



Empresa de Pesquisa Energética

SISTEMAS ISOLADOS

AMAZONAS

Avaliação dos Benefícios Econômicos da Interligação de Sistemas Isolados Propostos pela Amazonas Energia

SETEMBRO DE 2023

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



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



SISTEMAS ISOLADOS

GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo do MME

Efrain Pereira da Cruz

Secretário de Transição Energética e Planejamento

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Secretário de Energia Elétrica

Gentil Nogueira de Sá Junior

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis
Renováveis**

Pietro Adamo Sampaio Mendes

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

Vitor Eduardo de Almeida Saback

AMAZONAS

Avaliação dos Benefícios Econômicos da Interligação de Sistemas Isolados Propostos pela Amazonas Energia



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

Angela Regina Livino de Carvalho (interina)

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Giovani Vitória Machado (interino)

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretora de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

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

Sede

Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", sala 752
70065-900 - Brasília – DF

Escritório Central

Praça Pio X, nº 54
20091-040 - Rio de Janeiro – RJ

Coordenação Geral
Giovani Vitória Machado (interino)

Coordenação Executiva
Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Bernardo Folly de Aguiar

Equipe Técnica
Guilherme Mazolli Fialho
Maria de Fátima de Carvalho Gama
Michele Almeida de Souza
Rafael Theodoro Alves e Mello

EPE-DEE-RE-046/2023-rev0

Data: 05/09/2023

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



Empresa de Pesquisa Energética

Área de estudo

SISTEMAS ISOLADOS

Sub-área de estudo

Estado do Amazonas

Produto (Nota Técnica ou Relatório)

EPE-DEE-NT-046/2023-rev0

Avaliação dos Benefícios Econômicos da Interligação de Sistemas Isolados Propostos pela Amazonas Energia

Revisões

Data

Descrição sucinta

rev0

05/09/2023

Emissão Original, após contribuições do Ministério de Minas e Energia - MME

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

SUMÁRIO

SUMÁRIO	2
ÍNDICE DE FIGURAS	4
ÍNDICE DE TABELAS	6
1 HISTÓRICO	13
2 INTRODUÇÃO	14
3 PREMISSAS E CONSIDERAÇÕES UTILIZADAS NA ANÁLISE	18
3.1 Custos de Geração	18
3.2 Custos de Interligação.....	20
4 ESTIMATIVA DE CUSTO DAS INTERLIGAÇÕES	24
4.1 G-01 Lindóia e Novo Remanso	25
4.1.1 Alternativa de referência – critério N	25
4.1.2 Alternativa com confiabilidade diferenciada – critério N-1	26
4.2 G-02 - Lábrea e G-03 Matupi.....	28
4.2.1 G-02 (Lábrea): alternativa de referência – critério N	30
4.2.2 G-03 – Matupi: alternativa de referência – critério N.....	31
4.2.3 Alternativa com confiabilidade diferenciada	32
4.3 G-04 - São Sebastião do Uatumã e G-05 - Urucará.....	34
4.3.1 G-04 São Sebastião do Uatumã.....	35
4.3.1 G-05 Urucará.....	36
4.4 G-06 - Cabori e Mocambo	37
4.5 G-14 - Novo Airão	38
4.6 G-15 - Anamã e G-16 -Beruri	40
4.7 G-18 Barreirinha, Boa Vista do Ramos, Maués, Urucurituba, Pedras, Cametá e Itapeaçu.....	42
4.7.1 Alternativa de referência - critério N	44
4.7.2 Alternativa com confiabilidade diferenciada	47
4.8 G-08, G-10, G-11, G-12, G-19 e G-20 - Careiro da Várzea, Careiro Castanho, Manaquiri, Novo Céu e Borba, Autazes, Nova Olinda do Norte e Axinim	51
5 COMPARAÇÃO DOS CUSTOS DE INTERLIGAÇÃO COM OS DE GERAÇÃO .	53
5.1 G-01 (Lindóia e Novo Remanso).....	53
5.1.1 Alternativa de referência – critério N	53
5.1.2 Alternativa com confiabilidade diferenciada – critério N-1	54
5.1.3 Percentual de carga atendida até o final dos contratos vigentes.....	55
5.2 G-02 (Lábrea) e G-03 (Matupi).....	56

5.2.1	G-02 (Lábrea): alternativa de referência – critério N	56
5.2.1	G-03 (Matupi): alternativa de referência – critério N	56
5.2.2	Alternativa com confiabilidade diferenciada	57
5.2.1	Percentual de carga atendida até o final dos contratos vigentes.....	58
5.3	G-04 (São Sebastião do Uatumã) e G-05 (Urucará)	58
5.3.1	Percentual de carga atendida até o final dos contratos vigentes.....	59
5.4	G-6 (Cabori e Mocambo).....	59
5.5	G-14 (Novo Airão).....	60
5.5.1	Percentual de carga atendida até o final dos contratos vigentes.....	60
5.6	G-15 (Anamã) e G-16 (Beruri).....	60
5.6.1	Percentual de carga atendida até o final dos contratos vigentes.....	61
5.7	G-18 (Barreirinha, Boa Vista do Ramos, Maués, Urucurituba, Pedras, Cametá e Itapeçu)	62
5.7.1	Alternativa de referência – critério N	62
5.7.1	Alternativa com confiabilidade diferenciada	62
5.7.1	Percentual de carga atendida até o final dos contratos vigentes.....	63
6	CONCLUSÕES	64
7	REFERÊNCIAS	72
8	ANEXOS	74
8.1	G-01 (Lindóia e Novo Remanso) – Critério N	74
8.2	G-01 (Lindóia e Novo Remanso) – Critério N-1	75
8.3	G-02 (Lábrea) e G-03 (Matupi) – Critério N	76
8.4	G-02 (Lábrea) e G-03 (Matupi) – Critério Diferenciado.....	77
8.5	G-04 (São Sebastião do Uatumã) e G-05 – Urucará - Critério N.....	78
8.6	G-06 – (Cabori e Mocambo) – Critério N.....	79
8.7	G-14 (Novo Airão).....	80
8.8	G-15 - (Anamã) e G-16 - Beruri) - Critério N.....	81
8.9	G-18 (Barreirinha, Boa Vista do Ramos, Maués, Urucurituba, Pedras, Cametá e Itapeçu) - Critério N.....	82
8.10	G-18 (Barreirinha, Boa Vista do Ramos, Maués, Urucurituba, Pedras, Cametá e Itapeçu) Critério Diferenciado	84
8.11	G-18 (Barreirinha, Boa Vista do Ramos, Maués, Urucurituba, Pedras, Cametá e Itapeçu) - Critério N-1 com 2 circuitos simples	86

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Localização geográfica das localidades analisadas	14
Figura 2 – Identificação geográfica dos grupos analisados – Centro Amazonense	17
Figura 3 – Identificação geográfica dos grupos analisados – Sul Amazonense.....	17
Figura 4 – Trajeto da LT 138 kV Silves-Itacoatiara e localização de Lindóia e Novo Remanso (Fonte: AmE).....	25
Figura 5 – Diagrama Simplificado – Critério N.....	26
Figura 6 – Diagrama Simplificado – Critério N-1	27
Figura 7 – Diagrama geoeletrico das localidades Humaitá, Lábrea e Matupi (Fonte: AmE)	29
Figura 8 - Trajetos propostos para as LT 138 kV Humaitá – Lábrea e LT 138 kV Humaitá - Matupi (Fonte: AmE)	30
Figura 9 - Diagrama unifilar simplificado – Critério N - LT 138 kV Humaitá – Lábrea e LT 138 kV Humaitá	30
Figura 10 – Mapa com demarcações de terras indígenas e reservas ambientais. (Fonte: AmE)	31
Figura 11 – Diagrama unifilar simplificado LT 138 kV Humaitá – Lábrea e LT 138 kV Humaitá – Critério N-1.....	32
Figura 12 –Trajeto proposto LT Itapiranga – São Sebastião do Uatumã – Urucará (Fonte: AmE)	34
Figura 13 – Diagrama unifilar simplificado LT 138 kV Itapiranga – São Sebastião do Uatumã – Urucará.....	35
Figura 14 – Localização das localidades Urucará, Mocambo e Cabori (Fonte: AmE)	37
Figura 15 – Diagrama Unifilar Simplificado	38
Figura 16 - Trajeto proposto LT 138 kV Manacapuru Dois – Novo Airão (Fonte: AmE)....	39
Figura 17 -Localização de Novo Airão (Fonte: AmE)	39
Figura 18 -Diagrama Unifilar Simplificado – LT Manacapuru II – Novo Airão	39
Figura 19 -Localização das localidades de Anamã e Beruri (Fonte: AmE)	41
Figura 20 -Diagrama Unifilar Simplificado – LT Manacapuru – Anamã - Beruri	41
Figura 21 – Localização das localidades do baixo Amazonas, incluindo Barreirinha, Boa vista do Ramos, Maués, Urucurituba (Fonte: AmE).....	43
Figura 22 – Trajeto das LTs 138 kV Parintins – Barreirinha - Boa vista do Ramos – Maués – Urucurituba (Fonte: AmE, adaptada pela EPE)	45
Figura 23 – Diagrama unifilar simplificado do sistema de conexão das localidades: Barreirinha, Boa vista do Ramos, Maués, Urucurituba, Pedras, Cametá e Itapeçu.....	45
Figura 24 – Trajeto das LTs 138 kV Parintins – Barreirinha - Boa vista do Ramos – Maués – Urucurituba – Itacoatiara (Fonte: AmE).....	48
Figura 25 – Diagrama unifilar simplificado - Sistema de Conexão das Localidades: Barreirinha, Boa vista do Ramos, Maués, Urucurituba, Pedras, Cametá e Itapeçu - Confiabilidade Diferenciada	48

Figura 26 – Configuração da alternativa de interligação das localidades do G-18 – Critério N-1 com circuitos duplos em 138 kV (Fonte: adaptada AmE)	50
Figura 27 – Configuração da alternativa de interligação das localidades do G-08, G-10, G-11, G-12, G-19 e G-20 – Critério N com um circuito simples em 138 kV (Fonte: AmE)....	51
Figura 28 – Configuração da alternativa de interligação das localidades do G-08, G-10, G-11, G-12, G-19 e G-20 – Critério N-1 com dois circuitos simples em 138 kV (Fonte: AmE)	52
Figura 29 – Custos de investimento totais previstos	66
Figura 30 – Conclusões gerais das análises para as localidades – Estado do Amazonas ..	69
Figura 31 – Detalhamento Centro Amazonense: conclusões das análises para as localidades	70
Figura 32 – Detalhamento Sul Amazonense: conclusões das análises para as localidades	71

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Localidades do AM para as quais foi identificada viabilidade técnica para a interligação.....	15
Tabela 2 – Custos de Km linhas de distribuição - Base de Preço EPE/ANEEL x Base AmE	21
Tabela 3 – Linhas de interligação analisadas.....	24
Tabela 4 – Estimativa de custo - Linhas de interligação de Lindóia e Novo Remanso – critério N.....	26
Tabela 5– Estimativa de custo - Linhas de interligação de Lindóia e Novo Remanso – critério N-1	27
Tabela 6 – Estimativa de custo de investimento para a obra adicional que fornece confiabilidade diferenciada.....	28
Tabela 7– Estimativa de Custo - Interligação Lábrea (1 circuito LT 138 V Caladinho II – Humaitá).....	30
Tabela 8– Estimativa de Custo - Interligação Matupi (1 circuito LT 138 V Caladinho II – Humaitá).....	31
Tabela 9– Estimativa de Custo - Interligação Lábrea e Matupi (2 circuitos LT 138 V Caladinho II – Humaitá)	32
Tabela 10– Estimativa de custo de investimento para a obra adicional que fornece confiabilidade diferenciada -LT 138 kV Caladinho II – Humaitá, C2.....	33
Tabela 11- Comparação entre os custos das alternativas com confiabilidade N e confiabilidade diferenciada.....	33
Tabela 12– Estimativa de Custo - Interligação São Sebastião do Uatumã	35
Tabela 13 – Estimativa de Custo - Interligação Uruará	36
Tabela 14 - Orçamento interligação Cabori (por Uruará)	38
Tabela 15– Estimativa de Custo - Interligação Novo Airão.....	40
Tabela 16– Estimativa de Custo - Interligação Anamã	42
Tabela 17– Estimativa de Custo - Interligação Beruri.....	42
Tabela 18- Orçamento interligação - Barreirinha	45
Tabela 19- Orçamento interligação - Pedras	46
Tabela 20- Orçamento interligação - Boa Vista do Ramos	46
Tabela 21- Orçamento interligação Cametá	46
Tabela 22- Orçamento interligação Maués.....	46
Tabela 23- Orçamento interligação Itapeaçu.....	46
Tabela 24- Orçamento interligação Urucurituba	47
Tabela 25- Orçamento interligação Parintins – Barreirinha- Boa Vista do Ramos – Maués – Urucurituba + (Pedras + Cametá+ Itapeaçu)	47
Tabela 26- Orçamento interligação Urucurituba (fechando com Itacoatiara).....	49
Tabela 27- Orçamento interligação Parintins – Barreirinha – Boa Vista do Ramos – Maués – Urucurituba – Itacoatiara	49

Tabela 28- Orçamento interligação Parintins – Barreirinha – Boa Vista do Ramos – Maués – Urucurituba - Critério N-1 com dois circuitos simples	50
Tabela 29- Comparação entre os custos das duas alternativas com confiabilidade diferenciada.....	50
Tabela 30- Comparação do custo de interligação com os custos de geração para o Grupo - 01 – Alternativa N	54
Tabela 31- Comparação do custo de interligação com os custos de geração para o Grupo - 01 – Alternativa N-1	55
Tabela 32– Percentual da demanda máxima que usinas atuais são capazes de atender até 2034	55
Tabela 33- Comparação do custo de interligação com os custos de geração para o Grupo - 02.....	56
Tabela 34- Comparação do custo de interligação com os custos de geração para o Grupo- 03.....	57
Tabela 35 - Comparação do custo de interligação com os custos de geração para os Grupos 02 e 03 considerando o critério N-1	57
Tabela 36- Percentual da demanda máxima que as usinas atuais são capazes de atender até 2034	58
Tabela 37- Comparação do custo de interligação com custos de geração para os Grupos 04 e 05	58
Tabela 38 - Percentual da demanda máxima que usinas atuais são capazes de atender até 2034	59
Tabela 39 - Comparação do custo de interligação com custos de geração para o G-06... ..	59
Tabela 40- Comparação do custo de interligação com os de geração para o G-14.....	60
Tabela 41- Percentual da demanda máxima que usinas atuais são capazes de atender até 2034	60
Tabela 42 - Comparação do custo de interligação com custos de geração para os Grupos 15 e 16	61
Tabela 43 - Percentual da demanda máxima que usinas atuais são capazes de atender até 2034	61
Tabela 44 - Comparação do custo de interligação com os de geração para o G-18 - critério N	62
Tabela 45 - Comparação do custo de interligação com os de geração para o G-18 - critério N-1	63
Tabela 46 - Percentual da demanda máxima que as usinas atuais são capazes de atender até 2034	63
Tabela 47 – Comprimentos totais de LT 138 kV e de potência de transformação 138/13,8 kV.....	64
Tabela 48 - Resumo dos resultados das localidades analisadas nesta Nota Técnica	67
Tabela 49 – Localidades a serem acompanhadas	68

1 HISTÓRICO

Em 29 de março de 2022 a EPE emitiu a Nota Técnica EPE-DEE-NT-019/2022 [1], a qual contempla uma análise de localidades isoladas cuja conexão ao SIN poderia ser economicamente benéfica, utilizando alternativas de conexão referenciais, sem detalhamento por parte da distribuidora.

Em 01 de junho de 2022 o Ministério de Minas e Energia - MME agendou uma reunião com a Empresa de Pesquisa Energética - EPE e Amazonas Energia - AmE para apresentação, pela EPE, dos resultados desse trabalho, que contempla a análise de 21 localidades isoladas do Amazonas, divididas em 17 grupos.

Em 07 de junho de 2022, o extinto Departamento de Planejamento Energético do Ministério de Minas e Energia (DPE/SPE-MME) por meio do Ofício nº 184/2022/DPE/SPE-MME, solicitou à AmE a preparação de uma proposta de planejamento detalhada de interligação das localidades apontadas como viáveis economicamente pela EPE em [1], com base no conhecimento técnico da equipe e nos desafios logísticos de sua área de concessão.

Em resposta à solicitação do MME, a AmE encaminhou uma proposta inicial para as localidades alocadas nos grupos denominados G-01, G-02 e G-03, descrita na Carta CTA – DT nº 007/2022, de julho de 2022.

Na sequência, foram encaminhadas pela AmE as Notas Técnicas [4] a [12] e [14] a [21].

2 INTRODUÇÃO

Após a emissão da Nota Técnica [1], solicitou-se que a AmE realizasse uma análise mais aprofundada daquelas localidades cujas interligações se mostraram economicamente atrativas. Tais localidades constam da Tabela 1 e os resultados das análises realizadas pela AmE reportadas nas Notas Técnicas [4] a [21].

A Figura 1 mostra a localização geográfica de todas as 34 localidades que foram analisadas em algum momento do processo, seja na Nota Técnica [1] seja nas Notas Técnicas [4] a [21], da AmE.

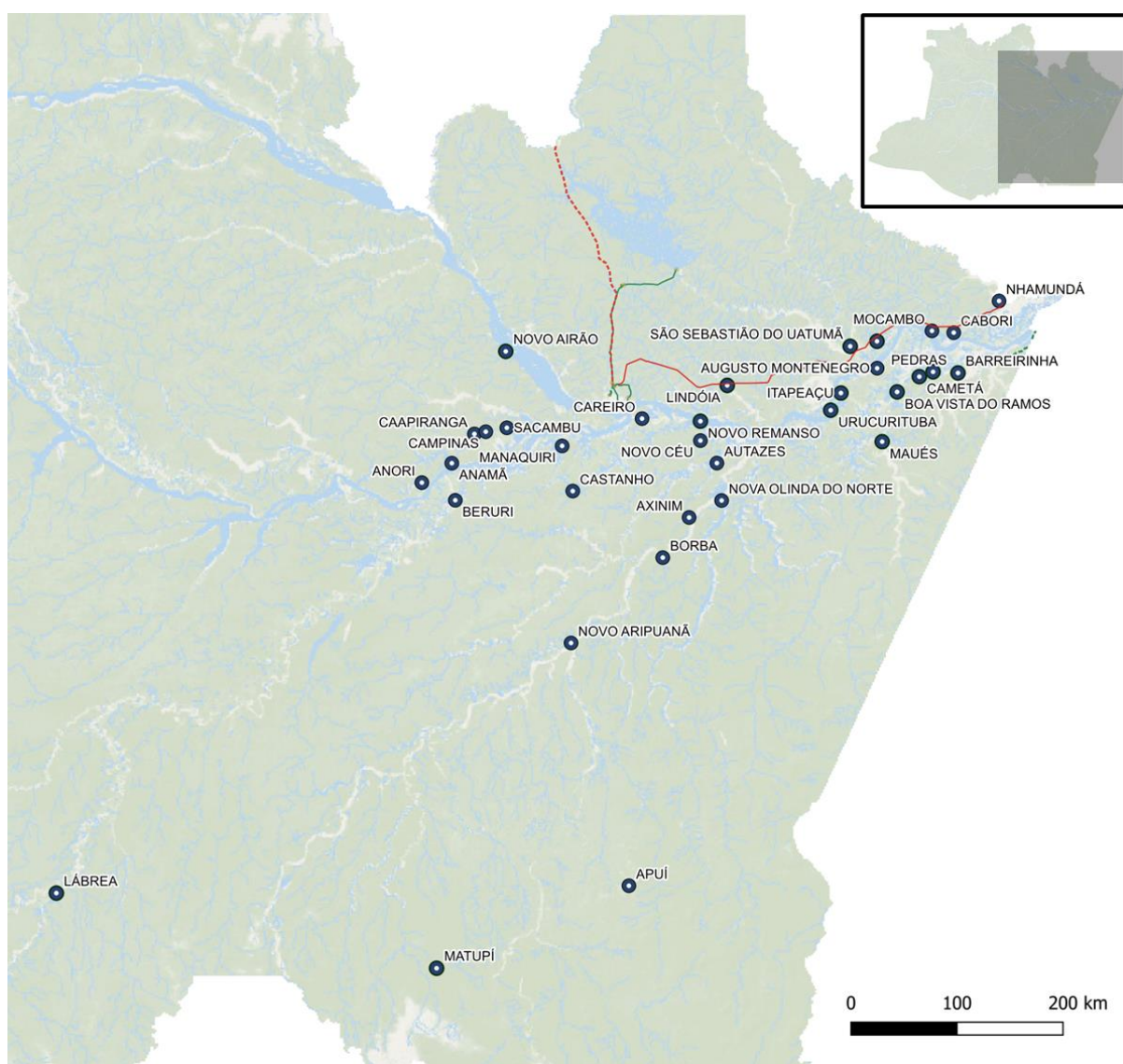


Figura 1 – Localização geográfica das localidades analisadas

De forma a trazer maior eficiência às análises e aproveitar sinergias proporcionadas pela proximidade geográfica, as localidades foram divididas em grupos, conforme Tabela 1.

Tabela 1 – Localidades do AM para as quais foi identificada viabilidade técnica para a interligação

Localidade	Grupo	Interligação a partir de:	Observações
LINDÓIA	G-01	Itacoatiara	Itacoatiara apresenta previsão de interligação para 2023
NOVO REMANSO		Lindóia	Necessidade da conexão de Lindóia ao SIN
LÁBREA	G-02	Humaitá	Vide observação no rodapé ¹
MATUPI APUÍ NOVO ARIPUANÃ	G-03	Humaitá	Vide observações no rodapé ^{1,2}
SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÃ	G-04	Itapiranga	Itapiranga apresenta previsão de interligação para 2023
URUCARÁ	G-05	São Sebastião do Uatumã	Necessidade da conexão de São Sebastião do Uatumã
CABORI E MOCAMBO	G-06	Urucará	Necessidade da conexão de Urucará
NHAMUNDÁ	G-07	Cabori	Necessidade da conexão de Cabori ³
BORBA	G-08	-	A AmE apresentou proposta de interligação considerando um conjunto de obras e novos pontos de suprimento de Rede Básica, o que extrapola o âmbito da presente análise, devendo ser abordada posteriormente.
AUGUSTO MONTENEGRO	G-09	Boa Vista dos Ramos	Houve consenso entre AmE e EPE, quanto à não atratividade da interligação como reportado na NT-DTP-008/2022 – AmE. Não sendo, portanto, reavaliada nessa segunda fase dos estudos
NOVO CÉU	G-10	-	A AmE apresentou proposta de interligação considerando um conjunto de obras e novos pontos de suprimento de Rede Básica, o que extrapola o âmbito da presente análise, devendo ser abordada posteriormente.
CAREIRO	G-11	-	A AmE apresentou proposta de interligação considerando um conjunto de obras e novos pontos de suprimento de Rede Básica, o que extrapola o âmbito da presente análise, devendo ser abordada posteriormente.

¹ Inicialmente a interligação de Humaitá ao SIN estava prevista para 2023, no entanto, devido à necessidade de nova licitação da SE Caladinho II 230/138 kV, realizada em 2022, a previsão de conexão da SE Humaitá nesta subestação foi postergada para 2026. O CUST da Amazonas Energia na SE Caladinho II está assinado para novembro/2024.

² Como as conexões de Apuí e Novo Aripuanã carecem de estudo mais aprofundado, uma vez que apresentaram violação de critérios de tensão sem solução trivial, serão avaliadas oportunamente.

³ Pela distância envolvida, a AmE considera que pode ser mais vantajosa a conexão da localidade por meio dos sistemas 34,5 kV de Terra Santa (PA) ou um ramal 138 kV partindo de Oriximiná (PA), alternativas que serão estudados a posteriori pela distribuidora.

Localidade	Grupo	Interligação a partir de:	Observações
CASTANHO E MANAQUIRI	G-12	-	A AmE apresentou proposta de interligação considerando um conjunto de obras e novos pontos de suprimento de Rede Básica, o que extrapola o âmbito da presente análise, devendo ser abordada posteriormente.
CAAPIRANGA	G-13	-	Houve consenso entre AmE e EPE, quanto à não atratividade da interligação como reportado na NT-DTP-008/2022 – AmE. Não sendo, portanto, reavaliada nessa segunda fase dos estudos
CAMPINAS		-	
SACAMBU		-	
NOVO AIRÃO	G-14	Manacapuru II	Manacapuru estará conectado ao SIN em 2032
ANAMÃ	G-15	Manacapuru II	Manacapuru estará conectado ao SIN em 2032
BERURI	G-16	Anamã	-
ANORI	G-17	-	Houve consenso entre AmE e EPE, quanto à não atratividade da interligação como reportado na NT-DTP-008/2022 – AmE. Não sendo, portanto, reavaliada nessa segunda fase dos estudos
BARREIRINHA	G-18	Parintins	Parintins entrou em operação em junho de 2023
PEDRAS		Barreirinha	
BOA VISTA DO RAMOS		Barreirinha	
CAMETÁ		Boa Vista do Ramos	
MAUÉS		Boa Vista do Ramos	
URUCURITUBA		Maués/Itacoatiara	
ITAPEAÇU		Urucurituba	

A Figura 2 e a Figura 3 mostram a distribuição geográfica dos grupos, indicando aqueles que foram analisados de forma conjunta.

