



ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

*Estudo Prospectivo para Escoamento da Geração das
Regiões Sul de Goiás e Triângulo Mineiro – Análise
Complementar*



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia
Ministro

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Júnior

Secretário-Executivo do MME

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Reive Barros dos Santos

Secretário de Energia Elétrica

Ricardo de Abreu Sampaio Cyrino

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Márcio Félix Carvalho Bezerra

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Maria José Gazzi Salum

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

*Estudo Prospectivo para Escoamento
da Geração das Regiões Sul de Goiás
e Triângulo Mineiro – Análise
Complementar*



Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

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

Sede

Esplanada dos Ministérios, Bloco U, Sl. 744

70065-900 – Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar

20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira
Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Equipe Técnica:

Estudos Elétricos

Maxwell Cury Júnior (coordenação)
Armando Leite Fernandes
Bruno Cesar Mota Maçada
Rafael Theodoro Alves e Mello
Rodrigo Rodrigues Cabral

Nº EPE-DEE-RE-076/2019-rev0

Data: 30 de setembro de 2019

(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		Contrato	Data de assinatura
Projeto	ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO		
Área de estudo	Estudos do Sistema de Transmissão		
Sub-área de estudo	Análise Técnico-Econômica		
Produto (Nota Técnica ou Relatório)		Estudo Prospectivo para Escoamento da Geração das Regiões Sul de Goiás e Triângulo Mineiro – Análise Complementar	
EPE-DEE-RE-076/2019			
Revisões	Data	Descrição sucinta	
rev0	30.09.2019	Emissão Original	

APRESENTAÇÃO

Este estudo é um complemento do relatório EPE-DEE-047-2018 [1] e tem como objetivo realizar um diagnóstico do sistema elétrico que atende a região Sul do estado de Goiás e a região do Triângulo Mineiro para identificar a necessidade de reforços estruturais de Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e Distribuição, para o período compreendido entre os anos 2026 e 2035, de modo a possibilitar o adequado escoamento da energia gerada pelos potenciais térmicos a biomassa, hidráulicos e solares identificados na região, num total de 600 MW.

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

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO E OBJETIVO	6
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	6
1.2	OBJETIVOS GERAIS.....	6
1.3	ABORDAGEM ADOTADA.....	6
2	CONCLUSÕES.....	7
3	RECOMENDAÇÕES	8
3.1	RECOMENDAÇÕES TÉCNICAS.....	8
4	DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS	9
4.1	CRITÉRIOS BÁSICOS.....	9
4.2	CASOS DE TRABALHO	9
4.3	PROJEÇÕES DE MERCADO	10
4.4	NÍVEIS DE INTERCÂMBIO	10
4.5	PLANO DE GERAÇÃO E CRITÉRIO DE DESPACHO	10
4.6	ELABORAÇÃO DE CENÁRIOS	15
4.6.1	<i>Escolha dos Cenários.....</i>	15
4.7	LIMITES OPERATIVOS	15
4.7.1	<i>Tensão.....</i>	15
4.7.2	<i>Fator de Potência.....</i>	16
4.7.3	<i>Carregamento.....</i>	16
4.8	CLASSIFICAÇÃO DO HORIZONTE DAS OBRAS	17
5	DIAGNÓSTICO DO SISTEMA	18
5.1	SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE.....	18
5.2	DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE.....	18
6	DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS.....	19
6.1	ALTERNATIVA 1.....	19
6.2	ALTERNATIVA 2.....	19
6.3	ALTERNATIVA 3.....	20
7	ANÁLISE ECONÔMICA	21
7.1	RESULTADOS	21
8	ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO	23
9	REFERÊNCIAS.....	25
10	EQUIPE TÉCNICA	26
11	FICHAS PET	27
12	ANEXOS	28
12.1	ANÁLISE ECONÔMICA DETALHADA.....	28
12.2	TABELAS PARA VERIFICAÇÃO RELATÓRIOS R2 E R4	30

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 7-1 – Comparação econômica	22
---	----

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3-1 – Rede Básica de Fronteira: Obras recomendadas de subestações	8
Tabela 3-2 – Rede de Distribuição Cemig-D: Obras relacionadas a novas linhas de distribuição	8
Tabela 4-1 – Vencedores dos leilões de 2014 a 2018 na área de interesse	11
Tabela 4-2 – Barramentos de conexão para novos empreendimentos	12
Tabela 4-3 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão	16
Tabela 4-4 – Fatores de Potência por nível de tensão	16
Tabela 5-1 – Linhas de distribuição em sobrecarga (%)	18
Tabela 7-1 – Valores de sobrecusto para linhas curtas	21
Tabela 7-2 – Comparação de Custos de Alternativas – Etapa 1	22
Tabela 8-1 – Níveis de curto-circuito sem as obras recomendadas	23
Tabela 8-2 – Níveis de curto-circuito com as obras recomendadas	24

