em Fernando de Noronha.

6. REFERÊNCIAS

ARRIBAS, L., BOPP, G., VETTER, M., et al., 2011, *World-wide overview of design and simulation tools for hybrid PV systems*. Photovoltaic Power Systems Programme – Report IEA-PVPS, n. 11. Disponível em: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/rep11_01.pdf. Acesso em: outubro de 2022

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2021a. *Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2022/2026 – Ciclo 2021* - N.º EPE-DEE-NT-150/2021-r2. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-652/EPE-NT-Planejamento%20SI-Ciclo_2021_r2.pdf. Acesso em outubro de 2022

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2021b. *Fernando de Noronha -Identificação das Alternativas de Suprimento - Avaliação de médio e longo prazo* - N.º EPE-DEE-DEA-DPG-NT-001/2021-r0. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-638/NT-EPE-DEE-DEA-DPG-001-2021_Identifica%C3%A7%C3%A3o%20Potencial%20Noronha.pdf. Acesso em outubro de 2022

MME - Ministério de Minas e Energia, EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2022. *PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2031*. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal_v2.pdf. Acesso em outubro de 2022