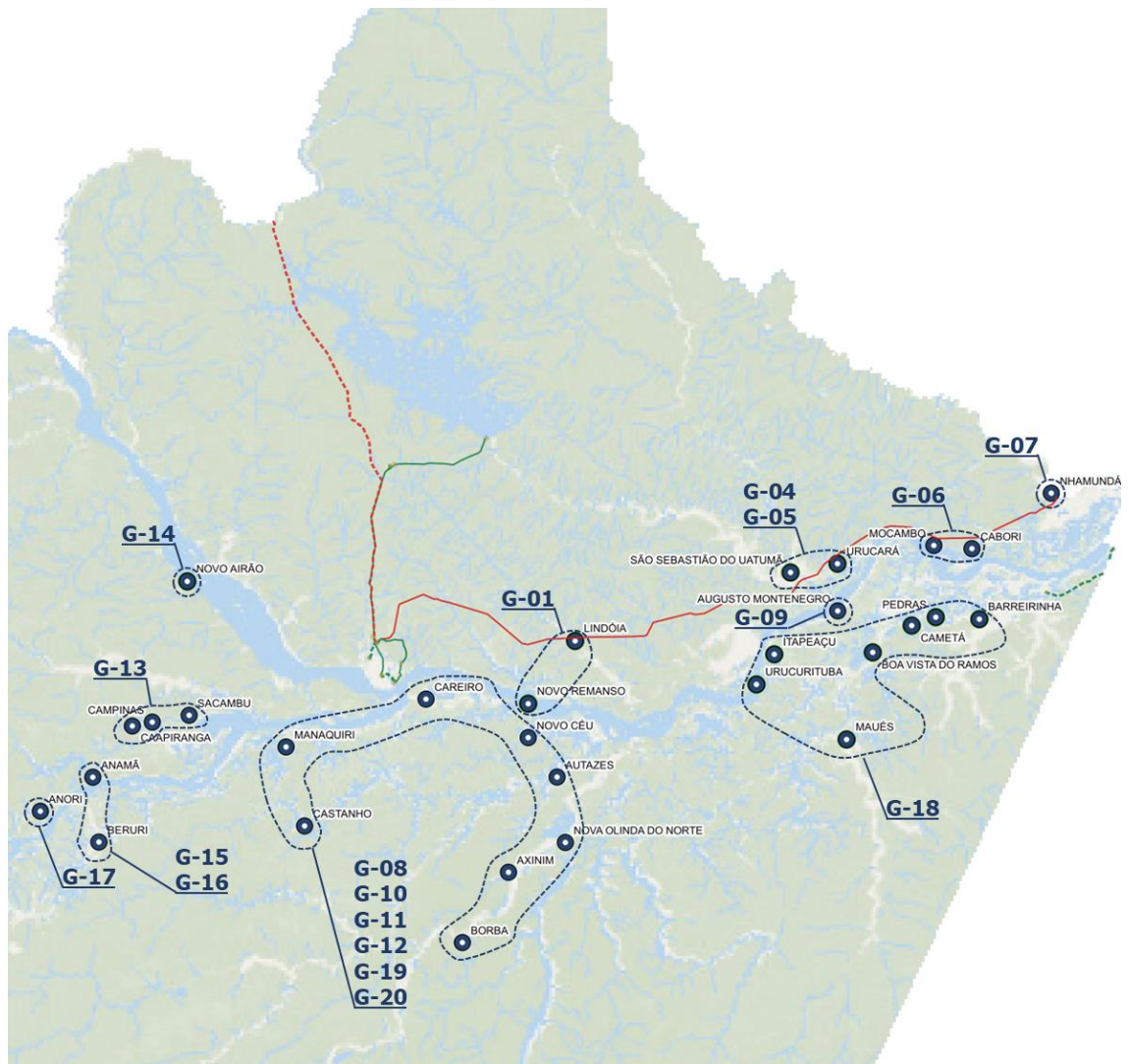


Figura 2 – Identificação geográfica dos grupos analisados – Centro Amazonense

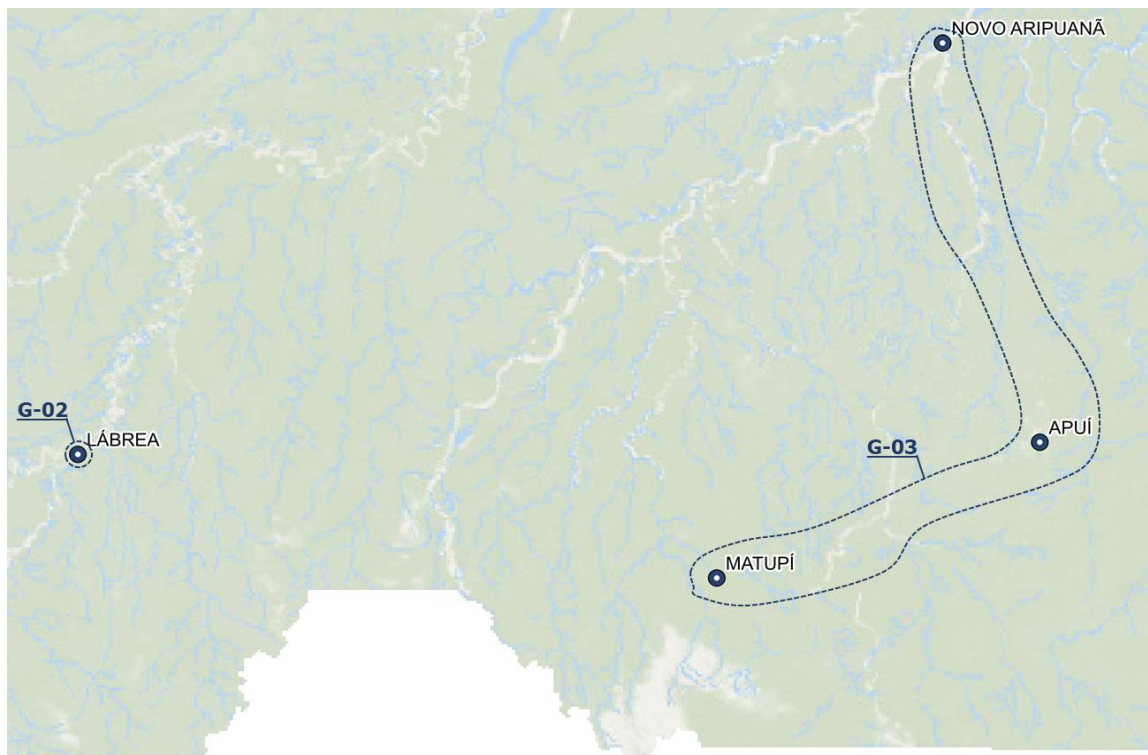


Figura 3 – Identificação geográfica dos grupos analisados – Sul Amazonense

3 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 políticas públicas compensatórias 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.

3.1 Custos de Geração

Para as localidades foi considerada a previsão de mercado informada pela distribuidora no Relatório Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados - ciclo 2022, até 2032. Após esse ano, para o período de 2033 a 2042, os valores de potência e energia demandados foram obtidos a partir do crescimento médio verificado a partir dos dados apresentados pela distribuidora para cada localidade.

Todas as localidades analisadas, com exceção de Anamã, foram objeto do Leilão n.º 02/2016 – Segunda Etapa, com data-base de abril/2017, cuja formulação do preço de referência está apresentada na Equação abaixo e foi utilizada para obter os valores atualizados das parcelas fixa e variável por localidade.

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

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 Ato COTEPE n.º 138, de 26 de dezembro de 2022, com ICMS de 18%; 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 janeiro/2023, publicado pela ANP.

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 todos os grupos, à exceção dos grupos G-14, G-15 e G-16, o cálculo do custo evitado da geração, para fins de simplificação, foi realizado para cada ano a partir do início do ano de 2028, muito embora o cronograma compartilhado pela distribuidora aponte a interligação no último quadrimestre deste mesmo ano. Salienta-se que esses meses de diferença entre as duas abordagens não interfere nas conclusões apresentadas nesse relatório. Já para os grupos G-14, G-15 e G-16, por dependerem da implantação da SE 138 kV Manacapuru II, o cálculo do custo evitado da geração, para fins de simplificação, foi realizado para cada ano a partir do início do ano de 2032, muito embora o cronograma compartilhado pela distribuidora aponte a interligação no último quadrimestre deste mesmo ano. Assim, foi considerado início das obras em 2028 com sua conclusão no final de 2031.

Da mesma forma, os contratos dos PIEs foram considerados com vigência até 31 de dezembro do ano de encerramento. 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.

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 para os anos 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, reduzir a atratividade da interligação, deixando o estudo mais conservador, ou seja, para as alternativas as quais a interligação se mostra viável dentro do tempo de análise do estudo, isso significa que o tempo de retorno do investimento da conexão pode ser menor.

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.

3.2 Custos de Interligação

Os custos de interligação utilizados como referência nesta análise foram os disponibilizados pela Aneel, os quais são atualizados pela EPE anualmente, conforme [22] 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 a fonte de referência anteriormente mencionada já contemple custos distintos de acordo com a área geográfica em análise, refletindo de alguma forma as particularidades de cada região, a AmE argumenta em [4] que a implantação de linhas de distribuição em alta tensão nas regiões mais isoladas da Amazônia apresenta particularidades e grandes dificuldades, como:

- a existência de cobertura vegetal classificada como floresta ombrófila densa, também conhecida como floresta equatorial ou floresta tropical pluvial, que se caracteriza por apresentar, dentre outros fatores, árvores que chegam a 50 m de altura;
- a necessidade de utilização de linhas de transmissão em 138 kV com estruturas especiais, distintas das estruturas atualmente praticadas pela AmE, que têm aproximadamente 22 metros de altura e faixa de servidão de 10 metros, e que atendam as condições impostas pelas características vegetais, de solo e normativas, tais como: (i) faixas de servidão com largura adequada para não sofrer danos com a queda de árvores de grande porte; e (ii) altura de estruturas de torres de acordo com as dificuldades e restrições da região;
- 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 [2]. Nesse sentido, a EPE, reconhecendo como plausíveis os argumentos trazidos pela AmE, apresentará em suas avaliações econômicas uma análise de sensibilidade considerando também o custo apresentado pela distribuidora, que reflete todas as particularidades existentes nas regiões em análise. A título de ilustração, a Tabela 2 apresenta as diferenças entre os custos de referência da EPE/Aneel e os custos apresentados pela distribuidora AmE para alguns itens de obra selecionados. A Tabela 2 mostra, ainda, as diferenças de premissas em relação aos sobrecustos aplicados para implantação de linhas de transmissão em áreas alagadiças e para travessias subaquáticas.

Tabela 2 – Custos de Km linhas de distribuição - Base de Preço EPE/ANEEL x Base AmE

ITEM		Custo EPE/Aneel (R\$ x 1000)	Custo AmE (R\$ x 1000)	Fator EPE	Fator AmE
LT 138 kV - circuito simples 1 x 477 MCM	TERRA FIRME	572,23/KM	1.451,45/KM	1	1
	TERRENO ALAGADIÇO	1.430,58/KM	2.697,93/KM	2,5 ⁽⁴⁾	1,8
	TRAVESSIAS DE RIOS >600 METROS E/OU SUBAQUÁTICAS	11.444,60/KM	12.947,36/KM	20,0 ⁽⁴⁾	8,9

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.

Uma outra questão relevante refere-se ao aspecto da confiabilidade. Segundo critérios vigentes de planejamento [3] adotados pela EPE, os sistemas de distribuição devem ser planejados considerando o critério determinativo de confiabilidade N, ou seja, o sistema não precisa manter-se dentro dos limites na perda de um ou mais elementos da rede.

Apesar da existência desse critério de referência, a AmE propôs para os grupos G-01, (G-02 e G-03) e G-18 alternativas de interconexão com confiabilidade diferenciada, incluindo em alguns casos, o critério N-1. As razões apresentadas pela distribuidora para essa proposição foram, de forma resumida, as seguintes:

- Localidades situadas em áreas com pouca ocupação e grandes extensões de floresta natural preservada;
- Necessidade de travessia de rios de grande porte que apresentam grandes variações sazonais de nível e vazão;
- Necessidade de travessia e implantação das estruturas em áreas alagadas;
- Ausência de infraestrutura logística e de serviços especializados, dificultando a manutenção, especialmente em situações emergenciais.
- Manutenção dos índices de DEC e FEC, parâmetros regulatórios que afetam a remuneração da concessionária, pois a AmE entende que o nível atual de confiabilidade do suprimento às localidades isoladas, por meio de parque térmico local, é elevado em função da disponibilidade da geração térmica; e

⁴ Fatores praticados no estudo "Integração da Amazônia ao SIN - Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus" – CCPE/CTET – 026/2004, julho de 2004, em conformidade com a experiência da ELETRONORTE à época.

-
- Dificuldades na utilização do parque térmico atualmente instalado como reserva fria, enquanto vigerem os contratos, em razão dos desafios na armazenagem do óleo diesel localmente por períodos prolongados, e da logística de transporte do diesel, que pode durar – em alguns casos – cerca de uma semana.

Esses aspectos, segundo a distribuidora, ressaltam os desafios não somente de implantação, mas de operação e manutenção do sistema dentro dos padrões de qualidade de fornecimento e confiabilidade adequados estabelecidos no contrato de concessão e na regulação da ANEEL.

Desta forma, a pedido do MME a EPE apresentará de forma excepcional, para as localidades em que distribuidora propôs confiabilidade diferenciada, uma análise de sensibilidade adicional que considera também os custos das obras adicionais propostas pela distribuidora para atendimento ao critério N-1 ou o atendimento a critérios de confiabilidade diferenciados.

As questões mais específicas de cada grupo de localidades, assim como as considerações da EPE relativas às propostas da AmE, estão contidas no Capítulo 4.

Além das questões acima mencionadas, a avaliação dos dados referentes às propostas de interligação de sistemas isolados no Amazonas 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, sem incluir adequações necessárias no sistema local em tensões menores;
- O trajeto definido para os circuitos seguiu as estimativas realizadas pela 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 pela distribuidora, que é de sua inteira responsabilidade;
- 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;
- Como são observados vários trechos de travessia de corpos de água e suas margens, foi considerado custo diferencial para estas situações, conforme Tabela 2;

-
- Os custos de interligação foram estimados para 2028, considerando o plano de interligação da distribuidora que prevê a interligação das localidades em 2028, à exceção dos grupos G-14, G-15 e G-16, dependentes da SE 138 kV Manacapuru II, prevista para entrar em operação em 2032.

Destaca-se que as obras de interligação de algumas localidades são dependentes entre si, ou seja, a conexão de uma localidade pode depender de uma ou mais interligações, o que demonstra a importância da gestão contratual e fiscalização conduzida pela ANEEL e, também, do monitoramento exercido Comitê de Monitoramento de Setor Elétrico – CMSE.

4 ESTIMATIVA DE CUSTO DAS INTERLIGAÇÕES

São apresentadas a seguir as estimativas de custo das interligações das localidades que foram analisadas para interligação ao SIN. Para a avaliação econômica das alternativas, foram consideradas as distâncias das conexões e características dos terrenos atravessados, informadas pela AmE e apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Linhas de interligação analisadas

Grupo	Descrição	Extensão LT (km)				Total km
		Terra Firme	Alagadiça	Travessia aérea	Travessia Subaquática	
G-01	LT 138 kV Seccionadora – Lindóia – 1 x 477 MCM – 43 km	43	-	-	-	43
	LT 138 kV Lindóia - Novo Remanso – 1 x 477 MCM - 50 km	48	-	-	-	48
	LT 138 kV Seccionadora – Novo Remanso – 1 x 477 MCM - 91 km (para critério N-1)	91	-	-	-	91
G-02	LT 138 kV Humaitá – Lábrea – 1 x 477 MCM – 209 km	209	-	-	-	209
G-03	LT 138 kV Humaitá – Matupi – 1 x 477 MCM – 183 km	179	2	-	2	183
G-04	LT 138 kV Itapiranga – São Sebastião do Uatumã – 1 x 477 MCM – 31 km	5,4	24,1	-	1,5	31
G-05	LT 138 kV São Sebastião do Uatumã – Urucará – 1 x 477 MCM (HAWK)	11,5	1,8	-	-	13,3
G-06	LT 138 kV Urucará – Cabori – 1 x 477 MCM (HAWK)	66	7	-	-	73
G-14	LT 138 kV MANACAPURU II - NOVO AIRÃO, C1 Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 100 km	98	-	-	-	98
G-15	LT 138 kV MANACAPURU-II – ANAMÃ, C1 Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 127 km	118	8	-	1	127
G-16	LT 138 kV ANAMÃ - BERURI, C1 Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 46	2	40	-	4	46
G-18	LT 138 kV PARINTINS - BARREIRINHA, C1 - x 477 MCM (HAWK) - 45,34 km	23,7	20,7	-	0,6	45
	LT 138 kV BARREIRINHA - BOA VISTA RAMOS, C1 - x 477 MCM (HAWK) - 62,0 km	62	-	-	-	62
	LT 138 kV BOA VISTA DOS RAMOS - MAUÉS, C1 - x 477 MCM (HAWK) - 48,7 km	40	10	-	-	50
	LT 138 kV MAUÉS - URUCURITUBA, C1 - x 477 MCM (HAWK) -56,4 km	51,4	2,5	-	2,5	56,4
	LT 138 kV URICURITUBA - ITACOATIARA, C1 - x 477 MCM (HAWK) -37,2 km	23,5	8	-	5,7	37,2
G-08 G-10 G-11 G-12 G-19 G-20	Quanto às linhas de transmissão que compõem esses grupos, a AmE propôs alternativas provenientes de um novo ponto de suprimento de Rede Básica. Assim, como esse tipo de avaliação, que contempla estudos de planejamento da expansão da Rede Básica, extrapola o âmbito da análise desse estudo, não foram computados os custos de investimento para esses grupos (ver item 4.8)					

4.1 G-01 Lindóia e Novo Remanso

Para atendimento ao grupo G-01, composto pelas localidades de Lindóia e Novo Remanso, a AmE indicou em [4] e [14] uma alternativa de confiabilidade diferenciada como a preferencial, que atende ao critério N-1. De acordo com esse documento, a importância do Terminal Portuário de Novo Remanso para o escoamento de grãos e produtos industrializados, associada às dificuldades para manutenção das linhas de transmissão em função das características físicas da região, justificam o atendimento a essas localidades com confiabilidade diferenciada.

A pedido da EPE e do MME, a distribuidora também apresentou, por meio da NT [14] uma alternativa que considera os critérios usuais e de referência considerados pelo planejamento para as redes de distribuição, que é o critério N. Serão apresentados, nos itens a seguir, tanto o detalhamento da alternativa de referência para o planejamento de sistemas de distribuição (critério N) como da alternativa com critério de confiabilidade diferenciado proposta pela AmE e que será utilizada como análise de sensibilidade.

4.1.1 Alternativa de referência – critério N

A interligação proposta para as localidades de Lindóia e Novo Remanso, considerando o critério N, contempla a conexão a partir de uma subestação seccionadora em 138 kV, que seccionará os dois circuitos provenientes de Silves e que seguem para Itacoatiara (Figura 4). A Figura 5 apresenta o diagrama simplificado da conexão.



Figura 4 – Trajeto da LT 138 kV Silves-Itacoatiara e localização de Lindóia e Novo Remanso (Fonte: AmE)

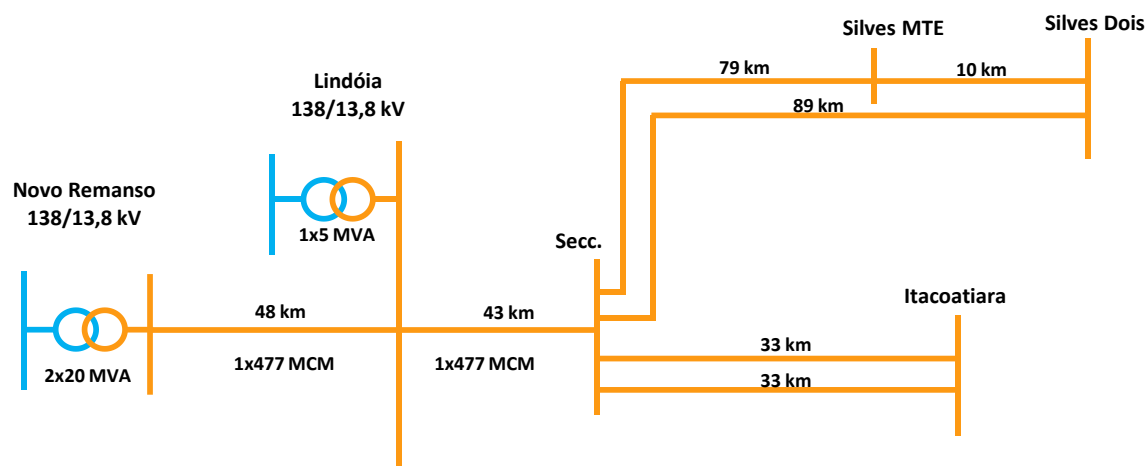


Figura 5 – Diagrama Simplificado – Critério N

A estimativa de custos para essa conexão é mostrada na Tabela 4, com detalhamento fornecido pela distribuidora dos comprimentos de linha que, para essas localidades, considerou todo o trajeto em terra firme.

Tabela 4 – Estimativa de custo - Linhas de interligação de Lindóia e Novo Remanso – critério N

Obra	Custo EPE/ANEEL (R\$ x 1000)	Custo AmE (R\$ x 1000)
SE Itacoatiara 138 kV (adequação/ampliação)	26.946,65	28.717,03
SE Seccionadora 138 kV (nova)	16.597,90	59.454,71
SE Lindóia 138/13,8 kV (nova) 1º TR 138/13,8, 1 x 5 MVA	33.290,22	41.006,16
LT 138 kV Lindóia - Seccionadora, C1 Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 43 km, terra firme	40.223,31	62.412,40
SE 138/13,8 kV Novo Remanso (nova) 1ºe 2º TF 138/13,8 kV, 2 x 20 MVA 3Φ	50.895,37	59.103,66
LT 138 kV Novo Remanso – Lindóia, C1 Circuito simples 138 kV, 1 x 477 MCM (Hawk), 48 km, terra firme	43.084,46	69.669,66
Total (91 km de LT em terra firme)	211.037,91	320.363,62

4.1.2 Alternativa com confiabilidade diferenciada – critério N-1

Adicionalmente, a AmE apresentou a análise da conexão considerando um nível de confiabilidade diferenciado para o atendimento a Lindóia e Novo Remanso, ou seja, adotando o critério N-1 para o sistema de distribuição em 138 kV. A Figura 6 apresenta o diagrama simplificado para essa alternativa.

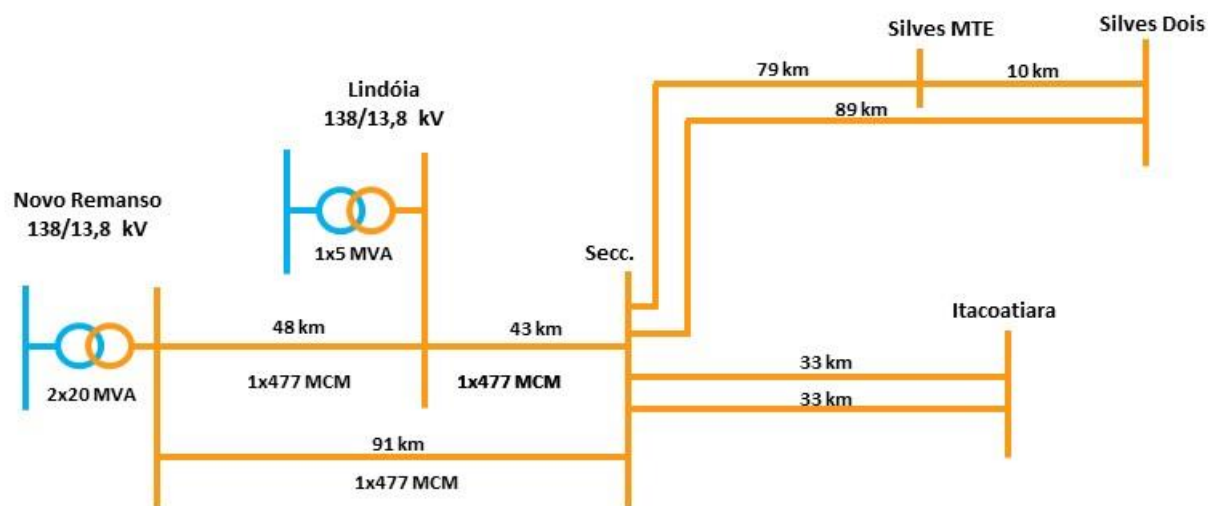


Figura 6 – Diagrama Simplificado – Critério N-1

A estimativa de custos para essa conexão é mostrada na Tabela 5 com detalhamento dos comprimentos de linha fornecido pela distribuidora que, para essas localidades, considerou todo o trajeto em terra firme.

Tabela 5– Estimativa de custo - Linhas de interligação de Lindóia e Novo Remanso – critério N-1

Obra	Custo EPE/ANEEL (R\$ x 1000)	Custo AmE (R\$ x 1000)
SE Itacoatiara 138 kV (adequação/ampliação)	26.946,65	19.144,69
SE Seccionadora 138 kV (nova)	24423,73	67.935,45
SE Lindóia 138/13,8 kV (nova) 1º TR 138/13,8, 1 x 5 MVA	33.290,22	49.486,90
LT 138 kV Lindóia - Seccionadora, C1 Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 43 km, em terra firme	40.223,31	62.412,40
SE 138/13,8 kV Novo Remanso (nova) 1º e 2 TF 138/13,8 kV, 2 x 20 MVA 3Φ	58.722,72	67.584,40
LT 138 kV Novo Remanso – Lindóia, C1 Circuito simples 138 kV, 1 x 477 MCM (Hawk), 48 km, terra firme	43.084,46	69.669,66
LT 138 kV Novo Remanso – Seccionadora, C1 Circuito simples 138 kV, 1 x 477 MCM (Hawk), 91 km, terra firme	52.072,93	132.082,06
Total (182 km em terra firme)	278.764,02	468.315,56

Como pode ser observado, a alternativa com confiabilidade diferenciada é muito similar à alternativa de referência, diferindo apenas pela inclusão da LT 138 kV Novo Remanso - Seccionadora C1, que permite um caminho alternativo de atendimento às localidades Lindóia e Novo Remanso caso haja perda de um dos demais circuitos: (i) LT 138 kV Lindóia – Seccionadora C1 ou (ii) LT 138 kV Novo Remanso – Lindóia C1. É importante mencionar que, em termos de custos de investimentos, a alternativa de conexão com confiabilidade diferenciada é 32% e 45% maior que a alternativa de referência, considerando os custos EPE/ANEEL e AmE, respectivamente. A Tabela 6 apresenta os custos de investimentos da obra adicional que fornece confiabilidade diferenciada no atendimento a essas localidades.

Tabela 6 – Estimativa de custo de investimento para a obra adicional que fornece confiabilidade diferenciada

Obra	Custo EPE/ANEEL (R\$ x 1000)	Custo AmE (R\$ x 1000)
LT 138 kV Novo Remanso – Seccionadora, C1 Circuito simples 138 kV, 1 x 477 MCM (Hawk), 91 km	52.072,93	132.082,06
2 ELs (SE Novo Remanso e SE Seccionadora)	15.617,42	15.869,88
Total	67.690,35	147.951,94

O cronograma de implantação dos empreendimentos acima relacionados (critério N ou N-1) fornecido pela AmE é apresentado a seguir.

a) Subestações

CRONOGRAMA FÍSICO DA SUBESTAÇÃO SECCIONADO 138 KV - LINDÓIA/NOVO REAMANSO 138/13,8 kv												
ATIVIDADE	2026			2027				2028				
	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	
Terreno												
Licenciamentos												
Projetos (Básicos e Executivos)												
fornecimento de Materiais e Montagem Eletromecânica												
Comissionamento												
Operação												

b) Linhas

CRONOGRAMA FÍSICO DA LINHA TRANSMISSÃO 138 KV LINDÓIA E NOVO REMANSO

ATIVIDADE	2024				2025				2026				2027				2028			
	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim
Licenciamento Ambiental																				
Contratação																				
Projetos (Básicos e Executivos)																				
fornecimento de Materiais e Montagem Eletromecânica																				
Comissionamento																				
Operação																				

4.2 G-02 - Lábrea e G-03 Matupi

Para atendimento aos grupos G-02 e G-03, compostos pelas localidades de Lábrea e Matupi, a AmE indicou em [6] uma alternativa de confiabilidade diferenciada como a preferencial, que promove o atendimento ao critério N-1 somente para o trecho em 138 kV Caladinho II - Humaitá. A Figura 7 mostra de forma esquemática o diagrama geoeletrico da região.

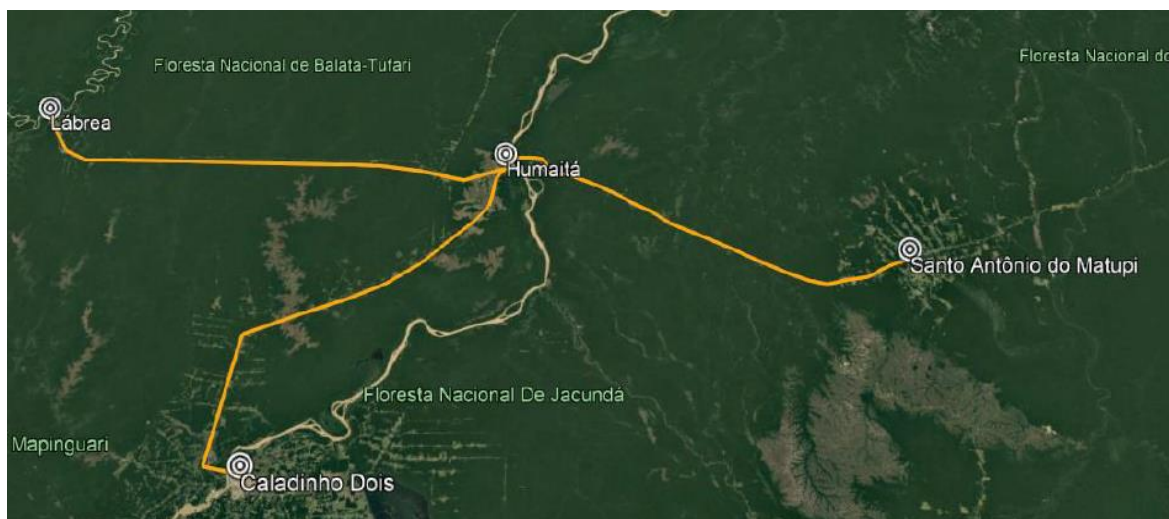


Figura 7 – Diagrama geoeletrico das localidades Humaitá, Lábrea e Matupi (Fonte: AmE)

A pedido da EPE e do MME, a distribuidora também apresentou, como registrado na Nota Técnica [7] uma alternativa que considera os critérios usuais e de referência considerados pelo planejamento para as redes de distribuição, ou seja, o critério N. Serão apresentados, nos itens a seguir, tanto o detalhamento da alternativa de referência para o planejamento de sistemas de distribuição (critério N) como para a alternativa com critério de confiabilidade diferenciado proposta pela AmE que, neste caso, será utilizada como análise de sensibilidade.

