



## **SISTEMAS ISOLADOS**

### **CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ - CELPA**

*Avaliação dos Benefícios Econômicos da  
Antecipação da Interligação de Sistemas  
Isolados no Pará*

**Dezembro de 2019**

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



GOVERNO FEDERAL  
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA  
MME/SPE

**Ministério de Minas e Energia**

**Ministro**

Bento Albuquerque

**Secretária-Executiva do MME**

Marisete Fátima Dadald Pereira

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético**

Reive Barros

**Secretário de Energia Elétrica**

**Secretária de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**

Renata Beckert Isfer

**Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral**

Alexandre Vidigal de Oliveira

# SISTEMAS ISOLADOS

**CELPA**

## *Avaliação dos Benefícios Econômicos da Antecipação da Interligação de Sistemas Isolados no Pará*



Empresa de Pesquisa Energética

*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**

José Mauro Ferreira Coelho

**Diretor de Gestão Corporativa**

Álvaro Henrique Matias Pereira

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**

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar  
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

**Coordenação Geral**

Erik Eduardo Rego

**Coordenação Executiva**

Bernardo Folly de Aguiar

José Marcos Bressane

**Equipe Técnica**

Aline Couto de Amorim

Bruno Scarpa Alves da Silveira

Gustavo Pires da Ponte

Marcos Vinicius G. da S. Farinha

Michele Almeida de Souza

**Nº. EPE-DEE-NT-100/2019-r0**

Data: 17 de dezembro de 2019

## IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

<b>epe</b> Empresa de Pesquisa Energética		
<i>Área de Estudo</i> <b>SISTEMAS ISOLADOS</b>		
<i>Estudo</i> <b>CELPA</b>		
<i>Macro-atividade</i> <b>Avaliação dos Benefícios Econômicos da Antecipação da Interligação de Sistemas Isolados no Pará</b>		
<i>Ref. Interna (se aplicável)</i>		
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	17/12/2019	Emissão original

---

## APRESENTAÇÃO

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

De acordo com a análise das informações prestadas pelas distribuidoras em 2018, no caso dos Sistemas Isolados do Pará, na área de concessão da CELPA, foi identificada a necessidade de contratação de solução de suprimento para 9 localidades, sendo 5 delas com previsão de interligação para janeiro de 2023: Muaná; Prainha; Santa Cruz do Arari; Santana do Araguaia; e Terra Santa – e 4 sem previsão de interligação: Aveiro; Cotijuba; Gurupá; e Jacareacanga.

A partir desta identificação, o Ministério de Minas e Energia (MME) encaminhou ofício para a CELPA solicitando manifestação da distribuidora quanto a proposta de contratação de produtor independente de energia (PIE) para atendimento às localidades supracitadas. Em resposta, a distribuidora apresentou<sup>1</sup> novo cronograma de interligação para suas localidades, antecipando a interligação de 12 Sistemas Isolados.

Para essa antecipação, a distribuidora partiu da premissa de liberação antecipada de recursos provenientes da sub-rogação da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) para execução das obras, o que depende de autorização do MME, conforme dispõe o Decreto n. 7.246/2010 (art. 12, § 9º, inciso II). Cabe destacar que 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 Sistema Interligado Nacional (SIN).

Nesse sentido, o MME solicitou à EPE a elaboração de estudo com o objetivo de avaliar os benefícios da antecipação da interligação dos sistemas isolados da CELPA ao SIN, conforme calendário informado pela distribuidora, considerando o custo evitado com a geração local, a partir de termelétricas a diesel e considerando os compromissos assumidos por meio dos contratos vigentes.

A presente Nota Técnica visa comparar custos a serem desembolsados pela CCC para suprimento aos sistemas isolados da CELPA, seja por meio de geração local, seja interligando-os ao SIN por meio de obras de distribuição, para as diferentes datas informadas pela distribuidora, avaliando os benefícios de antecipar as interligações. Faz-se também uma análise crítica sobre os custos de investimento considerados pela

---

<sup>1</sup> Cartas n. “C.E – REG – CELPA nº 101/2019, de 02 de setembro de 2019” e “C.E – REG – CELPA nº 078/2019, de 30 de agosto de 2019”

---

distribuidora, bem como uma priorização de sistemas a serem interligados, a depender do benefício proporcionado.

Como resultado, concluiu-se que a antecipação das interligações é recomendada, uma vez que poderá reduzir os dispêndios futuros da CCC.

---

## Sumário

<b>APRESENTAÇÃO .....</b>	<b>5</b>
<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>8</b>
<b>2. PREMISSAS CONSIDERADAS NA ANÁLISE .....</b>	<b>11</b>
<b>2.1. Considerações Gerais .....</b>	<b>12</b>
<b>2.2. Custos de geração isolada .....</b>	<b>13</b>
<b>2.3. Custos de Interligação .....</b>	<b>14</b>
<b>2.3.1. Almeirim .....</b>	<b>15</b>
<b>2.3.2. Aveiro .....</b>	<b>16</b>
<b>2.3.3. Cotijuba .....</b>	<b>17</b>
<b>2.3.4. Terra Santa e Faro .....</b>	<b>18</b>
<b>2.3.5. Porto de Moz e Gurupá .....</b>	<b>19</b>
<b>2.3.6. Jacareacanga .....</b>	<b>21</b>
<b>2.3.7. Juruti .....</b>	<b>22</b>
<b>2.3.8. Oeiras do Pará .....</b>	<b>23</b>
<b>2.3.9. Prainha .....</b>	<b>24</b>
<b>2.3.10. Santana do Araguaia .....</b>	<b>25</b>
<b>2.3.11. Resumo dos Custos e Prazos de Interligação .....</b>	<b>26</b>
<b>3. FORMULAÇÃO DAS ALTERNATIVAS .....</b>	<b>28</b>
<b>3.1. Alternativa 1 - Sem Interligação .....</b>	<b>28</b>
<b>3.2. Alternativa 2 - Interligação no Prazo Originalmente Previsto .....</b>	<b>31</b>
<b>3.3. Alternativa 3 - Interligação Antecipada .....</b>	<b>32</b>
<b>4. COMPARAÇÃO DAS ALTERNATIVAS DE SUPRIMENTO .....</b>	<b>34</b>
<b>5. CONCLUSÕES .....</b>	<b>36</b>

## 1. INTRODUÇÃO

Para o ciclo de planejamento de 2018, o estado do Pará possuía 21 Sistemas Isolados na área de concessão da CELPA, sendo todos supridos por usinas termelétricas a óleo diesel, contratadas por meio de leilão realizado em abril de 2016, que resultou em um preço de energia da ordem de R\$ 1.500 /MWh, em valores atualizados para setembro de 2019.

Para atendimento à Portaria MME n. 67/2018, a CELPA encaminhou para análise da EPE, em 2018, sua proposta de atendimento aos seus sistemas isolados, horizonte 2019-2023, resumida no Quadro 1.

**Quadro 1 - Resumo da análise dos sistemas isolados atendidos pela CELPA – ciclo 2018**

Localidade	Tipo	Combustível	Máquinas	Potência Nominal Instalada Total (kW)	Déficit máximo de Demanda para o período (2019 - 2023)	Ano de início do déficit	Previsão Interligação
AFUA	UTE	Diesel	5	4.479	-	-	jan-23
ALENQUER	UTE	Diesel	16	15.022	-	-	mar-19
ALMEIRIM	UTE	Diesel	9	7.153	-	-	jan-23
ANAJAS	UTE	Diesel	9	4.800	-	-	jan-23
AVEIRO	UTE	Diesel	3	1.400	-610	2022	-
CHAVES	UTE	Diesel	3	1.400	-	-	jan-23
COTIJUBA	UTE	Diesel	5	2.800	-2.261	2022	-
FARO	UTE	Diesel	5	2.026	-	-	jan-23
GURUPÁ	UTE	Diesel	8	5.057	-2.906	2022	-
JACAREACANGA	UTE	Diesel	7	3.600	-2.825	2022	-
JURUTI	UTE	Diesel	17	15.661	-	-	jan-23
MONTE ALEGRE	UTE	Diesel	16	13.785	-	-	mar-19
MUANA	UTE	Diesel	9	6.031	-4.014	2019	jan-23
OEIRAS DO PARA	UTE	Diesel	7	5.106	-	-	jan-23
PORTO DE MOZ	UTE	Diesel	8	6.768	-	-	jan-23
PRAINHA	UTE	Diesel	9	3.348	-2.135	2019	jan-23
SANTA CRUZ DO ARARI	UTE	Diesel	4	1.600	-915	2019	jan-23
SANTANA DO ARAGUAIA	UTE	Diesel	13	15.990	-11.404	2020	jan-23
SAO SEBASTIAO DA BOA VISTA	UTE	Diesel	12	5.335	-	-	jan-23
TERRA SANTA	UTE	Diesel	6	5.076	-379	2021	jan-23
MONTE DOURADO	UTE	Diesel	5	7.700	-	-	jan-19

Nota-se que a distribuidora considerava que 17 destas localidades deveriam ser interligadas ao SIN até janeiro de 2023 e que para 9 dessas localidades a capacidade instalada mostrava-se insuficiente para atendimento à demanda futura, indicando a necessidade de contratação de soluções de suprimento nesse período ou, eventualmente, aditamentos contratuais além dos prazos originalmente previstos em Edital, o que depende de expressa autorização do Ministério de Minas e Energia.

Essas informações foram publicadas no Relatório “Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2023 - ciclo 2018”<sup>2</sup> e disponibilizadas ao MME, órgão responsável por aprovar o planejamento do atendimento aos mercados consumidores das distribuidoras com sistemas isolados.

A partir da análise realizada pela EPE, o MME encaminhou à distribuidora o Ofício n. 133/2019, contendo proposta de contratação a ser realizada para atendimento ao mercado da CELPA, conforme Quadro 2 e Quadro 3, dando ciência à distribuidora e solicitando que a mesma se manifestasse a respeito.

