



# Nota Técnica

## SISTEMAS ISOLADOS AMAZONAS E PARÁ

### Avaliação dos Benefícios Econômicos da Interligação Conjunta dos Sistemas Isolados de Nhamundá-AM, Faro-PA e Terra Santa-PA

**JUNHO DE 2024**

## ■ Colaboradores

NOTA TÉCNICA

EPE-DEE-NT-022/2024-REV0

### **Coordenação Geral**

Reinaldo da Cruz Garcia

Thiago Ivanoski Teixeira

### **Coordenação Executiva**

Bernardo Folly de Aguiar

Elisangela Medeiros de Almeida

Thiago Dourado Martins

### **Coordenação Técnica**

Guilherme Mazolli Fialho

Paula Cunha Coutinho de Andrade

Rafael Theodoro Alves e Mello

### **Equipe Técnica**

Daniel Filipe Silva

Maria de Fátima de Carvalho Gama

Mariana Lucas Barroso

Michele Almeida de Souza

### **Suporte Administrativo**

Renata Cardozo Rios

Tatiana Martins Freire



## VALOR PÚBLICO NO PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS ISOLADOS

A EPE ELABORA ANUALMENTE O RELATÓRIO DO PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS ISOLADOS, TENDO POR OBJETIVO SUBSIDIAR O MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA EM SUA TOMADA DE DECISÃO QUANTO À CONTRATAÇÃO DE SOLUÇÃO DE SUPRIMENTO PARA ATENDIMENTO ÀS LOCALIDADES DESSA REGIÃO. A AVALIAÇÃO DOS BENEFÍCIOS DA INTERLIGAÇÃO DE SISTEMAS ISOLADOS AO SIN É PARTE COMPLEMENTAR DESSA TAREFA A FIM DE IDENTIFICAR COMUNIDADES PARA AS QUAIS A INTERLIGAÇÃO PODE REDUZIR OS DESEMBOLSOS DA CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS (CCC).

A ATUAÇÃO DA EPE NOS SISTEMAS ISOLADOS GERA VALOR PÚBLICO PRINCIPALMENTE PELA IMPLEMENTAÇÃO DA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL. OS RESULTADOS DIRETOS E INDIRETOS DA PARTICIPAÇÃO DA EPE NESSE PROCESSO INCLUEM TRANSPARÊNCIA NA DIVULGAÇÃO DAS INFORMAÇÕES, REDUÇÃO DOS CUSTOS PARA A SOCIEDADE, DIVERSIFICAÇÃO DA MATRIZ ENERGÉTICA, REDUÇÃO DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA E MELHORIA DA QUALIDADE DE VIDA DA POPULAÇÃO LOCAL.

**MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA**



**Ministro de Estado**  
Alexandre Silveira de Oliveira

**Secretário-Executivo**

Arthur Cerqueira Valerio

**Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento**

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira



**Presidente**

Thiago Guilherme Ferreira Prado

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e  
Ambientais**

Thiago Ivanoski Teixeira

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**

Reinaldo da Cruz Garcia

**Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e  
Biocombustíveis**

Heloisa Borges Bastos Esteves

**Diretora de Gestão Corporativa**

Angela Regina Livino de Carvalho

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

# SUMÁRIO

<b>SUMÁRIO</b> .....	<b>1</b>
<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>4</b>
<b>2. PREMISSAS E CONSIDERAÇÕES UTILIZADAS NA ANÁLISE</b> .....	<b>8</b>
2.1. Custos de Geração .....	8
2.1.1. Atualização parcelas fixa e variável dos Preços dos Leilões .....	8
2.2. Custos de Interligação .....	10
<b>3. ALTERNATIVAS ANALISADAS</b> .....	<b>13</b>
<b>4. ESTIMATIVA DE CUSTO DAS INTERLIGAÇÕES</b> .....	<b>15</b>
<b>5. COMPARAÇÃO DOS CUSTOS DE INTERLIGAÇÃO COM OS DE GERAÇÃO</b> .....	<b>18</b>
5.1. Análise 1: Terra Santa, Faro e Nhamundá .....	18
5.2. Análise 2: Terra Santa e Faro .....	19
5.3. Análise 3: Nhamundá .....	19
<b>6. ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL</b> .....	<b>20</b>
6.1. Definição dos Traçados de Referência .....	20
6.1.1. Premissas Adotadas .....	20
6.1.2. Análise Socioambiental Preliminar .....	20
6.2. Benefícios Socioambientais da Interligação .....	21
<b>7. CONCLUSÕES</b> .....	<b>23</b>
<b>8. REFERÊNCIAS</b> .....	<b>25</b>
<b>9. ANEXO 1</b> .....	<b>27</b>

## ■ Lista de Figuras

Figura 1-1 – Ilustração dos sistemas isolados sob análise e abrangência da sua rede de média tensão .....	4
Figura 1-2 – Sistema Original para conexão dos municípios Terra Santa e Faro (Fonte: EQT-PA/AmE) .....	5
Figura 1-3 – Alternativa 2 - Conexão de Nhamundá via Faro 13,8 kV com todo o eixo Oriximiná – Terra Santa – Faro em 138 kV (Fonte: EQT-PA/AmE) .....	5
Figura 1-4 – Alternativa 2 – Traçado previsto (Fonte: EQT-PA/AmE) .....	6
Figura 1-5 – Esquema das análises de custo-benefício e <i>pay-back</i> realizadas .....	7
Figura 3-1 – Alternativa 1 – Simulação de fluxo de potência Ano 2032 por Terra Santa 34,5 kV (Fonte: EQT-PA/AmE) .....	13
Figura 3-2 – Alternativa 2 – Simulação de fluxo de potência - Ano 2032 - por Faro 13,8 kV (Fonte: EQT-PA/AmE) .....	14
Figura 7-1 - Custos de investimento totais previstos .....	24

## ■ Lista de Tabelas

Tabela 2-1 Custos de km linhas de distribuição - Base de Preço EPE/ANEEL x Base EQT-PA.....	11
Tabela 3-1 – Alternativa 2 - Instalações de Distribuição (Equatorial-PA e Amazonas Energia) .....	14
Tabela 4-1 - Estimativa de custos da Alternativa 2 referentes às obras no estado do Pará .....	15
Tabela 4-2 – Estimativa de custos da Alternativa 2 referentes às obras no estado do Amazonas (custos AmE) .....	16
Tabela 4-3 - Estimativa de custos da Alternativa 2 - EPE.....	16
Tabela 4-4 – Alternativa 2 – custos estimados pela EPE/ANEEL e EQT-PA/Am .....	17
Tabela 5-1 - Comparação do custo de interligação com os custos de geração para o Grupo -01 – Alternativa N .....	18
Tabela 5-2 - Comparação do custo de interligação com os custos de geração para o Grupo -01 – Alternativa N .....	19
Tabela 5-3 - Comparação do custo de interligação com os custos de geração para o Grupo -01 – Alternativa N .....	19
Tabela 6-1 – Estimativa de emissões de GEE da carga requerida no período de 2028 a 2042 .....	22
Tabela 7-1 - Resumo dos resultados das localidades analisadas nesta Nota Técnica .....	23

# 1. INTRODUÇÃO

Dando continuidade às avaliações dos benefícios econômicos das interligações dos sistemas isolados da Amazônia, reportados nas Notas Técnicas [1], são apresentados nos itens a seguir os resultados das análises de conexão da localidade de Nhamundá (AM).

Inicialmente, a conexão proposta pela EPE para avaliação da Amazonas Energia (AmE) contemplava a continuação da conexão de Cabori e Mocambo, cujo trajeto acompanharia o da LT 500 kV Oriximiná – Silves até se aproximar do sistema de distribuição local. Esse traçado, de cerca de 70 km, atravessaria regiões alagadiças, algumas travessias, incluindo a possibilidade de travessias subaquáticas. A AmE ponderou que essa alternativa seria inviável devido às distâncias envolvidas e características do terreno a ser percorrido. A EPE propôs, então, a análise de viabilidade de conexão de Nhamundá a partir de Faro (PA), distantes entre si em cerca de 5 km em linha reta.

A interligação da localidade de Faro está em fase licenciamento pela Equatorial-PA (EQT-PA), e se dará por meio de sistema de distribuição partindo da SE Oriximiná e passando pela localidade de Terra Santa (PA), conforme ilustra a Figura 1-1.