É importante salientar que a interligação da localidade de Humaitá ao SIN está prevista para o ano de 2026, por meio da nova SE 230/138 kV Caladinho II e da nova LT 138 kV Caladinho II – Humaitá C1. O estudo de planejamento para o atendimento a Humaitá [8], que resultou na recomendação da SE Caladinho II 230/138 kV, adotou o critério N-1 para a referida transformação de fronteira da Rede Básica, em conformidade com os critérios de planejamento de expansão da transmissão [3].

De acordo com o documento apresentado pela distribuidora, o fato de a região em análise apresentar logística desafiadora para a realização de manutenções, principalmente as emergenciais, justificaria considerar o atendimento a essas localidades com confiabilidade diferenciada. A concessionária alega que a nova LD 138 kV Caladinho II – Humaitá C2 aumentaria a confiabilidade do grupo composto pelas três localidades (Humaitá, Lábrea e Matupi), uma vez que a contingência no C1 desta LD deixaria de causar a interrupção simultânea das três localidades.

É importante mencionar, no entanto, que o critério de confiabilidade N-1 não estará atendido para as duas localidades em análise – Lábrea e Matupi – mas unicamente para a localidade de Humaitá, considerada nesta análise como já interligada ao SIN, visto que a data de interligação prevista ocorre anteriormente ao início de horizonte desse estudo, que é ano de 2028.

4.2.1 G-02 (Lábrea): alternativa de referência – critério N

Foi adotada para Lábrea a conexão em 138 kV a partir de SE Humaitá. O trajeto acontece integralmente em terra firme, acompanhando a rodovia BR-230 (Figura 8 e Figura 9), sem sobre fatores para estimativa de custo da LT 138 kV Humaitá – Lábrea. O orçamento da subestação e linha de distribuição propostas para a conexão, sem considerar a implantação da LT 138 kV Caladinho II – Humaitá C2, é mostrado de forma resumida na Tabela 7.

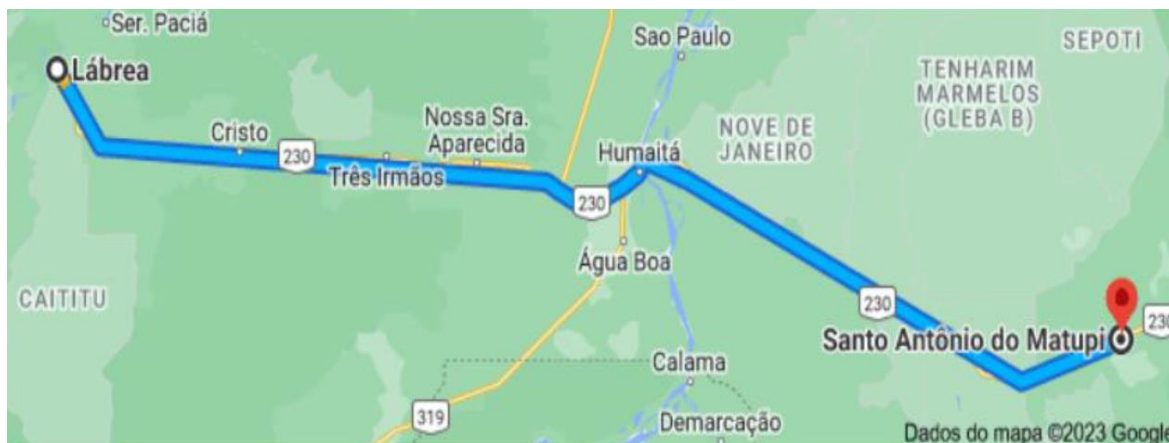


Figura 8 - Trajetos propostos para as LT 138 kV Humaitá – Lábrea e LT 138 kV Humaitá - Matupi (Fonte: AmE)

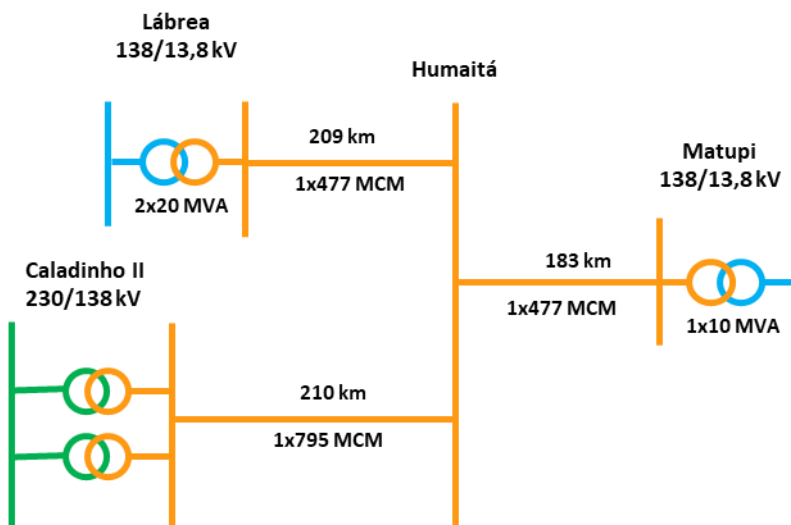


Figura 9 - Diagrama unifilar simplificado – Critério N - LT 138 kV Humaitá – Lábrea e LT 138 kV Humaitá

Tabela 7– Estimativa de Custo - Interligação Lábrea (1 circuito LT 138 V Caladinho II – Humaitá)

Obra	Custo EPE/ANEEL (R\$ x 1000)	Custo AmE (R\$ x 1000)
SE 138 kV HUMAITÁ (expansão)	19.785,16	39.197,17
LT 138 kV HUMAITÁ - LÁBREA, C1 Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 209 km	144.605,59	297.547,51
SE 138/13,8 kV LÁBREA 1º TF 138/13,8 kV, 1 x 20 MVA 3Φ	52.241,07	66.407,25
Total (209 km em terra firme)	216.631,82	403.151,93

Destaca-se que o trajeto entre Humaitá e Lábrea atravessa um trecho considerável da Floresta Nacional de Balata–Tuffari, sendo um aspecto de sensibilidade socioambiental sob a responsabilidade e gestão da concessionária de distribuição proponente da alternativa.

4.2.2 G-03 – Matupi: alternativa de referência – critério N

Da mesma forma, foi adotada para Matupi a conexão em 138 kV a partir da SE Humaitá, com trajeto majoritariamente em terra firme, acompanhando a rodovia BR-230 (Figura 8 e Figura 9) com pequenos trechos alagadiços e travessia do rio Madeira. O orçamento dos empreendimentos envolvidos é apresentado na Tabela 8.

Tabela 8– Estimativa de Custo - Interligação Matupi (1 circuito LT 138 V Caladinho II – Humaitá)

Obra	Custo EPE/ANEEL (R\$ x 1000)	Custo AmE (R\$ x 1000)
SE 138 kV HUMAITÁ (expansão já considerada na conexão de Lábrea)	-	-
LT 138 kV HUMAITÁ - MATUPI, C1 Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 179 km terra firme Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 2 km terra alagadiça Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 2 km travessia do rio Madeira	153.188,99	311.420,68
SE 138/13,8 kV MATUPI 1º TF 138/13,8 kV, 1 x 10 MVA 3Φ	34.339,44	49.157,20
Total (179 km terra firme + 2km região alagadiça + 2km travessia)	187.528,43	360.577,88

No caso da interligação de Matupi foi considerada a travessia do rio Madeira, bem como, a passagem pelas terras indígenas Diahui e Tenharim Marmelos, o que trará um desafio adicional nas questões de licenciamento ambiental (Figura 10), sendo um aspecto de sensibilidade socioambiental sob a responsabilidade e gestão da concessionária de distribuição proponente da alternativa.



Figura 10 – Mapa com demarcações de terras indígenas e reservas ambientais. (Fonte: AmE)

4.2.3 Alternativa com confiabilidade diferenciada

Adicionalmente, a AmE propôs considerar a entrada do segundo circuito no trecho 138 kV Caladinho II – Humaitá, visando aumentar a confiabilidade no atendimento a Lábrea, Matupi e Humaitá, sendo que esta última já estará interligada ao SIN. A estimativa de custos para essa alternativa, que engloba as duas localidades, é apresentada a seguir, na Tabela 9. O diagrama unifilar simplificado para essa alternativa é apresentado na Figura 11.

Tabela 9– Estimativa de Custo - Interligação Lábrea e Matupi (2 circuitos LT 138 V Caladinho II – Humaitá)

Obra	Custo EPE/ANEEL (R\$ x 1000)	Custo AmE (R\$ x 1000)
SE 138 kV HUMAITÁ (expansão)	19.785,16	39.197,17
LT 138 kV CALADINHO II – HUMAITÁ, C2 Circuito Simples 138 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 210 km terra firme	170.838,14	336.000,00
LT 138 kV HUMAITÁ - LÁBREA, C1 Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 209 km terra firme	144.605,59	297.547,51
SE 138/13,8 kV LÁBREA 1º e 2º TF 138/13,8 kV, 2 x 20 MVA 3Φ	52.241,07	66.407,25
LT 138 kV HUMAITÁ - MATUPI, C1 Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 179 km terra firme Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 2 km terra alagadiça Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 2 km travessia do rio Madeira	153.188,99	311.420,68
SE 138/13,8 kV MATUPI 1º TF 138/13,8 kV, 1 x 10 MVA 3Φ	34.339,44	49.157,20
Total – (598 km terra firme + 2km região alagadiça + 2km travessia)	574.998,39	1.099.729,81

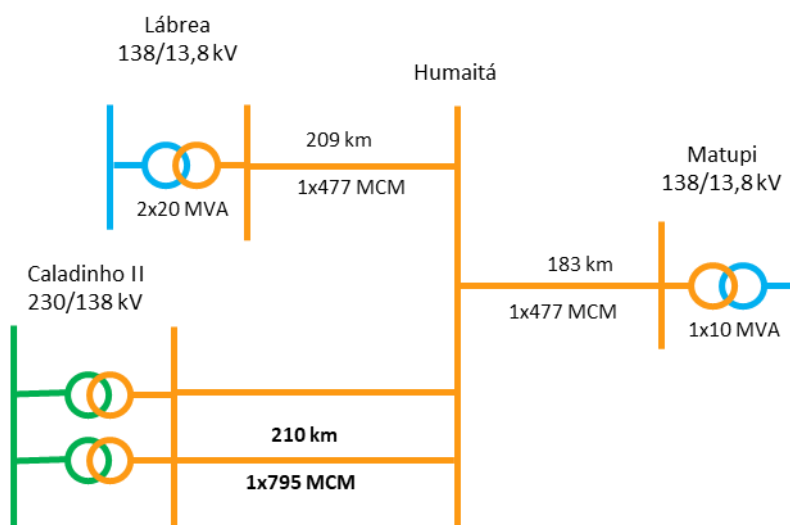


Figura 11 – Diagrama unifilar simplificado LT 138 kV Humaitá – Lábrea e LT 138 kV Humaitá – Critério N-1

É importante mencionar que, em termos de custos de investimentos, a alternativa de conexão com confiabilidade diferenciada é 42% e 45% maior que a alternativa de referência, considerando os custos EPE/ANEEL e AmE, respectivamente. A Tabela 10 apresenta os custos de investimentos da obra adicional que fornece confiabilidade diferenciada no atendimento a essas localidades.

Tabela 10– Estimativa de custo de investimento para a obra adicional que fornece confiabilidade diferenciada -LT 138 kV Caladinho II – Humaitá, C2

Obra	Custo EPE/ANEEL (R\$ x 1000)	Custo AmE (R\$ x 1000)
LT 138 kV CALADINHO II – HUMAITÁ, C2 Circuito Simples 138 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 210 km terra firme	170.838,14	336.000,00
Total – (210 km terra firme)	170.838,14	336.000,00

Tabela 11- Comparação entre os custos das alternativas com confiabilidade N e confiabilidade diferenciada

Alternativa	Custo EPE/ANEEL (R\$ x 1000)	Custo AmE (R\$ x 1000)
Confiabilidade N	404.160,25	763.729,80
Confiabilidade diferenciada	574.998,39	1.099.729,81
Diferença de custos (%)	42%	44%

Ressalta-se que, inicialmente, a proposição era avaliar também as integrações das localidades Apuí e Novo Aripuanã ao Sistema Interligado Nacional (SIN). No entanto, essas integrações, devido às longas distâncias envolvidas, carecem de um estudo mais aprofundado, e serão apresentadas oportunamente pela AmE.

O cronograma de implantação dos empreendimentos acima relacionados (critério N ou N-1) fornecido pela AmE é apresentado a seguir.

Subestação Matupi

ATIVIDADE	2026			2027				2028			
	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim
Terreno											
Licenciamentos											
Projetos (Básicos e Executivos)											
fornecimento de Materiais e Montagem Eletromecânica											
Comissionamento											
Operação											

Linha de transmissão Humaitá / Matupi

ATIVIDADE	2023		2024				2025				2026				2027				2028				
	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	
Licenciamento Ambiental																							
Contratação																							
Projetos (Básicos e Executivos)																							
fornecimento de Materiais e Montagem Eletromecânica																							
Comissionamento																							
Operação																							

Subestação Lábrea

ATIVIDADE	2026			2027				2028			
	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim
Terreno											
Licenciamentos											
Projetos (Básicos e Executivos)											
fornecimento de Materiais e Montagem Eletromecânica											
Comissionamento											
Operação											

Linha de transmissão Humaitá / Lábrea

CRONOGRAMA FÍSICO DA LINHA TRANSMISSÃO 138 KV HUMAITÁ / LÁBREA

ATIVIDADE	2023		2024				2025				2026				2027				2028				
	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	
Licenciamento Ambiental																							
Contratação																							
Projetos (Básicos e Executivos)																							
fornecimento de Materiais e Montagem Eletromecânica																							
Comissionamento																							
Operação																							

4.3 G-04 - São Sebastião do Uatumã e G-05 - Urucará

Na Nota Técnica [1], a EPE considerou as análises das localidades São Sebastião do Uatumã e Urucará separadamente. No entanto, a AmE propôs e analisou as referidas localidades juntas, sendo conectadas a partir de uma linha de transmissão em 138 kV, condutor 1 x 477 MCM, CS, proveniente da futura SE Itapiranga 138/13,8 kV (Figura 12). O diagrama unifilar simplificado para essa conexão é apresentado na Figura 13.

Para a conexão dessas duas localidades a AmE não apresentou alternativa considerando critério diferenciado de confiabilidade.

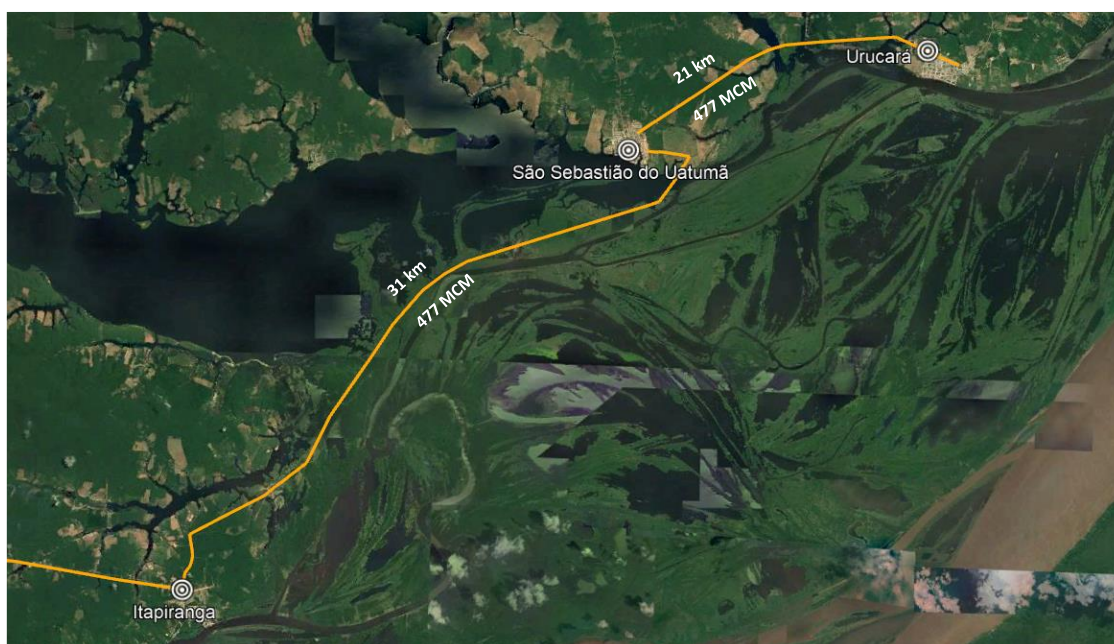


Figura 12 –Trajeto proposto LT Itapiranga – São Sebastião do Uatumã – Urucará (Fonte: AmE)



Figura 13 – Diagrama unifilar simplificado LT 138 kV Itapiranga – São Sebastião do Uatumã – Uruará

4.3.1 G-04 São Sebastião do Uatumã

Para a localidade de São Sebastião do Uatumã foi considerada a conexão em 138 kV por Itapiranga (Figura 12). O trajeto acompanha a LT 500 kV Oriximiná - Silves, observando os trechos de travessia de corpos de água e regiões alagadiças, como informado pela AmE (Tabela 1). O orçamento da subestação e da linha de distribuição propostas é mostrado de forma resumida na Tabela 12.

Tabela 12– Estimativa de Custo - Interligação São Sebastião do Uatumã

Obra	Custo EPE/ANEEL (R\$ x 1000)	Custo AmE (R\$ x 1000)
LT 138 kV ITAPIRANGA – S. S. do UATUMÃ, C1 Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 5,4 km (firme) Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 24,1 km (alagadiça) Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1,5 km (travessia)	73.329,20	76.727,56
SE 138/13,8 kV S. S. do UATUMÃ 1º TF 138/13,8 kV, 1 x 5 MVA 3Φ	33.290,22	56.363,20
Total – (5,4 km terra firme + 24,1 km região alagadiça+ 1,5 km travessia)	106.619,42	133.090,76

O cronograma de implantação dos empreendimentos acima relacionados, fornecido pela AmE é apresentado a seguir.

Subestação São Sebastião do Uatumã

CRONOGRAMA FÍSICO DA SUBESTAÇÃO SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÃ 138/13,8 kV

ATIVIDADE	2026			2027				2028			
	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim
Terreno											
Licenciamentos											
Projetos (Básicos e Executivos)											
fornecimento de Materiais e Montagem Eletromecânica											
Comissionamento											
Operação											

Linha de transmissão Itapiranga/São Sebastião do Uatumã

CRONOGRAMA FÍSICO DA LINHA TRANSMISSÃO 138 KV ITAPIRANGA / SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÃ

ATIVIDADE	2024				2025				2026				2027				2028			
	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim
Licenciamento Ambiental																				
Contratação																				
Projetos (Básicos e Executivos)																				
fornecimento de Materiais e Montagem Eletromecânica																				
Comissionamento																				
Operação																				

4.3.1 G-05 Urucará

Para a conexão de Urucará foi considerada a continuação do ramal de São Sebastião do Uatumã, em 138 kV (Figura 13). O trajeto poderá acompanhar também a LT 500 kV Oriximiná – Silves até se aproximar do sistema de distribuição local e seguir para um ponto mais central para a localização da subestação. Foram considerados trechos de terreno alagadiço como informado pela AmE (Tabela 1). A estimativa de custo da subestação e linha de distribuição propostas é mostrada de forma resumida na Tabela 13.

Tabela 13 – Estimativa de Custo - Interligação Urucará

Obra	Custo EPE/ANEEL (R\$ x 1000)	Custo AmE (R\$ x 1000)
LT 138 kV S. S. do UATUMÃ - URUCARÁ, C1 Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 11,5 km (firme) Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1,8 km (alagadiça)	24.773,09	20.899,85
SE 138/13,8 kV URUCARÁ TF 138/13,8 kV, 2 x 5 MVA 3Φ	47.268,85	53.910,43
Total – (11,5 km terra firme + 1,8 km região alagadiça)	72.041,94	74.810,28

O cronograma de implantação dos empreendimentos acima relacionados fornecido pela AmE é apresentado a seguir.

Subestação Urucará

CRONOGRAMA FÍSICO DA SUBESTAÇÃO URUCARÁ 138/13,8 kV

ATIVIDADE	2026			2027			2028				
	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim
Terreno											
Licenciamentos											
Projetos (Básicos e Executivos)											
fornecimento de Materiais e Montagem Eletromecânica											
Comissionamento											
Operação											

Linha de transmissão São Sebastião do Uatumã/Urucará

ATIVIDADE	2024				2025				2026				2027				2028				
	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	
Licenciamento Ambiental																					
Contratação																					
Projetos (Básicos e Executivos)																					
Fornecimento de Materiais e Montagem Eletromecânica																					
Comissionamento																					
Operação																					

4.4 G-06 - Cabori e Mocambo

As localidades de Cabori e Mocambo estão localizadas na região rural do município de Parintins, distantes cerca de 60 km a oeste de Parintins Figura 14. Para percorrer essa distância, são necessárias cerca de 5 horas de viagem de barco ou 2 horas e meia de lancha. Assim, a AmE propôs a interligação de Cabori partindo do ramal de Urucará, em 138 kV, cujo trajeto acompanharia a LT 500 kV Oriximiná – Silves C1 e C2 até se aproximar do sistema de distribuição local. O traçado, com extensão estimada de 73 km (Tabela 1) e utilização de cabo 1 x 477 MCM (Hawk), atravessa regiões alagadiças e com travessia de corpos de água. O orçamento da subestação e linha de distribuição propostas é mostrado de forma resumida na Tabela 14.

Observa-se que a localidade de Mocambo já é interligada em 13,8 kV à localidade de Cabori, não sendo reavaliada outra conexão, não incorrendo, portanto, em custos adicionais.



Figura 14 – Localização das localidades Urucará, Mocambo e Cabori (Fonte: AmE)

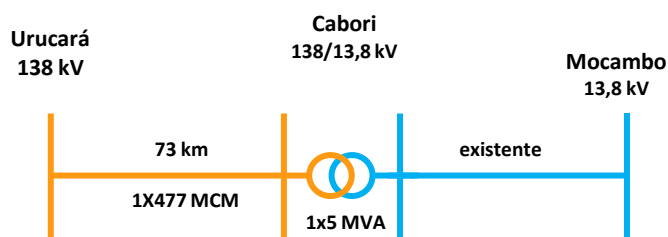


Figura 15 – Diagrama Unifilar Simplificado

Tabela 14 - Orçamento interligação Cabori (por Urucará)

Obra	Custo EPE/ANEEL (R\$ x 1000)	Custo AmE (R\$ x 1000)
LT 138 kV URUCARÁ - CABORI, C1 Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 66 km (firme) Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 7 km (alagadiça)	66.376,72	114.681,28
SE 138/13,8 kV CABORI 1º TF 138/13,8 kV, 1 x 5 MVA 3Φ	33.252,93	35.859,70
Total – (66 km firme + 7 km alagadiça)	99.629,65	150.540,98

Quanto à conexão da localidade de Nhamundá, considerada inicialmente na análise realizada pela EPE em [1], pela distância envolvida a AmE considera que pode ser mais vantajosa a conexão da localidade por meio dos sistemas 34,5 kV de Terra Santa (PA) ou um ramal 138 kV partindo de Oriximiná (PA), alternativas que serão estudados a posteriori pela distribuidora.

4.5 G-14 - Novo Airão

O município de Novo Airão, localizado na Região Metropolitana de Manaus, teve sua conexão em 138 kV considerada partindo de Manacapuru II. Assim, essa interconexão só poderá se dar a partir de 2032, data prevista para a entrada em operação da SE Manacapuru II 138/13,8 kV. O trajeto projetado para a linha de distribuição acompanha a rodovia AM-352, sem a necessidade de travessia de rios, trajeto integralmente em terra firme (Figura 16 e Figura 17). A estimativa de custos da subestação e linha de distribuição consta da Tabela 15 e o diagrama unifilar simplificado é apresentado na Figura 18.

A AmE não propôs alternativa com confiabilidade diferenciada para essa conexão de Novo Airão.

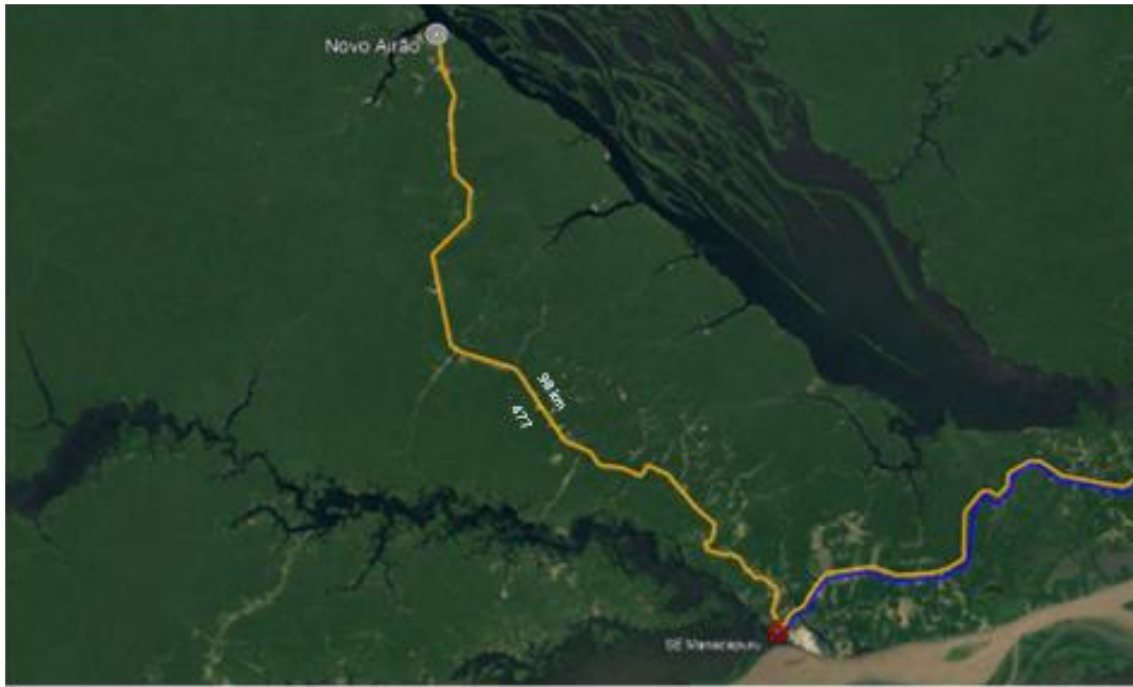


Figura 16 - Trajeto proposto LT 138 kV Manacapuru Dois – Novo Airão (Fonte: AmE)

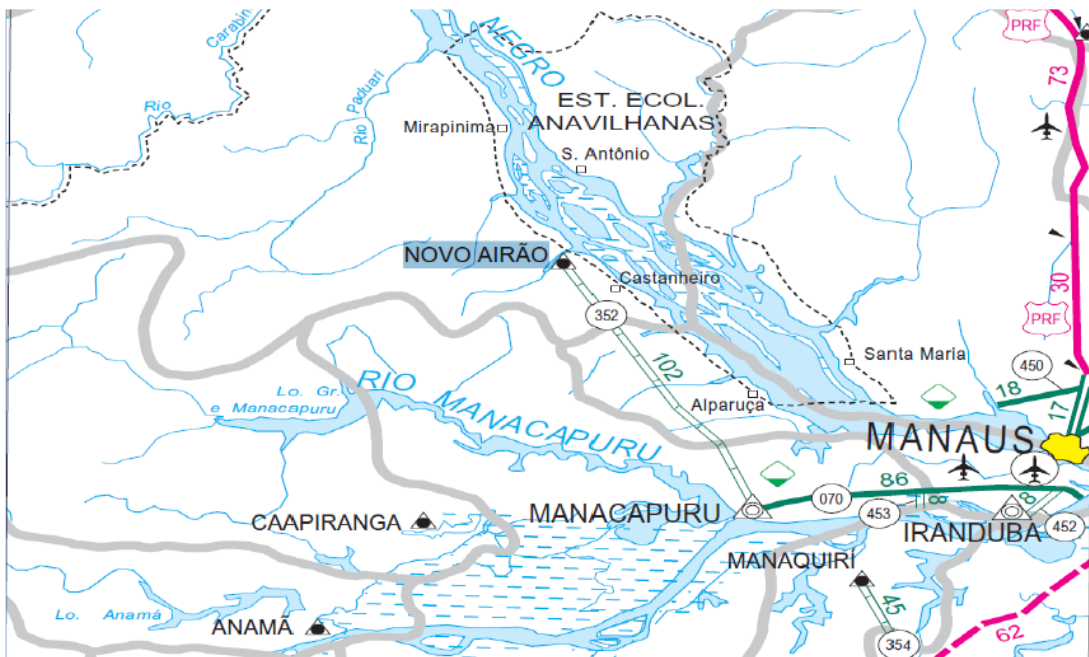


Figura 17 -Localização de Novo Airão (Fonte: AmE)



Figura 18 -Diagrama Unifilar Simplificado – LT Manacapuru II – Novo Airão

Tabela 15– Estimativa de Custo - Interligação Novo Airão

Obra	Custo EPE/ANEEL (R\$ x 1000)	Custo AmE (R\$ x 1000)
LT 138 kV MANACAPURU II - NOVO AIRÃO, C1 Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 98 km	75.818,55	153.137,92
SE 138/13,8 kV NOVO AIRÃO TF 138/13,8 kV, 2 x 5 MVA 3Φ	47.268,85	53.910,43
Total	123.087,40	207.048,35

O cronograma de implantação dos empreendimentos acima relacionados fornecido pela AmE é apresentado a seguir.