**Quadro 2 - Proposta de contratação para as localidades com previsão de interligação (ciclo 2018)**

Localidade	Início do novo contrato de suprimento	Período de suprimento	Demanda prevista	Previsão de interligação ao SIN
Muaná	1º de janeiro de 2021	42 meses	4.014 kW (em 2022)	Janeiro de 2023
Prainha			2.135 kW (em 2022)	
Santa Cruz do Arari			915 kW (em 2022)	
Santana do Araguaia			11.404 kW (em 2022)	
Terra Santa			4.229 kW (em 2022)	

<sup>2</sup> Disponível em: [http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-346/EPE-NT-Planejamento%20SI-ciclo\\_2018\\_rev1.pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-346/EPE-NT-Planejamento%20SI-ciclo_2018_rev1.pdf)

**Quadro 3 - Proposta de contratação para as localidades sem previsão de interligação (ciclo 2018)**

Localidade	Início do novo contrato de suprimento	Período de suprimento	Demanda prevista	Previsão de interligação ao SIN
Aveiro	1º de janeiro de 2022	180 meses (gás natural e renováveis exclusivamente) ou 60 meses (outras fontes)	823 kW (em 2028)	Não há
Cotijuba	1º de janeiro de 2023		2.629 kW (em 2028)	
Gurupá			3.729 kW (em 2028)	
Jacareacanga			4.183 kW (em 2028)	

Em resposta<sup>3</sup>, a Celpa informou que atualizou seu planejamento para o ciclo 2019, alterando as datas de interligação previstas no ciclo 2018, modificando conseqüentemente as propostas de contratação consideradas nos Quadro 2 e Quadro 3. Além disso, foi informado pela distribuidora que para 12 das suas localidades isoladas, há a possibilidade de antecipar a previsão de interligação, conforme Quadro 4. As novas previsões também foram informadas pela distribuidora no ciclo de planejamento de 2019 dos Sistemas Isolados.

Ressalta-se que ao considerar novas datas de interligação, a distribuidora solicitou ao MME a emissão de ato possibilitando que as obras de interligação sejam consideradas como elegíveis para antecipação à sub-rogação dos benefícios do rateio da CCC, visando a liberação de recursos de forma antecipada em relação ao cronograma físico das obras, em consonância com o Decreto n. 7.246/2010 em seu artigo 12, parágrafo 9º.

<sup>3</sup> Cartas nº "101/2019, de 02 de setembro de 2019"; "117/2019, de 14 de novembro de 2019" e "119/2019, de 22 de novembro de 2019"

**Quadro 4 - Nova Previsão de Interligação apresentada pela CELPA**

Localidade	Prazo contratual	Previsão original de interligação	Previsão de interligação com antecipação	Antecipação (meses)
Almeirim	13/01/2021	01/01/2023	01/01/2022	12
Aveiro	13/01/2022	01/01/2026	01/09/2024	16
Cotijuba	13/01/2022	01/01/2025	01/09/2023	16
Faro	13/01/2021	01/01/2027	01/01/2025	24
Gurupá	13/01/2022	01/01/2028	01/05/2026	20
Jacareacanga	13/01/2022	01/01/2030	01/01/2026	48
Juruti	13/01/2022	01/01/2023	01/01/2022	12
Oeiras do Pará <sup>4</sup>	13/01/2022	-	01/01/2024	-
Porto de Moz	13/01/2022	01/01/2028	01/01/2025	36
Prainha	13/01/2021	01/01/2026	01/01/2024	24
Santana do Araguaia	13/01/2021	01/01/2023	01/11/2020	26
Terra Santa	13/01/2021	01/01/2027	01/01/2025	24

Com o objetivo de subsidiar a tomada de decisão, o MME solicitou à EPE uma análise dos impactos dessa medida, de modo a quantificar os benefícios da antecipação da interligação das localidades mencionadas, bem como definir uma ordem preferencial para a implantação, a partir de uma avaliação de “custo-benefício” da sub-rogação, o que é discutido a seguir.

Destaca-se que ao longo das análises a EPE identificou divergências/inconsistências de informações e questionou a CELPA sobre as mesmas. Após esclarecimentos por e-mail, ao longo do mês de outubro, as divergências foram sanadas com o envio, por parte da distribuidora, das cartas n. C.E. – REG – CELPA n. 117/2019, de 14 de novembro de 2019 e na C.E. – REG – CELPA n. 119/2019, de 22 de novembro de 2019, para o MME. As informações contidas nessas cartas, em complemento e substituição às anteriores, foram consideradas na presente análise.

## 2. PREMISSAS CONSIDERADAS NA ANÁLISE

A Conta de Consumo de Combustíveis – 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 Sistema Interligado Nacional (SIN), além disso, os recursos da CCC podem ser utilizados para reembolsar até 100% dos custos de construção de

<sup>4</sup> Para Oeiras do Pará a distribuidora informou que não há previsão de interligação fora do cenário de antecipação, ver item 3.2.

---

empreendimentos de transmissão ou distribuição, desde que seja comprovado que a interligação promoverá a redução da despesa futura da CCC. Ressalta-se que o agente de distribuição pode solicitar a liberação antecipada dos recursos da sub-rogação da CCC para realizar as obras de interligação, conforme dispõe artigo 9º, inciso II do Decreto n. 7.246/2010.

Para ser contemplada com a antecipação dos recursos da CCC, a CELPA enviou carta ao MME informando que a liberação antecipada de recursos teria como benefício a possibilidade de adiantar de 1 a 4 anos a interligação, como pode ser visto no Quadro 4.

Tendo por objetivo calcular o montante a ser desembolsado pela CCC para atendimento às 12 localidades do Pará até a data prevista para a interligação, com e sem antecipação, a EPE solicitou que a distribuidora apresentasse previsão de crescimento do mercado para esses sistemas isolados, considerando um horizonte de 15 anos, além disso, foi solicitado que a CELPA detalhasse as obras de distribuição necessárias para a interligação e os custos previstos para cada umas delas.

Essas informações permitiriam à EPE estimar o montante a ser desembolsado pela CCC para atendimento às 12 localidades isoladas na área de concessão da CELPA, a fim de verificar os benefícios da antecipação da sub-rogação para cada uma das localidades. Para tanto, três cenários foram elaborados: (i) geração local por 15 anos a partir de usina termelétrica a diesel (sem interligação); (ii) interligação na data originalmente prevista; e (iii) interligação antecipada.

## **2.1. Considerações Gerais**

Para as 12 localidades foi considerada a previsão de mercado informado pela distribuidora para os próximos 15 anos, com crescimento médio da carga de 5% ao ano. Observam-se grandes diferenças entre as localidades, sendo Aveiro a menor delas, com carga de 7.472 MWh em 2034, e Santana do Araguaia a maior, com 130.763 MWh para o mesmo ano.

O estudo foi realizado para o período de 2020 a 2034, estimando-se o custo total de suprimento às localidades, considerando três alternativas:

- (i) Sem previsão de interligação;
- (ii) Interligação nas datas previstas originalmente; e
- (iii) Interligação antecipada.

A primeira alternativa (sem interligação), embora não tenha sido aventada pela distribuidora, foi avaliada para verificar a atratividade da interligação frente à opção de geração isolada.

Como premissa geral foi considerada a manutenção dos compromissos assumidos e fixados nos contratos vigentes, decorrentes do Leilão ANEEL n. 02/2016. Com isso, o custo total de cada alternativa contempla também o pagamento ao gerador da receita anual fixa até o fim do contrato, que varia de janeiro de 2021 a janeiro de 2023.

Nos casos em que foi considerada a interligação das localidades ao SIN, foram considerados os custos das obras de informados pela distribuidora.

Finalmente, cumpre notar que foi adotada na estimativa uma taxa de desconto de 8% ao ano e, para o custo de atendimento interligado adotou-se o Custo Marginal de Expansão da Geração (CME) de 233,95 R\$/MWh<sup>5</sup>.

## 2.2. Custos de geração isolada

Para o cálculo dos custos de geração, foi considerado o valor resultante do processo licitatório de 2016, atualizado para setembro de 2019: R\$ 1.491,19/MWh, contemplando as receitas fixa e variável. Para as localidades em que foi verificada a necessidade de geração local após o término do contrato, foram consideradas as mesmas condições dos contratos atuais, por 15 anos ou até a interligação.

O suprimento aos sistemas isolados da CELPA foi objeto do Leilão ANEEL n. 02/2016 em Lote Único, dessa forma, o valor da Receita Anual Fixa (RAF), em R\$/ano, para cada localidade, foi obtido considerando a participação percentual da energia requerida da localidade, em relação à energia total do lote, atualizado pelo IPCA, conforme Quadro 5.

**Quadro 5 - Receita Anual Fixa atualizada - Leilão n. 02/2016**

Localidade	RAF atualizada (R\$/ano)
Almeirim	7.908.086
Aveiro	1.173.163
Cotijuba	2.264.975
Faro	2.087.914
Gurupá	6.754.801
Jacareacanga	4.965.791
Jurutí	23.670.515
Oeiras do Pará	6.681.179
Porto de Moz	11.449.663
Prainha	4.687.132
Santana do Araguaia	20.363.423
Terra Santa	7.211.624
<b>TOTAL</b>	<b>99.218.266</b>

<sup>5</sup> Valor médio no período 2023 a 2027, conforme relatório n. EPE-DEE-RE-55/2018 – r1, anexo ao PDE 2027

---

Para o custo variável, em R\$/MWh, o valor foi atualizado considerando o preço médio do diesel S-500 para a região norte, divulgado pela ANP para o mês de setembro de 2019 (R\$ 2,43/litro); para o preço do biodiesel foi considerado o resultado do 67º leilão de biodiesel para a região norte (R\$ 3,20/litro), o percentual da mistura do biodiesel no diesel foi atualizado conforme Lei n. 13.033, de setembro de 2014 (11%), resultando num custo variável total de R\$ 1.123,08/MWh.

Como o objetivo do estudo é avaliar o valor a ser desembolsado pela CCC, não será considerado o custo da compra de energia do SIN após a interligação. No período anterior à interligação, contudo, considera-se o custo variável<sup>6</sup> de geração isolada, subtraído o ACR médio (valorado ao CME), que corresponde ao desembolso efetivo da CCC.