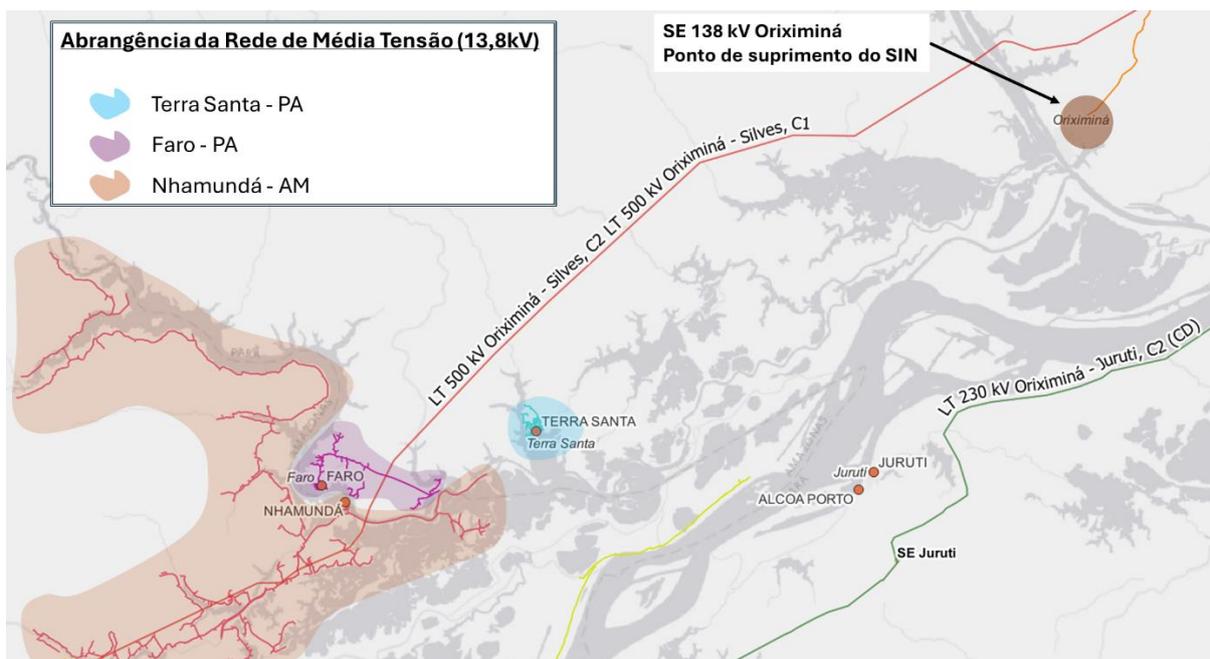


Figura 1-1 – Ilustração dos sistemas isolados sob análise e abrangência da sua rede de média tensão

Diante da proximidade da localidade de Nhamundá com a localidade de Faro, o Ministério de Minas e Energia (MME) solicitou à EQT-PA uma avaliação da viabilidade de utilização do sistema em 34,5 kV, concebido originalmente para a interligação ao SIN apenas dos municípios de Terra Santa e Faro, para permitir a interligação do município amazonense. Adicionalmente, indicou que a EQT-PA e a AmE interagissem de modo a consolidar uma alternativa capaz de dotar o sistema de capacidade de atendimento com desempenho técnico adequado tanto para as localidades do Pará quanto do Amazonas.

Foram analisadas pela EQT-PA e AmE duas alternativas [7]:

- Alternativa 1 – Conexão de Nhamundá a partir de Terra Santa 34,5 kV, utilizando o sistema originalmente concebido para a interligação ao SIN dos municípios Terra Santa e Faro, no Pará (Figura 1-2), considerando apenas os reforços minimamente necessários para essa conexão.
- Alternativa 2 – Conexão de Nhamundá via Faro em tensão de 13,8 kV com todo o eixo Oriximiná – Terra Santa – Faro em 138 kV. De Faro até Nhamundá a conexão se dará em 13,8 kV, em circuito duplo, com características de linha de transmissão de 138 kV (Figura 1-3). Essa alternativa contempla a alteração do sistema anteriormente previsto para a conexão ao SIN de Terra Santa e Faro, dotando-o de reforços mais expressivos para o atendimento adequado a localidade de Nhamundá, no Amazonas.

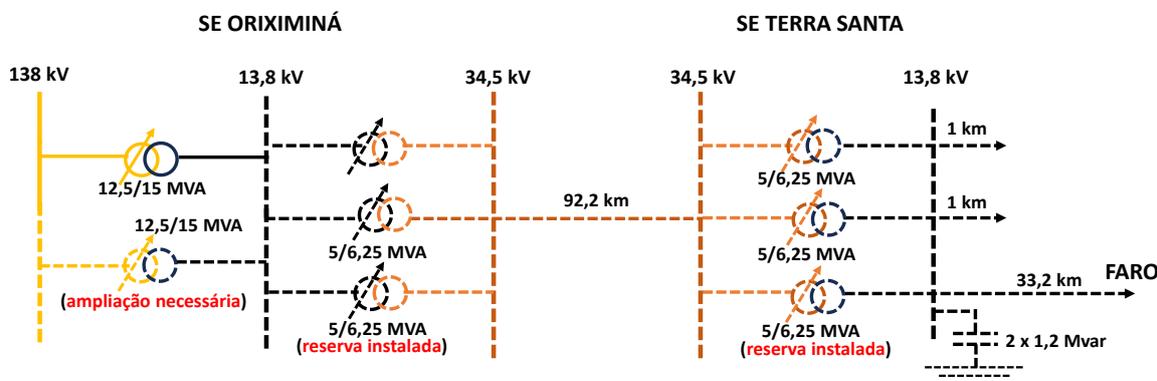


Figura 1-2 – Sistema Original para conexão dos municípios Terra Santa e Faro (Fonte: EQT-PA/AmE)

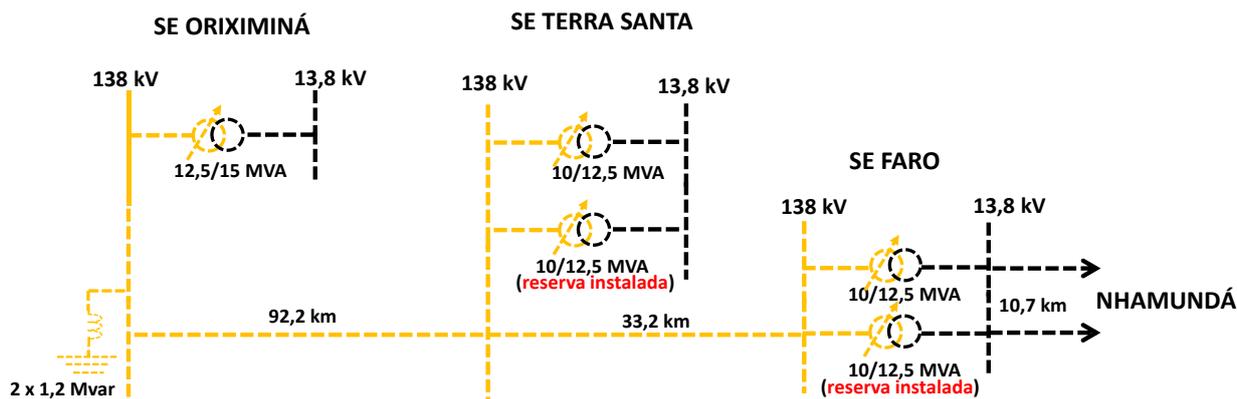


Figura 1-3 – Alternativa 2 - Conexão de Nhamundá via Faro 13,8 kV com todo o eixo Oriximiná – Terra Santa – Faro em 138 kV (Fonte: EQT-PA/AmE)

A Alternativa 1 apresentou desempenho técnico insatisfatório, segundo conclusões da EQT-PA e da AmE, em [7] e [8], além de não comportar eventuais projetos de maior porte na região, sendo, portanto, descartada.

Ainda segundo material apresentado pelas distribuidoras, a Alternativa 2 apresentou desempenho técnico satisfatório, provendo o sistema de capacidade para futuros aumentos de carga, tanto em Nhamundá como em Terra Santa e Faro. As análises econômicas prosseguiram para essa alternativa, cujo trajeto previsto é apresentado na Figura 1-4.



Figura 1-4 – Alternativa 2 – Traçado previsto (Fonte: EQT-PA/AmE)

Neste sentido, visando garantir que a nova solução, que requer maior investimento, permaneça sendo benéfica para a redução estrutural da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), foi realizada uma análise de custo-benefício da interligação das localidades.