Subestação Novo Airão

ATIVIDADE	2030		2031				2032			
	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	
Terreno										
Licenciamentos										
Projetos (Básicos e Executivos)										
fornecimento de Materiais e Montagem Eletromecânica										
Comissionamento										
Operação Comercial										

Linha de transmissão Manacapuru / Novo Airão

ATIVIDADE	2028				2029				2030				2031				2032				
	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	
Licenciamento Ambiental																					
Contratação																					
Projetos (Básicos e Executivos)																					
fornecimento de Materiais e Montagem Eletromecânica																					
Comissionamento																					
Operação Comercial																					

4.6 G-15 - Anamã e G-16 -Beruri

O município de Anamã localiza-se a oeste de Manaus, distando cerca de 165 km da capital. Limita-se ao norte com o município de Anori, ao sul com o município de Beruri e a Leste com Manacapuru. Já o município de Beruri pertence à Região Geográfica Imediata de Coari e à Região Geográfica Intermediária de Manaus.

A distância em linha reta entre Manacapuru e Anamã é de cerca de 91 km. Já a distância em linha reta entre Beruri e Anamã é 35,5 km, mas via rio é 49 km. A Figura 19 mostra a localização geográfica das localidades Anamã e Beruri.

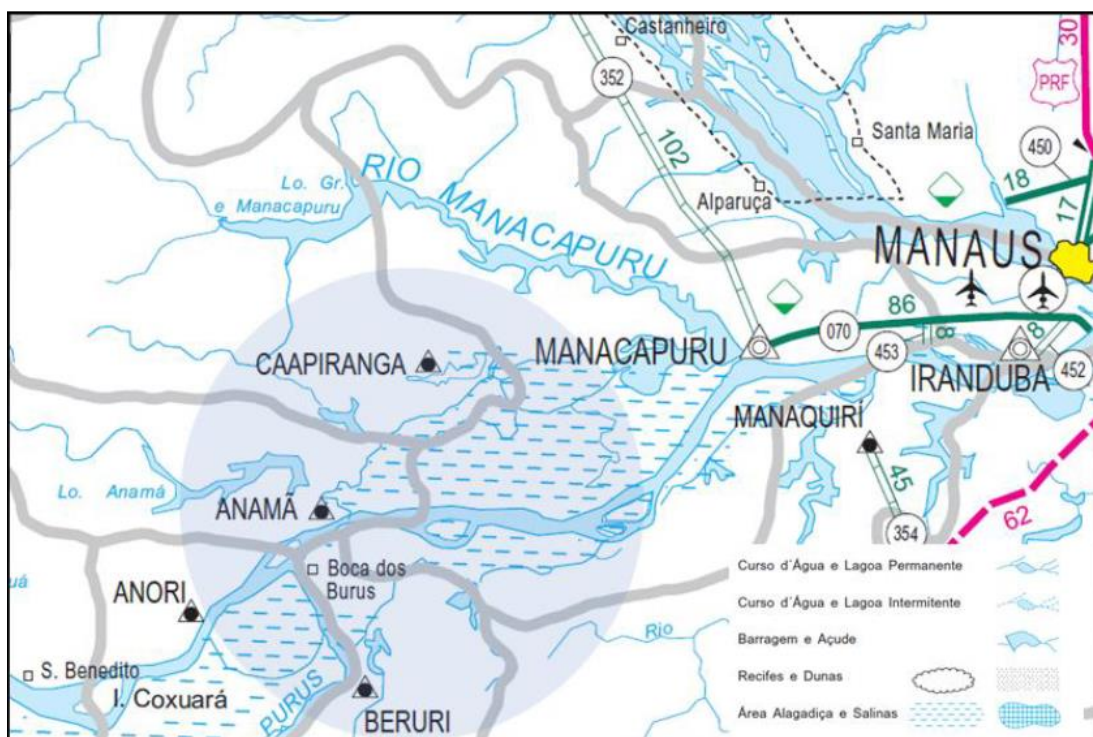


Figura 19 -Localização das localidades de Anamã e Beruri (Fonte: AmE)

Para a interligação de Anamã e Beruri foi analisada a configuração de transmissão em 138 kV, circuito simples, com extensão de 126 km entre Anamã e Manacapuru II e 46 km entre Anamã e Beruri. Ao longo do trajeto dessas linhas de transmissão são identificados trechos em terra firme, regiões alagadiças, travessias aéreas e subaquáticas.

A proposta para a interligação para essas localidades é a conexão de Anamã em Manacapuru II e Beruri em Anamã, a partir de 2032, quando da entrada em operação da SE Manacapuru II. A AmE não propôs alternativa com confiabilidade diferenciada para a conexão dessas localidades. O diagrama unifilar simplificado dessa interligação é mostrado na Figura 20.

A Tabela 16 e a Tabela 17 apresentam os custos estimados para as conexões de Anamã e Beruri, respectivamente.

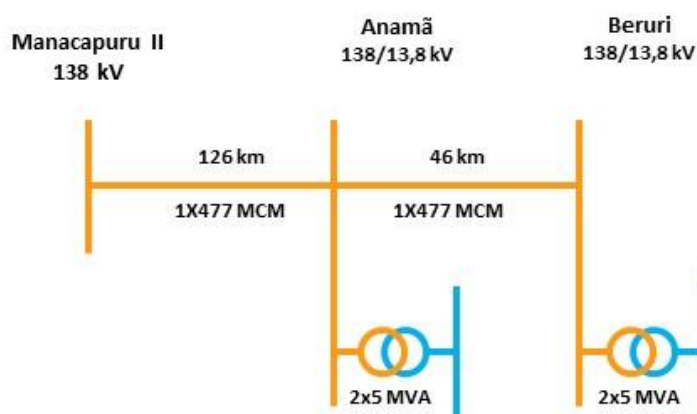


Figura 20 -Diagrama Unifilar Simplificado – LT Manacapuru – Anamã - Beruri

Tabela 16– Estimativa de Custo - Interligação Anamá

Obra	Custo EPE/ANEEL (R\$ x 1000)	Custo AmE (R\$ x 1000)
LT 138 kV MANACAPURU - ANAMÃ, C1 Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 118 km, terra firme. Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 8 km, terreno alagadiço Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1 km, travessia	109.007,83	195.434,45
SE 138/13,8 kV ANAMÃ TF 138/13,8 kV, 2 x 5 MVA 3Φ	41.009,69	62.261,74
Total – 118 km (firme) + 8 km (alagadiço) + 1 km (travessia)	150.017,52	257.696,19

Tabela 17– Estimativa de Custo - Interligação Beruri

Obra	Custo EPE/ANEEL (R\$ x 1000)	Custo AmE (R\$ x 1000)
LT 138 kV BERURI - ANAMÃ, C1 Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 2 km, terra firme. Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 40 km, terreno alagadiço Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 4 km, travessia	119.763,00	147.058,08
SE 138/13,8 kV BERURI TF 138/13,8 kV, 2 x 5 MVA 3Φ	40.991,05	53.910,43
Total – (2 km firme + 40 km alagadiço + 4 km travessia)	160.754,05	200.968,51

4.7 G-18 Barreirinha, Boa Vista do Ramos, Maués, Urucurituba, Pedras, Cametá e Itapeaçu

As localidades de Barreirinha, Boa Vista do Ramos, Maués e Urucurituba, situadas no baixo Amazonas, são mostradas na Figura 21 a seguir.

diesel localmente por períodos prolongados, e da logística de transporte do diesel, que pode durar – em alguns casos – cerca de uma semana.

Esses aspectos, segundo a concessionária, ressaltam os desafios não somente de implantação, mas de operação e manutenção do sistema dentro dos padrões de qualidade de fornecimento e confiabilidade adequados estabelecidos no contrato de concessão e na regulação da ANEEL. Assim, a AmE apresentou uma proposta de solução de integração dessas localidades contemplando duas fontes de suprimento, detalhada no item 4.7.2. a seguir.

Por solicitação da EPE/MME, também foi apresentada pela AmE a proposta de uma alternativa de integração com critério de confiabilidade N, conforme item a seguir.

4.7.1 Alternativa de referência - critério N

Considerando o critério N para a conexão das localidades do Grupo 18, a AmE propôs na Nota Técnica [15] a interligação por meio de linhas de transmissão em 138 kV, em circuito simples, condutor 1 x 477 MCM (HAWK), partindo da SE Parintins 138 kV e chegando até Urucurituba 138 kV, como mostrado na Figura 22 e no diagrama unifilar simplificado (Figura 23), sendo essa a alternativa de referência.

Vale ressaltar que na Nota Técnica [15], a AmE considerou a interligação chegando até a SE Itacoatiara, com o circuito Urucurituba – Itacoatiara operando aberto, o que se configura como uma solução com confiabilidade diferenciada (dois pontos de suprimento), não sendo este o critério adotado pelo Planejamento para redes de distribuição.

As estimativas de custos para a interligação das localidades do Grupo 18, observando os diversos tipos de terrenos atravessados pelas linhas de transmissão, são mostradas nas tabelas a seguir (Tabela 18 até a Tabela 23).

A Tabela 25 apresenta as estimativas de custo totais para a conexão das localidades Barreirinha, Pedras, Boa Vista do Ramos, Cametá, Maués, Urucurituba e Itapeaçu considerando os custos EPE/ANEEL e da AmE.

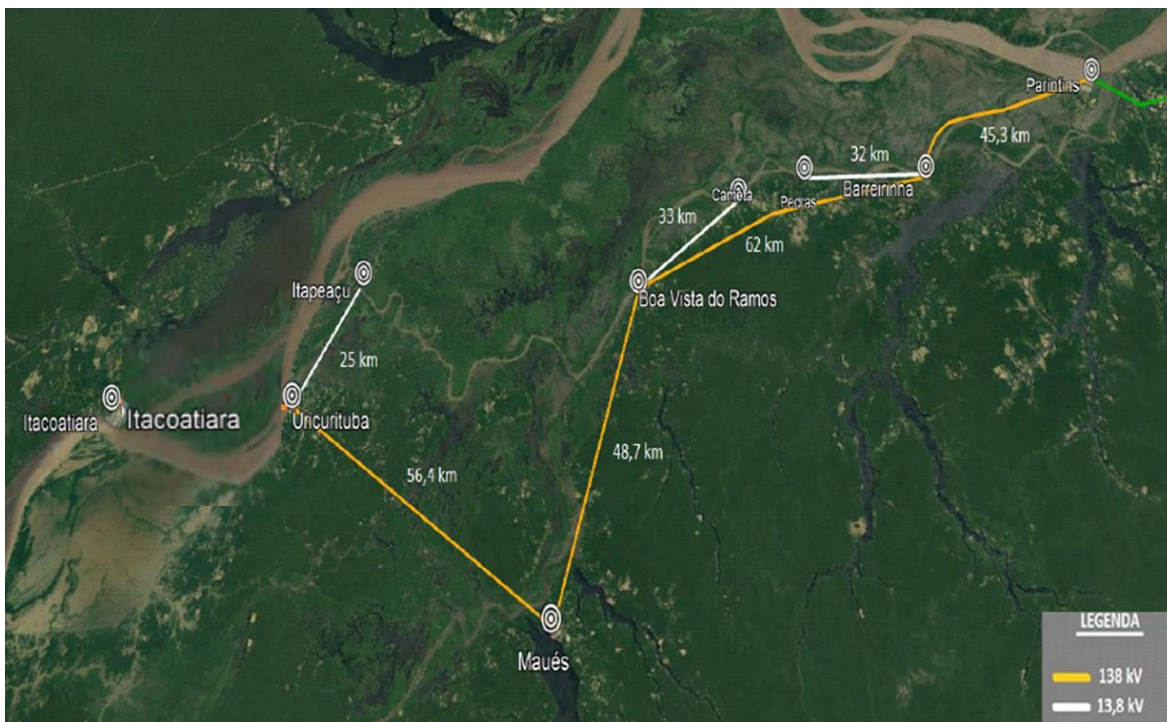


Figura 22 – Trajeto das LTs 138 kV Parintins – Barreirinha - Boa vista do Ramos – Maués – Urucurituba (Fonte: AmE, adaptada pela EPE)

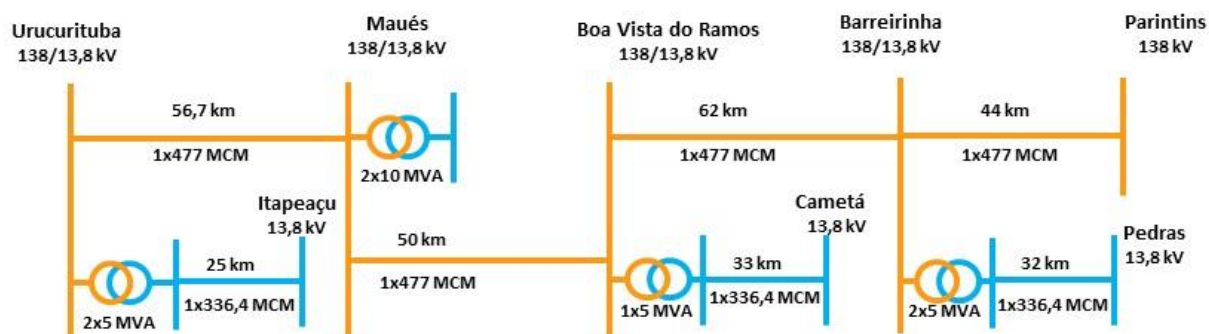


Figura 23 – Diagrama unifilar simplificado do sistema de conexão das localidades: Barreirinha, Boa vista do Ramos, Maués, Urucurituba, Pedras, Cametá e Itapeaçu

Tabela 18- Orçamento interligação - Barreirinha

Obra	Custo EPE/ANEEL (R\$ x 1000)	Custo AmE (R\$ x 1000)
LT 138 kV PARINTINS - BARREIRINHA, C1 + RD Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 23,7 km (firme) Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 20,7 km (alagadiça) Travessias 0,6 km	71.334,31	107.261,00
SE 138/13,8 kV BARREIRINHA 1º e 2º TF 138/13,8 kV, 2 x 5 MVA 3Φ	47.287,49	71.772,87
Total – 23,7 km (firme) + 20,7 km (alagadiça)	118.621,80	179.033,87

Tabela 19- Orçamento interligação - Pedras

Obra	Custo EPE/ANEEL (R\$ x 1000)	Custo AmE (R\$ x 1000)
LT 13,8 kV PEDRAS - BARREIRINHA, C1 + adequações	20.783,04	6.080,00
Total	20.783,04	6.080,00

Tabela 20- Orçamento interligação - Boa Vista do Ramos

Obra	Custo EPE/ANEEL (R\$ x 1000)	Custo AmE (R\$ x 1000)
LT 138 kV BOA VISTA DO RAMOS - BARREIRINHA, C1 Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 62 km (firme)	52.893,92	90.749,98
SE 138/13,8 kV BOA VISTA DO RAMOS 1º TF 138/13,8 kV, 1 x 5 MVA 3Φ	33.290,22	49.535,87
Total – (62 km firme)	86.184,14	140.285,85

Tabela 21- Orçamento interligação Cametá

Obra	Custo EPE/ANEEL (R\$ x 1000)	Custo AmE (R\$ x 1000)
LT 13,8 kV CAMETÁ – BOA VISTA DO RAMOS, C1 + adequações	21.232,60	6.270,00
Total	21.232,60	6.270,00

Tabela 22- Orçamento interligação Maués

Obra	Custo EPE/ANEEL (R\$ x 1000)	Custo AmE (R\$ x 1000)
LT 138 kV MAUÉS - BOA VISTA DO RAMOS, C1 + Rede Distribuição Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 40 km (firme) Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 10 km (alagadiço)	59.983,89	93.880,09
SE 138/13,8 kV MAUÉS 1º e 2º TF 138/13,8 kV, 2 x 10 MVA 3Φ	55.626,44	65.263,28
Total – (40 km firme + 10 km alagadiça)	115.610,33	159.143,37

Tabela 23- Orçamento interligação Itapeáçu

Obra	Custo EPE/ANEEL (R\$ x 1000)	Custo AmE (R\$ x 1000)
LT 13,8 kV ITAPEAÇU - URUCURITUBA, C1 + adequações	20.608,80	4.750,00
Total	20.608,80	4.750,00

Tabela 24- Orçamento interligação Urucurituba

Obra	Custo EPE/ANEEL (R\$ x 1000)	Custo AmE (R\$ x 1000)
LT 138 kV URUCURITUBA - MAUÉS, C1 Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 51,7 km (firme) Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 2,5 km (alagadiço) Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 2,5 km (travessias)	79.637,39	114.667,83
SE 138/13,8 kV URUCURITUBA 1º e 2º TF 138/13,8 kV, 2 x 5 MVA 3Φ	47.287,49	63.568,28
Total – (51,7km firme + 2,5 km alagadiço + 2,5 km travessias)	126.924,88	178.236,11

Tabela 25- Orçamento interligação Parintins – Barreirinha- Boa Vista do Ramos – Maués – Urucurituba + (Pedras + Cametá+ Itapeaçu)

Obra	Custo EPE/ANEEL (R\$ x 1000)	Custo AmE (R\$ x 1000)
LTs 138 kV Parintins – Barreirinha-Boa Vista do Ramos – Maués – Urucurituba LDs 13,8 kV – conexões de Pedras, Cametá e Itapeaçu	326.473,95	430.911,75
SEs 138/13,8 kV Barreirinha, Boa Vista do Ramos, Maués, Urucurituba e ampliações em Parintins	183.491,64	250.140,30
Total – (177,4 km firme + 53,2 km alagadiça + 3,1 km travessias)	509.965,59	673.799,36

4.7.2 Alternativa com confiabilidade diferenciada

Considerando os aspectos relativos às características geográficas da região mencionados no início desse item, a AmE propôs uma alternativa de interligação que dotasse o atendimento às localidades de Barreirinha, Boa Vista do Ramos, Maués, Urucurituba, Pedras, Cametá e Itapeaçu de maior confiabilidade.

Em um primeiro momento, essa alternativa consistiu em considerar o critério de confiabilidade N-1, por meio de dois pontos de suprimento (Parintins e Itacoatiara) para alimentar o eixo em 138 kV Parintins – Barreirinha – Boa Vista do Ramos - Maués – Urucurituba - Itacoatiara. Essa configuração, no entanto, por promover um caminho em paralelo com o eixo em 500 kV entre Oriximiná e Silves, poderia levar ao colapso do sistema de distribuição em 138 kV, com reflexos na Região Metropolitana de Manaus, quando de contingência dupla da LT 500 kV Oriximiná – Silves C1 e C2. A distribuidora alega que seria possível a implantação de um SEP para abertura do sistema 138 kV quando dessa contingência, porém diante das complexidades não totalmente mapeadas dessa

implantação, a alternativa tal como apresentada, será descartada. No entanto, foram então vislumbradas duas alternativas que promovessem confiabilidade diferenciada ao atendimento das localidades ao longo do eixo em 138 kV.

A primeira, contempla a implantação do eixo em 138 kV Parintins – Barreirinha – Boa Vista do Ramos - Maués – Urucurituba - Itacoatiara, porém com o trecho Urucurituba – Itacoatiara operando normalmente aberto. Esse trecho seria fechado no caso de contingência em qualquer dos trechos em 138 kV que interligam Parintins a Urucurituba, conforme mostrado na Figura 24 e na Figura 25.



Figura 24 – Trajeto das LTs 138 kV Parintins – Barreirinha - Boa vista do Ramos – Maués – Urucurituba – Itacoatiara (Fonte: AmE)

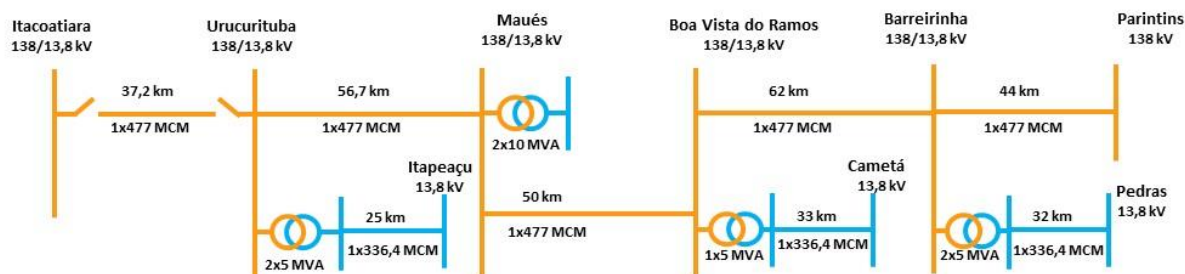


Figura 25 – Diagrama unifilar simplificado - Sistema de Conexão das Localidades: Barreirinha, Boa vista do Ramos, Maués, Urucurituba, Pedras, Cameté e Itapeaçú - Confiabilidade Diferenciada

A estimativa de custos para a LT 138 kV Urucurituba – Itacoatiara, que traz maior confiabilidade ao atendimento, é apresentada na Tabela 26 abaixo.

Tabela 26- Orçamento interligação Urucurituba (fechando com Itacoatiara)

Obra	Custo EPE/ANEEL (R\$ x 1000)	Custo AmE (R\$ x 1000)
SEs ITACOATIARA e URUCURITUBA (ampliações)	10.786,84	8.400,37
LT 138 kV URUCURITUBA - ITACOATIARA, C1		
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 23,5 km (firme)		
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 8 km (alagadiço)	97.934,78	129.492,51
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 5,7 km (travessias)		
Total	108.721,62	137.892,88

Como pode ser verificado, a alternativa com confiabilidade diferenciada é muito similar à alternativa de referência, diferindo apenas pela inclusão da LT 138 kV Urucurituba – Itacoatiara, que permitirá o atendimento às localidades ao longo do eixo em 138 kV, no caso de contingência de qualquer trecho do eixo entre Parintins e Urucurituba.

A estimativa de custos total para essa alternativa é apresentada na Tabela 27.

Tabela 27- Orçamento interligação Parintins – Barreirinha – Boa Vista do Ramos – Maués – Urucurituba – Itacoatiara

Obra	Custo EPE/ANEEL (R\$ x 1000)	Custo AmE (R\$ x 1000)
LINHAS DE TRANSMISSÃO + SUBESTAÇÕES	618.687,205	811.692,19

Em termos de custo de investimento a alternativa com confiabilidade diferenciada é 21% superior ao da alternativa de referência, seja considerando os custos ANEEL ou da AmE.

O cronograma de implantação dos empreendimentos acima relacionados (critério N ou N-1) fornecido pela AmE é apresentado a seguir.

a) Linhas de Transmissão 138 kV

ATIVIDADE	2024				2025				2026				2027				2028				
	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	
Licenciamento Ambiental																					
Contratação																					
Projetos (Básicos e Executivos)																					
fornecimento de Materiais e Montagem Eletromecânica																					
Comissionamento																					
Operação																					

b) Subestações 138/13,8 kV

ATIVIDADE	2026			2027				2028			
	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim
Terreno											
Licenciamentos											
Projetos (Básicos e Executivos)											
fornecimento de Materiais e Montagem Eletromecânica											
Comissionamento											
Operação											

A segunda alternativa para dar confiabilidade ao eixo em 138 kV Parintins – Urucurituba, solicitada pela EPE, que seria a implantação de dois circuitos simples em 138 kV desde Parintins até Urucurituba Figura 26, foi analisada pela AmE. Essa alternativa foi descartada uma vez que apresentou custos muito superiores à alternativa com duas fontes de suprimento (Tabela 29), da ordem de 45% para custos EPE/Aneel e 41% para custos AmE, conforme ilustrado na Tabela 29, e portanto não foi avaliada no Capítulo 5.

Tabela 28- Orçamento interligação Parintins – Barreirinha – Boa Vista do Ramos – Maués – Urucurituba - Critério N-1 com dois circuitos simples

Obra -Localidade Subestações e Linhas de Transmissão	Custo EPE/ANEEL (R\$ x 1000)	Custo AmE (R\$ x 1000)
Barreirinha e Pedras	248.068,62	316.596,70
Boa Vista do Ramos e Cametá	179.564,94	253.458,33
Maués	213.382,09	273.884,74
Urucurituba e Itapeaçu	258.605,45	296.704,04
Total	899.621,10	1.140.643,81

Tabela 29- Comparação entre os custos das duas alternativas com confiabilidade diferenciada

Alternativa	Custo EPE/ANEEL (R\$ x 1000)	Custo AmE (R\$ x 1000)
Com dois pontos de suprimento	618.687,205	811.692,24
Com dois circuitos simples	899.621,10	1.140.643,81
Diferença de custos (%)	45,4%	41%

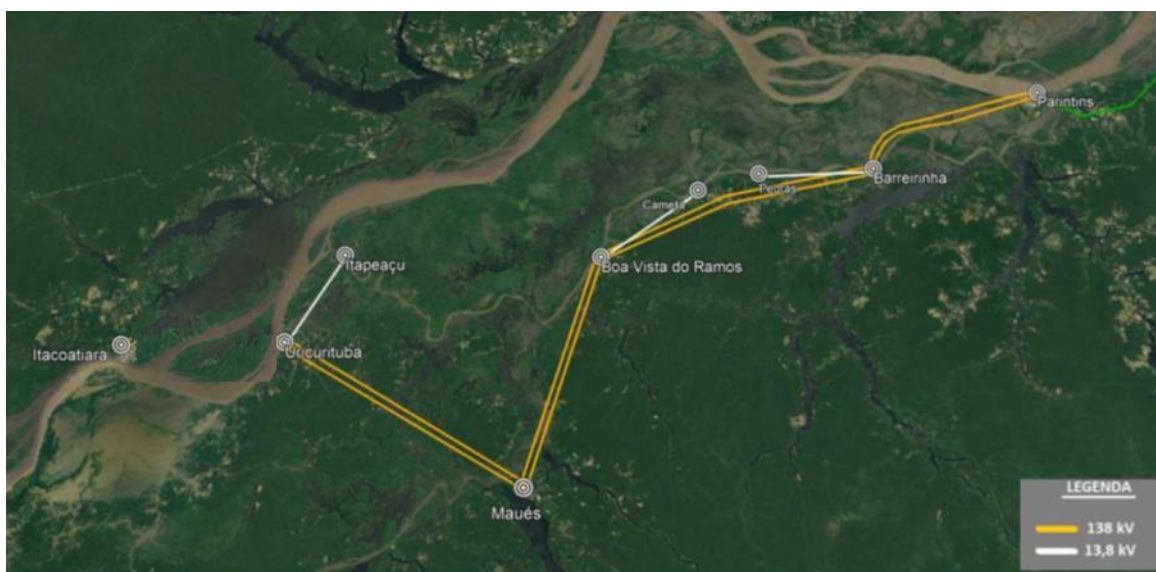


Figura 26 – Configuração da alternativa de interligação das localidades do G-18 – Critério N-1 com circuitos duplos em 138 kV (Fonte: adaptada AmE)

4.8 G-08, G-10, G-11, G-12, G-19 e G-20 - Careiro da Várzea, Careiro Castanho, Manaquiri, Novo Céu e Borba, Autazes, Nova Olinda do Norte e Axinim

As localidades de Careiro da Várzea, Careiro Castanho, Manaquiri, Novo Céu e Borba, pertencentes aos Grupos 08, 10, 11 e 12 referidos em [1], Autazes e Nova Olinda do Norte, e Axinim (grupos novos indicados pela AmE e denominados Grupo 19 e Grupo 20, respectivamente) estão localizadas na microrregião de Manaus.