### **2.3. Custos de Interligação**

Para a avaliação da interligação dos sistemas isolados do estado do Pará, cabe destacar que:

- O sistema elétrico de interligação de todas as localidades foi previamente fornecido pela CELPA, de modo que seu desempenho elétrico foge ao escopo de avaliação deste estudo. Dentro desse contexto, cabe ressaltar que não foi apresentada pela distribuidora a necessidade de implantação de dispositivos de controle de tensão mesmo em sistemas de característica radial com extensão considerável;
- Os custos referentes aos sistemas elétricos de interligação também foram fornecidos pela CELPA, contudo a ordem de grandeza desses valores foi verificada comparando com diferentes referências suficientemente robustas: a) ANEEL/Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), Submódulo 8.1, Revisão 2.1 de 2018: Banco de Preços Referenciais e b) ANEEL/Resolução Homologatória nº 758/2009: Banco de Preços de Referência;
- Ainda no tocante aos custos dos sistemas elétricos de interligação, cabe ressaltar que embora a CELPA tenha indicado a possibilidade de realizar desembolsos anuais associados à evolução das obras<sup>7</sup>, este estudo considerou, sob a ótica de análise financeira, uma abordagem mais conservadora. Para a avaliação realizada foram considerados desembolsos em parcela única (referido a setembro de 2019), objetivando assim obter o maior custo possível de interligação;
- Este estudo não objetiva estabelecer de maneira precisa os valores que serão efetivamente reconhecidos pelo MME e pela ANEEL no processo de sub-rogação da

---

<sup>6</sup> Embora a CCC também reembolse o custo fixo, entende-se que essa parcela deve continuar a ser paga, mesmo após a interligação, até o fim dos contratos vigentes.

<sup>7</sup> Na Carta C.E – REG – CELPA nº 119/2019, na Tabela 04, são indicados os desembolsos anuais por localidade referentes aos custos das interligações.

CCC, mas sim tem por finalidade comparar os custos de suprimento aos sistemas isolados da CELPA, seja por meio de geração local, seja interligando-os ao SIN por meio de obras de distribuição, avaliando os benefícios dessa interligação e de sua antecipação.

Na sequência são apresentadas figuras com o diagrama simplificado do sistema elétrico proposto pela CELPA para a interligação de cada localidade, e algumas Tabelas com o conjunto de obras necessário para essa interligação, bem como os seus custos associados.

Cabe destacar que o prazo de conclusão das obras de interligação, conforme informado pela CELPA, é de 36 meses, com exceção de Jacareacanga, que necessita de 48 meses para a conclusão, e Santana do Araguaia, que pode ser construída em apenas 24 meses.

### 2.3.1. Almeirim

As características básicas do sistema de conexão da localidade de Almeirim, bem como os investimentos necessários são apresentados, respectivamente, na Figura 1 e no Quadro a seguir.

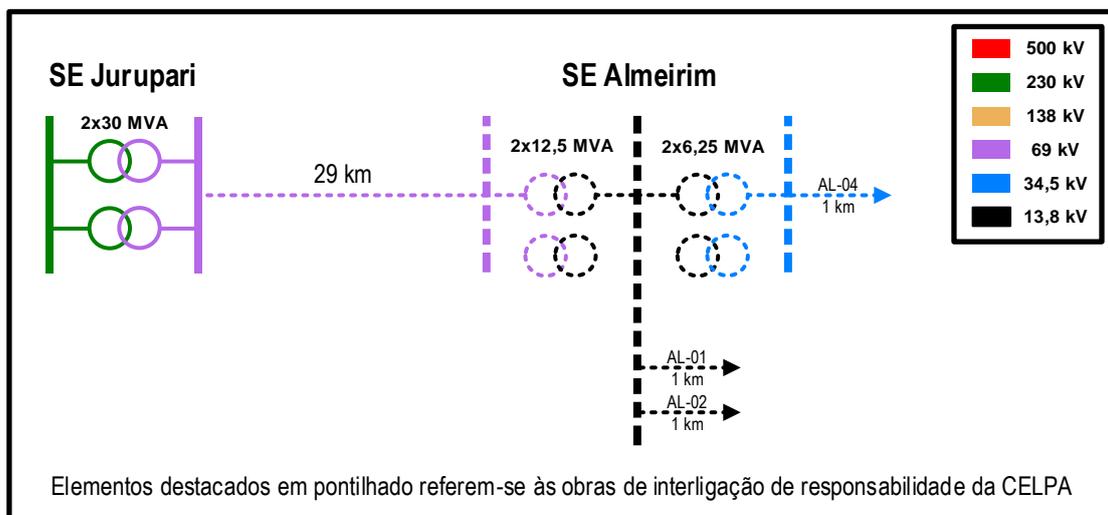


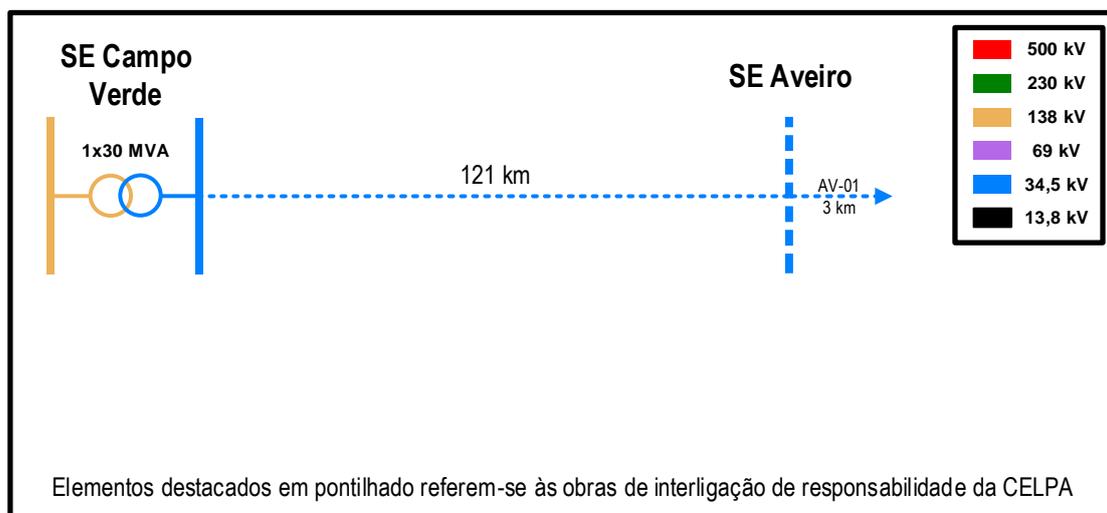
Figura 1 - Sistema elétrico para a interligação da localidade de Almeirim

**Quadro 6 - Custos da interligação da localidade de Almeirim**

Descrição	Valor (R\$)
SE Jurupari RB 230/69 kV - Implantação de Sistema de Medição de Fronteira - SMF	285.526
LT 69 kV Jurupari - Almeirim: 27,03 km + 1 travessia sobre o Rio Paru (aproximadamente 1,693 km) + 1 travessia sob a LT 230 kV da Isolux (aproximadamente 0,275 km), CS, Estrutura Metálica, cabo 394,5 MCM CAL	10.657.080
SE Almeirim: 2 TF 69/13,8 kV - 10/12,5MVA LTC (sendo 1 reserva) + 2 TF 13,8/34,5 kV - 5/6,25MVA LTC (sendo 1 reserva)	10.247.903
Alimentador AL-01 (NOVO) 13,8 kV - construção 1,0 km 1/0-CA	61.408
Alimentador AL-02 (NOVO) 13,8 kV - construção 1,0 km 1/0-CA	61.408
Alimentador AL-04 (NOVO) 34,5 kV - construção 1,0 km 1/0-CA	63.802
Melhorias na Rede de MT	517.247
<b>TOTAL</b>	<b>21.894.372</b>

### 2.3.2. Aveiro

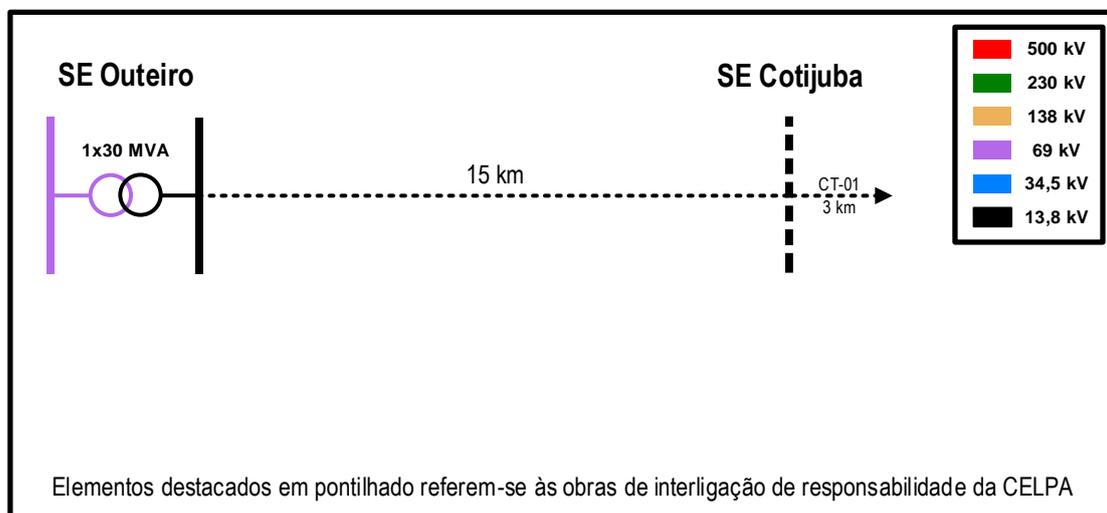
As características básicas do sistema de conexão da localidade de Aveiro, bem como os investimentos necessários, são apresentadas, respectivamente, na Figura 2 e no Quadro a seguir.

**Figura 2 - Sistema elétrico para a interligação da localidade de Aveiro****Quadro 7 - Custos da interligação da localidade de Aveiro**

Descrição	Valor (R\$)
SE Campo Verde (Ampliação): 1 EL 34,5 kV para a RD para Aveiro	331.933
RD 34,5kV Campo Verde - Aveiro - 121km: Trecho 1 - 81 km, CS, Concreto (padrão MT), cabo 4/0 AWG; Trecho 2 - 40 km, CS, Metálica (padrão 138 kV), cabo 4/0 AWG	13.474.682
Reisolamento da rede do alimentador AV-01 da UDE Aveiro de 13,8 kV para 34,5 kV: 2,84 km de rede de MT, sendo 1,43 km em cabo 2-CA, 1,28 em cabo 4-CA e 0,13 km em cabo 1/0-CA	136.106
<b>TOTAL</b>	<b>13.942.721</b>

### 2.3.3. Cotijuba

As características básicas do sistema de conexão da localidade de Cotijuba, bem como os investimentos necessários, são apresentados respectivamente, na Figura 3 e no Quadro a seguir.