Apesar de ter havido aumento do investimento na solução de interligação, ela permitirá a conexão adicional da localidade de Nhamundá, garantindo a diminuição futura dos dispêndios da CCC. Com o objetivo de trazer insumos à tomada de decisão, foram feitas três análises relativas a essa interligação (Figura 1-5):

- Análise 1: Custo-benefício e *pay-back* da solução completa (Terra Santa, Faro e Nhamundá)
- Análise 2: Custo-benefício e *pay-back* das obras que envolvem apenas as localidades paraenses (Terra Santa e Faro)
- Análise 3: Custo-benefício e *pay-back* das obras que envolvem a localidade amazonense de Nhamundá

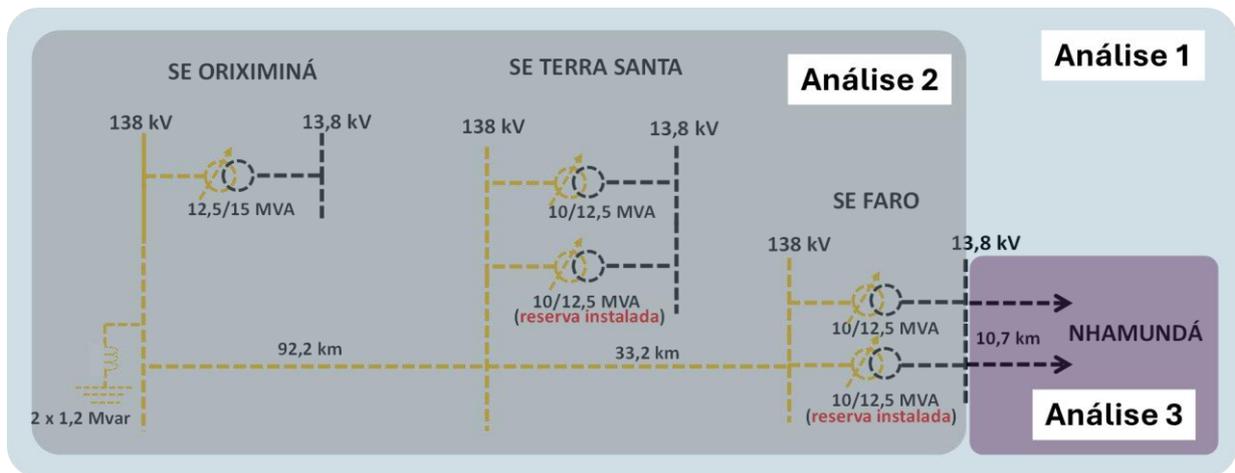


Figura 1-5 – Esquema das análises de custo-benefício e *pay-back* realizadas

## 2. PREMISSAS E CONSIDERAÇÕES UTILIZADAS NA ANÁLISE

---

O estudo foi realizado considerando (i) a utilização dos recursos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) para reembolsar os custos de interligação das localidades isoladas ao SIN e (ii) a antecipação de recursos da CCC aos agentes de distribuição, quando houver determinação pelo Ministério de Minas e Energia quanto a execução das obras. A CCC reembolsa a diferença entre o custo de geração nos Sistemas Isolados e o custo médio da energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR médio) do SIN, e podem ser utilizados para reembolsar os custos de conexão de localidades isoladas, desde que seja comprovado que a interligação promoverá a redução da despesa futura da CCC.

Esta nota técnica não objetiva estabelecer de maneira precisa os valores que serão efetivamente reconhecidos, conforme regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL na aplicação de mecanismos compensatórios vigentes. O seu principal propósito é o de identificar e atestar as localidades cuja interligação ao SIN por meio de obras de distribuição é economicamente benéfica, quando comparada aos custos de suprimento via geração local. As interligações recomendadas poderão ser estudadas com maior profundidade posteriormente pela distribuidora, avaliando com maior precisão, por exemplo, a necessidade de utilizar estruturas especiais para regiões alagadiças, a utilização de soluções específicas como cabos isolados subaquáticos, ou o alteamento de torres.

### 2.1. Custos de Geração

A análise levou em consideração as informações prestadas pela Equatorial Pará e pela Amazonas Energia no Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados - Ciclo 2023, e nos relatórios de interligação apresentados pelas distribuidoras para o presente estudo.

Para Nhamundá, foi levado em consideração o crescimento da demanda de energia necessária para suprir a localidade até 2033, informados pela AmE; após esse ano, a carga foi estimada pela EPE com base no crescimento anual médio da localidade.

Para as localidades do Pará, a Equatorial não apresenta o planejamento do mercado após a interligação, dessa forma, o mercado consumidor dessas localidades foi calculado pela EPE levando em consideração a potência máxima anual demandada para cada localidade - apresentado no relatório de interligação - e o fator de carga verificado para os anos anteriores à interligação.

#### 2.1.1. Atualização parcelas fixa e variável dos Preços dos Leilões

As três localidades analisadas nesse estudo foram objeto do Leilão ANEEL nº 02/2016, Faro e Terra Santa participaram da Primeira Etapa, com data base de março de 2016 e prazo contratual de 60 meses, prorrogável por até igual período; já Nhamundá participou da Segunda Etapa - Grupo B Lote I, data base abril de 2017 e prazo contratual de 180 meses (até dezembro de 2034), sem previsão de prorrogação.

Em comum, essas duas etapas tiveram a formulação do preço de referência, apresentada na equação abaixo.

$$P_{ref} = \frac{RF}{E} + CVU_{O\&M} + i \cdot \{(x \cdot P_m) + (1 - x) \cdot P_{bio}\} + P_{log} + P_{trib} \quad (1)$$

A atualização das parcelas do Preço de Referência foi realizada utilizando as orientações previstas no Edital do Leilão, ou seja, o IPCA é o fator de atualização utilizado para a receita fixa (RF), para o custo de O&M variável e para a parcela logística (Plog); já o valor da parcela tributo (Ptrib) foi atualizado considerando o Preço Médio Ponderado ao Consumidor Final (PMPF) obtido a partir do Convênio ICMS n.º 13, de 31 de março de 2023, com ICMS de 18% para o Amazonas e o Ato COTEPE n.º 16, de 23 de fevereiro de 2023 e ICMS de 17% para o Pará; o custo dos combustíveis, por sua vez, foi atualizado considerando o preço médio do óleo diesel S-500 (Pm) e do biodiesel B-100 (Pbio) praticados na região Norte, para dezembro/2023, publicado pela ANP.

Devido ao menor prazo contratual, Faro e Terra Santa também foram objeto do Leilão ANEEL n.º 3/2021, data base setembro de 2020, com a formulação do preço de referência abaixo.

$$P_{ref} = \frac{RF}{8760 \times Ener_{med}} + \frac{\sum_{i=1}^m [f_{c,i} \times \sum_{j=1}^n (P_{dmax,j,i}) \times (C_{comb,j,i} + O\&M_{var,j,i})]}{Ener_{med}} \quad (2)$$

Como o empreendimento vencedor do Lote foi a Brasil Biofuels, cuja solução de suprimento considerava geração com biodiesel B-100, conforme edital do leilão, o custo do combustível, parcela  $C_{comb}$ , foi informada diretamente pelo empreendedor, ou seja, a atualização do preço de referência levou em consideração o IPCA do período para a receita fixa e o O&M, e o valor médio do biodiesel B-100 para a região norte no mês de dezembro de 2023.

Uma importante questão se apresenta para as localidades do Pará, a possibilidade da Brasil Biofuels (BBF) não conseguir honrar os compromissos assumidos no leilão, ou seja, não instalar a solução de suprimento vencedora do certame. Com isso, a análise apresentada levou em consideração dois cenários, o primeiro desconsiderando a entrada em operação da BBF, mantendo para Faro e Terra Santa as usinas contratadas no leilão de 2016; o segundo cenário assumiu a substituição das usinas atualmente em operação, pelas usinas da BBF.

#### 2.1.1.1. Comparação dos Custos de Geração com o Investimento em Interligação

A interligação das localidades isoladas ao SIN evita os custos variáveis de geração, obtidos a partir da multiplicação da parcela variável do preço de referência pela expectativa de energia demandada pela localidade. Para as três localidades, o cálculo do custo evitado da geração foi realizado a partir de janeiro de 2028, muito embora o cronograma compartilhado pela distribuidora aponte a interligação no último trimestre de 2027 [8]. Salienta-se que esses meses de diferença entre as duas abordagens não interfere nas conclusões apresentadas nesse relatório.

Para Nhamundá, o contrato de suprimento foi considerado com vigência até 31 de dezembro de 2034. Como a receita fixa contratada em leilão deve ser honrada até o final do contrato, é premissa deste estudo que esse valor não seja considerado como custo evitado com a interligação. Contudo, quando a análise for além desse prazo contratual, será considerada a contratação de novo PIE nos mesmos termos do contrato anterior, ou seja, nessa nova situação o custo fixo passa a ser considerado como um custo a ser evitado com a interligação.

Para a estimativa do desembolso efetivo da CCC foi considerada a diferença entre o custo da energia nos Sistemas Isolados e a valoração dessa energia pelo ACRmédio, cujo valor futuro foi projetado ano a ano com base nos valores históricos publicados pela ANEEL – período de 2009 a 2023. Por fim, cumpre notar que foi adotada taxa de desconto de 8% ao ano para cálculo do Valor Presente Líquido - VPL.

Importante salientar que nenhum índice foi utilizado para a projeção do custo do combustível, tal medida contribui para reduzir o custo da geração e, conseqüentemente, a atratividade da interligação, deixando o estudo mais conservador.