Para a interligação dessas localidades a AmE propôs a implantação de um novo ponto de suprimento da Rede Básica, a SE Careiro 230/138 kV, a ser conectada à SE Jorge Teixeira 230 kV. A distribuidora encaminhou duas configurações de rede, uma com confiabilidade de referência N e outra com confiabilidade diferenciada N-1, conforme Figura 27 e Figura 28, respectivamente.

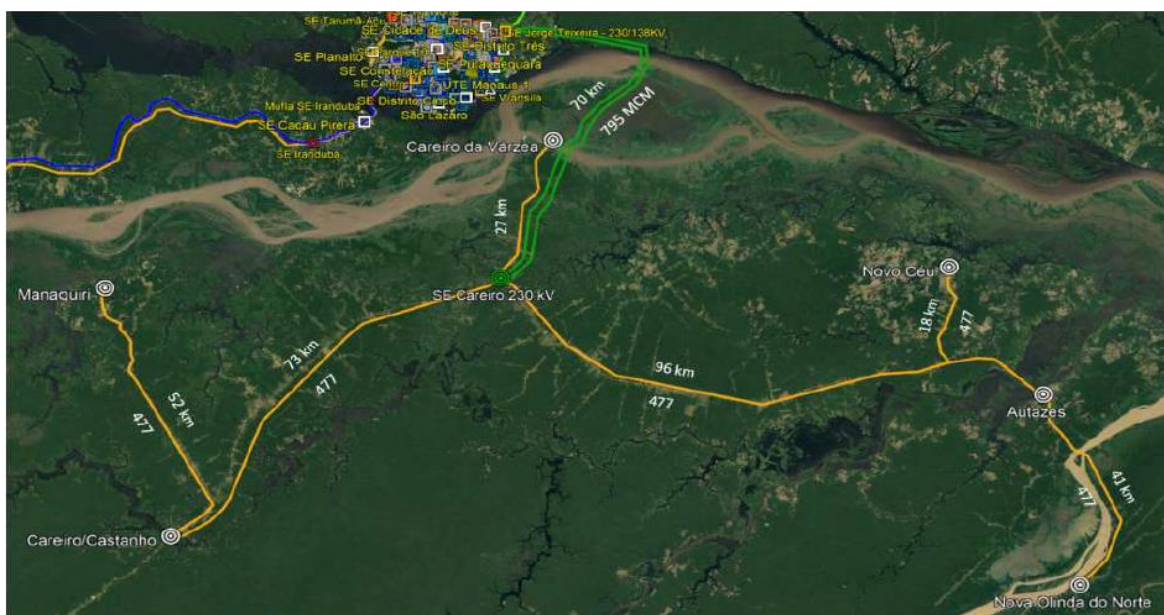


Figura 27 – Configuração da alternativa de interligação das localidades do G-08, G-10, G-11, G-12, G-19 e G-20 – Critério N com um circuito simples em 138 kV (Fonte: AmE)

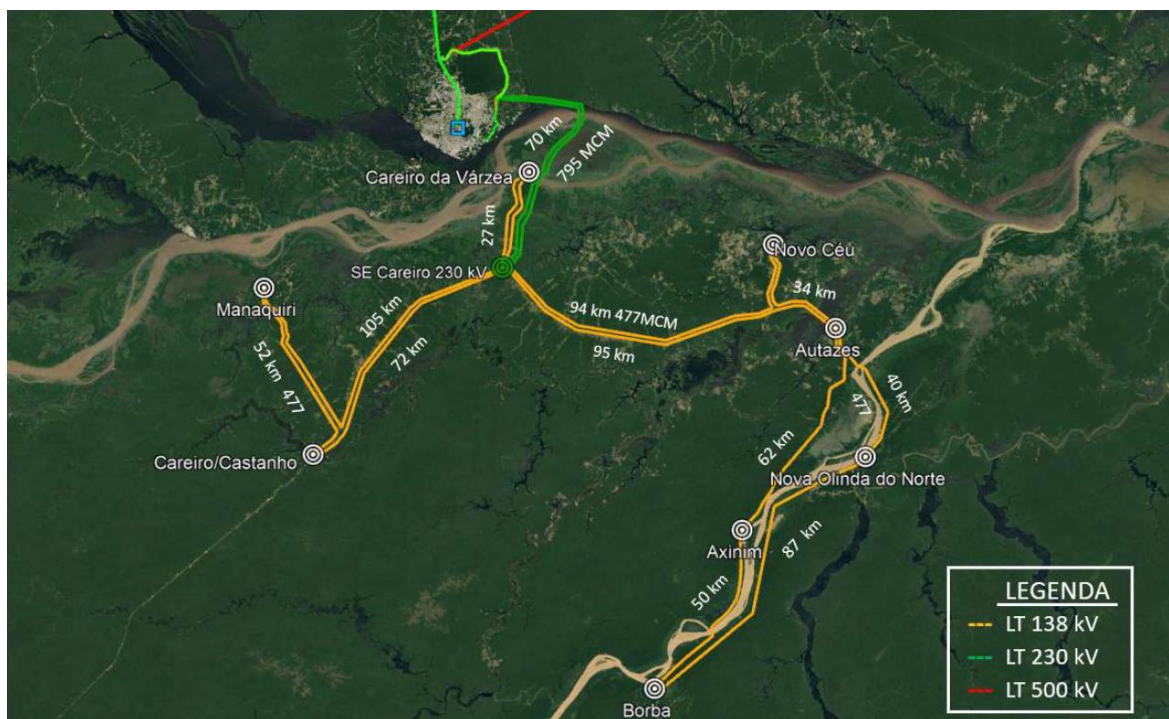


Figura 28 – Configuração da alternativa de interligação das localidades do G-08, G-10, G-11, G-12, G-19 e G-20 – Critério N-1 com dois circuitos simples em 138 kV (Fonte: AmE)

Nas Notas Técnicas [17][18][19] da AmE não foi mencionada nenhuma justificativa técnica ou econômica para a utilização de LT 230 kV para a travessia do Rio Amazonas. A simulação de fluxo de potência apresentada pela própria distribuidora aponta um carregamento de apenas 25 MW em cada circuito da LT 230 kV Jorge Teixeira – Careiro, no ano de 2038. O nível de carregamento baixo indica que uma alternativa puramente de distribuição, em nível de tensão 138 kV, certamente é competitiva.

Nesse sentido, é imprescindível que a distribuidora apresente alternativa tecnicamente funcional que envolva obras puramente de distribuição para comparação econômica.

Cabe ressaltar que na alternativa que prevê a expansão da Rede Básica, a elaboração do estudo de análise de alternativas passa por diversas etapas, iniciando com a entrada na programação dos estudos a serem realizados, a sua aprovação pelo MME, seguida da preparação dos diversos relatórios R1, R2, R3, R4 e R5 para, então, entrar na programação de realização dos leilões de transmissão. Nesse tipo de estudo, segundo critérios vigentes, é mandatória a comparação econômica com alternativa puramente de distribuição.

Assim, a proposta da distribuidora extrapola o âmbito da presente análise, de forma que não foi computado o custo de investimento para esse grupo e nem a comparação dos custos de interligação com os de geração no Capítulo 5.

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 dos sistemas isolados ao SIN, foram estimados os custos fixo e variável da geração de energia para atendimento à carga, conforme explicado no item 3.1.

É importante notar que algumas das localidades a serem interligadas apresentam contratos de geração vigentes com data de encerramento ao longo de 2034, e que farão jus ao recebimento de receita fixa mesmo após a sua interligação. Durante esse período, foi avaliada a possibilidade de utilização dessa geração como reserva fria para trazer maior confiabilidade de atendimento, em especial para o período logo após o início de operação da interligação, no qual os ativos usualmente apresentam taxas de falha mais elevadas.

Nesse sentido, visando trazer mais elementos à tomada de decisão pelo Poder Concedente, foi realizada análise que considera o percentual da demanda máxima de cada localidade capaz de ser atendida pela potência instalada de geração contratada nos leilões do Sistema Isolado.

Desta forma, é possível estimar o percentual da demanda máxima de cada localidade que pode ser atendido em caso de contingência de longa duração do sistema que o atende. A informação poderia ser utilizada, também, no sentido de postergar os investimentos relacionados à confiabilidade diferenciada apresentada pela distribuidora para algumas localidades, uma vez que a confiabilidade poderia ser fornecida pela reserva fria atualmente instalada até o fim da vigência dos contratos.

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

5.1 G-01 (Lindóia e Novo Remanso)

A interligação proposta para as localidades de Lindóia e Novo Remanso são apresentadas no item 4.1. O G-01 possui duas alternativas para a sua interligação com custos distintos, a depender do nível de confiabilidade que se queira adotar para o atendimento dessas localidades.

5.1.1 Alternativa de referência – critério N

O custo de conexão dessa alternativa foi estimado como variando de R\$ 211 a R\$ 320 milhões, conforme Tabela 4. A Tabela 30 apresenta de forma agregada o benefício

esperado com a interligação dessas localidades, considerando o valor presente dos diferentes custos.

A conexão tem potencial para evitar desembolso superior a R\$ 152 milhões com os custos variáveis da geração de 2028 a 2034, fazendo com que os custos de interligação venham a ser compensados entre 2034 (valores EPE) e 2038 (valores apresentados pela AmE).

Tabela 30- Comparação do custo de interligação com os custos de geração para o Grupo -01 – Alternativa N

Grupo	Localidade	VPL do Custo de Interligação EPE/ANEEL (R\$)	VPL do Custo de Interligação AmE (R\$)	VPL do Custo evitado Geração Variável 2028 - 2034 (R\$)	OBS
G-01	Lindóia e Novo Remanso (Conf. de Referência)	143.628.855	218.034.097	152.783.562	1: Interligação via SE Seccionadora da LT 138 kV Silves – Itacoatiara 2: O custo apresentado pela distribuidora é 52% superior ao valor obtido pela EPE 3: A interligação se paga entre 2034 (custo EPE) e 2038 (custo AmE) – payback entre 6 e 10 anos

Data base: janeiro/2023

5.1.2 Alternativa com confiabilidade diferenciada – critério N-1

A consideração da redundância na interligação, por meio da adoção do critério N-1, traz maior segurança para o atendimento a essas localidades, contudo, essa solução apresenta custo mais elevado, fazendo com que os custos de interligação venham a ser compensados a entre 2036 (valores EPE/ANEEL) e 2043 (valores apresentados pela AmE), conforme Tabela 31.

Tabela 31- Comparação do custo de interligação com os custos de geração para o Grupo -01 – Alternativa N-1

Grupo	Localidade	VPL do Custo de Interligação EPE/ANEEL (R\$)	VPL do Custo de Interligação AmE (R\$)	VPL do Custo evitado Geração Variável 2028 - 2034 (R\$)	OBS
G-01	Lindóia e Novo Remanso Conf. Diferenciada (N-1)	189.722.108	318.727.701	152.783.562	<p>1: O grau de confiabilidade N-1 é dado pela inclusão da LT 138 kV Novo Remanso – SE Seccionadora.</p> <p>2: O custo apresentado pela distribuidora é 68% superior ao valor obtido pela EPE.</p> <p>3: A interligação se paga entre 2036 (custo obtido pela EPE) e 2043 (custo apresentado pela AmE) – payback entre 8 e 15 anos.</p> <p>4: Ao considerar o valor de conexão apresentado pela distribuidora, para o caso N-1, a interligação perde a competitividade, mas ainda se mostra vantajosa.</p>

Data base: janeiro/2023

5.1.3 Percentual de carga atendida até o final dos contratos vigentes

Conforme mencionado anteriormente, a EPE realizou uma análise do percentual das cargas capazes de serem atendidas pela capacidade instalada atualmente contratada para cada localidade. Foi considerada a demanda máxima informada pela distribuidora no ciclo de planejamento ano 2022.

Pela Tabela 32 percebe-se que a usina instalada em Lindóia possui capacidade quase 3 vezes superior à demanda máxima projetada para a localidade até 2034, enquanto Novo Remanso possui apenas metade da capacidade necessária para realizar o atendimento no momento de maior demanda da localidade.

Tabela 32– Percentual da demanda máxima que usinas atuais são capazes de atender até 2034

Localidade	Capacidade Instalada (kW)		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
LINDÓIA ¹	4.051	Demanda Máxima (kW)	1.232	1.263	1.295	1.327	1.360	1.398	1.438
		Relação Cap. Instalada / Demanda	329%	321%	313%	305%	298%	290%	282%
NOVO REMANSO ²	7.000	Demanda Máxima (kW)	11.213	11.908	12.158	12.425	12.711	13.233	13.777
		Relação Cap. Instalada / Demanda	62%	59%	58%	56%	55%	53%	51%

1 – Desconsiderando a máquina de maior potência

2 – Considerando a potência contratada

5.2 G-02 (Lábrea) e G-03 (Matupi)

Lábrea e Matupi foram inicialmente consideradas como alternativas distintas, contudo, a distribuidora propôs a avaliação conjunta dos benefícios de interligação dessas localidades, bem como a possibilidade de inclusão de confiabilidade diferenciada, com atendimento ao critério N-1 para a localidade de Humaitá, considerada neste estudo como já interligada ao SIN.

5.2.1 G-02 (Lábrea): alternativa de referência – critério N

O atendimento atual a Lábrea é realizado por PIE com contrato de suprimento até 2034. A sua interligação ao SIN tem potencial para reduzir os desembolsos da CCC entre 2031 (considerando valores EPE) e 2035 (com os custos estimados pela distribuidora), conforme apresentado na Tabela 33.

Tabela 33- Comparação do custo de interligação com os custos de geração para o Grupo - 02

Grupo	Localidade	VPL do Custo de Interligação EPE/ANEEL (R\$)	VPL do Custo de Interligação AmE (R\$)	VPL do Custo evitado Geração Variável 2028 - 2034 (R\$)	OBS
G-02	Lábrea	147.435.977	274.378.4129	277.616.673	OBS 1: Interligação via Humaitá. OBS 2: O custo apresentado pela distribuidora é 86% superior ao valor obtido pela EPE. OBS 3: A interligação de Lábrea se paga entre 2031 (custo obtido pela EPE) e 2034 (custo apresentado pela AmE) payback entre 3 e 6 anos.

Data base: janeiro/2023

5.2.1 G-03 (Matupi): alternativa de referência – critério N

Matupi foi objeto do Leilão n.º 02/2016 – Grupo B – Lote III, cujo PIE contratado não teve condições de honrar com os compromissos assumidos, deixando de instalar suas usinas, de forma que o atendimento atual está sob responsabilidade da AmE.

A interligação pode ser a solução estruturante para essa localidade, dados os problemas de atendimento e a necessidade de contratação de novo PIE para o seu atendimento. A Tabela 34 indica que, com os custos apresentados pela distribuidora, a interligação tem potencial para reduzir os dispêndios da CCC a partir de 2043.

Tabela 34- Comparação do custo de interligação com os custos de geração para o Grupo-03

Grupo	Localidade	VPL do Custo de Interligação EPE/ANEEL (R\$)	VPL do Custo de Interligação AmE (R\$)	VPL do Custo evitado Geração Variável 2028 - 2038 (R\$)	OBS
G-03	Matupi	127.628.698	245.403.246	204.509.478	<p>1: Interligação via Humaitá</p> <p>2: O custo apresentado pela distribuidora é 92% superior ao valor obtido pela EPE.</p> <p>3: A interligação do grupo se paga entre 2033 (custo obtido pela EPE) e 2042 (custo apresentado pela AmE) – payback entre 5 e 14 anos.</p> <p>4: Ao considerar o valor de conexão apresentado pela distribuidora, a interligação perde significativamente a competitividade, apesar de ainda se mostrar vantajosa.</p>

Data base: janeiro/2023

5.2.2 Alternativa com confiabilidade diferenciada

Na tentativa de aumentar a atratividade dessa conexão, a distribuidora apresentou como proposta a análise conjunta do G-02 e do G-03 com a duplicação da interligação entre Caladinho II e Humaitá, como critério N-1.

Contudo, com os valores apresentados pela AmE, parte dos benefícios de se interligar Lábrea são perdidos não havendo ganhos para a interligação de Matupi, uma vez que os custos dessa interligação são recuperados a partir de 2042, não havendo, assim, benefícios econômicos no consumo de combustíveis para a duplicação da LD 138 kV Humaitá – Caladinho II.

Tabela 35 - Comparação do custo de interligação com os custos de geração para os Grupos 02 e 03 considerando o critério N-1

Grupo	Localidade	VPL do Custo de Interligação EPE/ANEEL (R\$)	VPL do Custo de Interligação AmE (R\$)	VPL do Custo evitado Geração Variável 2028 - 2034 (R\$)	OBS
G-02 e G-03	Lábrea + Matupi Conf. diferenciada	391.334.243	748.457.630	422.594.308	<p>1: Interligação via Humaitá.</p> <p>2: Consideração da duplicação do circuito 138 kV Humaitá - Caladinho II.</p> <p>3: A interligação do grupo se paga entre 2034 (custo obtido pela EPE) e 2042 (custo apresentado pela AmE) payback entre 6 e 14 anos.</p>

Data base: janeiro/2023

5.2.1 Percentual de carga atendida até o final dos contratos vigentes

Conforme mostrado na Tabela 36, a capacidade atualmente instalada em Lábrea corresponde a quase o dobro da demanda máxima prevista para a localidade até 2034, sendo perfeitamente viável a sua manutenção para atuação como reserva fria. Tal análise não pode ser realizada para Matupi, uma vez que ela não apresenta PIE instalado, sendo atualmente atendido por locação de máquinas, conforme informações da distribuidora.

Tabela 36- Percentual da demanda máxima que as usinas atuais são capazes de atender até 2034

Localidade	Capacidade Instalada (kW)		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
LÁBREA ¹	18.321	Demanda Máxima (kW)	8.709	8.970	9.239	9.516	9.735	10.030	10.334
		Relação Cap. Instalada / Demanda	210%	204%	198%	193%	188%	183%	177%
MATUPI ²	-	Demanda Máxima (kW)	4.364	4.473	4.567	4.667	4.774	4.888	5.005
		Relação Cap. Instalada / Demanda	-	-	-	-	-	-	-

1 – Desconsiderando a máquina de maior potência

2 – Sem PIE instalado na localidade

5.3 G-04 (São Sebastião do Uatumã) e G-05 (Urucará)

Conforme Tabela 37, a interligação de São Sebastião do Uatumã (G-04) e Urucará (G-05), com custo estimado de cerca de R\$ 141,5 milhões pela distribuidora, tende a reduzir os custos da CCC até 2033.

Tabela 37- Comparação do custo de interligação com custos de geração para os Grupos 04 e 05

Grupo	Localidade	VPL do Custo de Interligação EPE/ANEEL (R\$)	VPL do Custo de Interligação AmE (R\$)	VPL do Custo evitado Geração Variável 2028 - 2034 (R\$)	OBS
G-04 e G-05	São Sebastião do Uatumã e Urucará	121.593.920	141.493.954	175.123.817	<p>1: Interligar Urucará justifica a interligação de São Sebastião do Uatumã.</p> <p>2: O custo apresentado pela distribuidora é 16% superior ao valor obtido pela EPE.</p> <p>3: A interligação do grupo se paga em 2032 (custo obtido pela EPE) e 2033 (custo apresentado pela AmE) – payback entre 4 e 5 anos.</p>

Data base: janeiro/2023

5.3.1 Percentual de carga atendida até o final dos contratos vigentes

A Tabela 38 mostra que a capacidade atualmente instalada em São Sebastião do Uatumã é maior do que o dobro da demanda máxima revista para essa localidade até 2034, situação parecida acontece em Uruará.

Tabela 38 - Percentual da demanda máxima que usinas atuais são capazes de atender até 2034

Localidade	Capacidade Instalada ¹ (kW)		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÃ	4.538	Demanda Máxima (kW)	1.909	1.938	1.967	1.997	2.017	2.059	2.102
		Relação Cap. Instalada / Demanda	238%	234%	231%	227%	225%	220%	216%
URUCARÁ	6.973	Demanda Máxima (kW)	3.695	3.750	3.806	3.863	3.902	3.983	4.066
		Relação Cap. Instalada / Demanda	189%	186%	183%	181%	179%	175%	172%

1 – Desconsiderando a máquina de maior potência

5.4 G-6 (Cabori e Mocambo)

Durante o planejamento do atendimento aos Sistemas Isolados de 2022, a distribuidora, contrariando o disposto na Portaria 67/2018, vigente na época daquele ciclo de análise, não apresentou a projeção do mercado consumidor de Mocambo.

A fim de não comprometer a análise da interligação, excepcionalmente será considerada para Mocambo a previsão do mercado consumidor apresentado no relatório de interligação nº NT-DTP-003-2023 [5].

Com os valores apresentados, não é esperado que essa interligação reduza os dispêndios da CCC, conforme mostrado na Tabela 39.

Tabela 39 - Comparação do custo de interligação com custos de geração para o G-06

Grupo	Localidade	VPL do Custo de Interligação EPE/ANEEL (R\$)	VPL do Custo de Interligação AmE (R\$)	VPL do Custo evitado Geração Variável 2032 - 2034 (R\$)	OBS
G-06	Cabori e Mocambo	67.806.266	102.455.661	34.020.232	1: Considerado a carga de Cabori apresentado no ciclo de Planejamento de 2022 e a carga de Mocambo informada no relatório de interligação da AmE. 2: Não é possível garantir que a interligação irá reduzir os dispêndios da CCC no horizonte da análise.

Data base: janeiro/2023

5.5 G-14 (Novo Airão)

Ao contrário das demais localidades, a interligação de Novo Airão ao SIN, segundo informações da Amazonas Energia [12], possui previsão para ocorrer em 2032, e mesmo com essa postergação a conexão de Novo Airão ao SIN tem potencial para reduzir os gastos da CCC até 2038, conforme Tabela 40.

Tabela 40- Comparação do custo de interligação com os de geração para o G-14

Grupo	Localidade	VPL do Custo de Interligação EPE/ANEEL (R\$)	VPL do Custo de Interligação AmE (R\$)	VPL do Custo evitado Geração Variável 2032 - 2034 (R\$)	OBS
G-14	Novo Airão	61.574.345	103.575.723	44.140.449	1: Interligação via Manacapuru 2: Interligação em 2032, e não em 2028 como as demais 3: A interligação se paga entre 2035 (custo EPE) e 2038 (custo AmE) – payback entre 3 e 6 anos

Data base: janeiro/2023

5.5.1 Percentual de carga atendida até o final dos contratos vigentes

A Tabela 41 mostra que a capacidade atualmente instalada em Novo Airão supera em 1,5 vez a demanda máxima esperada para essa localidade até o final do contrato, cabe destacar que para Novo Airão a utilização do parque gerador como reserva fria seria por tempo inferior aos demais grupos pois a interligação dessa localidade está prevista para 2032.

Tabela 41- Percentual da demanda máxima que usinas atuais são capazes de atender até 2034

Localidade	Capacidade Instalada ¹ (kW)		2032	2033	2034
NOVO AIRÃO	8.836	Demanda Máxima (kW)	5.224	5.383	5.546
		Relação Cap. Instalada / Demanda	169%	164%	159%

1 – Desconsiderando a máquina de maior potência

5.6 G-15 (Anamã) e G-16 (Beruri)

A interligação de Anamã e Beruri foi proposta pela distribuidora para o ano de 2032, com custo estimado de R\$ 229,5 milhões. Com o valor apresentado, não é esperada que a recuperação do custo do investimento ocorra com menos de 17 anos de operação, conforme mostrado na Tabela 42.

Tabela 42 - Comparação do custo de interligação com custos de geração para os Grupos 15 e 16

Grupo	Localidade	VPL do Custo de Interligação EPE/ANEEL (R\$)	VPL do Custo de Interligação AmE (R\$)	VPL do Custo evitado Geração Variável 2032 - 2034 (R\$)	OBS
G-15 e G-16	Anamã e Beruri	155.463.157	229.446.542	54.188.048	<p>1: Interligação via Manacapuru.2: O custo apresentado pela distribuidora é 48% superior ao valor obtido pela EPE.</p> <p>2: Interligação em 2032, e não em 2028 como as demais localidades.</p> <p>3: Considerando os custos obtidos pela EPE, a interligação se paga em 9 anos. Com os valores de interligação apresentados pela distribuidora, não é esperada a recuperação do custo do investimento ocorra com menos de 17 anos de operação.</p>

Data base: janeiro/2023

5.6.1 Percentual de carga atendida até o final dos contratos vigentes

Anamã foi objeto do leilão dos Sistemas Isolados de 2021, contudo o PIE contratado não entrou em operação, não sendo, assim, possível considerá-la nessa análise e o PIE atual tem contrato vigente até 2030, término este anterior ao período analisado.

A capacidade atualmente instalada em Beruri supera em 3 vezes a demanda máxima esperada para essa localidade até o final do contrato, cabe destacar que para essa localidade a utilização do parque gerador como reserva fria seria por tempo inferior aos demais grupos pois a interligação dessa localidade está prevista para 2032. A Tabela 43 ilustra esses números com detalhes.

Tabela 43 - Percentual da demanda máxima que usinas atuais são capazes de atender até 2034

Localidade	Capacidade Instalada ¹ (kW)		2032	2033	2034
Beruri	8.751	Demanda Máxima (kW)	2.638	2.669	2.700
		Relação Cap. Instalada / Demanda	332%	328%	324%
Anamã	-	Demanda Máxima (kW)	2.288	2.317	2.347
		Relação Cap. Instalada / Demanda	-	-	-

1 – Desconsiderando a máquina de maior potência

5.7 G-18 (Barreirinha, Boa Vista do Ramos, Maués, Urucurituba, Pedras, Cametá e Itapeaçu)

As localidades desse grupo apresentam como particularidade contrato de geração até o final de 2024, com possibilidade de prorrogação por até 60 meses, dessa forma, a interligação também tem o potencial de evitar os custos fixos da contratação de novo PIE por meio de leilão. A análise da interligação das localidades desse grupo, assim como foi proposto para o G-01, também levou em consideração duas alternativas para a interligação, uma com o critério N e outra com confiabilidade diferenciada.

5.7.1 Alternativa de referência – critério N

A interligação dessas localidades adotando o critério N, sem a interligação de Urucurituba ao SIN via Itacoatiara, pode reduzir os dispêndios da CCC entre 2030 e 2031, ou seja, até três anos após a interligação.

Tabela 44 - Comparação do custo de interligação com os de geração para o G-18 - critério N

Grupo	Localidade	VPL do Custo de Interligação EPE/ANEEL (R\$)	VPL do Custo de Interligação AmE (R\$)	VPL do Custo evitado Geração Variável 2028 - 2034 (R\$)	OBS
G-18	Barreirinha e Pedras + Boa Vista do Ramos (e Cametá) + Maués + Urucurituba (e Itapeaçu) Conf. de referência	347.074.012	458.576.523	909.201.823	1: Interligação via Parintins. 2: O custo apresentado pela distribuidora é 32% superior ao valor obtido pela EPE. 3: A interligação do grupo se paga entre 2030 (custo obtido pela EPE) e 2031 (custo apresentado pela AmE) – Payback entre 2 e 3 anos.

Data base: janeiro/2023

5.7.1 Alternativa com confiabilidade diferenciada

A implantação da LT 138 kV Itacoatiara – Urucurituba, mesmo operando normalmente aberta, eleva a confiabilidade do suprimento elétrico de todas as localidades, permitindo a transferência da carga para a outra fonte de atendimento em caso de contingências, conforme apresentado no item 4.7 deste relatório. Apesar do maior custo dessa solução, essa alternativa também se mostra vantajosa frente aos custos de se manter essas

localidades isoladas, com a interligação reduzindo os dispêndios da CCC vindo esse a ser compensado até 2031, conforme mostrado na Tabela 45.