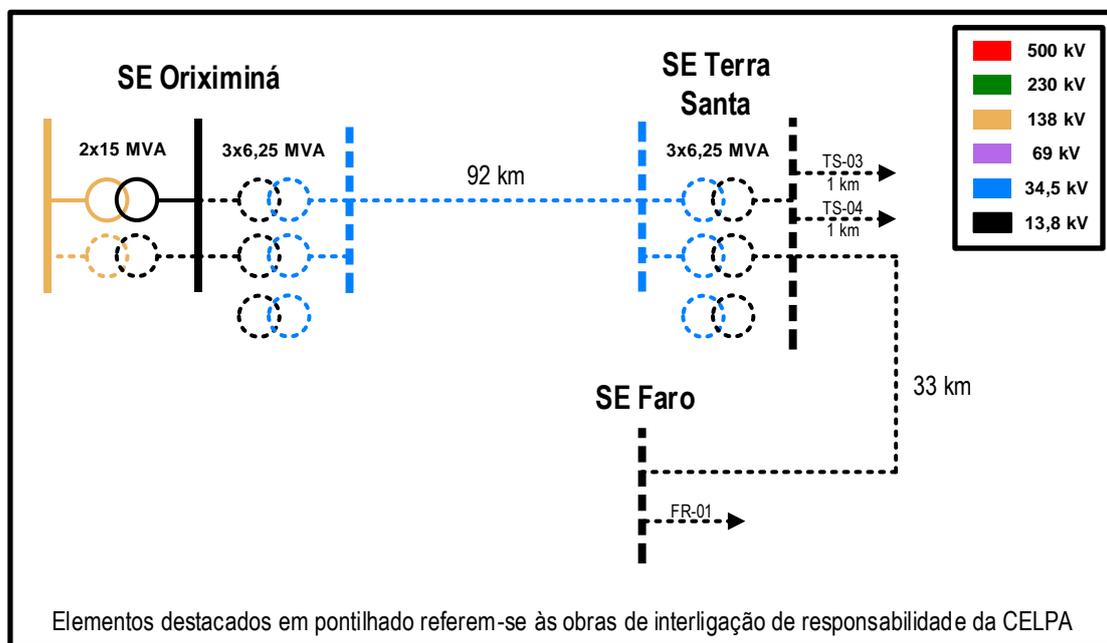
**Figura 3 - Sistema elétrico para a interligação da localidade de Cotijuba**

**Quadro 8 - Custos da interligação da localidade de Cotijuba**

Descrição	Valor (R\$)
SE Outeiro (Ampliação): 1 EL 13,8 kV para a RD para Cotijuba	327.994
LD Outeiro – Cotijuba 34,5 kV (Operando em 13,8 kV) - Trecho 1 (RD) - RD 34,5 kV 5,40 km 336-CA	445.464
LD Outeiro – Cotijuba 34,5 kV (Operando em 13,8 kV) - Trecho 2 (Travessia Subfluvial) - Cabo UEO CS 3x240 mm <sup>2</sup> 20/35 kV 3,62 km	7.196.399
LD Outeiro – Cotijuba 138 kV (Operando em 13,8 kV): Trecho 3 (LD) - CS, cabo 394,5 MCM CAL, Metálica (padrão 138kV), 1,76 km	1.157.510
LD Outeiro – Cotijuba 34,5 kV (Operando em 13,8 kV) - Trecho 4 (Travessia Aérea) - 34,5 kV 0,56 km 336-CA	688.800
LD Outeiro – Cotijuba 138 kV (Operando em 13,8 kV): Trecho 5 (LD) - CS, cabo 394,5 MCM CAL, Metálica (padrão 138kV), 3,03 km	1.829.500
LD Outeiro – Cotijuba 34,5 kV (Operando em 13,8 kV) - Trecho 6 (Travessia Aérea) - 34,5 kV 0,88 km 336-CA	1.082.400
Regulador de Tensão (1) 13,8 kV 200 A Delta-Fechado	117.610
Regulador de Tensão (2) 13,8 kV 200 A Delta-Fechado	117.610
02 Religadores	147.123
RD 13,8 KV 3,00 km 1/0-CA	184.223
Melhorias na Rede	292.920
<b>TOTAL</b>	<b>13.587.555</b>

### 2.3.4. Terra Santa e Faro

A Figura 4 apresenta o diagrama simplificado do sistema elétrico proposto pela CELPA para a interligação das localidades de Terra Santa e Faro. Nota-se, portanto, que a interligação de Faro é dependente da interligação de Terra Santa.



**Figura 4 - Sistema elétrico para a interligação das localidades de Terra Santa e Faro**

O conjunto das obras necessárias para a interligação de Terra Santa e Faro, bem como seus custos, estão contidos respectivamente nos Quadros a seguir.

**Quadro 9 - Custos da interligação da localidade de Terra Santa**

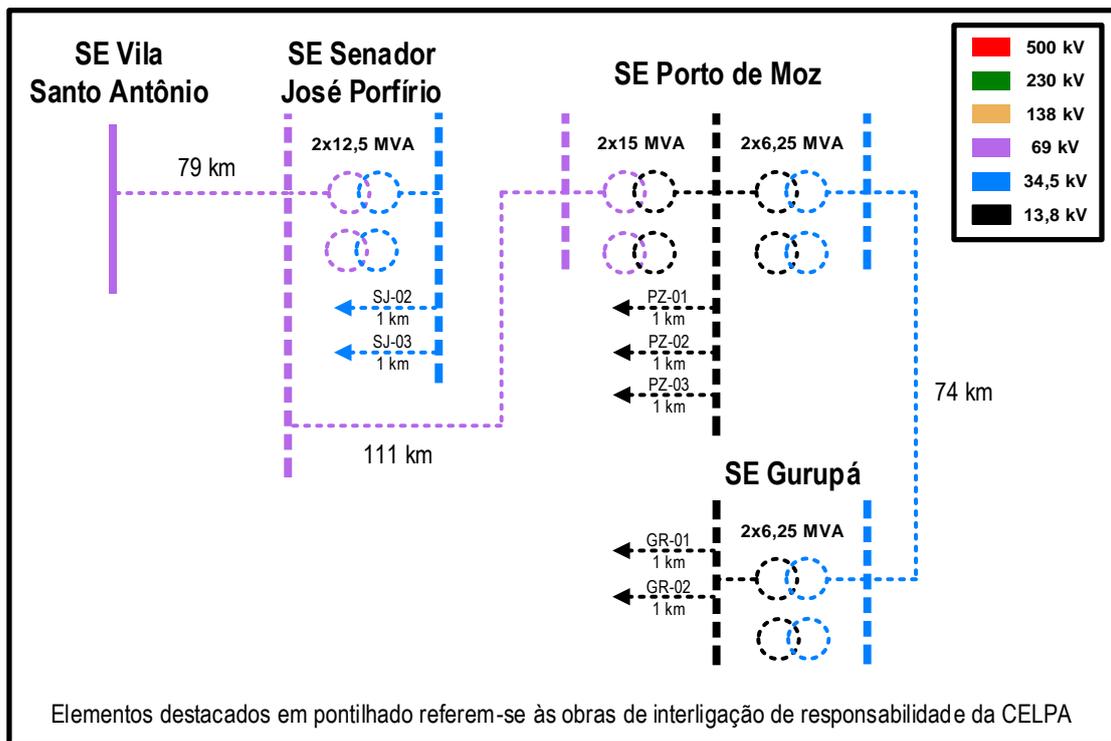
Descrição	Valor (R\$)
SE Oriximiná (Ampliação Pátio 138/13,8 kV p/ 30 MVA e Implantação Pátio 13,8/34,5 kV 18,75 MVA)	8.219.745
RD 34,5kV Oriximiná – Terra Santa: 92,2 km (6 travessias ≈ 1.800 m, 3 travessias > 200 m), CS, Metálica (padrão 138 kV), cabo 394,5 MCM CAL	66.695.592
SE Terra Santa 34,5/13,8 kV - 3 TR 34,5/13,8KV - 5/6,25 MVA LTC (sendo 1 reserva)	7.420.352
Alimentador TS-03 (Novo) 13,8 kV - construção 1,0 km 1/0-CA	61.408
Alimentador TS-04 (Novo) 13,8 kV - construção 1,0 km 1/0-CA	61.408
Melhorias na Rede de MT	303.335
<b>TOTAL</b>	<b>82.761.839</b>

**Quadro 10 - Custos da interligação da localidade de Faro**

Descrição	Valor (R\$)
RD 13,8kV Terra Santa – Faro: 33,2 km (1 travessia 700 m), CS, Metálica (padrão 138 kV), cabo 394,5 MCM CAL	12.629.245
01 Banco Regulador de Tensão 13,8 kV - 200 A - Delta-Fechado	117.610
Alimentador FR-01 - Instalar 02 Religadores Automáticos - 13,8 kV	140.389
Melhorias na Rede de MT	574.518
<b>TOTAL</b>	<b>13.461.762</b>

### 2.3.5. Porto de Moz e Gurupá

A Figura 5 apresenta o diagrama simplificado do sistema elétrico proposto pela CELPA para a interligação das localidades de Porto de Moz e Gurupá. Nota-se, portanto, que a interligação de Gurupá é dependente da interligação de Porto de Moz.



**Figura 5 - Sistema elétrico para a interligação das localidades de Porto de Moz e Gurupá**

O conjunto das obras necessárias para a interligação de Porto de Moz e Gurupá, bem como seus custos, estão contidos respectivamente nos Quadros a seguir.