Outro aspecto que se faz necessário ressaltar é que não foi considerado qualquer benefício econômico ou receita adicional advinda da obtenção de créditos de carbono pela implantação do empreendimento em relação às emissões de linha de base (geração térmica local), o que reforça a abordagem conservadora do estudo.

## 2.2. Custos de Interligação

Os custos de interligação utilizados como referência nesta análise foram os disponibilizados pela Aneel, os quais são atualizados pela EPE anualmente [6] e disponibilizados em seu sítio eletrônico. Essa é a principal referência de custos de obras utilizada pelo setor e pela EPE em seus estudos de expansão da transmissão.

Muito embora essa fonte de referência já contemple custos distintos de acordo com a área geográfica em análise, refletindo de alguma forma as particularidades de cada região, a EQT-PA/AmE argumentam [8],[9] que a implantação de linhas de distribuição em alta tensão nas regiões mais isoladas da Amazônia apresenta particularidades e grandes dificuldades, como:

- região com vários trechos em sua maioria mata fechada, com árvores de altura acima de 40 metros, sendo algumas delas áreas de vegetação permanente que devem ser preservadas;
- topografia da região bastante acidentada e com altos índices pluviométricos entre os meses de dezembro e julho e, por ser área de várzea, o terreno oscila entre encharcado e alagado;
- a necessidade de utilização de linhas de transmissão em 138 kV com estruturas especiais, distintas das estruturas atualmente praticadas pela AmE; e

- a necessidade de adoção de logística diferenciada para realização de manutenções, principalmente emergenciais.

Segundo a distribuidora, essas questões não são refletidas na base de custos oficial da EPE/Aneel [3]. Nesse sentido, a EPE, reconhecendo como plausíveis os argumentos trazidos pela EQT-PA/AmE, apresentará em suas avaliações econômicas uma análise de sensibilidade considerando também o custo apresentado pelas distribuidoras, que reflete todas as particularidades existentes nas regiões em análise. A título de ilustração, a Tabela 2-1 apresenta as diferenças entre os custos de referência da EPE/Aneel e os custos apresentados pela distribuidora EQT-PA para alguns itens de obra selecionados.

**Tabela 2-1 Custos de km linhas de distribuição - Base de Preço EPE/ANEEL x Base EQT-PA**

ITEM		Custo EPE/Aneel (R\$ x 1000)	Custo EQT-PA (R\$ x 1000)
<b>LT 138 kV - circuito simples 1 x 394,5 MCM</b>	Oriximiná-Terra Santa	541,12/km	1.357,64/km
	Terra Santa – Faro	541,12/km	1.494,02/km
	Travessia do rio Trombetas (6 km)	64.934,76	93.287,70

A análise de sensibilidade acima referida tem o intuito de trazer segurança para a tomada de decisão do Poder Concedente, ou seja, se a interligação for economicamente benéfica mesmo considerando os custos maiores apresentados pela distribuidora, minimiza-se o arrependimento da tomada de decisão.

Além das questões acima mencionadas, a avaliação dos dados referentes à proposta de interligação da localidade de Nhamundá, no Amazonas, e alteração do sistema de distribuição para conexão de Terra Santa e Faro, no Pará, foi realizada com base nas seguintes premissas adicionais, destacadas a seguir:

- As estimativas de custo consideraram a expansão dos sistemas de distribuição em 138 kV e 13,8 kV;
- O traçado considerado para os circuitos seguiu as estimativas realizadas pela EQT-PA/AmE;
- A avaliação concentrou-se na validação dos valores de investimento das interligações, não tendo sido realizada pela EPE qualquer avaliação ou validação do desempenho elétrico apresentado pelas distribuidoras, que é de inteira responsabilidade de ambas;

- Ainda no tocante aos custos dos sistemas elétricos de interligação, cabe ressaltar que, sob a ótica de análise financeira, foi adotada abordagem conservadora, com desembolso em parcela única, a fim de obter um valor de custo mais conservador, entretanto, a antecipação de recursos ocorre de forma faseada conforme o cumprimento de etapas da implantação dos empreendimentos, quando determinados por ato do Ministro de Estado de Minas e Energia;

### 3. ALTERNATIVAS ANALISADAS

Foram analisadas duas alternativas para a conexão de Nhamundá como apresentado na Nota Técnica “Interligação ao SIN de Nhamundá (AM) pelo Eixo Terra Santa – Faro (PA)”, de 20/12/2023, produzida em conjunto pela Equatorial-PA e Amazonas Energia [7].

- Alternativa 1 – conexão via Terra Santa em 34,5 kV, utilizando o sistema originalmente concebido para a interligação ao SIN dos municípios Terra Santa e Faro, no Pará, sem considerar reforços expressivos nessa rede de distribuição (Figura 3-1).
- Alternativa 2 - propõe mudança do escopo original para a interligação ao SIN de Terra Santa e Faro, dotando-a de reforços mais expressivos: LD 138 kV Oriximiná – Terra Santa – Faro, SE Terra Santa 138/13,8 kV, SE Faro 138/13,8 kV e LD 13,8 kV Faro e como a SE Terra Santa de 34,5 kV para 138 kV, e a implantação da SE Faro 138/13,8 kV. De Faro até Nhamundá é prevista a conexão em 13,8 kV, circuito duplo, com características de linha de transmissão de 138 kV (Figura 3-2). Vale ressaltar que a consideração de estruturas padrão 138 kV para esse trecho deve-se ao fato de o trajeto adotado atravessar áreas de mata fechada com vegetação densa e caracterizadas como de difícil acesso [7].

A Alternativa 1, embora sendo a de menor esforço por aproveitar o sistema já concebido e em execução, apresentou desempenho técnico insatisfatório (Figura 3-1), além de não comportar eventuais projetos de maior porte na região, sendo, portanto, descartada.

A Alternativa 2 atendeu os requisitos técnicos de desempenho (Figura 3-2), se constituindo em uma solução robusta para o atendimento das localidades em questão, comportando futuros aumentos de carga, tanto em Nhamundá como em Terra Santa e Faro, sendo, portanto, a alternativa recomendada pela EQT-PA/AmE.

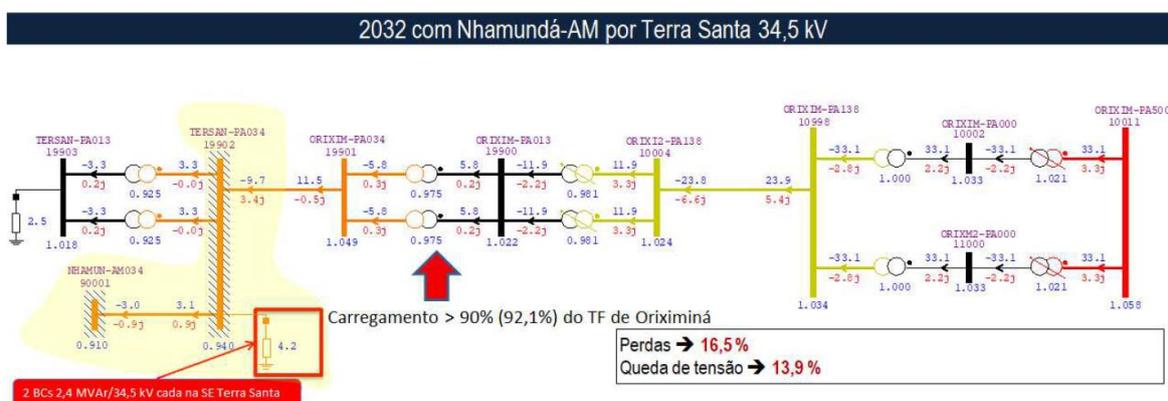


Figura 3-1 – Alternativa 1 – Simulação de fluxo de potência Ano 2032 por Terra Santa 34,5 kV (Fonte: EQT-PA/AmE)

2032 com Nhamundá-AM por Faro 13,8 kV e Todo Eixo em 138 kV

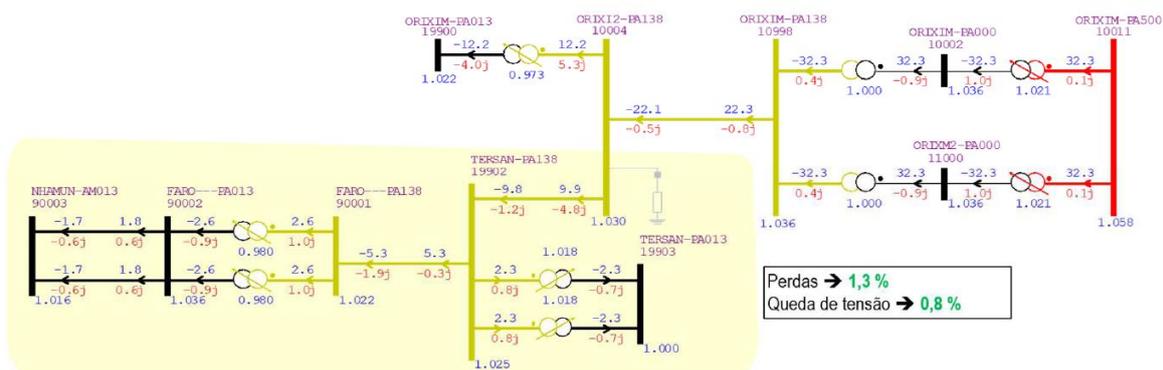


Figura 3-2 – Alternativa 2 – Simulação de fluxo de potência - Ano 2032 - por Faro 13,8 kV (Fonte: EQT-PA/AmE)

A composição da Alternativa 2 é mostrada na Tabela 3-1 abaixo.