Tabela 45 - Comparação do custo de interligação com os de geração para o G-18 - critério N-1

Grupo	Localidade	VPL do Custo de Interligação EPE/ANEEL (R\$)	VPL do Custo de Interligação AmE (R\$)	VPL do Custo evitado Geração Variável 2028 - 2034 (R\$)	OBS
G-18	Barreirinha e Pedras + Boa Vista do Ramos (e Cametá) + Maués + Urucurituba (e Itapeçu) Conf. diferenciada	421.068.116	552.424.066	909.201.823	1: Interligação via Parintins com a interligação de Urucurituba a Itacoatiara. 2: O custo apresentado pela distribuidora é 31% superior ao valor obtido pela EPE. 3: A interligação do grupo se paga entre 2030 (custo obtido pela EPE) e 2031 (custo apresentado pela AmE) – Payback entre 2 e 3 anos

Data base: janeiro/2023

5.7.1 Percentual de carga atendida até o final dos contratos vigentes

O contrato de suprimento das localidades do Grupo-18 pode ser prorrogado até 2029, assim, sendo capacidade atualmente instalada em cada uma das localidades suficiente para atender a demanda máxima prevista para essas localidades até a interligação, ou até a final do contrato, conforme Tabela 46. Destaca-se que, em se optando por manter essas usinas ativas como reserva fria após a interligação, implicará em custo adicional (receita fixa) a ser desembolsado pela CCC.

Tabela 46 - Percentual da demanda máxima que as usinas atuais são capazes de atender até 2034

Localidade	Capacidade Instalada ¹ (kW)		2028	2029
BARREIRINHA	5.999	Demanda Máxima (kW)	3.973	4.033
		Relação Cap. Instalada / Demanda (%)	151%	149%
PEDRAS	1.257	Demanda Máxima (kW)	418	431
		Relação Cap. Instalada / Demanda (%)	301%	292%
BOA VISTA DO RAMOS (e CAMETÁ)	4.538	Demanda Máxima (kW)	3.167	3.230
		Relação Cap. Instalada / Demanda (%)	143%	140%
MAUÉS	29.012	Demanda Máxima (kW)	12.163	12.637
		Relação Cap. Instalada / Demanda (%)	239%	230%
URUCURITUBA (e ITAPEAÇU)	5.999	Demanda Máxima (kW)	4.384	4.441
		Relação Cap. Instalada / Demanda (%)	137%	135%

1 – Desconsiderando a máquina de maior potência

6 CONCLUSÕES

Nessa Nota Técnica, a EPE apresenta o resultado das avaliações de custo-benefício da interligação de 18 localidades isoladas do Amazonas que, após primeira análise, foram reagrupadas em sete grupos pela distribuidora, responsável por indicar a viabilidade técnica das interligações e apresentar avaliação dos custos de conexão dessas localidades ao SIN. Para 11 delas a Amazonas Energia foi além e realizou estudos de confiabilidade apresentando alternativas de interligação utilizando critérios de confiabilidade diferenciados.

As análises indicam que a interligação de 14 das 18 localidades analisadas tende a reduzir os custos de consumo de combustíveis. Os comprimentos de linha e a potência de transformação 138/13,8 kV previstos para a interligação dessas 14 localidades constam na Tabela 47.

Tabela 47 – Comprimentos totais de LT 138 kV e de potência de transformação 138/13,8 kV

		Confiabilidade de Referência	Adicional para Confiabilidade Diferenciada	TOTAL GERAL
Comprimento LTs 138 kV	Terra Firme (km)	771	324,5	1095,5
	Terra Alagadiça (km)	61,1	8	69,1
	Travessia (km)	6,6	5,7	12,3
	TOTAL (km)	838,7	338,2	1176,9
Transformação 138/13,8 kV		145 MVA	-	145 MVA

Para Lindóia e Novo Remanso, tanto a interligação de referência, quanto a que considera o critério N-1 são viáveis, cabendo ao MME avaliar a aplicabilidade de recursos de políticas públicas vigentes a fim de elevar a confiabilidade do atendimento a essas localidades. Ainda em relação a Novo Remanso, cabe destacar que o parque gerador atualmente instalado corresponde a apenas 50% da demanda máxima prevista para essa localidade para os próximos anos, não sendo essa suficiente para atuar como reserva fria em caso de perda da interligação, quando desconsiderado o critério de confiabilidade N-1.

Já para Lábrea e Matupi, a distribuidora apresentou proposta para a interligação considerando critério de confiabilidade diferenciado, por meio da duplicação do circuito 138 kV Humaitá-Caladinho II, sob a justificativa de que a contingência do único circuito existente entre Caladinho II e Humaitá, levaria à interrupção simultânea do suprimento de energia de três municípios (Humaitá, Matupi e Lábrea). Contudo, essa proposta eleva em 44% o custo de interligação, reduzindo a atratividade da interligação para Lábrea, cabendo ao MME avaliar a sua pertinência. Além disso, é importante notar que a proposta permanece suprimindo a Lábrea e Matupi – as localidades analisadas neste estudo – por meio de sistema radial singelo.

Para São Sebastião do Uatumã, Urucará e Novo Airão, a proposta de interligação da distribuidora considera apenas a confiabilidade de referência e para elas a interligação se mostra viável. Para Cabori, Mocambo, Anamã e Beruri, a proposta de interligação apresentada pela AmE também considera apenas o cenário de referência, porém nesses casos a interligação não se mostrou benéfica no período de análise, sendo recomendado o acompanhamento da evolução da carga nos ciclos de planejamento futuros.

Por fim, para as localidades Barreirinha, Boa Vista do Ramos, Maués, Urucurituba, Pedras, Cametá e Itapeaçu, cujo atual contrato de geração possui prazo menor do que as demais localidades, os custos de interligação são recuperados em até três anos, independentemente da consideração ou não do critério de confiabilidade diferenciado, que nesse caso consiste na LD 138 kV Urucurituba – Itacoatiara operando normalmente aberto.

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.

A Tabela 48 mostra um resumo das conclusões desta Nota Técnica, indicando:

- o ano previsto de entrada em operação;
- os valores de investimento considerando o critério de confiabilidade de referência e o critério diferenciado, quando aplicável; e
- os valores de investimento previstos para as obras que dotam o sistema de confiabilidade diferenciada.

Em todos os casos são fornecidas as duas referências de custo de investimento, tanto a referência EPE/ANEEL quanto a referência da distribuidora, Amazonas Energia.

Os custos de investimento totais previstos para as 14 localidades cuja interligação tende a reduzir os custos de combustíveis são mostrados na Figura 29.

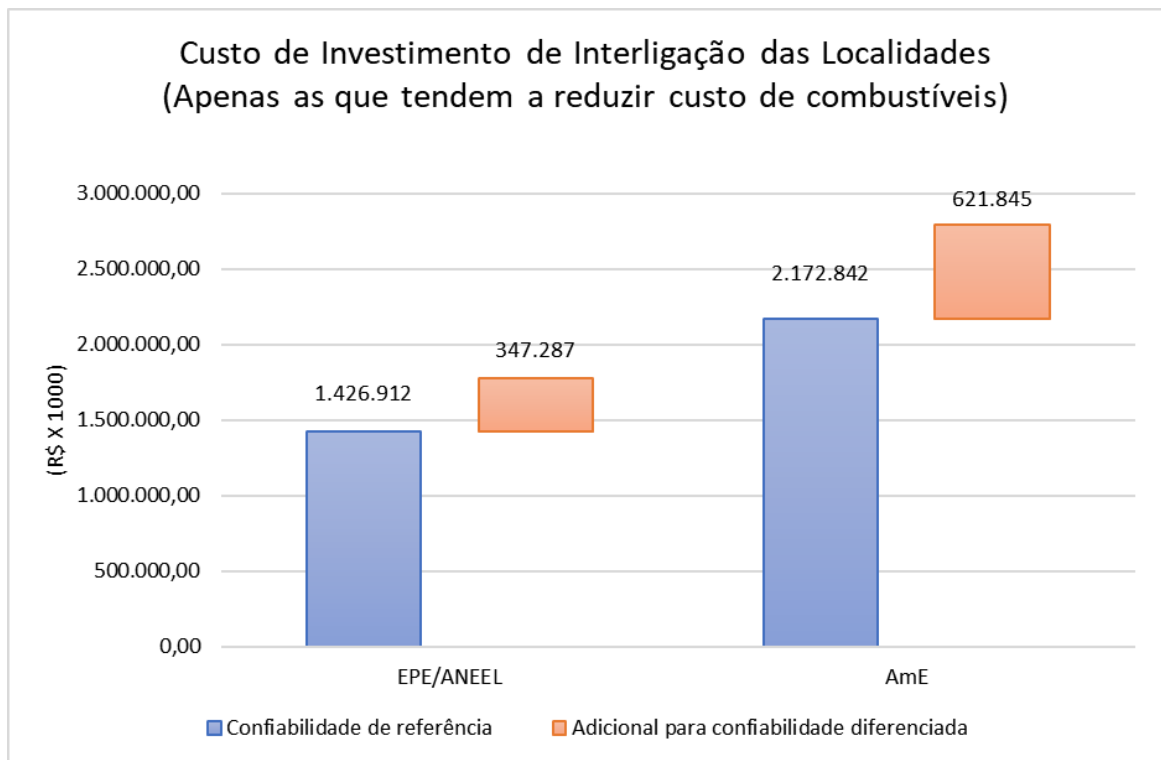


Figura 29 – Custos de investimento totais previstos

Além das localidades listadas na Tabela 48, foram listadas na Tabela 49 outros grupos de localidades cuja interligação ao SIN deve ser acompanhada no futuro. A análise de custo-benefício da interligação dessas localidades foi analisada em diferentes níveis de profundidade em alguma etapa do processo conduzido pela EPE/MME/AmE desde a emissão da Nota Técnica [1], sendo que para algumas delas não foi possível obter uma conclusão sobre o custo-benefício da sua interligação. A Tabela 49 lista com detalhes as observações de cada caso e as recomendações para acompanhamento dessas localidades.

Por fim, a Figura 30, a Figura 31 e a Figura 32 trazem de forma esquemática as conclusões do estudo.

Tabela 48 - Resumo dos resultados das localidades analisadas nesta Nota Técnica

Grupo	Localidade(s)	Ano previsto de interligação ao SIN	Nível de Confiabilidade	Base de referência de custos utilizada	Custo de investimento da Interligação (R\$ x 1000)	Custo de investimento da(s) obra(s) que fornecem confiabilidade diferenciada (R\$ x 1000)	Payback previsto (anos)	Conclusão	Observações
G-01	Lindóia Novo Remanso	2028	Referência (N)	EPE/ANEEL	211.037,91	-	6	A interligação da(s) localidade(s) <i>tende a reduzir a CCC</i> em todos os cenários de confiabilidade de atendimento e base de referência de custos utilizada	
				AmE	320.363,62	-	10		
			Diferenciado (N-1)	EPE/ANEEL	278.764,02	67.726,11	8		
				AmE	468.315,56	147.951,94	15		
G-02	Lábrea	2028	Referência (N)	EPE/ANEEL	216.631,82	-	3	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	403.151,93	-	6		
G-03	Matupi	2028	Referência (N)	EPE/ANEEL	187.528,43	-	5	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	360.577,88	-	14		
(G-02 + G-03)	Lábrea Matupi	2028	Diferenciado*	EPE/ANEEL	574.998,39	170.838,14	6	A interligação da(s) localidade(s) <i>tende a reduzir a CCC</i> em todos os cenários de base de referência de custos utilizada	<ul style="list-style-type: none"> > A obra que fornece confiabilidade diferenciada é a duplicação da LD 138 kV Caladinho II - Humaitá . > A interligação da localidade de Humaitá está prevista para 07/2025. > O critério N-1 tradicional é atendido apenas para a localidade de Humaitá, considerada nesse estudo como já interligada ao SIN
				AmE	1.099.729,81	336.000,00	14		
(G-04 + G-05)	São Sebastião do Uatumã Uruará	2028	Referência (N)	EPE/ANEEL	178.661,36	-	4	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	207.901,04	-	5		
G-06	Cabori Mocambo	2028	Referência (N)	EPE/ANEEL	99.629,65	-	17	A interligação da(s) localidade(s) <i>não tende a reduzir a CCC</i> no horizonte de análise.	<ul style="list-style-type: none"> > O resultado apresentado leva em consideração, como sensibilidade, o mercado da localidade de Mocambo informado na NT-DTP-003/2023, já que o mercado da localidade não foi informado oficialmente no presente ciclo de planejamento dos sistemas isolados.
				AmE	150.540,98	-	-		
G-14	Novo Airão	2032	Referência (N)	EPE/ANEEL	123.087,40	-	3	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	207.048,35	-	6		
(G-15 + G-16)	Anamá Beruri	2032	Referência (N)	EPE/ANEEL	310.771,57	-	9	Devido ao alto payback e às incertezas relacionadas à projeção futura de carga, aliada à possibilidade de interligação apenas em 2032, <i>não é possível concluir</i> no momento que a sua interligação seja benéfica	<ul style="list-style-type: none"> > acompanhar a evolução de mercado das localidades nos próximos ciclos, já que a interligação só seria possível a partir de 2032.
				AmE	458.664,70	-	17		
G-18	Barreirinha Pedras Boa Vista dos Ramos Cametá Maués Urucurituba Itapeçu	2028	Referência (N)	EPE/ANEEL	509.965,59	-	2	A interligação da(s) localidade(s) <i>tende a reduzir a CCC</i> em todos os cenários de confiabilidade de atendimento e base de referência de custos utilizada	<ul style="list-style-type: none"> > A obra que fornece confiabilidade diferenciada é a LD 138 kV Itacoatiara - Urucurituba. > Visando evitar o paralelismo da rede 138 kV com a interligação 500 kV Tucuruí-Manaus-Macapá, a EPE recomenda que a LD 138 kV Itacoatiara - Urucurituba opere normalmente aberta e seja fechada apenas na ocorrência de contingências no eixo 138 kV entre Parintins e Urucurituba, de forma restabelecer o atendimento às cargas.
				AmE	673.799,36	-	3		
			Diferenciado*	EPE/ANEEL	618.687,21	108.721,62	2		
				AmE	811.692,19	137.892,83	3		

*O nível de confiabilidade diferenciado nesses casos não é o critério N-1 tradicional. Para maiores detalhes, verificar Capítulo 4.

Tabela 49 – Localidades a serem acompanhadas

Grupo	Localidade(s)	Conclusão	Observações	Recomendações
G-02 G-03	Novo Aripuanã Apuí	Inclusivo	Localidades haviam sido incluídas nos grupos (G-02 e G-03) pela distribuidora no relatório NT-DTP-008/2022. Porém em análise mais detalhada, apresentada nos relatórios NT-DPT-004/2023 e ET-DTP-001/2023, a distribuidora informou que a conexão dessas localidades carece de estudo mais aprofundado, já que houve violação de critérios de tensão sem solução trivial.	A Amazonas Energia deve elaborar estudos elétricos mais detalhados, com inclusão de alternativa que considere equipamentos de controle de reativos variáveis e seus custos, para posterior análise de custo-benefício pela EPE.
G-07	Nhamundá	Inclusivo	A localidade se interligaria inicialmente via Cabori, porém a distribuidora argumenta na NT-DTP-008/2022 que na região há duas reservas ambientais que dificultam a implantação dessa interligação. Em reunião realizada em 10/04/2023, ao ser questionada pela EPE sobre a possibilidade de interconexão via sistema 34,5 kV advindo de Terra Santa (PA), a distribuidora argumentou que pela distância e montante da carga, a conexão não é viável.	A Amazonas Energia deve elaborar estudos que apresente alternativa de conexão detalhada, via LD 138 kV interligando Nhamundá a Oriximiná (PA).
G-09	Augusto Montenegro	Tende a não reduzir CCC no momento	O documento EPE-DEE-NT-019/2022 concluiu que, mesmo utilizando uma solução simplificada e considerando a base de custos EPE/Aneel, que tende a ter menor preço que a base de custos utilizada pela distribuidora, o custo de interligação é mais elevado que o custo de geração isolada, pelo menos até 2049.	Acompanhar o planejamento da(s) localidade(s) nos próximos anos e realizar nova avaliação dentro de alguns ciclos, caso haja crescimento significativo da carga.
G-13	Campinas Caapiranga Sacambu	Tende a não reduzir CCC no momento	O documento EPE-DEE-NT-019/2022 concluiu que, mesmo utilizando uma solução simplificada e considerando a base de custos EPE/Aneel, que tende a ter menor preço que a base de custos utilizada pela distribuidora, o custo de interligação é mais elevado que o custo de geração isolada, pelo menos até 2053.	Acompanhar o planejamento da(s) localidade(s) nos próximos anos e realizar nova avaliação dentro de alguns ciclos, caso haja crescimento significativo da carga.
G-17	Anori	Tende a não reduzir CCC no momento	O documento EPE-DEE-NT-019/2022 concluiu que, mesmo utilizando uma solução simplificada e considerando a base de custos EPE/Aneel, que tende a ter menor preço que a base de custos utilizada pela distribuidora, o custo de interligação é mais elevado que o custo de geração isolada, pelo menos até 2053.	Acompanhar o planejamento da(s) localidade(s) nos próximos anos e realizar nova avaliação dentro de alguns ciclos, caso haja crescimento significativo da carga.
G-08 G-10 G-11 G-12 G-19 G-20	Borba Novo Céu Careiro da Várzea Castanho Manaquiri Autazes Nova Olinda do Norte Axinim	Inclusivo	A solução proposta pela distribuidora contempla um novo ponto de suprimento de Rede Básica, com implantação de nova SE 230/138 kV e dois circuitos 230 kV de cerca de 70 km. Os documentos NT-DTP-014-2023, ET-DTP-007-2023 e NT-DTP-011-2023 não apresentam justificativas técnicas e econômicas para a implantação de ativos de transmissão para atendimento ao montante de carga vislumbrado. Destaca-se que o fluxo máximo previsto para o ano de 2038 é de apenas 25 MW para cada LT 230 kV proposta.	A Amazonas Energia deve fornecer alternativa detalhada e funcional que atenda à carga apenas por meio de ativos de distribuição em tensão menor que 230 kV. Uma análise preliminar indica que a solução por meio de obras de transmissão não é economicamente atrativa para o montante de carga a ser atendido.

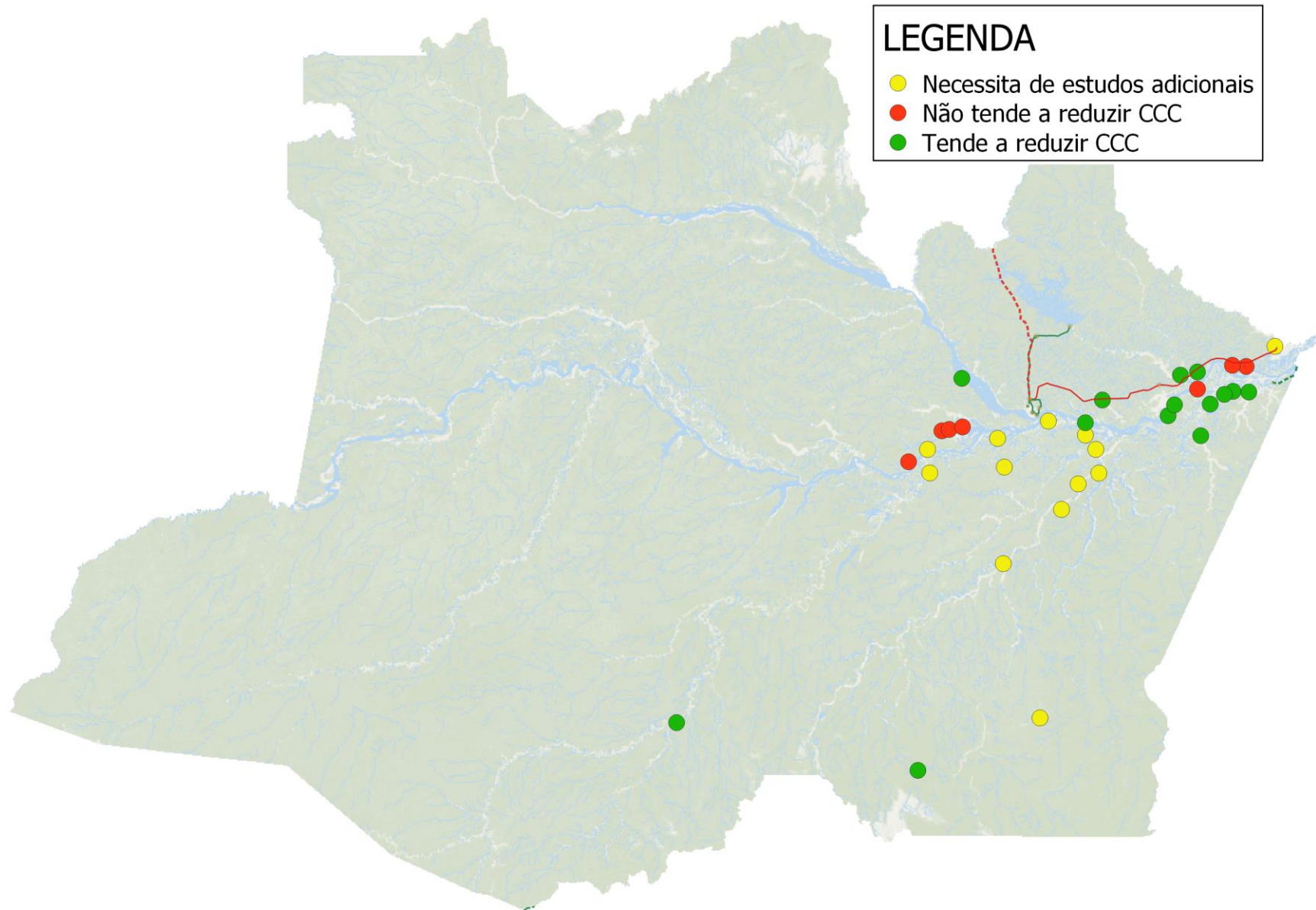


Figura 30 – Conclusões gerais das análises para as localidades – Estado do Amazonas

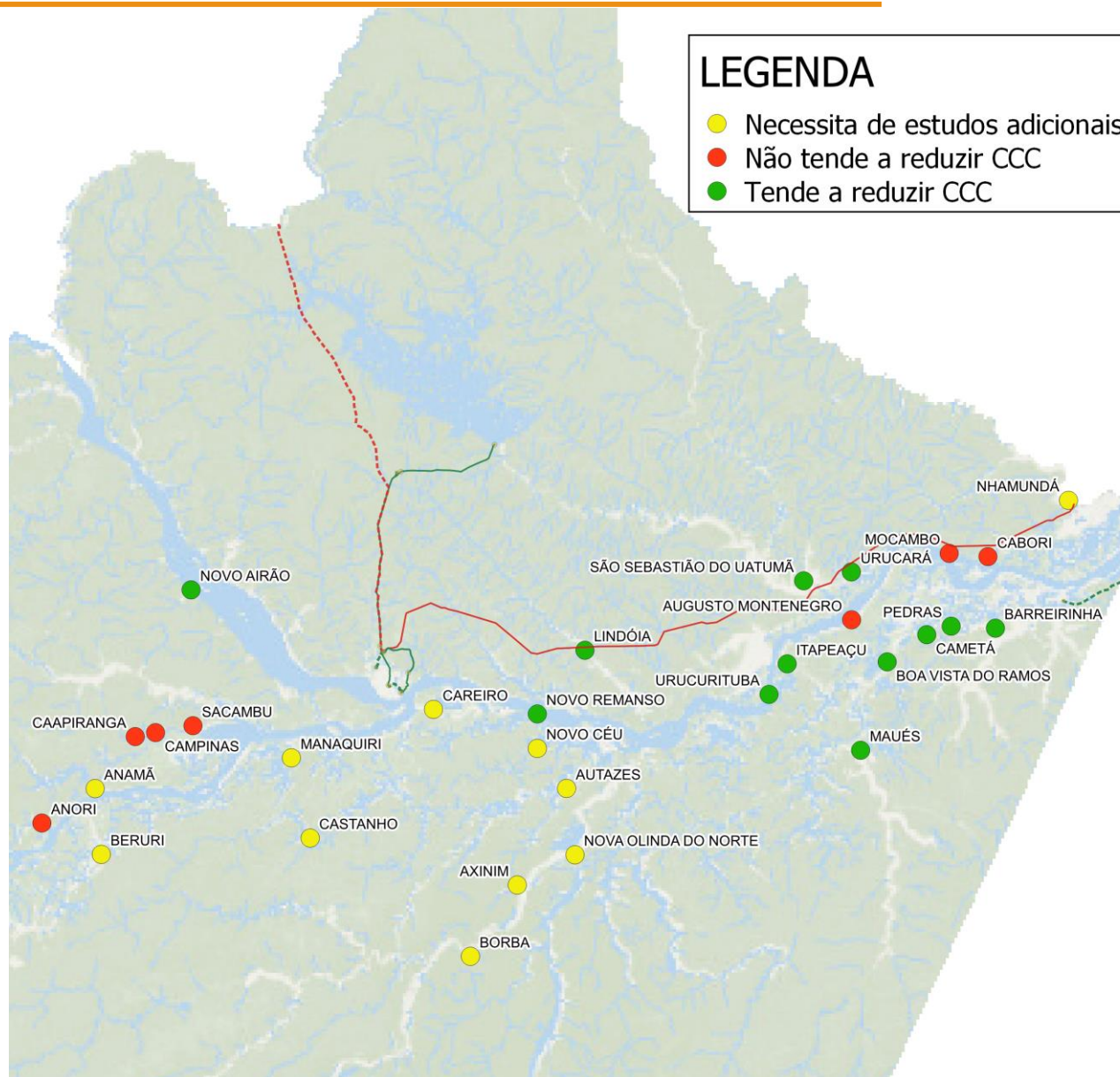


Figura 31 – Detalhamento Centro Amazônico: conclusões das análises para as localidades

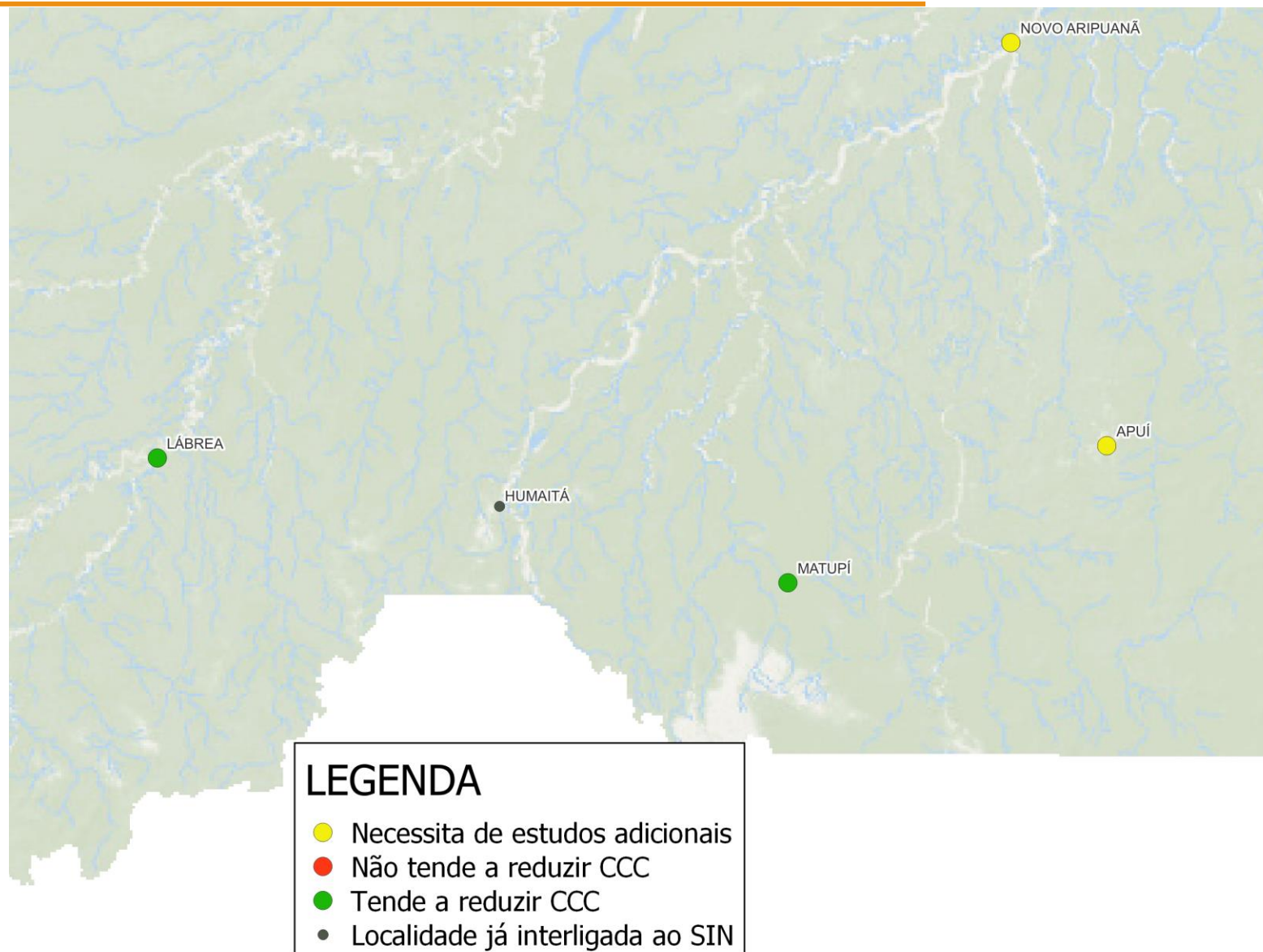


Figura 32 – Detalhamento Sul Amazonense: conclusões das análises para as localidades

7 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]. "Base de Referência de Preços ANEEL" – 03/2022
- [3]. "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão", CCPE/CTET - janeiro/2001
- [4]. 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.
- [5]. AmE - "Identificação das Localidades Isoladas do Amazonas que podem Apresentar Benefícios Econômicos com a Interligação ao SIN" – NT-DTP-003/2023, de abril de 2023
- [6]. AmE – "Sistemas Isolados do Amazonas – Avaliação das Localidades Isoladas do Amazonas que podem Apresentar Benefícios Econômicos com a Interligação ao SIN – Lábrea e Matupi" – NT-DTP-004/2023, de 15 de abril de 2023 e revisões.
- [7]. AmE – "Sistemas Isolados do Amazonas – Estudo Técnico – Critério N de Confiabilidade – Grupo 2 – Lábrea e Grupo 3 – Matupi" - ET-DTP-001-2023-R01, de 03 de maio de 2023
- [8]. EPE – "Integração de Humaitá ao SIN e reavaliação do Atendimento a Porto Velho" – EPE-DEE-RE-007/2016-rev2, de 02 de outubro de 2018
- [9]. AmE – "Análise de Viabilidade Técnica e Econômica - Critério de Confiabilidade N (LT 138 kV Itacoatiara – Urucurituba operando aberta) – Grupo 18 – Barreirinha, Pedras, Cametá, Boa Vista do Ramos, Maués, Urucurituba e Itapeçu" – NT-DTP-016-2023-rev 03, de 23 de maio de 2023
- [10]. AmE – "Análise de Viabilidade Técnica e Econômica - Critério de Confiabilidade N-1 (Circuitos Duplos) - Grupo 18 – Barreirinha, Pedras, Cametá, Boa Vista do Ramos, Maués, Urucurituba e Itapeçu" - ANEXO II – NT-DTP-013-2023-rev 02, de 23 de maio de 2023
- [11]. AmE - "Análise de Viabilidade Técnica e Econômica - Critério de Confiabilidade N-1 (Circuitos Duplos) - Grupo 18 – Barreirinha, Pedras, Cametá, Boa Vista do Ramos, Maués, Urucurituba e Itapeçu" - ANEXO I – NT-DTP-009-2023-rev 03, de 23 de maio de 2023
- [12]. AmE – "Avaliação das Localidades Isoladas do Amazonas que podem Apresentar Benefícios Econômicos com a Interligação ao SIN – Novo Airão" - NT-DTP-006/2023 – 15 de abril de 2023
- [13]. EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2022. *Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2022/2026 – Ciclo 2021*. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-652/EPE-NT-Planejamento%20SI-Ciclo_2021_r2.pdf. Acesso em 14 de março de 2022.