**Quadro 11 - Custos da interligação da localidade de Porto de Moz**

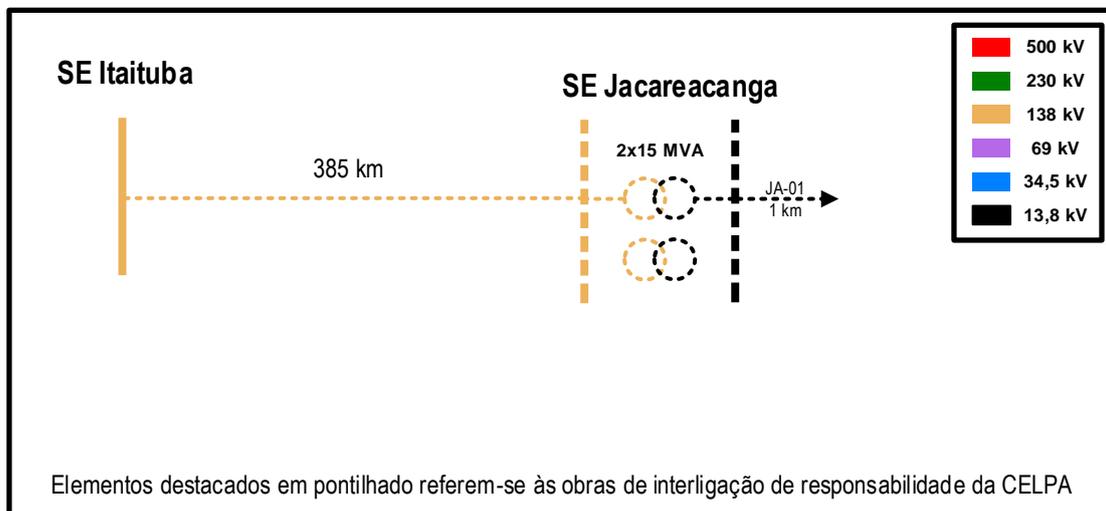
Descrição	Valor (R\$)
SE Vila Santo Antônio (Ampliação): Construção de 01 bay 69 kV p/ LT 69 kV Senador José Porfírio	552.512
LT 69 kV Marg. Direita Rio Xingu – Sen. José Porfírio: Trecho 1 - 76,6 km, CS; Trecho 2 – 2,1 km, CD	31.466.030
SE Senador José Porfírio: 2 TF 69/34,5 kV - 10/12,5 MVA LTC (sendo 1 reserva)	8.397.069
Alim. SJ-02 (Novo) - 34,5 kV - Const. de 1 km em 4/0 - CAA	73.983
Alim. SJ-03 (Novo) - 34,5 kV - Const. de 1 km em 4/0 - CAA	73.983
LT 69kV Sen. José Porfírio – Porto de Moz: Trecho 1 – 2,1 km, CD, cabo 394,5 MCM CAL (trecho comum à LT Marg. Direita – Sen. José Porfírio); Trecho 2 – 81,7 km, CS, Metálica (padrão 138 kV), cabo 394,5 MCM CAL; Trecho 3 – 27,2 km, CS, Concreto Rural, cabo 394,5 MCM CAL	42.570.877
SE Porto de Moz: 2 TF 69/13,8 kV - 12,5/15 MVA (sendo 1 reserva) + 2 TF 13,8/34,5 kV - 5/6,25 MVA (sendo 1 reserva)	10.923.397
Alim. PZ-01 (Novo) - 13,8 kV - Construção de 1 km em 1/0 - CA	61.408
Alim. PZ-02 (Novo) - 13,8 kV - Construção de 1 km em 4/0 - CA	61.408
Alim. PZ-03 (Novo) - 13,8 kV - Construção de 1 km em 4/0 - CA	61.408
Melhorias na Rede de MT	4.090.901
<b>TOTAL</b>	<b>98.332.976</b>

**Quadro 12 - Custos da interligação da localidade de Gurupá**

Descrição	Valor (R\$)
RD 34,5 kV Porto de Moz – Gurupá: 74 km, CS, Metálica Rural (padrão 138 kV), cabo 394,5 MCM CAL	29.507.267
SE Gurupá: 2 TR 34,5/13,8 kV - 5/6,25 MVA LTC (sendo 1 reserva)	5.347.483
Alimentador GR-01 (Novo) 13,8 kV - Construção 1,0 km 1/0-CA	61.408
Alimentador GR-02 (Novo) 13,8 kV - Construção 1,0 km 1/0-CA	61.408
Melhorias na Rede de MT	936.910
<b>TOTAL</b>	<b>35.914.475</b>

### 2.3.6. Jacareacanga

As características básicas do sistema de conexão da localidade de Jacareacanga, bem como os investimentos necessários, são apresentadas respectivamente, na Figura 6 e no Quadro a seguir.



**Figura 6 - Sistema elétrico para a interligação da localidade de Jacareacanga**

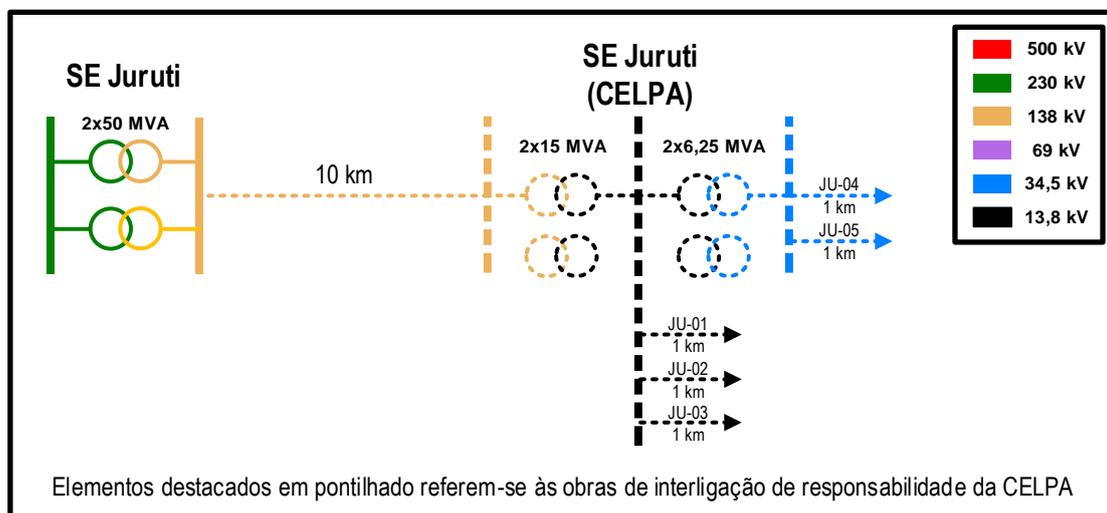
**Quadro 13 - Custos da interligação da localidade de Jacareacanga**

Descrição	Valor (R\$)
SE Itaituba (Ampliação): 1 EL 138 kV para a LT para Jacareacanga	707.484
LT 138kV Itaituba - Jacareacanga: 385 km, CS, cabo 394,5 MCM CAL	153.517.536
SE Jacareacanga: 02 TR 138/13,8 kV - 12,5/15 MVA C/LTC (sendo 1 reserva)	10.345.382
Alimentador JA-01 (Novo) - 13,8 kV - Construção de 1,0 km em 1/0 - CA	61.408
Melhorias na Rede de MT	230.504
<b>TOTAL</b>	<b>164.862.315</b>

Com relação ao plano de obras apresentado para interligação dessa localidade isolada é importante destacar que a linha de distribuição que interconecta as subestações Itaituba e Jacareacanga possui uma extensão consideravelmente elevada para o nível de tensão de 138kV. Por essa razão, a Distribuidora avaliar de forma detalhada o desempenho elétrico desse sistema de modo a identificar eventual necessidade de implantação de dispositivos de controle que permitam regular as variações de tensão inerentes de sistemas com essa característica.

### 2.3.7. Juruti

As características básicas do sistema de conexão da localidade de Juruti, bem como os investimentos necessários, são apresentadas respectivamente, na Figura 7 e no Quadro a seguir.



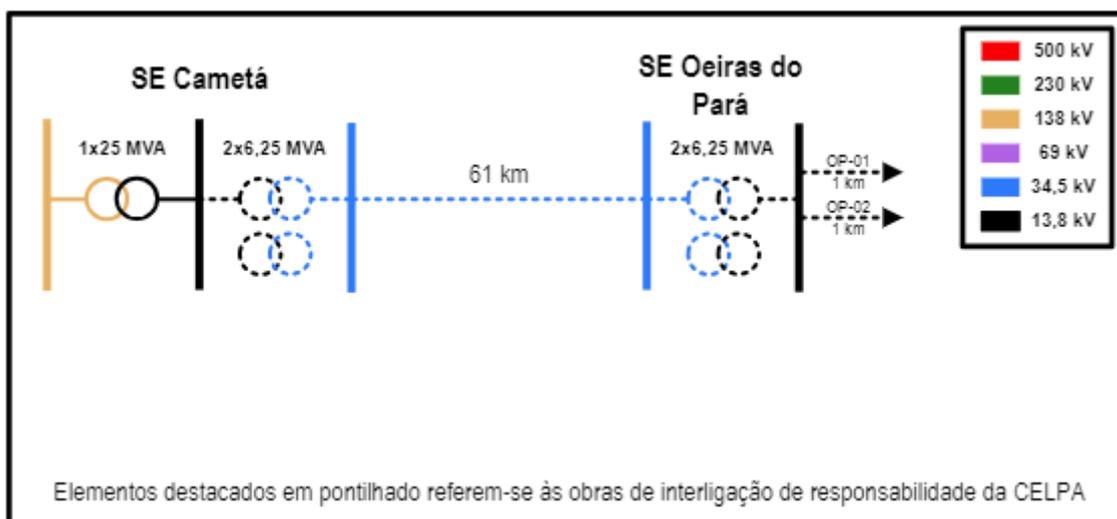
**Figura 7 - Sistema elétrico para a interligação da localidade de Juruti**

**Quadro 14 - Custos da interligação da localidade de Juruti**

Descrição	Valor (R\$)
SE Juruti RB 230/138 kV - Implantação de Sistema de Medição de Fronteira - SMF	285.526
LT 138 kV Juruti (RB) – Juruti (Celpa): 10 km, CS, metálica, cabo 636 MCM	3.987.468
SE Juruti: 2 TF 138/13,8 kV - 12,5/15 MVA LTC (sendo 1 reserva) + 2 TF 13,8/34,5 kV - 5/6,25 MVA LTC (sendo 1 reserva)	11.307.830
Alimentador JU-01 (Novo) - 13,8 kV - Construção de 1,0 km em 4/0 - CA	71.589
Alimentador JU-02 (Novo) - 13,8 kV - Construção de 1,0 km em 4/0 - CA	71.589
Alimentador JU-03 (Novo) - 13,8 kV - Construção de 1,0 km em 4/0 - CA	71.589
Alimentador JU-04 (Novo) - 34,5 kV - Construção de 1,0 km em 4/0 - CAA	73.983
Alimentador JU-05 (Novo) - 34,5 kV - Construção de 1,0 km em 4/0 - CAA	73.983
Melhorias na Rede de MT	2.154.640
<b>TOTAL</b>	<b>18.098.198</b>

### 2.3.8. Oeiras do Pará

As características básicas do sistema de conexão da localidade de Oeiras do Pará, bem como os investimentos necessários, são apresentadas respectivamente, na Figura 8 e no Quadro a seguir.