Tabela 3-1 – Alternativa 2 - Instalações de Distribuição (Equatorial-PA e Amazonas Energia)

Localidade	Descrição
Terra Santa (EQT-PA)	LD 138 kV Oriximiná – Terra Santa 1 x 477 MCM CAL – CANTON – 93,9 km
	Travessia do Rio Trombetas em 138 kV – 6 km
	SE Terra Santa 138/13,8 kV – 2 x 10/12,5 MVA
	SE Oriximiná – 01 Banco de reatores 7 Mvar
Faro (EQT-PA)	LD 138 kV Terra Santa – Faro – 1 x 477 MCM CAL – CANTON – 34,7 km
	SE Faro 138/13,8 kV – 2 x 10/12,5 MVA
Nhamundá (AmE)	LD 13,8kV Faro (com características de 138 kV), circuito duplo – 1 x 336 MCM – 10,7 km + Rede de distribuição 13,8 kV , cabo 2/0 AWG, 8 km
	SE Nhamundá – equipamentos de regulação de tensão

## 4. ESTIMATIVA DE CUSTO DAS INTERLIGAÇÕES

São apresentadas a seguir as estimativas de custo das interligações ao SIN das localidades Terra Santa e Faro, no Pará, e Nhamundá, no Amazonas, para a alternativa recomendada.

Os custos estimados pela EQT-PA e AmE para as respectivos instalações estão apresentados nas Tabela 4-1 e Tabela 4-2.

Os custos estimados pela EPE estão apresentados na Tabela 4-3. Observa-se que na indisponibilidade de custos para rede de distribuição em 13,8 kV - cabo 2/0 e equipamentos de regulação de tensão na base de Preços da Aneel [3] foram considerados os valores praticados pela Amazonas Energia.

**Tabela 4-1 - Estimativa de custos da Alternativa 2 referentes às obras no estado do Pará (custos EQT-PA)**

Descrição das Obras Propostas na Alternativa Recomendada		Qtd		Investimentos R\$ x mil	
				Unitário	Total
LD ORIXIMINÁ – TERRA SANTA	LD 138 kV, cabos 394,5 MCM CAL – CANTON	93,9	km	1.357,64	127.481,78
	Travessia do Rio Trombetas em 138 kV (*) Detalhamento do orçamento em anexo	1	vb	93.287,70	93.287,70
LD TERRA SANTA – FARO	LD 138 kV, cabos 394,5 MCM CAL – CANTON	34,7	km	1.494,02	51.842,40
<b>Subtotal LD</b>					<b>272.611,88</b>
SE ORIXIMINÁ	Banco de Reatores 7 MVA/138 kV	1	Un.	1.933,80	1.933,80
	Conexão de Banco de Reatores 138 kV c/ Disjunção	1	Un.	1.153,60	1.153,60
	EL de 138 kV p/ Saída da LD Oriximiná – Terra Santa	1	Un.	1.363,82	1.363,83
SE TERRA SANTA	Terreno	2.500	m <sup>2</sup>	0,06	152,00
	EL de 138 kV p/ Chegada da LD Oriximiná - Terra Santa	1	Un.	1.363,83	1.363,83
	Módulo de Infraestrutura Geral (MIG) 138/13,8 kV Peq.	1	Un.	4.500,86	4.500,86
	TF 138/13,8 kV – 10/12,5 MVA	2	Un.	3.985,23	7.970,46
	CT de 138 kV	2	Un.	1.522,44	3.044,88
	CT de 13,8 kV	2	Un.	739,24	1.478,49
	EL de 13,8 kV p/ Saída de Alimentador de Distribuição da EQTL-PA	2	Un.	674,36	1.348,79
	EL de 138 kV p/ Saída da LD Terra Santa - Faro	1	Un.	1.363,83	1.363,83
SE FARO	Terreno	2.500	m <sup>2</sup>	0,08	200,00
	EL de 138 kV p/ Chegada da LD Terra Santa - Faro	1	Un.	1.363,83	1.363,83
	Módulo de Infraestrutura Geral (MIG) 138/13,8 kV Peq.	1	Un.	4.500,86	4.500,86
	TF 138/13,8 kV – 10/12,5 MVA	2	Un.	3.985,23	7.970,46
	CT de 138 kV	2	Un.	1.522,44	3.044,88
	CT de 13,8 kV	2	Un.	739,24	1.478,49
	IB 13,8 kV S/ DJ	1	Un.	130,873	130,87
	EL de 13,8 kV p/ Saída de Alimentador de Distribuição da EQTL-PA	1	Un.	674,36	674,36
<b>Subtotal SE</b>					<b>45.038,12</b>
<b>Custo Total das Obras Propostas na Alternativa Recomendada</b>					<b>317.650,00</b>

Tabela 4-2 – Estimativa de custos da Alternativa 2 referentes às obras no estado do Amazonas (custos AmE)

Localidade	Descrição	Valor - R\$
Nhamundá	Rede de distribuição 13,8 kV Faro / Nhamundá com característica de Linha de Transmissão 138 kV, cabo condutor 336 MCM (1 cabo por fase) - 10,7 km - Circuito duplo;	31.580.550,78
	02 Cubículos 13,8 kV mais SMF na subestação de Faro 138/13,8 kV	1.307.792,14
	Implantação de rede de distribuição trifásica 13,8 kV, com extensão de 8 km, em cabo 2/0 AWG	328.678,00
	04 Reguladores de tensão monofásicos de 250KVA e 02 bancos reguladores de tensão monofásicos (trifásicos) de 250 KVA	590.000,00
	03 Bancos de Capacitores de 13,8 kV fixos de 300 KVAR	28.632,00
	<b>Subtotal</b>	<b>33.835.652,92</b>