-
- [14]. AmE – “Avaliação das Localidades Isoladas do Amazonas que Podem Apresentar Benefícios Econômicos com a Interligação ao SIN – Lindóia e Novo Remanso” – NT-DTP-008/2023, de 15 abril de 2023
- [15]. AmE – “Análise da Viabilidade Técnica e Econômica – Critério de Confiabilidade N – Grupo 18 Barreirinha, Pedras, Cametá, Boa Vista do Ramos, Maués, Urucurituba e Itapeaçu” – NT-DTP-016/2023, de 25 de maio de 2023
- [16]. AmE - “Análise da Viabilidade Técnica e Econômica – Critério de Confiabilidade N-1 (Circuitos duplos)NT-DTP-013-2023 (Circuitos Duplos) - G-18 – NT-DTP-013-2023, de 23 de maio de 2023
- [17]. AmE – “Análise de Viabilidade Técnica e Econômica – Critério N-1 – Grupo 8 - Borba, Grupo 10 – Novo Céu, Grupo 11 – Careiro da Várzea, Grupo 12 – Careiro Castanho e Manaquiri, Grupo 19 – Autazes e Nova Olinda e Nova Olinda do Norte, Grupo 20 – Axinim” –NT-DTP-011-2023 – rev 03, de 10 de maio de 2023.
- [18]. AmE – “Estudo Técnico de Fluxo de Potência, Análise de Contingências, de Energização e de Rejeição de Carga Considerando o Critério N – Grupo 8 – Borba, Grupo 10 – Novo Céu, Grupo 11 – Careiro da Várzea, Grupo 12 – Careiro Castanho e Manaquiri, Grupo 19 – Autazes e Nova Olinda do Norte” – ET-DTP-007-2023, de 28 de abril de 2023
- [19]. AmE – “Avaliação Econômica – Critério N de Confiabilidade – Grupo 10 – Novo Céu, Grupo 11 – Careiro da Várzea, - Grupo 12 – Careiro Castanho e Manaquiri, Grupo 19 – Autazes e Nova Olinda do Norte” – Anexo I – NT-DTP-014-2023-rev02, de 02 de maio de 2023.
- [20]. AmE – “Avaliação das Localidades Isoladas do Amazonas que podem Apresentar Benefícios Econômicos com a Interligação ao SIN – Anamã e Beruri – NT-DTP-005/2023, de abril de 2023
- [21]. AmE – “ Avaliação das Localidades Isoladas do Amazonas que podem Apresentar Benefícios Econômicos com a Interligação ao SIN” - NT-DTP-009/2022, de outubro de 2022
- [22]. <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/bases-de-dados-de-simulacao> (Parâmetros Econômicos de Referência)

8 ANEXOS

8.1 G-01 (Lindóia e Novo Remanso) – Critério N

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						211.037,91	143.628,86	18.745,96	73.316,67
SE 138 kV ITACOATIARA (Ampliação/Adequação)						26.946,65	18.339,44	2.393,60	9.361,53
1º, 2º e 3º Capacitor em Derivação 138 kV, 3 x 5 Mvar 3Φ		2028	3,0	1,0	1536,07	4.608,21	3.136,27	409,34	1.600,94
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT		2028	3,0	1,0	6779,65	20.338,95	13.842,35	1.806,66	7.065,95
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	1999,49	1.999,49	1.360,82	177,61	694,64
SE 138 kV SECCIONADORA (Nova)						16.597,90	11.296,25	1.474,35	5.766,28
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	11005,24	11.005,24	7.489,98	977,57	3.823,33
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) 138 kV, Arranjo BPT				5,0					
SE 138 kV LINDÓIA (Nova)						33.290,22	22.656,76	2.957,08	11.565,35
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	13052,44	13.052,44	8.883,27	1.159,41	4.534,55
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) 138 kV, Arranjo BPT				2,0					
1º TF 138/13,8 kV, 1 x 5 MVA 3Φ		2028	1,0	1,0	3388,76	3.388,76	2.306,33	301,01	1.177,29
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	6852,97	6.852,97	4.664,02	608,73	2.380,79
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	1,0	1,0	2770,36	2.770,36	1.885,46	246,08	962,45
MIM - 13,8 kV		2028	1,0	1,0	300,04	300,04	204,20	26,65	104,24
LT 138 kV SECCIONADORA - LINDÓIA, C1 (Nova)						40.223,31	27.375,31	3.572,93	13.973,98
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 43 km		2028	43,0	1,0	572,23	24.605,89	16.746,36	2.185,68	8.548,33
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Seccionadora	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Seccionadora	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Lindóia	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Lindóia	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
LT 138 kV NOVO REMANSO - LINDÓIA, C1 (Nova)						43.084,46	29.322,56	3.827,08	14.967,97
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 48 km		2028	48,0	1,0	572,23	27.467,04	18.693,61	2.439,83	9.542,32
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Novo Remanso	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Novo Remanso	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Lindóia	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Lindóia	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
SE 138 kV NOVO REMANSO (Nova)						50.895,37	34.638,53	4.520,91	17.681,56
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	13052,44	13.052,44	8.883,27	1.159,41	4.534,55
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) 138 kV, Arranjo BPT				1,0					
1º e 2º ATF 138/13,8 kV, 2 x 20 MVA 3Φ		2028	2,0	1,0	5502,06	11.004,12	7.489,22	977,47	3.822,94
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

8.2 G-01 (Lindóia e Novo Remanso) – Critério N-1

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						278.764,02	189.722,11	24.761,89	96.845,39
SE 138 kV ITACOATIARA (Ampliação/Adequação)						26.946,65	18.339,44	2.393,60	9.361,53
1º, 2º e 3º Capacitor em Derivação 138 kV, 3 x 5 Mvar 3Φ		2028	3,0	1,0	1536,07	4.608,21	3.136,27	409,34	1.600,94
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT		2028	3,0	1,0	6779,65	20.338,95	13.842,35	1.806,66	7.065,95
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	1999,49	1.999,49	1.360,82	177,61	694,64
SE 138 kV SECCIONADORA (Nova)						16.615,02	11.307,90	1.475,87	5.772,22
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	11022,36	11.022,36	7.501,63	979,09	3.829,28
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) 138 kV, Arranjo BPT				6,0					
SE 138 kV LINDÓIA (Nova)						33.290,22	22.656,76	2.957,08	11.565,35
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	13052,44	13.052,44	8.883,27	1.159,41	4.534,55
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) 138 kV, Arranjo BPT				2,0					
1º TF 138/13,8 kV, 1 x 5 MVA 3Φ		2028	1,0	1,0	3388,76	3.388,76	2.306,33	301,01	1.177,29
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	6852,97	6.852,97	4.664,02	608,73	2.380,79
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	1,0	1,0	2770,36	2.770,36	1.885,46	246,08	962,45
MIM - 13,8 kV		2028	1,0	1,0	300,04	300,04	204,20	26,65	104,24
LT 138 kV SECCIONADORA - LINDÓIA, C1 (Nova)						40.223,31	27.375,31	3.572,93	13.973,98
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 43 km		2028	43,0	1,0	572,23	24.605,89	16.746,36	2.185,68	8.548,33
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Seccionadora	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Seccionadora	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Lindóia	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Lindóia	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
LT 138 kV NOVO REMANSO - LINDÓIA, C1 (Nova)						43.084,46	29.322,56	3.827,08	14.967,97
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 48 km		2028	48,0	1,0	572,23	27.467,04	18.693,61	2.439,83	9.542,32
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Novo Remanso	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Novo Remanso	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Lindóia	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Lindóia	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
SE 138 kV NOVO REMANSO (Nova)						50.914,01	34.651,22	4.522,56	17.688,03
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	13071,08	13.071,08	8.895,96	1.161,07	4.541,02
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) 138 kV, Arranjo BPT				2,0					
1º e 2º ATF 138/13,8 kV, 2 x 20 MVA 3Φ		2028	2,0	1,0	5502,06	11.004,12	7.489,22	977,47	3.822,94
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
LT 138 kV SECCIONADORA - NOVO REMANSO, C1 (Nova)						67.690,35	46.068,91	6.012,76	23.516,30
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 91 km		2028	91,0	1,0	572,23	52.072,93	35.439,96	4.625,50	18.090,65
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Seccionadora	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Seccionadora	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Novo Remanso	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Novo Remanso	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55

8.3 G-02 (Lábrea) e G-03 (Matupi) – Critério N

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						404.160,25	275.064,68	35.900,52	140.409,29
SE 138 kV LÁBREA (Nova)						52.241,07	35.554,39	4.640,44	18.149,07
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
CRL (Conex. de Reator de Linha) 138 kV, Arranjo BPT				1,0					
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT				1,0					
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	13052,44	13.052,44	8.883,27	1.159,41	4.534,55
1° e 2° TF 138/13,8 kV, 2 x 20 MVA 3Φ		2028	2,0	1,0	5874,87	11.749,74	7.996,68	1.043,70	4.081,98
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
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 - 138 kV		2028	1,0	1,0	1999,49	1.999,49	1.360,82	177,61	694,64
MIM - 13,8 kV		2028	1,0	1,0	600,08	600,08	408,40	53,30	208,47
LT 138 kV LÁBREA - HUMAITÁ, C1 (Nova)						144.605,59	98.416,13	12.844,94	50.237,42
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 209 km		2028	209,0	1,0	572,23	119.596,07	81.395,08	10.623,41	41.548,86
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Lábrea	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	Humaitá	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Humaitá	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
MIM - 138 kV	Lábrea	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
MIG-A	Lábrea	2028	1,0	1,0	2978,13	2.978,13	2.026,87	264,54	1.034,63
Reator de Linha Fixo 138 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ	Lábrea	2028	1,0	1,0	3376,96	3.376,96	2.298,30	299,97	1.173,19
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 138 kV, Arranjo BPT	Lábrea	2028	1,0	1,0	3037,01	3.037,01	2.066,94	269,77	1.055,09
SE 138 kV MATUPI (Nova)						34.339,44	23.370,85	3.050,28	11.929,86
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) 138 kV, Arranjo BPT				2,0					
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	13052,44	13.052,44	8.883,27	1.159,41	4.534,55
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 10 MVA 3Φ		2028	1,0	1,0	4437,98	4.437,98	3.020,41	394,21	1.541,80
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	6852,97	6.852,97	4.664,02	608,73	2.380,79
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS		2028	1,0	1,0	2770,36	2.770,36	1.885,46	246,08	962,45
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	1332,99	1.332,99	907,21	118,41	463,09
MIM - 13,8 kV		2028	1,0	1,0	300,04	300,04	204,20	26,65	104,24
LT 138 kV MATUPI - HUMAITÁ, C1 (Nova)						153.188,99	104.257,85	13.607,38	53.219,38
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 179 km		2028	179,0	1,0	572,23	102.429,17	69.711,57	9.098,52	35.584,91
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 2,0 km -trecho alagadiç		2028	2,0	2,5	572,23	2.861,14	1.947,24	254,15	993,99
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 2,0 km - travessia		2028	2,0	20,0	572,23	22.889,16	15.577,98	2.033,19	7.951,92
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Matupi	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	Humaitá	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Matupi	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
MIM - 138 kV	Humaitá	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
MIG-A	Matupi	2028	1,0	1,0	2978,13	2.978,13	2.026,87	264,54	1.034,63
Reator de Linha Fixo 138 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ	Matupi	2028	1,0	1,0	3376,96	3.376,96	2.298,30	299,97	1.173,19
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 138 kV, Arranjo BPT	Matupi	2028	1,0	1,0	3037,01	3.037,01	2.066,94	269,77	1.055,09
SE 138 kV HUMAITÁ reator de barra - Lábrea e Matupi (Ampliação/Adequação)						19.785,16	13.465,45	1.757,46	6.873,56
1° Reator de Barra 138 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ - (Lábrea)		2028	1,0	1,0	3376,96	3.376,96	2.298,30	299,97	1.173,19
CRB (Conexão de Reator de Barra) 138 kV, Arranjo BPT (Lábrea)		2028	1,0	1,0	6515,62	6.515,62	4.434,42	578,77	2.263,59
1° Reator de Barra 138 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ (Matupi)		2028	1,0	1,0	3376,96	3.376,96	2.298,30	299,97	1.173,19
CRB (Conexão de Reator de Barra) 138 kV, Arranjo BPT (Matupi)		2028	1,0	1,0	6515,62	6.515,62	4.434,42	578,77	2.263,59

8.4 G-02 (Lábrea) e G-03 (Matupi) – Critério Diferenciado

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						574.998,39	391.334,24	51.075,63	199.760,16
SE 138 kV LÁBREA (Nova)						52.241,07	35.554,39	4.640,44	18.149,07
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
CRL (Conex. de Reator de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			1,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			1,0						
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	13052,44	13.052,44	8.883,27	1.159,41	4.534,55
1° e 2° TF 138/13,8 kV, 2 x 20 MVA 3Φ		2028	2,0	1,0	5874,87	11.749,74	7.996,68	1.043,70	4.081,98
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
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 - 138 kV		2028	1,0	1,0	1999,49	1.999,49	1.360,82	177,61	694,64
MIM - 13,8 kV		2028	1,0	1,0	600,08	600,08	408,40	53,30	208,47
LT 138 kV LÁBREA - HUMAITÁ, C1 (Nova)						144.605,59	98.416,13	12.844,94	50.237,42
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 209 km		2028	209,0	1,0	572,23	119.596,07	81.395,08	10.623,41	41.548,86
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Lábrea	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	Humaitá	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Humaitá	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
MIM - 138 kV	Lábrea	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
MIG-A	Lábrea	2028	1,0	1,0	2978,13	2.978,13	2.026,87	264,54	1.034,63
Reator de Linha Fixo 138 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ	Lábrea	2028	1,0	1,0	3376,96	3.376,96	2.298,30	299,97	1.173,19
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 138 kV, Arranjo BPT	Lábrea	2028	1,0	1,0	3037,01	3.037,01	2.066,94	269,77	1.055,09
SE 138 kV MATUPI (Nova)						34.339,44	23.370,85	3.050,28	11.929,86
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) 138 kV, Arranjo BPT			2,0						
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	13052,44	13.052,44	8.883,27	1.159,41	4.534,55
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 10 MVA 3Φ		2028	1,0	1,0	4437,98	4.437,98	3.020,41	394,21	1.541,80
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	6852,97	6.852,97	4.664,02	608,73	2.380,79
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS		2028	1,0	1,0	2770,36	2.770,36	1.885,46	246,08	962,45
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	1332,99	1.332,99	907,21	118,41	463,09
MIM - 13,8 kV		2028	1,0	1,0	300,04	300,04	204,20	26,65	104,24
LT 138 kV MATUPI - HUMAITÁ, C1 (Nova)						153.188,99	104.257,85	13.607,38	53.219,38
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 179 km		2028	179,0	1,0	572,23	102.429,17	69.711,57	9.098,52	35.584,91
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 2,0 km -trecho alagadiç		2028	2,0	2,5	572,23	2.861,14	1.947,24	254,15	993,99
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 2,0 km - travessia		2028	2,0	20,0	572,23	22.889,16	15.577,98	2.033,19	7.951,92
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Matupi	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	Humaitá	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Matupi	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
MIM - 138 kV	Humaitá	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
MIG-A	Matupi	2028	1,0	1,0	2978,13	2.978,13	2.026,87	264,54	1.034,63
Reator de Linha Fixo 138 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ	Matupi	2028	1,0	1,0	3376,96	3.376,96	2.298,30	299,97	1.173,19
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 138 kV, Arranjo BPT	Matupi	2028	1,0	1,0	3037,01	3.037,01	2.066,94	269,77	1.055,09
LT 138 kV CALADINHO II - HUMAITÁ, C2 (Nova)						170.838,14	116.269,57	15.175,11	59.350,87
Circuito Simples 138 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 210 km		2028	210,0	1,0	641,16	134.643,60	91.636,17	11.960,05	46.776,53
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Caladinho II	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Caladinho II	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Humaitá	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Humaitá	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
MIG-A	Caladinho II	2028	1,0	1,0	2978,13	2.978,13	2.026,87	264,54	1.034,63
Reator de Linha Fixo 138 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ	Caladinho II	2028	1,0	1,0	4273,42	4.273,42	2.908,42	379,60	1.484,63
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 138 kV, Arranjo BPT	Caladinho II	2028	1,0	1,0	3037,01	3.037,01	2.066,94	269,77	1.055,09
Reator de Linha Fixo 138 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ	Humaitá	2028	1,0	1,0	4273,42	4.273,42	2.908,42	379,60	1.484,63
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 138 kV, Arranjo BPT	Humaitá	2028	1,0	1,0	3037,01	3.037,01	2.066,94	269,77	1.055,09
MIG-A	Humaitá	2028	1,0	1,0	2978,13	2.978,13	2.026,87	264,54	1.034,63
SE 138 kV HUMAITÁ reator de barra - Lábrea e Matupi (Ampliação/Adequação)						19.785,16	13.465,45	1.757,46	6.873,56
1° Reator de Barra 138 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ - (Lábrea)		2028	1,0	1,0	3376,96	3.376,96	2.298,30	299,97	1.173,19
CRB (Conexão de Reator de Barra) 138 kV, Arranjo BPT (Lábrea)		2028	1,0	1,0	6515,62	6.515,62	4.434,42	578,77	2.263,59
1° Reator de Barra 138 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ (Matupi)		2028	1,0	1,0	3376,96	3.376,96	2.298,30	299,97	1.173,19
CRB (Conexão de Reator de Barra) 138 kV, Arranjo BPT (Matupi)		2028	1,0	1,0	6515,62	6.515,62	4.434,42	578,77	2.263,59

8.5 G-04 (São Sebastião do Uatumã) e G-05 – Urucará - Critério N

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						178.661,36	121.593,92	15.870,03	62.068,73
SE 138 kV SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÃ (Nova)						33.290,22	22.656,76	2.957,08	11.565,35
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
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	13052,44	13.052,44	8.883,27	1.159,41	4.534,55
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>				2,0					
1º TF 138/13,8 kV, 1 x 5 MVA 3Φ		2028	1,0	1,0	3388,76	3.388,76	2.306,33	301,01	1.177,29
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	6852,97	6.852,97	4.664,02	608,73	2.380,79
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS		2028	1,0	1,0	2770,36	2.770,36	1.885,46	246,08	962,45
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	1332,99	1.332,99	907,21	118,41	463,09
MIM - 13,8 kV		2028	1,0	1,0	300,04	300,04	204,20	26,65	104,24
LT 138 kV SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÃ - ITAPIRANGA, C1 (Nova)						73.329,20	49.906,62	6.513,64	25.475,29
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 5,4 km		2028	5,4	1,0	572,23	3.090,04	2.103,03	274,48	1.073,51
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 24,1 km		2028	24,1	2,5	572,23	34.476,74	23.464,29	3.062,48	11.977,56
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1,5 km		2028	1,5	20,0	572,23	17.166,87	11.683,48	1.524,89	5.963,94
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	São Sebastião do Uatumã	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	São Sebastião do Uatumã	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Itapiranga	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Itapiranga	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
MIG-A	Itapiranga	2028	1,0	1,0	2978,13	2.978,13	2.026,87	264,54	1.034,63
SE 138 kV URUCARÁ (Nova)						47.268,85	32.170,39	4.198,77	16.421,67
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
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	13052,44	13.052,44	8.883,27	1.159,41	4.534,55
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>				1,0					
1º e 2º TF 138/13,8 kV, 2 x 5 MVA 3Φ		2028	2,0	1,0	3388,76	6.777,52	4.612,67	602,03	2.354,58
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
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 - 138 kV		2028	1,0	1,0	1999,49	1.999,49	1.360,82	177,61	694,64
MIM - 13,8 kV		2028	1,0	1,0	600,08	600,08	408,40	53,30	208,47
LT 138 kV URUCARÁ - SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÃ, C1 (Nova)						24.773,09	16.860,15	2.200,53	8.606,42
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 11,5 km		2028	11,5	1,0	572,23	6.580,65	4.478,68	584,54	2.286,18
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1,8 km		2028	1,8	2,5	572,23	2.575,03	1.752,52	228,73	894,59
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Urucará	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Urucará	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	São Sebastião do Uatumã	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	São Sebastião do Uatumã	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55

8.6 G-06 – (Cabori e Mocambo) – Critério N

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						99.629,65	67.806,27	8.849,85	34.612,33
SE 138 kV CABURI (Nova)						33.252,93	22.631,39	2.953,77	11.552,40
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
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	13015,15	13.015,15	8.857,89	1.156,10	4.521,59
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 5 MVA 3Φ		2028	1,0	1,0	3388,76	3.388,76	2.306,33	301,01	1.177,29
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS		2028	1,0	1,0	2770,36	2.770,36	1.885,46	246,08	962,45
MIM - 13,8 kV		2028	1,0	1,0	300,04	300,04	204,20	26,65	104,24
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	6852,97	6.852,97	4.664,02	608,73	2.380,79
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	1332,99	1.332,99	907,21	118,41	463,09
LT 138 kV URUCARÁ - CABURI, C1 (Nova)						66.376,72	45.174,88	5.896,07	23.059,93
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 66 km		2028	66,0	1,0	572,23	37.767,18	25.703,71	3.354,76	13.120,69
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 7 km		2028	7,0	2,5	572,23	10.013,99	6.815,35	889,52	3.478,96
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Caburi	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Caburi	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Urucará	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Urucará	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
MIG-A	Urucará	2028	1,0	1,0	2978,13	2.978,13	2.026,87	264,54	1.034,63

8.7 G-14 (Novo Airão)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						123.087,40	61.574,34	10.933,54	18.115,65
SE 138 kV NOVO AIRÃO (Nova)						47.268,85	23.646,19	4.198,77	6.956,89
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	5592,66	5.592,66	2.797,72	496,78	823,11
MIG (Terreno Rural)		2032	1,0	1,0	13052,44	13.052,44	6.529,47	1.159,41	1.921,02
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>			<i>1,0</i>						
1° e 2° TF 138/13,8 kV, 2 x 5 MVA 3Φ		2032	2,0	1,0	3388,76	6.777,52	3.390,45	602,03	997,50
MIM - 138 kV		2032	1,0	1,0	1999,49	1.999,49	1.000,24	177,61	294,28
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2032	2,0	1,0	6852,97	13.705,94	6.856,38	1.217,46	2.017,20
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS		2032	2,0	1,0	2770,36	5.540,72	2.771,74	492,17	815,47
MIM - 13,8 kV		2032	1,0	1,0	600,08	600,08	300,19	53,30	88,32
LT 138 kV NOVO AIRÃO - MANACAPURU, C1 (Nova)						75.818,55	37.928,15	6.734,77	11.158,76
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 100 km		2032	100,0	1,0	572,23	57.223,00	28.625,75	5.082,97	8.421,92
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Novo Airão	2032	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	3.572,88	634,42	1.051,17
MIM - 138 kV	Novo Airão	2032	1,0	1,0	666,50	666,50	333,42	59,20	98,09
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Manacapuru	2032	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	3.572,88	634,42	1.051,17
MIM - 138 kV	Manacapuru	2032	1,0	1,0	666,50	666,50	333,42	59,20	98,09
MIG-A	Manacapuru	2032	1,0	1,0	2978,13	2.978,13	1.489,81	264,54	438,31