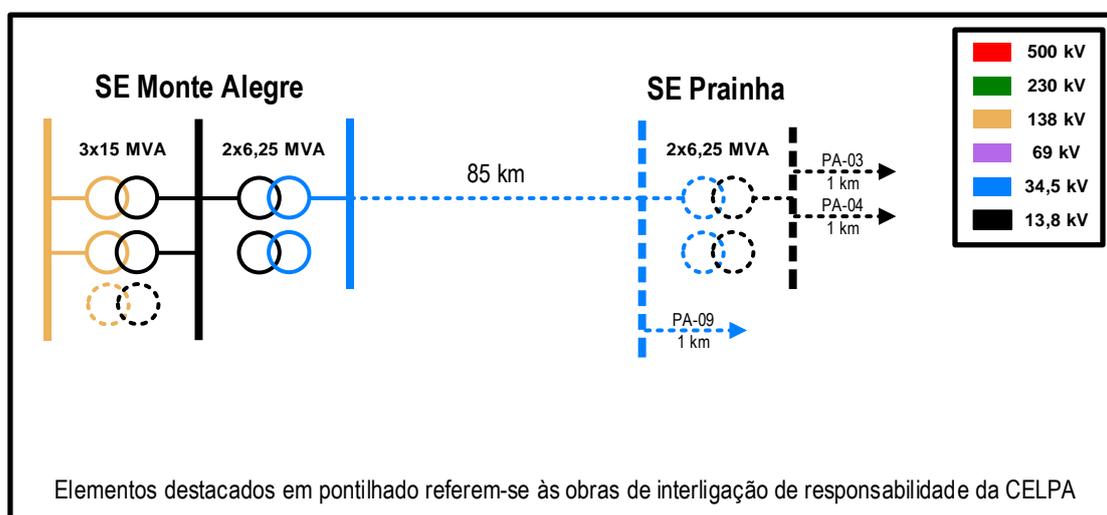
**Figura 8 - Sistema elétrico para a interligação da localidade de Oeiras do Pará**

**Quadro 15 - Custos da interligação da localidade de Oeiras do Pará**

Descrição	Valor (R\$)
SE Cametá (Ampliação Pátio 13,8/34,5 kV p/ 12,5 MVA): Substituição do TF 13,8/34,5 kV - 3MVA por 2 TF 13,8/34,5 kV - 5,0/6,25 MVA LTC (sendo 1 reserva)	2.718.669
SE Oeiras do Pará 34,5/13,8 kV: 2 TF 34,5/13,8 kV - 5/6,25 MVA LTC (sendo 1 reserva)	4.656.498
RD 34,5 kV Cametá – Oeiras do Pará: Trecho 1 – 21 km, CS, Concreto (padrão MT), cabo 4/0 AWG; Trecho 2 – 37,9 km (2 travessias de 400 m), CS, Metálica (padrão 138 kV), cabo 4/0 AWG; Trecho 3 – 1,7 km, CS, Concreto (padrão MT), cabo 4/0 AWG	14.297.968
Alimentador OP-01 (Novo) - 13,8 kV - Construção de 1,0 km em 1/0 - CA	61.408
Alimentador OP-02 (Novo) - 13,8 kV - Construção de 1,0 km em 1/0 - CA	61.408
Melhorias na Rede de MT	365.307
<b>TOTAL</b>	<b>22.161.257</b>

### 2.3.9. Prainha

As características básicas do sistema de conexão da localidade de Prainha, bem como os investimentos necessários, são apresentadas respectivamente, na Figura 9 e no Quadro a seguir.



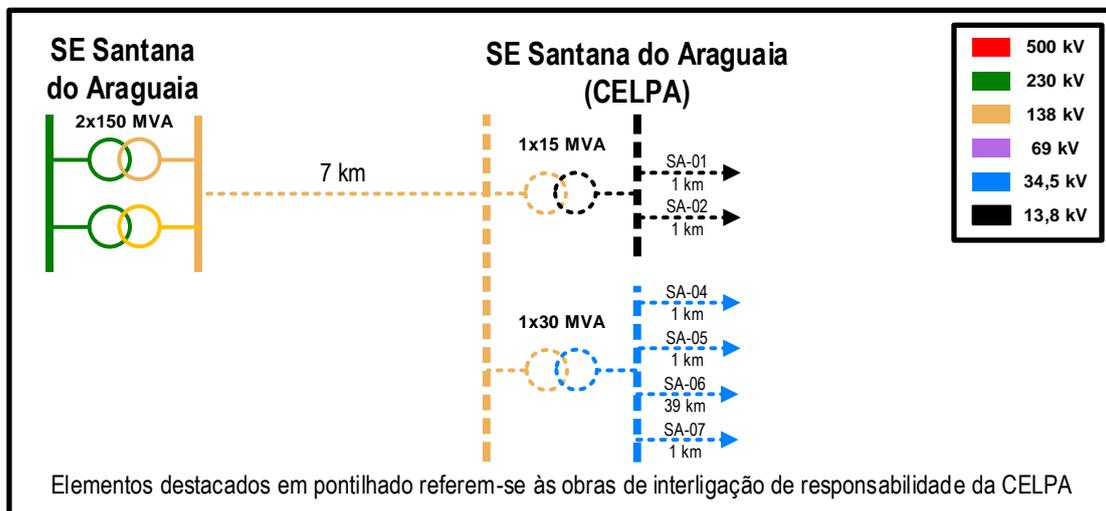
**Figura 9 - Sistema elétrico para a interligação da localidade de Prainha**

**Quadro 16 - Custos da interligação da localidade de Prainha**

Descrição	Valor (R\$)
SE Monte Alegre (Ampliação Pátio 138/13,8 kV p/ 45MVA): 1 TF 138/13,8 kV - 12,5/15 MVA LTC (reserva)	2.836.526
LD Monte Alegre/Prainha 138 kV (operando em 34,5 kV): CS, cabo 394,5 MCM CAL, Metálica (padrão 138 kV), 84,66 km	30.735.214
SE Prainha 34,5/13,8 kV: 5/6,25MVA LTC (sendo 1 reserva)	5.661.257
01 Banco Regulador de Tensão 34,5 kV - 200 A - Delta-Fechado	199.476
Alimentador PA-03 (Novo) 13,8 kV - construção 1,0 km 1/0-CA	61.408
Alimentador PA-04 (Novo) 13,8 kV - construção 1,0 km 1/0-CA	61.408
Alimentador PA-09 (Novo) 34,5 kV - construção 1,0 km 1/0-CA	63.802
Melhorias na Rede de MT	1.115.262
<b>TOTAL</b>	<b>40.734.352</b>

### 2.3.10. Santana do Araguaia

As características básicas do sistema de conexão da localidade de Santana do Araguaia, bem como os investimentos necessários, são apresentadas respectivamente, na Figura 10 e no Quadro a seguir.



**Figura 10 - Sistema elétrico para a interligação da localidade de Santana do Araguaia**

**Quadro 17 - Custos da interligação da localidade de Santana do Araguaia**

Descrição	Valor (R\$)
SE Santana do Araguaia RB 230/138 kV - Implantação de 1 Sistema de Medição de Fronteira - SMF	285.526
LT 138 kV Santana do Araguaia (RB)/Santana do Araguaia (CELPA), com as seguintes características: estruturas de concreto rural, circuito simples, cabo 740,8 MCM CAL – FLINT, 7,23 km de comprimento	5.426.482
SE Santana do Araguaia: 1 TF 138/13,8 kV - 12,5/15 MVA LTC + 1 TF 138/34,5 kV - 20/25/30 MVA LTC	9.077.497
Alimentador SA-01 (Novo) - 13,8 kV - Construção de 1,0 km em 4/0 - CA	71.589
Alimentador SA-02 (Novo) - 13,8 kV - Construção de 1,0 km em 4/0 - CA	71.589
Alimentador SA-04 (Novo) - 34,5 kV - Construção de 1,0 km em 4/0 - CAA	73.983
Alimentador SA-05 (Novo) - 34,5 kV - Construção de 1,0 km em 4/0 - CAA	73.983
Alimentador SA-06 (Novo) - 34,5 kV - Construção de 39,0 km em 4/0 - CAA	3.516.215
Alimentador SA-07 - 34,5 kV - Construção de 1,0 km em 4/0 - CAA	73.983
Melhorias na Rede de MT	2.594.881
<b>TOTAL</b>	<b>21.265.730</b>

### 2.3.11. Resumo dos Custos e Prazos de Interligação

O Quadro 18 a seguir apresenta de forma resumida os custos de interligação detalhados anteriormente e os prazos de construção apresentados pela CELPA.

**Quadro 18 - Custos de Interligação e o prazo de construção**

LOCALIDADE	Custo Obras de Interligação R\$	Prazo de Construção
Almeirim	21.894.372	36
Aveiro	13.942.721	36
Cotijuba	13.587.555	36
Faro	13.461.762	36
Gurupá	35.914.475	36
Jacareacanga	164.862.315	48
Juruti	18.098.198	36
Oeiras do Pará	22.161.257	36
Porto de Moz	98.332.976	36
Prainha	40.734.352	36
Santana do Araguaia	21.265.730	24
Terra Santa	82.761.839	36

Diante dos prazos informados, resta avaliar se existe tempo hábil para que a distribuidora execute todas as obras planejadas a fim de conectar as localidades ao SIN nas datas informadas para a antecipação (vide informações do Quadro 19).