Tabela 4-3 - Estimativa de custos da Alternativa 2 - EPE

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>297.609,07</b>	<b>202.547,73</b>	<b>26.435,85</b>	<b>103.392,35</b>
<b>LT 138 kV ORIXIMINÁ - TERRA SANTA, C1 (Nova)</b>						<b>131.363,35</b>	<b>89.403,69</b>	<b>11.668,67</b>	<b>45.636,93</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 397,5 MCM (IBIS), 93,9 km		2028	93,9	1,0	541,12	50.811,17	34.581,23	4.513,43	17.652,31
Travessia Rio Trombetas Circuito Simples 138 kV, 1 x 397,5 MCM (IBIS)		2028	6,0	20,0	541,12	64.934,76	44.193,51	5.767,99	22.558,98
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	ORIXIMINÁ	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	TERRA SANTA	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	ORIXIMINÁ	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
MIM - 138 kV	TERRA SANTA	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
<b>LT 138 kV TERRA SANTA - FARO, C1 (Nova)</b>						<b>34.394,28</b>	<b>23.408,17</b>	<b>3.055,16</b>	<b>11.948,92</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 397,5 MCM (IBIS), 34,7 km		2028	34,7	1,0	541,12	18.776,86	12.779,22	1.667,90	6.523,27
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	TERRA SANTA	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	TERRA SANTA	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	FARO	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	FARO	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
<b>SE 138 kV ORIXIMINÁ (Ampliação/Adequação)</b>						<b>13.943,37</b>	<b>9.489,62</b>	<b>1.238,55</b>	<b>4.844,07</b>
1° Reator de Barra 138 kV, 1 x 7 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	3783,12	3.783,12	2.574,73	336,04	1.314,29
CRB (Conexão de Reator de Barra) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	6515,62	6.515,62	4.434,42	578,77	2.263,59
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
MIG-A		2028	1,0	1,0	2978,13	2.978,13	2.026,87	264,54	1.034,63
<b>SE 138 kV TERRA SANTA (Nova)</b>						<b>50.219,96</b>	<b>34.178,86</b>	<b>4.460,91</b>	<b>17.446,91</b>
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	13076,57	13.076,57	8.899,69	1.161,56	4.542,93
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	5592,66	5.592,66	3.806,27	496,78	1.942,95
1° e 2° TF 138/13,8 kV, 2 x 12,5 MVA 3Φ		2028	2,0	1,0	4852,25	9.704,50	6.604,72	862,03	3.371,44
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	2,0	1,0	6852,97	13.705,94	9.328,03	1.217,46	4.761,58
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	1999,49	1.999,49	1.360,82	177,61	694,64
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS		2028	2,0	1,0	2770,36	5.540,72	3.770,92	492,17	1.924,90
MIM - 13,8 kV		2028	1,0	1,0	600,08	600,08	408,40	53,30	208,47
<b>SE 138 kV FARO (Nova)</b>						<b>43.922,57</b>	<b>29.892,96</b>	<b>3.901,53</b>	<b>15.259,14</b>
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	13038,34	13.038,34	8.873,68	1.158,16	4.529,65
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	5592,66	5.592,66	3.806,27	496,78	1.942,95
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BS		2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
1° e 2° TF 138/13,8 kV, 2 x 12,5 MVA 3Φ		2028	2,0	1,0	4852,25	9.704,50	6.604,72	862,03	3.371,44
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	2,0	1,0	6852,97	13.705,94	9.328,03	1.217,46	4.761,58
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	1332,99	1.332,99	907,21	118,41	463,09
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS		2028	2,0	1,0	2770,36	5.540,72	3.770,92	492,17	1.924,90
MIM - 13,8 kV		2028	1,0	1,0	600,08	600,08	408,40	53,30	208,47
<b>LT 13,8 kV FARO - NHAMUNDÁ, C1 (Nova)</b>						<b>21.817,07</b>	<b>14.848,33</b>	<b>1.937,95</b>	<b>7.579,47</b>
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 10,7 km		2028	10,7	1,0	809,64	8.663,15	5.895,99	769,53	3.009,66
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BS	FARO	2028	2,0	1,0	2898,52	5.797,04	3.945,37	514,94	2.013,95
MIM - 13,8 kV	FARO	2028	1,0	1,0	600,08	600,08	408,40	53,30	208,47
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BS	NHAMUNDÁ	2028	2,0	1,0	2898,52	5.797,04	3.945,37	514,94	2.013,95
MIM - 13,8 kV	NHAMUNDÁ	2028	1,0	1,0	600,08	600,08	408,40	53,30	208,47
Rede de Distribuição 13,8kV, 8 km		2028	8,0	0,1	449,60	359,68	244,79	31,95	124,96
<b>SE 13,8 kV NHAMUNDA 13,8 (Ampliação/Adequação)</b>						<b>1.948,47</b>	<b>1.326,10</b>	<b>173,08</b>	<b>676,92</b>
1°, 2° e 3° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 3 x 0,3 Mvar 3Φ		2028	3,0	0,7	999,22	1.948,47	1.326,10	173,08	676,92

Verifica-se na Tabela 4-4 que, considerando a base de preços das distribuidoras (EQT-PA e AmE), a estimativa de custos para a conexão de localidade de Nhamundá, totaliza cerca de R\$ 351,4 milhões, dos quais R\$ 317,65 milhões correspondem às obras no estado do Pará e R\$ 33,84 milhões no estado do Amazonas. Já os custos estimados pela EPE totalizam R\$ 297,61 milhões, dos quais R\$ 273,84 referem-se às obras no estado do Pará e R\$ 23,77 milhões no estado do Amazonas.

Tabela 4-4 – Alternativa 2 – custos estimados pela EPE/ANEEL e EQT-PA/Am

Localidade	Descrição	Custos EPE/ANEEL R\$ x 1.000	Custos EQT-PA e AmE R\$ x 1.000
Terra Santa	LD 138 kV Oriximiná – Terra Santa 1 x 394,5 MCM CAL – CANTON – 93,9 km	66.428,59 (*)	127.481,78 (**)
	Travessia do Rio Trombetas em 138 kV – 6 km	64.934,76	93.287,70
	SE Terra Santa 138/13,8 kV – 2 x 10/12,5 MVA	50.219,96 (**)	21.222,65 (*)
	SE Oriximiná – 01 Banco de reatores 7 Mvar	13.943,37 (**)	4.451,23(*)
Faro	LD 138 kV Terra Santa – Faro – 1 x 394,5 MCM CAL – CANTON – 34,7 km	34.394,28 (*)	51.842,40 (**)
	SE Faro 138/13,8 kV – 2 x 10/12,5 MVA	43.922,57 (**)	19.363,75 (*)
<b>Estimativa de custos no estado do Pará</b>		<b>273.843,53</b>	<b>317.650,00</b>
Nhamundá	LD 13,8kV Faro (com características de 138 kV), circuito duplo – 1 x 336 MCM – 10,7 km + Rede de distribuição 13,8 kV , cabo 2/0 AWG, 8 km	21.817,07 (**)	31.580,55 (*)
	SE Nhamundá- equipamentos de regulação de tensão	1.948,47 (*)	2.255,10 (**)
<b>Estimativa de custos no estado do Amazonas</b>		<b>23.765,54</b>	<b>33.835,65</b>
<b>Estimativa de custos totais</b>		<b>297.609,07</b>	<b>351.485,65</b>

(\*) – Inclui custos das ELs

(\*\*) – Não inclui custos das ELs

## 5. COMPARAÇÃO DOS CUSTOS DE INTERLIGAÇÃO COM OS DE GERAÇÃO

Com o objetivo de comparar os custos de geração local com o valor da interligação de Nhamundá, Faro e Terra Santa ao SIN, foram estimados os custos fixo e variável da geração de energia para atendimento à carga, conforme explicado no item 2.1.

É importante notar que Nhamundá apresenta contrato de geração até 2034 e que fará jus ao recebimento de receita fixa mesmo após a sua interligação. Durante esse período, a usina térmica pode permanecer instalada na localidade para atuar como reserva fria e trazer maior confiabilidade para o suprimento de energia elétrica, em especial para o período logo após o início de operação da interligação, no qual os ativos usualmente apresentam taxas de falha mais elevadas.

Faro e Terra Santa, por sua vez, possuem contrato de geração restritos até a interligação, para essas localidades, desde o princípio, a conexão evita tanto os custos variáveis, quanto os custos fixos de geração.

Os resultados das análises são apresentados abaixo, cabendo ainda destacar que a interligação apresenta como vantagem adicional a possibilidade de evitar a realização de nova contratação de potência e energia via leilão.

### 5.1. Análise 1: Terra Santa, Faro e Nhamundá

A Análise 1 contempla a interligação das três localidades. As análises que envolvem as localidades do Pará foram elaboradas considerando duas possibilidades:

- Cenário 1 – desconsiderando a entrada em operação da UTE da BBF contratada no Leilão de 2021;
- Cenário 2 – considerando a entrada em operação da usina da BBF.

Como pode ser observado na Tabela 5-1 a interligação tem potencial para reduzir os desembolsos da CCC entre 2034 e 2037.

**Tabela 5-1 - Comparação do custo de interligação com os custos de geração para o Grupo -01 – Alternativa N**

Localidade	Cenário	VPL do Custo de Interligação EPE/ANEEL (R\$)	VPL do Custo de Interligação Distribuidoras (R\$)	VPL do Custo evitado Geração Variável 2028 - 2042 (R\$)	Payback
Terra Santa, Faro e Nhamundá	(I) Sem a entrada da BBF	297.609.070	351.485.653	548.717.683	Entre 2034 e 2036
	(II) Com a entrada da BBF			496.288.007	Entre 2035 e 2037

Data base: dezembro/2023

## 5.2. Análise 2: Terra Santa e Faro

Diferente da solução anterior, a Análise 2 busca avaliar o benefício econômico apenas da interligação das localidades do Pará. Como pode ser visto ao comparar a Tabela 5-1 e a Tabela 5-2, desconsiderar Nhamundá da análise reduz a atratividade da interligação, elevando entre 3 e 5 anos o tempo de *pay-back*.

**Tabela 5-2 - Comparação do custo de interligação com os custos de geração para o Grupo -01 – Alternativa N**

Localidade	Cenário	VPL do Custo de Interligação EPE/ANEEL (R\$)	VPL do Custo de Interligação Distribuidora (R\$)	VPL do Custo evitado Geração Variável 2028 - 2042 (R\$)	Payback
Terra Santa, Faro	(I) Sem a entrada da BBF	273.843.530	317.650.000	382.884.711	Entre 2037 e 2039
	(II) Com a entrada da BBF			330.455.036	Entre 2039 e 2042

Data base: dezembro/2023

## 5.3. Análise 3: Nhamundá

Por fim, a Análise 3 apresenta os benefícios de se considerar a interligação apenas de Nhamundá. Dentre as Análises realizadas, essa interligação é a que apresenta o menor *pay-back*.