8.8 G-15 - (Anamã) e G-16 - Beruri) - Critério N

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						310.771,57	155.463,16	27.605,04	45.738,46
SE 138 kV ANAMÃ (Nova)						41.009,69	20.515,06	3.642,79	6.035,69
MIG (Terreno Rural)		2032	1,0	1,0	13052,44	13.052,44	6.529,47	1.159,41	1.921,02
1° e 2° TF 138/13,8 kV, 2 x 5 MVA 3Φ		2032	2,0	1,0	3388,76	6.777,52	3.390,45	602,03	997,50
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2032	2,0	1,0	6852,97	13.705,94	6.856,38	1.217,46	2.017,20
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS		2032	2,0	1,0	2770,36	5.540,72	2.771,74	492,17	815,47
MIM - 13,8 kV		2032	1,0	1,0	600,08	600,08	300,19	53,30	88,32
MIM - 138 kV		2032	1,0	1,0	1332,99	1.332,99	666,83	118,41	196,19
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			2,0						
LT 138 kV MANACAPURU - ANAMÃ, C1 (Nova)						109.007,83	54.531,05	9.682,89	16.043,46
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 118 km		2032	118,0	1,0	572,23	67.523,14	33.778,38	5.997,91	9.937,86
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 8 km		2032	8,0	2,5	572,23	11.444,56	5.725,13	1.016,59	1.684,38
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1 km		2032	1,0	20,0	572,23	11.444,58	5.725,14	1.016,59	1.684,38
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	MANACAPURU	2032	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	3.572,88	634,42	1.051,17
MIM - 138 kV	MANACAPURU	2032	1,0	1,0	666,50	666,50	333,42	59,20	98,09
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	ANAMÃ	2032	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	3.572,88	634,42	1.051,17
MIM - 138 kV	ANAMÃ	2032	1,0	1,0	666,50	666,50	333,42	59,20	98,09
MIG-A	MANACAPURU	2032	1,0	1,0	2978,13	2.978,13	1.489,81	264,54	438,31
SE 138 kV BERURI (Nova)						40.991,05	20.505,73	3.641,13	6.032,94
MIG (Terreno Rural)		2032	1,0	1,0	13033,80	13.033,80	6.520,14	1.157,76	1.918,28
1° e 2° TF 138/13,8 kV, 2 x 5 MVA 3Φ		2032	2,0	1,0	3388,76	6.777,52	3.390,45	602,03	997,50
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2032	2,0	1,0	6852,97	13.705,94	6.856,38	1.217,46	2.017,20
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS		2032	2,0	1,0	2770,36	5.540,72	2.771,74	492,17	815,47
MIM - 138 kV		2032	1,0	1,0	1332,99	1.332,99	666,83	118,41	196,19
MIM - 13,8 kV		2032	1,0	1,0	600,08	600,08	300,19	53,30	88,32
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			1,0						
LT 138 kV ANAMÃ - BERURI, C1 (Nova)						119.763,00	59.911,32	10.638,24	17.626,37
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 2 km		2032	2,0	1,0	572,23	1.144,46	572,51	101,66	168,44
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 40 km		2032	40,0	2,5	572,23	57.222,80	28.625,65	5.082,95	8.421,89
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 4 km		2032	4,0	20,0	572,23	45.778,32	22.900,56	4.066,37	6.737,52
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	ANAMÃ	2032	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	3.572,88	634,42	1.051,17
MIM - 138 kV	ANAMÃ	2032	1,0	1,0	666,50	666,50	333,42	59,20	98,09
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	BERURI	2032	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	3.572,88	634,42	1.051,17
MIM - 138 kV	BERURI	2032	1,0	1,0	666,50	666,50	333,42	59,20	98,09

8.9 G-18 (Barreirinha, Boa Vista do Ramos, Maués, Urucurituba, Pedras, Cametá e Itapeçu) - Critério N

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						509.965,58	347.074,01	45.298,93	177.167,12
SE 138 kV BARREIRINHA (Nova)						47.287,49	32.183,07	4.200,43	16.428,14
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
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>					2,0				
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	13071,08	13.071,08	8.895,96	1.161,07	4.541,02
1° e 2° TF 138/13,8 kV, 2 x 5 MVA 3Φ		2028	2,0	1,0	3388,76	6.777,52	4.612,67	602,03	2.354,58
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
LT 138 kV BARREIRINHA - PARINTINS, C1 (Nova)						71.334,31	48.548,93	6.336,44	24.782,25
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 23,7 km		2028	23,7	1,0	572,23	13.561,85	9.229,97	1.204,66	4.711,52
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 20,7 km		2028	20,7	2,5	572,23	29.612,80	20.153,97	2.630,43	10.287,78
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 0,6 km		2028	0,6	20,0	572,23	6.866,75	4.673,39	609,96	2.385,58
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Barreirinha	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Barreirinha	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Parintins	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Parintins	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
MIG-A	Parintins	2028	1,0	1,0	2978,13	2.978,13	2.026,87	264,54	1.034,63
RD Barreirinha 13,8kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 6 km		2028	6,0	1,0	449,56	2.697,36	1.835,78	239,60	937,09
LT 138 kV BARREIRINHA - BOA VISTA DO RAMOS, C1 (Nova)						52.893,92	35.998,71	4.698,43	18.375,87
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 62 km		2028	62,0	1,0	572,23	35.478,26	24.145,91	3.151,44	12.325,50
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Barreirinha	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Barreirinha	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Boa vista do Ramos	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Boa vista do Ramos	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
RD Boa Vista do Ramos 13,8 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 4 km		2028	4,0	1,0	449,56	1.798,24	1.223,85	159,73	624,73
SE 138 kV BOA VISTA DO RAMOS (Nova)						33.290,22	22.656,76	2.957,08	11.565,35
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
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>					2,0				
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	13052,44	13.052,44	8.883,27	1.159,41	4.534,55
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 5 MVA 3Φ		2028	1,0	1,0	3388,76	3.388,76	2.306,33	301,01	1.177,29
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	6852,97	6.852,97	4.664,02	608,73	2.380,79
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	1,0	1,0	2770,36	2.770,36	1.885,46	246,08	962,45
MIM - 13,8 kV		2028	1,0	1,0	300,04	300,04	204,20	26,65	104,24

LT 138 kV MAUÉS - BOA VISTA DO RAMOS, C1 (Nova)						59.983,89	40.824,03	5.328,21	20.839,00
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 40 km		2028	40,0	1,0	572,23	22.889,20	15.578,00	2.033,19	7.951,94
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 10 km		2028	10,0	2,5	572,23	14.305,70	9.736,22	1.270,74	4.969,94
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Maués	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Maués	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Boa Vista do Ramos	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Boa Vista do Ramos	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
Reator de Linha Fixo 138 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ	Maués	2028	1,0	1,0	3376,96	3.376,96	2.298,30	299,97	1.173,19
CRL (Conexão de Reator de Linha Man.) 138 kV, Arranjo BPT	Maués	2028	1,0	1,0	3794,61	3.794,61	2.582,55	337,07	1.318,29
LT 138 kV MAUÉS - URUCURITUBA, C1 (Nova)						79.637,39	54.199,87	7.073,98	27.666,82
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 51,7 km		2028	51,7	1,0	572,23	29.584,29	20.134,57	2.627,90	10.277,88
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 2,5 km		2028	2,5	2,5	572,23	3.576,43	2.434,05	317,68	1.242,49
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 2,5 km		2028	2,5	20,0	572,23	28.611,45	19.472,47	2.541,48	9.939,90
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Maués	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Maués	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Urucurituba	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Urucurituba	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
RD Urucurituba 13,8 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 5 km		2028	5,0	1,0	449,56	2.247,80	1.529,81	199,67	780,91
SE 138 kV URUCURITUBA (Nova)						47.287,49	32.183,07	4.200,43	16.428,14
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) 138 kV, Arranjo BPT				2,0					
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	13071,08	13.071,08	8.895,96	1.161,07	4.541,02
1° e 2° TF 138/13,8 kV, 2 x 5 MVA 3Φ		2028	2,0	1,0	3388,76	6.777,52	4.612,67	602,03	2.354,58
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
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
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	1999,49	1.999,49	1.360,82	177,61	694,64
SE 138 kV MAUÉS (Nova)						55.626,44	37.858,42	4.941,15	19.325,18
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2028	2,0	1,0	5592,66	11.185,32	7.612,54	993,56	3.885,89
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	13052,44	13.052,44	8.883,27	1.159,41	4.534,55
1° e 2° TF 138/13,8 kV, 2 x 10 MVA 3Φ		2028	2,0	1,0	4437,98	8.875,96	6.040,83	788,43	3.083,60
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	2665,98	2.665,98	1.814,42	236,81	926,19
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
LT 13,8 kV URUCURITUBA - ITAPEAÇU, C1 (Nova)						20.608,80	14.026,00	1.830,63	7.159,70
Circuito Simples 13,8 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 25 km		2028	25,0	1,0	449,56	11.239,00	7.649,07	998,33	3.904,54
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BS	Urucurituba	2028	1,0	1,0	2898,52	2.898,52	1.972,68	257,47	1.006,97
MIM - 13,8 kV	Urucurituba	2028	1,0	1,0	300,04	300,04	204,20	26,65	104,24
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BS	Itapeaçú	2028	1,0	1,0	2898,52	2.898,52	1.972,68	257,47	1.006,97
MIM - 13,8 kV	Itapeaçú	2028	1,0	1,0	300,04	300,04	204,20	26,65	104,24
MIG-A	Itapeaçú	2028	1,0	1,0	2972,68	2.972,68	2.023,16	264,06	1.032,74
LT 13,8 kV PEDRAS - BARREIRINHA, C1 (Nova)						20.783,04	14.144,59	1.846,10	7.220,23
Circuito Simples 13,8 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 32 km		2028	32,0	1,0	449,56	14.385,92	9.790,82	1.277,86	4.997,81
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BS	Pedras	2028	1,0	1,0	2898,52	2.898,52	1.972,68	257,47	1.006,97
MIM - 13,8 kV	Pedras	2028	1,0	1,0	300,04	300,04	204,20	26,65	104,24
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BS	barreirinha	2028	1,0	1,0	2898,52	2.898,52	1.972,68	257,47	1.006,97
MIM - 13,8 kV	barreirinha	2028	1,0	1,0	300,04	300,04	204,20	26,65	104,24
LT 13,8 kV BOA VISTA DO RAMOS - CAMETÁ, C1 (Nova)						21.232,60	14.450,55	1.886,04	7.376,42
Circuito Simples 69 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 33 km		2028	33,0	1,0	449,56	14.835,48	10.096,78	1.317,80	5.153,99
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BS	Boa Vista do Ramos	2028	1,0	1,0	2898,52	2.898,52	1.972,68	257,47	1.006,97
MIM - 13,8 kV	Boa Vista do Ramos	2028	1,0	1,0	300,04	300,04	204,20	26,65	104,24
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BS	Cametá	2028	1,0	1,0	2898,52	2.898,52	1.972,68	257,47	1.006,97
MIM - 13,8 kV	Cametá	2028	1,0	1,0	300,04	300,04	204,20	26,65	104,24

8.10 G-18 (Barreirinha, Boa Vista do Ramos, Maués, Urucurituba, Pedras, Cametá e Itapeaçu) Critério Diferenciado

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						618.687,21	421.068,12	54.956,40	214.938,09
SE 138 kV BARREIRINHA (Nova)						47.287,49	32.183,07	4.200,43	16.428,14
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
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>									
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	13071,08	13.071,08	8.895,96	1.161,07	4.541,02
1° e 2° TF 138/13,8 kV, 2 x 5 MVA 3Φ		2028	2,0	1,0	3388,76	6.777,52	4.612,67	602,03	2.354,58
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
LT 138 kV BARREIRINHA - PARINTINS, C1 (Nova)						71.334,31	48.548,93	6.336,44	24.782,25
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 23,7 km		2028	23,7	1,0	572,23	13.561,85	9.229,97	1.204,66	4.711,52
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 20,7 km		2028	20,7	2,5	572,23	29.612,80	20.153,97	2.630,43	10.287,78
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 0,6 km		2028	0,6	20,0	572,23	6.866,75	4.673,39	609,96	2.385,58
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Barreirinha	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Barreirinha	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Parintins	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Parintins	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
MIG-A	Parintins	2028	1,0	1,0	2978,13	2.978,13	2.026,87	264,54	1.034,63
RD Barreirinha13,8kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 6 km		2028	6,0	1,0	449,56	2.697,36	1.835,78	239,60	937,09
LT 138 kV BARREIRINHA - BOA VISTA DO RAMOS, C1 (Nova)						52.893,92	35.998,71	4.698,43	18.375,87
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 62 km		2028	62,0	1,0	572,23	35.478,26	24.145,91	3.151,44	12.325,50
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Barreirinha	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Barreirinha	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Boa vista do Ramos	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Boa vista do Ramos	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
RD Boa Vista do Ramos 13,8 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 4 km		2028	4,0	1,0	449,56	1.798,24	1.223,85	159,73	624,73
SE 138 kV BOA VISTA DO RAMOS (Nova)						33.290,22	22.656,76	2.957,08	11.565,35
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
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>									
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	13052,44	13.052,44	8.883,27	1.159,41	4.534,55
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 5 MVA 3Φ		2028	1,0	1,0	3388,76	3.388,76	2.306,33	301,01	1.177,29
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	6852,97	6.852,97	4.664,02	608,73	2.380,79
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	1,0	1,0	2770,36	2.770,36	1.885,46	246,08	962,45
MIM - 13,8 kV		2028	1,0	1,0	300,04	300,04	204,20	26,65	104,24
LT 138 kV MAUÉS - BOA VISTA DO RAMOS, C1 (Nova)						59.983,89	40.824,03	5.328,21	20.839,00
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 40 km		2028	40,0	1,0	572,23	22.889,20	15.578,00	2.033,19	7.951,94
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 10 km		2028	10,0	2,5	572,23	14.305,70	9.736,22	1.270,74	4.969,94
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Maués	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Maués	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Boa Vista do Ramos	2028	1,0	1,0	7142,21	7.142,21	4.860,87	634,42	2.481,27
MIM - 138 kV	Boa Vista do Ramos	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
Reator de Linha Fixo 138 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ	Maués	2028	1,0	1,0	3376,96	3.376,96	2.298,30	299,97	1.173,19
CRL (Conexão de Reator de Linha Man.) 138 kV, Arranjo BPT	Maués	2028	1,0	1,0	3794,61	3.794,61	2.582,55	337,07	1.318,29

LT 138 kV MAUÉS - URUCURITUBA, C1 (Nova)					79.637,39	54.199,87	7.073,98	27.666,82
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 51,7 km	2028	51,7	1,0	572,23	29.584,29	20.134,57	2.627,90	10.277,88
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 2,5 km	2028	2,5	2,5	572,23	3.576,43	2.434,05	317,68	1.242,49
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 2,5 km	2028	2,5	20,0	572,23	28.611,45	19.472,47	2.541,48	9.939,90
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
MIM - 138 kV	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
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
MIM - 138 kV	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
RD Urucurituba 13,8 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 5 km	2028	5,0	1,0	449,56	2.247,80	1.529,81	199,67	780,91
SE 138 kV URUCURITUBA (Nova)					47.287,49	32.183,07	4.200,43	16.428,14
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) 138 kV, Arranjo BPT				2,0				
MIG (Terreno Rural)	2028	1,0	1,0	13071,08	13.071,08	8.895,96	1.161,07	4.541,02
1° e 2° TF 138/13,8 kV, 2 x 5 MVA 3Φ	2028	2,0	1,0	3388,76	6.777,52	4.612,67	602,03	2.354,58
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
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
MIM - 138 kV	2028	1,0	1,0	1999,49	1.999,49	1.360,82	177,61	694,64
LT 138 kV URUCURITUBA - ITACOATIARA, C1 (Nova)					108.721,62	73.994,11	9.657,46	37.770,97
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 23,5 km	2028	23,5	1,0	572,23	13.447,41	9.152,08	1.194,50	4.671,76
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 8 km	2028	8,0	2,5	572,23	11.444,56	7.788,98	1.016,59	3.975,95
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 5,7 km	2028	5,7	20,0	572,23	65.234,11	44.397,24	5.794,58	22.662,98
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
MIM - 138 kV	2028	1,0	1,0	666,50	666,50	453,61	59,20	231,55
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
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
SE 138 kV MAUÉS (Nova)					55.626,44	37.858,42	4.941,15	19.325,18
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2028	2,0	1,0	5592,66	11.185,32	7.612,54	993,56	3.885,89
MIG (Terreno Rural)	2028	1,0	1,0	13052,44	13.052,44	8.883,27	1.159,41	4.534,55
1° e 2° TF 138/13,8 kV, 2 x 10 MVA 3Φ	2028	2,0	1,0	4437,98	8.875,96	6.040,83	788,43	3.083,60
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	2665,98	2.665,98	1.814,42	236,81	926,19
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
LT 13,8 kV URUCURITUBA - ITAPEAÇU, C1 (Nova)					20.608,80	14.026,00	1.830,63	7.159,70
Circuito Simples 13,8 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 25 km	2028	25,0	1,0	449,56	11.239,00	7.649,07	998,33	3.904,54
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BS	2028	1,0	1,0	2898,52	2.898,52	1.972,68	257,47	1.006,97
MIM - 13,8 kV	2028	1,0	1,0	300,04	300,04	204,20	26,65	104,24
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BS	2028	1,0	1,0	2898,52	2.898,52	1.972,68	257,47	1.006,97
MIM - 13,8 kV	2028	1,0	1,0	300,04	300,04	204,20	26,65	104,24
MIG-A	2028	1,0	1,0	2972,68	2.972,68	2.023,16	264,06	1.032,74
LT 13,8 kV PEDRAS - BARREIRINHA, C1 (Nova)					20.783,04	14.144,59	1.846,10	7.220,23
Circuito Simples 13,8 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 32 km	2028	32,0	1,0	449,56	14.385,92	9.790,82	1.277,86	4.997,81
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BS	2028	1,0	1,0	2898,52	2.898,52	1.972,68	257,47	1.006,97
MIM - 13,8 kV	2028	1,0	1,0	300,04	300,04	204,20	26,65	104,24
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BS	2028	1,0	1,0	2898,52	2.898,52	1.972,68	257,47	1.006,97
MIM - 13,8 kV	2028	1,0	1,0	300,04	300,04	204,20	26,65	104,24
LT 13,8 kV BOA VISTA DO RAMOS - CAMETÁ, C1 (Nova)					21.232,60	14.450,55	1.886,04	7.376,42
Circuito Simples 69 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 33 km	2028	33,0	1,0	449,56	14.835,48	10.096,78	1.317,80	5.153,99
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BS	2028	1,0	1,0	2898,52	2.898,52	1.972,68	257,47	1.006,97
MIM - 13,8 kV	2028	1,0	1,0	300,04	300,04	204,20	26,65	104,24
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BS	2028	1,0	1,0	2898,52	2.898,52	1.972,68	257,47	1.006,97
MIM - 13,8 kV	2028	1,0	1,0	300,04	300,04	204,20	26,65	104,24

8.11 G-18 (Barreirinha, Boa Vista do Ramos, Maués, Urucurituba, Pedras, Cametá e Itapeaçu) - Critério N-1 com 2 circuitos simples

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						899.621,11	612.267,01	79.911,03	312.537,32
SE 138 kV BARREIRINHA (Nova)						47.324,78	32.208,45	4.203,74	16.441,10
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
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>									
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	13108,37	13.108,37	8.921,34	1.164,38	4.553,98
1° e 2° TF 138/13,8 kV, 2 x 5 MVA 3Φ		2028	2,0	1,0	3388,76	6.777,52	4.612,67	602,03	2.354,58
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
SE 138 kV BOA VISTA DO RAMOS (Nova)						32.974,46	22.441,86	2.929,04	11.455,66
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
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>									
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	12812,70	12.812,70	8.720,11	1.138,12	4.451,26
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 5 MVA 3Φ		2028	1,0	1,0	3388,76	3.388,76	2.306,33	301,01	1.177,29
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	6852,97	6.852,97	4.664,02	608,73	2.380,79
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	1270,56	1.270,56	864,72	112,86	441,41
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS		2028	1,0	1,0	2770,36	2.770,36	1.885,46	246,08	962,45
MIM - 13,8 kV		2028	1,0	1,0	286,45	286,45	194,95	25,44	99,52
SE 138 kV URUCURITUBA (Nova)						47.287,49	32.183,07	4.200,43	16.428,14
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
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>									
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	13071,08	13.071,08	8.895,96	1.161,07	4.541,02
1° e 2° TF 138/13,8 kV, 2 x 5 MVA 3Φ		2028	2,0	1,0	3388,76	6.777,52	4.612,67	602,03	2.354,58
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
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
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	1999,49	1.999,49	1.360,82	177,61	694,64
SE 138 kV MAUÉS (Nova)						76.363,97	51.972,03	6.783,22	26.529,60
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2028	2,0	1,0	5592,66	11.185,32	7.612,54	993,56	3.885,89
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	12886,28	12.886,28	8.770,19	1.144,66	4.476,82
1° e 2° TF 138/13,8 kV, 2 x 10 MVA 3Φ		2028	2,0	1,0	4437,98	8.875,96	6.040,83	788,43	3.083,60
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	3811,69	3.811,69	2.594,17	338,58	1.324,22
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	572,90	572,90	389,91	50,89	199,03
1° e 2° Reator de Barra 138 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ		2028	2,0	1,0	3376,96	6.753,92	4.596,60	599,93	2.346,38
CRB (Conexão de Reator de Barra) 138 kV, Arranjo BPT		2028	2,0	1,0	6515,62	13.031,24	8.868,84	1.157,53	4.527,18
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>									

LT 13,8 kV URUCURITUBA - ITAPEAÇU, C1 (Nova)					20.608,80	14.026,00	1.830,63	7.159,70	
Circuito Simples 13,8 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 25 km		2028	25,0	1,0	449,56	11.239,00	7.649,07	998,33	3.904,54
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BS	Urucurituba	2028	1,0	1,0	2898,52	2.898,52	1.972,68	257,47	1.006,97
MIM - 13,8 kV	Urucurituba	2028	1,0	1,0	300,04	300,04	204,20	26,65	104,24
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BS	Itapeaçú	2028	1,0	1,0	2898,52	2.898,52	1.972,68	257,47	1.006,97
MIM - 13,8 kV	Itapeaçú	2028	1,0	1,0	300,04	300,04	204,20	26,65	104,24
MIG-A	Itapeaçú	2028	1,0	1,0	2972,68	2.972,68	2.023,16	264,06	1.032,74
LT 13,8 kV PEDRAS - BARREIRINHA, C1 (Nova)					20.783,04	14.144,59	1.846,10	7.220,23	
Circuito Simples 13,8 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 32 km		2028	32,0	1,0	449,56	14.385,92	9.790,82	1.277,86	4.997,81
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BS	Pedras	2028	1,0	1,0	2898,52	2.898,52	1.972,68	257,47	1.006,97
MIM - 13,8 kV	Pedras	2028	1,0	1,0	300,04	300,04	204,20	26,65	104,24
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BS	barreirinha	2028	1,0	1,0	2898,52	2.898,52	1.972,68	257,47	1.006,97
MIM - 13,8 kV	barreirinha	2028	1,0	1,0	300,04	300,04	204,20	26,65	104,24
LT 13,8 kV BOA VISTA DO RAMOS - CAMETÁ, C1 (Nova)					21.232,60	14.450,55	1.886,04	7.376,42	
Circuito Simples 69 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 33 km		2028	33,0	1,0	449,56	14.835,48	10.096,78	1.317,80	5.153,99
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BS	Boa Vista do Ramos	2028	1,0	1,0	2898,52	2.898,52	1.972,68	257,47	1.006,97
MIM - 13,8 kV	Boa Vista do Ramos	2028	1,0	1,0	300,04	300,04	204,20	26,65	104,24
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BS	Cametá	2028	1,0	1,0	2898,52	2.898,52	1.972,68	257,47	1.006,97
MIM - 13,8 kV	Cametá	2028	1,0	1,0	300,04	300,04	204,20	26,65	104,24
LT 138 kV BARREIRINHA - PARINTINS, C1 (Nova)					179.960,80	122.478,30	15.985,46	62.520,17	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 23,7 km		2028	23,7	1,0	916,88	21.730,06	14.789,11	1.930,23	7.549,24
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 20,7 km		2028	20,7	2,5	916,88	47.448,54	32.292,68	4.214,73	16.484,09
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 0,6 km		2028	0,6	20,0	916,88	11.002,56	7.488,16	977,33	3.822,40
Reator de Linha Fixo 138 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ	Barreirinha	2028	2,0	1,0	3376,96	6.753,92	4.596,60	599,93	2.346,38
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 138 kV, Arranjo BPT	Barreirinha	2028	2,0	1,0	3037,01	6.074,02	4.133,88	539,54	2.110,17
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Barreirinha	2028	2,0	1,0	7142,21	14.284,42	9.721,74	1.268,85	4.962,55
MIM - 138 kV	Barreirinha	2028	1,0	1,0	1332,99	1.332,99	907,21	118,41	463,09
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Parintins	2028	2,0	1,0	7142,21	14.284,42	9.721,74	1.268,85	4.962,55
MIM - 138 kV	Parintins	2028	1,0	1,0	1332,99	1.332,99	907,21	118,41	463,09
MIG-A	Parintins	2028	1,0	1,0	2978,13	2.978,13	2.026,87	264,54	1.034,63
Circuito Simples 69 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 6 km		2028	6,0	1,0	449,56	2.697,36	1.835,78	239,60	937,09
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 23,7 km		2028	23,7	1,0	572,23	13.561,85	9.229,97	1.204,66	4.711,52
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 20,7 km		2028	20,7	2,5	572,23	29.612,80	20.153,97	2.630,43	10.287,78
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 0,6 km		2028	0,6	20,0	572,23	6.866,75	4.673,39	609,96	2.385,58
LT 138 kV BOA VISTA DO RAMOS - BARREIRINHA, C1 (Nova)					125.357,88	85.316,47	11.135,22	43.550,57	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 62 km		2028	62,0	1,0	572,23	35.478,26	24.145,91	3.151,44	12.325,50
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 62 km		2028	62,0	1,0	916,88	56.846,56	38.688,81	5.049,53	19.749,06
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Boa Vista do Ramos	2028	2,0	1,0	7142,21	14.284,42	9.721,74	1.268,85	4.962,55
MIM - 138 kV	Boa Vista do Ramos	2028	1,0	1,0	1332,99	1.332,99	907,21	118,41	463,09
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Barreirinha	2028	2,0	1,0	7142,21	14.284,42	9.721,74	1.268,85	4.962,55
MIM - 138 kV	Barreirinha	2028	1,0	1,0	1332,99	1.332,99	907,21	118,41	463,09
Circuito Simples 69 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 4 km		2028	4,0	1,0	449,56	1.798,24	1.223,85	159,73	624,73
LT 138 kV MAUÉS - BOA VISTA DO RAMOS, C1 (Nova)					137.018,12	93.252,23	12.170,97	47.601,46	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 40 km		2028	40,0	1,0	572,23	22.889,20	15.578,00	2.033,19	7.951,94
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 10 km		2028	10,0	2,5	572,23	14.305,70	9.736,22	1.270,74	4.969,94
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 40 km		2028	40,0	1,0	916,88	36.675,20	24.960,52	3.257,76	12.741,33
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 10 km		2028	10,0	2,5	916,88	22.922,00	15.600,33	2.036,10	7.963,33
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Maués	2028	2,0	1,0	7142,21	14.284,42	9.721,74	1.268,85	4.962,55
MIM - 138 kV	Maués	2028	1,0	1,0	1332,99	1.332,99	907,21	118,41	463,09
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Boa Vista do Ramos	2028	2,0	1,0	7142,21	14.284,42	9.721,74	1.268,85	4.962,55
MIM - 138 kV	Boa Vista do Ramos	2028	1,0	1,0	1332,99	1.332,99	907,21	118,41	463,09
Circuito Simples 69 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 20 km		2028	20,0	1,0	449,56	8.991,20	6.119,26	798,67	3.123,63
LT 138 kV URUCURITUBA - MAUÉS, C1 (Nova)					190.709,16	129.793,45	16.940,21	66.254,26	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 51,7 km		2028	51,7	1,0	988,17	51.088,39	34.769,90	4.538,05	17.748,61
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 2,5 km		2028	2,5	2,5	988,17	6.176,05	4.203,32	548,60	2.145,62
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 2,5 km		2028	2,5	20,0	988,17	49.408,33	33.626,48	4.388,81	17.164,94
Circuito Simples 13,8 kV, Rede de Distribuição, 5 km		2028	5,0	1,0	485,13	2.425,65	1.650,86	215,46	842,69
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Urucurituba	2028	2,0	1,0	6979,81	13.959,62	9.500,68	1.240,00	4.849,71
MIM - 138 kV	Urucurituba	2028	1,0	1,0	1270,56	1.270,56	864,72	112,86	441,41
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Maués	2028	2,0	1,0	6979,81	13.959,62	9.500,68	1.240,00	4.849,71
MIM - 138 kV	Maués	2028	1,0	1,0	1270,56	1.270,56	864,72	112,86	441,41
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 51,7 km		2028	51,7	1,0	616,64	31.880,29	21.697,19	2.831,84	11.075,53
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 2,5 km		2028	2,5	2,5	616,64	3.854,03	2.622,98	342,34	1.338,93
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 2,5 km		2028	2,5	10,0	616,64	15.416,08	10.491,92	1.369,37	5.355,70