**Quadro 19 - Data limite para início das obras de interligação com antecipação**

LOCALIDADE	PREVISÃO INTERLIGAÇÃO ANTECIPADA	Prazo para Construção	Data limite para o início das obras
Almeirim	jan/2022	36	jan/2019
Aveiro	set/2024	36	set/2021
Cotijuba	set/2023	36	set/2020
Faro	jan/2025	36	jan/2022
Gurupá	mai/2026	36	mai/2023
Jacareacanga	jan/2026	48	jan/2022
Juruti	jan/2022	36	jan/2019
Oeiras do Pará	jan/2024	36	jan/2021
Porto de Moz	jan/2025	36	jan/2022
Prainha	jan/2024	36	jan/2021
Santana do Araguaia	nov/2020	24	nov/2018
Terra Santa	jan/2025	36	jan/2022

Nota-se que para as localidades Almeirim, Juruti e Santana do Araguaia a antecipação da interligação para as datas informadas, em princípio, parece não fazer sentido uma vez que as obras já deveriam ter sido iniciadas. Contudo, após questionamentos da EPE, a

---

distribuidora informou por e-mail, enviado no dia 29 de novembro de 2019, que os prazos indicados para a construção contemplam as etapas iniciais das obras, como por exemplo, a obtenção das licenças ambientais. No caso específico da localidade de Santana do Araguaia, o licenciamento já foi iniciado e concluído, e a licença de instalação foi emitida em setembro de 2019. Com a emissão dessa licença, a Distribuidora já estaria habilitada para realizar o início das obras de interligação, que atualmente se encontram na fase de aquisição dos equipamentos e materiais.

Com relação as localidades de Juruti e Almeirim, o processo encontra-se na fase de elaboração dos projetos, os quais são premissas necessárias para protocolar o pedido de licenciamento ambiental nos respectivos órgãos, com previsão para obtenção da licença em janeiro de 2020.

Portanto, apesar das datas limites para o início das obras já estarem superadas, as obras contemplam as etapas iniciais dos projetos, quais sejam: (i) obtenção de licenças, (ii) elaboração de projetos, e (iii) aquisição de materiais e equipamentos, bem como, mobilização de equipes. Assim, para essas localidades, os trâmites para as interligações já foram iniciados e encontram-se atualmente em andamento. Dessa forma, as datas de energização estão aderentes com o planejamento elaborado e, portanto, estão mantidas e as previsões de interligação informadas.

---

### **3. FORMULAÇÃO DAS ALTERNATIVAS**

Com o objetivo de comparar o valor a ser desembolsado pela CCC para ressarcir os custos de geração local e da interligação dos sistemas isolados da CELPA, foram elaboradas três alternativas.

A primeira delas tem por objetivo verificar os custos de geração local para cada localidade, e avaliar se a interligação, de fato reduzirá o dispêndio futuro da CCC. As outras alternativas, por sua vez, indicarão o custo a ser desembolsado pela CCC até a interligação, considerando inclusive os custos das obras de distribuição. A comparação entre as alternativas 2 e 3 mostrará se a antecipação da interligação representa economia e para quais localidades esse benefício é maior.

#### **3.1. Alternativa 1 - Sem Interligação**

Para avaliar o custo de geração sem interligação, foi considerada a previsão de crescimento de carga apresentada pela distribuidora para os próximos 15 anos, de 2020 a 2034 (Quadro 20), tendo como base a geração a partir de usina termelétrica a diesel, com capacidade instalada suficiente para atendimento ao longo de todo período e manutenção das condições contratuais atualmente vigentes.

**Quadro 20- Previsão de Carga**

LOCALIDADE	CARGA (MWh)														
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
ALMEIRIM	19.992	21.433	23.851	28.226	30.029	31.909	33.867	35.910	38.041	40.256	42.514	44.809	47.133	49.479	51.837
AVEIRO	3.344	3.960	4.205	4.444	4.686	4.935	5.188	5.448	5.715	5.987	6.268	6.557	6.855	7.161	7.472
COTIJUBA	6.567	7.019	7.475	7.923	8.381	8.858	9.353	9.866	10.398	10.948	11.515	12.100	12.702	13.320	13.941
FARO	6.128	6.516	6.874	7.217	7.562	7.917	8.280	8.652	9.032	9.419	9.813	10.213	10.619	11.028	11.439
GURUPÁ	15.207	16.288	17.498	19.003	20.210	21.472	22.790	24.166	25.600	27.093	28.587	30.073	31.541	32.949	34.282
JACAREACANGA	13.276	14.571	16.067	17.413	18.835	20.355	21.976	23.704	25.543	27.500	29.428	31.272	32.998	34.680	36.302
JURUTI	51.971	55.663	58.780	61.895	65.114	68.435	71.856	75.377	78.995	82.708	86.466	90.258	94.076	97.908	101.743
OEIRAS DO PARA	13.720	14.783	15.962	17.346	18.469	19.610	20.763	21.941	23.143	24.365	25.625	26.924	28.260	29.633	31.042
PORTO DE MOZ	23.225	25.076	26.687	28.321	29.998	31.743	33.556	35.437	37.388	39.407	41.453	43.518	45.594	47.673	49.748
PRAINHA	11.351	12.095	13.051	14.434	15.228	16.048	16.895	17.768	18.667	19.593	20.531	21.480	22.436	23.398	24.362
SANTANA DO ARAGUAIA	59.570	64.098	68.965	73.374	77.918	82.665	87.620	92.782	98.153	103.736	109.308	114.833	120.276	125.599	130.763
TERRA SANTA	20.470	21.926	23.613	24.962	26.338	27.762	29.234	30.754	32.323	33.938	35.580	37.246	38.932	40.632	42.344
<b>TOTAL</b>	<b>244.821</b>	<b>263.428</b>	<b>283.028</b>	<b>304.558</b>	<b>322.768</b>	<b>341.709</b>	<b>361.378</b>	<b>381.805</b>	<b>402.998</b>	<b>424.950</b>	<b>447.088</b>	<b>469.283</b>	<b>491.422</b>	<b>513.460</b>	<b>535.275</b>

O valor presente líquido (VPL), em setembro de 2019, do custo a ser reembolsado pela CCC (custo total menos ACRmed) durante os 15 anos para cada localidade foi obtido utilizando as premissas indicadas no item 2.2. O quadro abaixo apresenta os resultados dessa avaliação.

**Quadro 21 – VPL do custo a ser reembolsado pela CCC de 15 anos de geração local isolada**

LOCALIDADE	Custo de Geração Local - Sem Interligação (2020 a 2034) R\$
Almeirim	317.087.724
Aveiro	48.811.773
Cotijuba	90.114.752
Faro	80.176.382
Gurupá	229.173.515
Jacareacanga	209.264.607
Juruti	743.951.372
Oeiras do Pará	212.346.529
Porto de Moz	351.268.390
Prainha	165.867.939
Santana do Araguaia	834.932.924
Terra Santa	339.549.858
<b>TOTAL</b>	<b>3.622.545.765</b>

Como pode ser observado, sem a interligação, o custo a ser pago pela CCC para reembolsar a geração local dessas 12 localidades da CELPA, nos próximos 15 anos, é superior a R\$ 3,6 bilhões, sendo Santana do Araguaia a localidade que apresenta o maior custo de geração local, R\$ 835 milhões, devido à carga elevada da região, cerca de 131 MWh em 2034.

### 3.2. Alternativa 2 - Interligação no Prazo Originalmente Previsto

Para essa alternativa é considerado o custo da geração local, com as mesmas considerações do item 3.1, até a data de interligação, acrescido do custo das obras de distribuição, verificados no item 2.3. Após a interligação, o custo de geração é zerado, uma vez que o suprimento da localidade passa a ser feito pela compra de energia do SIN e não mais por usina termelétrica instalada na localidade.

A tabela abaixo representa os custos a VPL nessa alternativa, com base nas datas de interligação consideradas. Para essa alternativa estima-se um custo de aproximadamente R\$ 1,58 bilhão, reduzindo em 5% o valor a ser desembolsado pela CCC, em relação à alternativa anterior, desconsiderando a localidade Oeiras do Pará.

Importante destacar, que a localidade de Oeiras do Pará não foi considerada nessa análise, pois, segundo informou a distribuidora, a mesma "não possui previsão de interligação fora do cenário de antecipação"<sup>8</sup>.

**Quadro 22 – VPL do custo a ser desembolsado pela CCC considerando as previsões originais de interligação**

LOCALIDADE	PREVISÃO ORIGINAL DE INTERLIGAÇÃO	Custo de Geração Local + Interligação (Data Original) R\$
Almeirim	01/01/2023	87.392.110
Aveiro	01/01/2026	31.454.894
Cotijuba	01/01/2025	44.573.693
Faro	01/01/2027	51.612.841
Gurupá	01/01/2028	155.617.424
Jacareacanga	01/01/2030	222.719.126
Juruti	01/01/2023	202.073.538
Oeiras do Pará	-	-
Porto de Moz	01/01/2028	264.874.843
Prainha	01/01/2026	102.754.037
Santana do Araguaia	01/01/2023	215.940.353
Terra Santa	01/01/2027	199.043.100
<b>TOTAL</b>	-	<b>1.578.055.959</b>

A título de comparação, o Quadro 23 apresenta as alternativas 1 e 2. Chama a atenção os custos observados para Jacareacanga, uma vez que essa localidade apresenta o maior custo de interligação, R\$ 164,9 milhões, e o maior prazo para a interligação - 2030. A soma do

<sup>8</sup> Informação enviada pela CELPA por e-mail no dia 30/10/2019.

valor a ser desembolsado para reembolsar a geração local por 10 anos, acrescido do elevado custo de interligação, resulta em um custo superior ao observado na alternativa 1, indicando que para essa localidade a interligação no prazo original não reduz o dispêndio futuro da CCC.

Para as demais localidades, a interligação, mesmo no prazo original é recomendável.

**Quadro 23 – Comparação entre as alternativas 1 e 2**

LOCALIDADE	PREVISÃO ORIGINAL DE INTERLIGAÇÃO	Custo de Geração Local - Sem Interligação (2020 a 2034) R\$	Custo de Geração Local + Interligação (Data Original) R\$	Economia com a Interligação R\$
Almeirim	01/01/2023	317.087.724	87.392.110	229.695.614
Aveiro	01/01/2026	48.811.773	31.454.894	17.356.879
Cotijuba	01/01/2025	90.114.752	44.573.693	45.541.059
Faro	01/01/2027	80.176.382	51.612.841	28.563.541
Gurupá	01/01/2028	229.173.515	155.617.424	73.556.091
Jacareacanga	01/01/2030	209.264.607	222.719.126	-13.454.519
Juruti	01/01/2023	743.951.372	202.073.538	541.877.834
Oeiras do Pará	-	212.346.529	-	-
Porto de Moz	01/01/2028	351.268.390	264.874.843	86.393.547
Prainha	01/01/2026	165.867.939	102.754.037	63.113.902
Santana do Araguaia	01/01/2023	834.932.924	215.940.353	618.992.571
Terra Santa	01/01/2027	339.549.858	199.043.100	140.506.758
<b>TOTAL</b>	-	<b>3.622.545.765</b>	<b>1.578.055.959</b>	<b>1.832.143.277*</b>

\*Desconsiderando o custo de Oeiras do Pará para a alternativa 1.