**Tabela 5-3 - Comparação do custo de interligação com os custos de geração para o Grupo -01 – Alternativa N**

Localidade	VPL do Custo de Interligação EPE/ANEEL (R\$)	VPL do Custo de Interligação Distribuidora (R\$)	VPL do Custo evitado Geração Variável 2028 - 2042 (R\$)	Pay-back
Nhamundá	23.765.540	33.835.653	165.832.971	Entre 2029 e 2030

Data base: dezembro/2023

## 6. ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

---

### 6.1. Definição dos Traçados de Referência

#### 6.1.1. Premissas Adotadas

A análise socioambiental aqui apresentada refere-se à linha de distribuição Faro – Nhamundá, tendo em vista que a interligação da localidade de Faro, a partir de Oriximiná, já está em fase licenciamento pela Equatorial-PA.

O traçado referencial da linha de distribuição Faro – Nhamundá C1 e C2 (CD), em 13,8 kV, foi proposto pela Amazonas Energia. Cabe destacar que, embora a linha esteja planejada para operar em 13,8 kV, a estrutura a ser implantada estará preparada para operação em nível de tensão 138 kV. Ademais, cabe enfatizar que a linha de distribuição em circuito duplo possui extensão de aproximadamente 10,76 km.

A partir dos traçados propostos, foi feita uma caracterização socioambiental que poderá ser um passo inicial para avaliação mais detalhada, em estudos posteriores, sobre os aspectos que poderão influenciar diretamente o processo de implantação das linhas e que, certamente, demandarão estratégias de mitigação e compensação para proteger os ecossistemas locais. Neste sentido, foram consideradas informações de algumas bases de dados, tais como:

- Cavidades Naturais Subterrâneas [10]
- Mapeamento do uso do solo do território brasileiro [11]
- Processos Minerários [12]
- Projetos de Assentamento [13]
- Sítios arqueológicos georreferenciados [14]
- Terras Indígenas [15]
- Territórios Quilombolas [16]
- Unidades de Conservação [17]

#### 6.1.2. Análise Socioambiental Preliminar

Os traçados propostos localizam-se na divisa entre os estados do Amazonas e Pará, nos municípios de Nhamundá e Faro, respectivamente. De forma geral, a região é associada a planícies fluviais ao longo do rio Nhamundá e de alguns igarapés e está ocupada, majoritariamente, por vegetação nativa do bioma amazônico com alguns pontos de pastagens. Nas extremidades dos traçados,

localizam-se as áreas urbanas dos municípios mencionados. Ressalta-se que a área urbana de Nhamundá se situa em uma ilha e, portanto, será necessária uma travessia de aproximadamente 600 metros a partir da margem esquerda rio Nhamundá.

Os traçados interceptam apenas um processo minerário registrado na ANM, localizado próximo à área urbana do município de Faro. Este processo se encontra em fase de Requerimento de Pesquisa para, eventualmente, explorar sais de potássio para uso industrial.

Conforme as bases de dados consultadas, não foram localizados registros de territórios quilombolas, terras indígenas, ou cavidades naturais que interfiram diretamente nos traçados e tampouco nas proximidades. No entanto, embora não haja interferência direta, é importante destacar que, a poucos quilômetros dos traçados propostos, localizam-se o Parque Estadual Nhamundá, a Área de Proteção Ambiental Nhamundá e o Projeto de Assentamento Itaquera I. (ANEXO 1)

De acordo com a Lei Complementar nº 140/2011 (art 7º, XIX), como este empreendimento transpassa uma divisa interestadual, o licenciamento deverá ser conduzido no âmbito da União, ou seja, pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama).

Destaca-se que esta análise tem como principais objetivos fornecer insumos básicos para: i) a caracterização socioambiental mais detalhada em estudos posteriores; ii) a estimativa inicial do custo de implantação dos empreendimentos. Essas indicações foram desenvolvidas em ambiente de escritório, sem campanha de campo.

## **6.2. Benefícios Socioambientais da Interligação**

Do ponto de vista socioambiental, a interligação ao SIN das localidades isoladas no estado do Amazonas e Pará com a desativação das usinas termelétricas a diesel existentes promove principalmente benefícios à saúde pública local, redução da poluição sonora e mitigação das mudanças climáticas contribuindo com os compromissos assumidos pelo Brasil no âmbito da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (UNFCCC).

A interligação com o SIN e a desativação das usinas irá eliminar a emissão dos poluentes atmosféricos e a possibilidade de seus efeitos adversos. A combustão de diesel gera emissões de poluentes locais como óxidos de nitrogênio (NOx), hidrocarbonetos (HC), monóxido de carbono (CO), material particulado (MP) e óxidos de enxofre (SOx), a depender do teor de enxofre no combustível utilizado [18]. A concentração desses poluentes na atmosfera deteriora a qualidade do ar local e pode ocasionar danos à saúde pública, como aumento de doenças respiratórias, e ao meio ambiente, como ocorrência chuva ácida, por exemplo.

Além disso, são evitados episódios de contaminação do solo e da água durante o transporte, armazenamento e uso de combustíveis, além da geração de resíduos oleosos decorrentes da

manutenção dos geradores. Elimina-se ainda a poluição sonora oriunda da operação dos motores que pode ocasionar perturbações à população e a fauna local.

Por fim, a interligação irá contribuir com a mitigação das mudanças climáticas. A energia elétrica fornecida pelo SIN apresenta menor intensidade de emissões de gases de efeito estufa (GEE) do que a geração exclusiva à diesel e podem reduzir as emissões em cerca de 90%. Esse cenário pode auxiliar o país no cumprimento dos compromissos assumidos com a UNFCCC na Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) e está alinhado com as diversas medidas governamentais que visam garantir o baixo nível de emissões de GEE na matriz energética brasileira.

A Tabela 6-1 apresenta uma estimativa quantidade de emissões de GEE evitadas com a interligação:

**Tabela 6-1 – Estimativa de emissões de GEE da carga requerida no período de 2028 a 2042**

<b>Localidade</b>	<b>Emissões da carga requerida por UTE a diesel (mil tCO<sub>2</sub>eq)</b>	<b>Emissões da carga requerida pelo SIN (mil tCO<sub>2</sub>eq)</b>	<b>Emissões evitadas (mil tCO<sub>2</sub>eq)</b>
Terra Santa	367	41	326
Faro	128	14	114
Nhamundá	222	25	197
<b>TOTAL</b>	<b>717</b>	<b>80</b>	<b>637</b>

Ressalta-se que o resultado acima trata-se de uma estimativa que considerou as seguintes premissas:

- Fator de emissão para a geração de energia elétrica a óleo diesel conforme [19];
- Valor médio dos últimos 10 anos (2013 a 2022) dos fatores anuais do SIN disponíveis divulgados pelo [20];
- Estimativa de carga das usinas térmicas a óleo diesel no horizonte de estudo.

## 7. CONCLUSÕES

Nessa Nota Técnica, a EPE apresenta o resultado das avaliações de custo-benefício da interligação da localidade de Nhamundá (AM) ao SIN. Essa conexão, recomendada pelo estudo conjunto da Equatorial-PA e da Amazonas Energia contempla o reforço no sistema de distribuição anteriormente planejado para a interligação dos municípios de Terra Santa e Faro, no Pará, à subestação de Oriximiná. A Tabela 7-1 resume as conclusões do presente estudo.

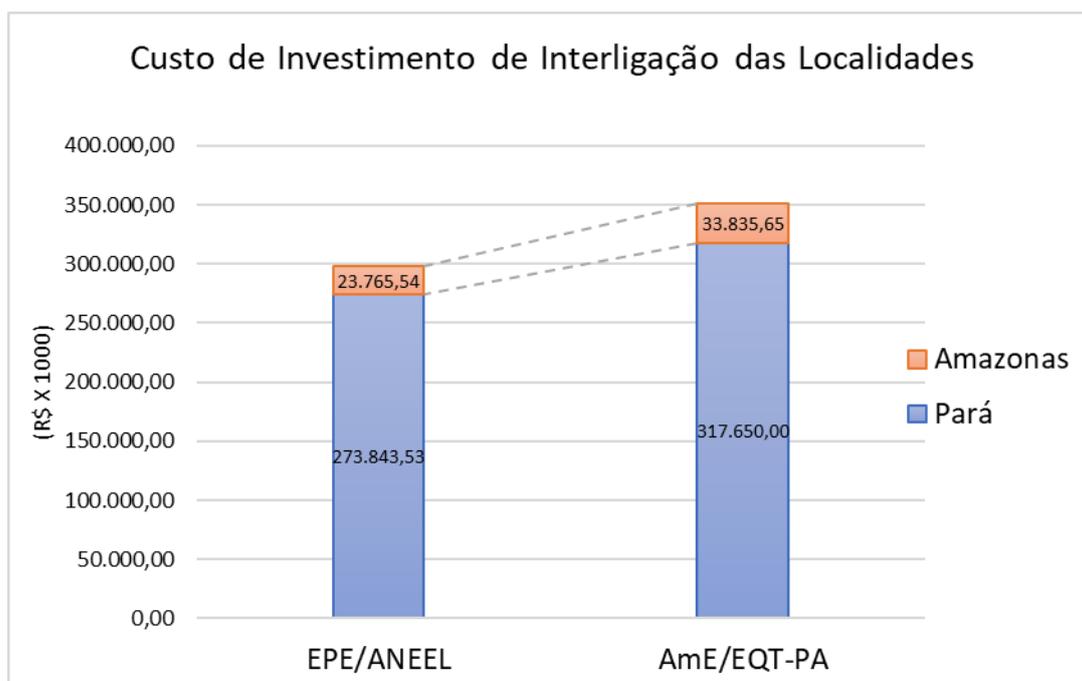
Tabela 7-1 - Resumo dos resultados das localidades analisadas nesta Nota Técnica

Análise	Localidade(s)	Ano previsto de interligação ao SIN	Base de referência de custos utilizada	Custo de investimento da Interligação (R\$ x 1000)	Pay-back previsto (anos)		Emissões evitadas (mil tCO <sub>2</sub> eq) 2028 - 2042	Conclusão
					Sem BBF	Com BBF		
Análise 1	Terra Santa - PA Faro - PA Nhamundá - AM	2028	EPE/ANEEL	297.609,07	6	7	637	A interligação da(s) localidade(s) <i>tende a reduzir a CCC</i> em todos os cenários de base de referência de custos utilizada
			AmE/EQT-PA	351.485,65	8	9		
Análise 2	Terra Santa - PA Faro - PA	2028	EPE/ANEEL	273.843,53	9	11	440	A interligação da(s) localidade(s) <i>tende a reduzir a CCC</i> em todos os cenários de base de referência de custos utilizada
			AmE/EQT-PA	317.650,00	11	14		
Análise 3	Nhamundá - AM	2028	EPE/ANEEL	23.765,54	1		197	A interligação da(s) localidade(s) <i>tende a reduzir a CCC</i> em todos os cenários de base de referência de custos utilizada
			AmE/EQT-PA	33.835,65	2			

Considerando os custos estimados para a conexão de Nhamundá (AM), incluindo o sistema de distribuição no Pará Oriximiná – Terra Santa – Faro, Análise 1, verifica-se que a interligação tem capacidade de reduzir os desembolsos da CCC entre 2034 e 2037, *pay-back* variando de 6 a 9 anos.

A comparação dos resultados da Análise 2 com a Análise 1 indica que a interligação de Nhamundá aumenta a atratividade da interligação de Faro e Terra Santa, ampliando os benefícios da interligação das localidades do Pará. Além disso, a Análise 2 sugere que, mesmo que não haja a interligação de Nhamundá ou que a sua interligação se atrase, a interligação apenas das localidades de Terra Santa e Faro permanece sendo atrativa, mesmo com o aumento de investimentos em relação à solução originalmente prevista pela EQT-PA. Nessa situação hipotética, a interligação tem capacidade de reduzir os desembolsos da CCC entre 2037 e 2042, *pay-back* variando de 9 a 14 anos.

Por fim a Figura 7-1 ilustra os custos de investimento.



**Figura 7-1 - Custos de investimento totais previstos**

Em relação a Faro e Terra Santa, cabe destacar que se não for concretizada a entrada em operação das usinas da BBF, contratadas no Leilão nº 3/2021, maior será o benefício da interligação dessas localidades, uma vez que as novas usinas teriam menor custo associado.

Por fim, destaca-se que para além dos benefícios de redução da CCC, a interligação dos municípios de Nhamundá, Terra Santa e Faro contribuirá com a mitigação das mudanças climáticas, pela redução da emissão de GEE, estimadas em 637 tCO<sub>2eq</sub>, que poderá auxiliar o Brasil no cumprimento dos compromissos assumidos com a UNFCCC na NDC. Localmente, a desativação das usinas termelétricas a diesel existentes trará benefícios à saúde pública local, pela melhoria da qualidade do ar e redução da poluição sonora.

## 8. REFERÊNCIAS

---

- [1]. EPE - “Identificação das Localidades Isoladas do Amazonas que podem Apresentar Benefícios Econômicos com a Interligação ao SIN” – EPE-DEE-NT-019/2022, de 29 de março de 2022.
- [2]. EPE - “Identificação das Localidades Isoladas do Amazonas que podem Apresentar Benefícios Econômicos com a Interligação ao SIN” – EPE-DEE-NT-046/2023, de 05 de setembro de 2023.
- [3]. “Base de Referência de Preços ANEEL” – 03/2022
- [4]. “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão”, CCPE/CTET - janeiro/2001
- [5]. AmE - “Identificação das Localidades Isoladas do Amazonas que podem Apresentar Benefícios Econômicos com a Interligação ao SIN” – NT-DTP-008/2022, de 25 de agosto de 2022 e revisões.
- [6]. <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/bases-de-dados-de-simulacao> (Parâmetros Econômicos de Referência)
- [7]. EQUATORIAL-PA – “Interligação ao SIN de Nhamundá (AM) pelo Eixo Terra Santa – Faro (PA)” – 27/10/23
- [8]. EQUATORIAL-PA – “Interligação ao SIN de Nhamundá (AM) pelo Eixo Terra Santa – Faro (PA)” – 20/12/2023
- [9]. Amazonas Energia – “Avaliação das localidades isoladas do Amazonas que podem apresentar benefícios econômicos com a interligação ao SIN – Nhamundá-AM” – outubro de 2023
- [10]. Cecav. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2012. Mapa de potencialidade de ocorrência de cavernas no Brasil, na escala 1:2.500.000. Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cecav/projetos-e-atividades/potencialidade-de-ocorrencia-de-cavernas.html>.
- [11]. Projeto MapBiomass, “Coleção 7 da Série Anual de Mapas de Cobertura e Uso da Terra do Brasil,” [Online]. Disponível: [https://storage.googleapis.com/mapbiomas-public/brasil/collection-71/lcluc/coverage/brasil\\_coverage\\_2021.tif](https://storage.googleapis.com/mapbiomas-public/brasil/collection-71/lcluc/coverage/brasil_coverage_2021.tif)
- [12]. ANM. Agência Nacional de Mineração, 2024. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: <https://geo.anm.gov.br/portal/apps/webappviewer/index.html?id=6a8f5ccc4b6a4c2bba79759aa952d908>

- [13]. INCRA, Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, "Projetos de Assentamento. Arquivos em formato shapefile," [Online]. Disponível: [http://certificacao.incra.gov.br/csv\\_shp/export\\_shp](http://certificacao.incra.gov.br/csv_shp/export_shp)
- [14]. IPHAN. Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, "Sítios Arqueológicos Georreferenciados. Arquivos em Formato WFS," [Online]. Disponível: <http://portal.iphan.gov.br/geoserver/SICG/ows?service=WFS&version=1.0.0&request=GetFeature>.
- [15]. FUNAI. Fundação Nacional do Índio, "Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Arquivos em formato WFS," 05 12 2023. [Online]. Disponível: <https://geoserver.funai.gov.br/geoserver/ows?service=wfs&version=2.0.0&request=GetCapabilities>.
- [16]. INCRA. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2022b. Terras Quilombolas. Disponível em: <https://acervofundiario.incra.gov.br/acervo/acv.php>.
- [17]. MMA. Ministério do Meio Ambiente, "Delimitação das Unidades de Conservação do Brasil. Arquivos em Formato Shapefile," [Online]. Disponível: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>
- [18]. EPA, 2023. AP-42, Fifth Edition Compilation of Air Pollutant Emissions Factors, Volume 1: Chapter 3: Stationary Internal Combustion Sources. Disponível em: <https://www.epa.gov/air-emissions-factors-and-quantification/ap-42-compilation-air-emissions-factors> Acesso em: dezembro de 2023
- [19]. EPE, 2022. INFORMATIVO TÉCNICO n. 011/2022. Apresentação da metodologia e dos fatores de emissão utilizados para as estimativas de emissão de GEE nos planos de energia, no BEN e demais produtos da EPE Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/estudos-socioambientais/SiteAssets/Paginas/Emissoes-de-Gases-de-Efeito-Estufa/Informativo%20Tecnico\\_11-2022\\_fatores%20de%20emiss%C3%A3oSMA.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/estudos-socioambientais/SiteAssets/Paginas/Emissoes-de-Gases-de-Efeito-Estufa/Informativo%20Tecnico_11-2022_fatores%20de%20emiss%C3%A3oSMA.pdf) Acesso em: janeiro de 2024
- [20]. MCTI, 2024. Fator médio - Inventários corporativos. Disponível em: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/dados-e-ferramentas/fatores-de-emissao> Acesso em: janeiro de 2024

# 9. ANEXO 1