### 3.3. Alternativa 3 - Interligação Antecipada

A alternativa 3 difere da alternativa 2 apenas quanto à data de interligação a ser considerada na análise.

A tabela abaixo representa os custos a VPL dessa alternativa e as datas de interligação consideradas. Observa-se, que para essa alternativa, o valor total a ser desembolsado pela CCC é de aproximadamente R\$ 1,26 bilhão, cerca de 65% menor que o da alternativa 1 (sem interligação) e 20% menor que o da alternativa 2 (interligação na data original), indicando ser a melhor opção das três alternativas.

**Quadro 24 - VPL do custo a ser desembolsado pela CCC, com antecipação da interligação**

LOCALIDADE	PREVISÃO DE INTERLIGAÇÃO ANTECIPADA	Custo de Geração Local + Interligação (COM ANTECIPAÇÃO) R\$
Almeirim	01/01/2022	65.670.009
Aveiro	01/09/2024	27.375.745
Cotijuba	01/09/2023	36.375.038
Faro	01/01/2025	41.653.895
Gurupá	01/05/2026	131.078.152
Jacareacanga	01/01/2026	194.407.850
Juruti	01/01/2022	142.944.190
Oeiras do Pará	01/01/2024	83.584.396
Porto de Moz	01/01/2025	206.372.857
Prainha	01/01/2024	82.674.982
Santana do Araguaia	01/11/2020	80.113.315
Terra Santa	01/01/2025	167.604.583
<b>TOTAL</b>	-	<b>1.259.855.012</b>

Destaca-se que a localidade de Oeiras do Pará foi considerada nessa análise, uma vez que a CELPA apresentou previsão de interligação ao SIN para este sistema considerando o cenário de antecipação dos recursos da CCC para a execução das obras de interligação, vide item 3.2.

**Quadro 25 - Comparação entre as alternativas 1 e 3**

LOCALIDADE	PREVISÃO DE INTERLIGAÇÃO CONSIDERANDO A ANTECIPAÇÃO	Custo de Geração Local - Sem Interligação (2020 a 2034) R\$	Custo de Geração Local + Interligação (COM ANTECIPAÇÃO) R\$	Economia com a Interligação
Almeirim	01/01/2022	317.087.724	65.670.009	251.417.715
Aveiro	01/09/2024	48.811.773	27.375.745	21.436.028
Cotijuba	01/09/2023	90.114.752	36.375.038	53.739.714
Faro	01/01/2025	80.176.382	41.653.895	38.522.487
Gurupá	01/05/2026	229.173.515	131.078.152	98.095.363
Jacareacanga	01/01/2026	209.264.607	194.407.850	14.856.757
Juruti	01/01/2022	743.951.372	142.944.190	601.007.182
Oeiras do Pará	01/01/2024	212.346.529	83.584.396	128.762.133
Porto de Moz	01/01/2025	351.268.390	206.372.857	144.895.533
Prainha	01/01/2024	165.867.939	82.674.982	83.192.957
Santana do Araguaia	01/11/2020	834.932.924	80.113.315	754.819.609
Terra Santa	01/01/2025	339.549.858	167.604.583	171.945.275
<b>TOTAL</b>	-	<b>3.622.545.765</b>	<b>1.259.855.012</b>	<b>2.362.690.753</b>

Observando os Quadro 23 e Quadro 25, no que diz respeito a Jacareacanga, nota-se que a interligação antecipada (em 4 anos) é mais vantajosa do que a geração local isolada por 15 anos, apesar do elevado custo de interligação, ou seja, nessa alternativa a interligação passa a ser uma opção vantajosa também para essa localidade.

De maneira geral, conclui-se que a interligação, quando comparada com a geração local por 15 anos, reduzirá o valor a ser desembolsado pela CCC.

#### **4. COMPARAÇÃO DAS ALTERNATIVAS DE SUPRIMENTO**

A fim de identificar para quais localidades a antecipação da interligação apresenta maior benefício, as alternativas 2 e 3 serão comparadas.

Como pode ser observado no Quadro 26, maior será o benefício da interligação, quanto maior a carga da localidade e maior o número de meses considerados para a antecipação.

**Quadro 26 - Economia obtida com a antecipação da interligação – Alternativas 2 e 3**

LOCALIDADE	MESES A SEREM ANTECIPADOS	Carga em 2020 MWh	Custo de Geração Local + Interligação (Data Original) R\$	Custo de Geração Local + Interligação (com ANTECIPAÇÃO) R\$	Benefício da Antecipação da Interligação R\$	Benefício da Antecipação da Interligação %
Santana do Araguaia	26	59.570	215.940.353	80.113.315	135.827.038	63%
Juruti	12	51.971	202.073.538	142.944.190	59.129.348	29%
Porto de Moz	36	23.225	264.874.843	206.372.857	58.501.986	22%
Terra Santa	24	20.470	199.043.100	167.604.583	31.438.517	16%
Jacareacanga	48	13.276	222.719.126	194.407.850	28.311.276	13%
Gurupá	20	15.207	155.617.424	131.078.152	24.539.272	16%
Almeirim	12	19.992	87.392.110	65.670.009	21.722.101	25%
Prainha	24	11.351	102.754.037	82.674.982	20.079.055	20%
Faro	24	6.128	51.612.841	41.653.895	9.958.946	19%
Cotijuba	16	6.567	44.573.693	36.375.038	8.198.655	18%
Aveiro	16	3.344	31.454.894	27.375.745	4.079.149	13%
Oeiras do Pará	-	13.720	-	83.584.396	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>244.819</b>	<b>1.578.055.959</b>	<b>1.259.855.012</b>	<b>401.785.343*</b>	<b>25%*</b>

\*Desconsiderando o custo de Oeiras do Pará para a alternativa 3.

Conforme informado nos itens 2.3.4 e 2.3.5, a interligação de Faro está associada à interligação de Terra Santa; e a interligação de Gurupá depende das obras em Porto de Moz, ou seja, para considerar as interligações em Faro e Gurupá, antes devem ser consideradas as interligações em Terra Santa e Porto de Moz, respectivamente.

Assim, o quadro abaixo apresenta esses casos de forma agregada. Comparando o Quadro 26 e o Quadro 27 percebe-se que ao se considerar a interligação agregada, Porto de Moz avança uma posição no ranking, passando de 3º para 2º, e Terra Santa se mantém em 4º, ou seja, as maiores beneficiárias da consideração agregada são Gurupá (de 6º para 2º) e Faro (de 9º para 4º).

**Quadro 27 - Economia obtida com a antecipação da interligação – Alternativas 2 e 3– Solução Agregada**

LOCALIDADE	Custo de Geração Local + Interligação (Data Original)	Custo de Geração Local + Interligação (com ANTECIPAÇÃO)	Benefício da Antecipação da Interligação	Benefício da Antecipação da Interligação
	R\$	R\$	R\$	%
Santana do Araguaia	215.940.353	80.113.315	135.827.038	63%
Porto de Moz e Gurupá	<b>420.492.267</b>	<b>337.451.009</b>	<b>83.041.258</b>	<b>20%</b>
Juruti	202.073.538	142.944.190	59.129.348	29%
Terra Santa e Faro	<b>250.655.941</b>	<b>209.258.478</b>	<b>41.397.463</b>	<b>17%</b>
Jacareacanga	222.719.126	194.407.850	28.311.276	13%
Almeirim	87.392.110	65.670.009	21.722.101	25%
Prainha	102.754.037	82.674.982	20.079.055	20%
Cotijuba	44.573.693	36.375.038	8.198.655	18%
Aveiro	31.454.894	27.375.745	4.079.149	13%
Oeiras do Pará	-	83.584.396	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1.578.055.959</b>	<b>1.259.855.012</b>	<b>401.785.343*</b>	<b>25%*</b>

\*Desconsiderando o custo de Oeiras do Pará para a alternativa 3.

## 5. CONCLUSÕES

Em atenção à solicitação do MME, motivada pelo pleito da distribuidora, a EPE avaliou os benefícios da antecipação da interligação dos sistemas isolados da CELPA ao SIN, por meio de obras de distribuição, conforme calendário informado pela distribuidora.

Nessa análise foram considerados os custos evitados com a geração local (termelétricas a diesel) ao se interligar as localidades ao SIN, considerando inclusive a manutenção dos compromissos assumidos por meio dos contratos vigentes.

Em relação aos custos das obras de interligação, não foram verificadas distorções nos valores apresentados pela distribuidora quando comparados com outras bases de preços. É importante destacar que a comparação realizada não objetivou estabelecer de maneira precisa os valores que serão efetivamente reconhecidos pelo MME e pela ANEEL no processo de sub-rogação da CCC, mas sim teve por finalidade identificar eventuais inconsistências nos valores de investimentos informados.

---

Como resultado, concluiu-se que a interligação pode reduzir os dispêndios futuros da CCC, sobretudo quando considerada a antecipação das obras, como proposto pela distribuidora.

Cabe destacar, contudo, que para localidade de Jacareacanga, a interligação na data originalmente prevista apresenta um custo maior do que geração isolada. Porém, quando considerada, a antecipação das obras, a interligação passa a ser vantajosa.

Para a localidade de Oeiras do Pará, a distribuidora informou não haver previsão de interligação sem a antecipação. O Quadro 25 apresenta a economia entre o cenário que considera somente com a geração local (alternativa 1), para 15 anos, e o cenário que considera a interligação antecipada (alternativa 3), que resulta em uma economia superior a R\$ 128 milhões, por isso, incluiremos essa localidade na lista de localidades aptas para a antecipação da sub-rogação, apesar de não haver uma previsão original para a sua interligação.

Por fim, apresenta-se de forma resumida quadro contendo as estimativas de benefício, em valores absolutos (R\$) e relativos (%), da antecipação da interligação para cada localidade, ordenados do maior para o menor, o que pode sugerir uma ordem preferencial para a concessão da sub-rogação antecipada.

Salienta-se que a análise realizada é sensível em relação aos dados de entrada e, dessa forma, qualquer alteração em relação às premissas adotadas requer a revisão do estudo realizado.