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AN	Arranjo em Anel
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATR	Autotransformador
BD4	Arranjo Barra dupla a 4 chaves
C1	Primeiro Circuito
C2	Segundo Circuito
CD	Circuito Duplo
CS	Circuito Simples
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CME	Custo Marginal de Expansão
DEA	Diretoria de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais da EPE
DEE	Diretoria de Estudos de Energia Elétrica da EPE
DJM	Arranjo disjuntor-e-meio
ENERGISA-MG	Energisa Minas Gerais Distribuidora de Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
LD	Linha de Distribuição
LEN	Leilão de Energia Nova
LT	Linha de Transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
NT	Nota Técnica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PELP	Programa de Expansão de Longo Prazo
PET	Programa de Expansão da Transmissão
SE	Subestação
SIL	<i>Surge Impedance Loading</i> ou Carregamento à Impedância Característica
STE	Superintendência de Transmissão de Energia da EPE
TR	Transformador
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica

1 INTRODUÇÃO E OBJETIVO

1.1 Considerações Iniciais

A grande quantidade de empreendimentos de geração de energia cadastrados em leilões de energia nova, localizados nas regiões do Triângulo Mineiro e Sul de Goiás, indica um relevante potencial passível de ser explorado nos próximos anos. Com destaque para as fontes renováveis, foram contabilizados: i) 272,0 MW de capacidade instalada das usinas térmicas a biomassa, ii) 215,00 MW de usinas solares fotovoltaicas, e iii) 94,0 MW de usinas que utilizam recursos hídricos.

No Triângulo Mineiro contratou-se cerca de 300,0 MW oriundos de usinas a biomassa através de leilões de energia de 2014 até 2018. Já os empreendimentos fotovoltaicos, apesar de representarem o segundo maior potencial local, não celebraram contratos para venda de energia nos últimos leilões. Nesse mesmo período, houve a contratação de apenas 3,0 MW provenientes de centrais de geração hidrelétrica de pequeno porte da região Sul de Goiás.

1.2 Objetivos Gerais

O objetivo deste estudo é avaliar a necessidade de recomendação de reforços estruturais de transmissão e distribuição que propiciem o adequado escoamento do potencial energético existente na região, além de melhorias nos perfis de tensão do sistema elétrico local. Tais reforços visam atender aos critérios de planejamento da expansão (N-1) para a transmissão e (N) para a distribuição com qualidade, segurança, economicidade e confiabilidade.

1.3 Abordagem Adotada

- Determinação dos cenários críticos e reprodução desses nos casos de trabalho;
- Diagnóstico através de análises em regime permanente e em contingência de unidades transformadoras de Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e linhas da Rede Básica, bem como do sistema de distribuição em condição normal de operação;
- Definição de alternativas viáveis sob o ponto de vista técnico e econômico;
- Análise econômica e definição dos custos;
- Análise de curto-circuito;
- Análise socioambiental, quando aplicável; e
- Consolidação de um programa de obras.

2 CONCLUSÕES

O estudo concluiu que após a entrada em operação dos reforços estruturais de transmissão e distribuição recomendados para o sistema elétrico do Triângulo Mineiro no estudo EPE-DEE-047-2018 [1], é possível escoar cerca de 480 MW de potência de novos empreendimentos, considerando as premissas adotadas, e só haveria necessidade de reforços adicionais a partir do ano 2034.

Nesse estudo foram analisadas alternativas viáveis de atendimento ao potencial de geração local identificado, segundo os critérios de planejamento da expansão vigentes. Dentre as alternativas estudadas, a mais vantajosa sob o ponto de vista técnico e econômico é a que define a implantação a partir do ano 2034 de um novo pátio 138kV na subestação 500/230 kV Itaguaçu, que faz parte de uma ICG, possibilitando a inserção de um novo ponto de Rede Básica de Fronteira para escoar excedentes de geração da região noroeste do Triângulo Mineiro e Sudeste de Goiás, principalmente. Além disso, houve a necessidade de recomendar a duplicação da LD 138kV Porto Colômbia – Frutal 2.

Ressalta-se que devido ao caráter prospectivo desse estudo, a implantação das obras de Rede Básica de Fronteira aqui recomendadas está estritamente condicionada à confirmação da conexão dos novos empreendimentos de geração nos montantes considerados e, consequentemente, ao esgotamento da capacidade do sistema elétrico local.

Estima-se que o programa de obras indicado exigirá investimentos totais até o final do horizonte do estudo da ordem de R\$ 85,12 milhões, sendo R\$ 35,56 milhões na Rede Básica/Rede Básica de Fronteira e de R\$ 49,56 milhões no Sistema de Distribuição da Cemig Distribuição.

3 RECOMENDAÇÕES

3.1 Recomendações Técnicas

A Tabela 3-1 mostra as obras recomendadas para a Rede Básica de Fronteira.

Tabela 3-1 – Rede Básica de Fronteira: Obras recomendadas de subestações

Nome	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais		Ano
			Qtde	Descrição	
Itaguaçu	230	BD4	2	Módulos de Conexão de Transformador	2034
			1	Módulo de Infraestrutura de Manobra	2034
	230/138	-	2	Autotransformador Trifásico de 100 MVA cada (1º e 2º banco)	2034
	138	BD4	2	Módulos de Conexão de Transformador	2034
			1	Módulo de Infraestrutura Geral	2034
			1	Módulo de Infraestrutura de Manobra	2034
			1	Módulo de Interligação de Barras	2034

Na Tabela 3-2 são mostradas as obras de distribuição complementares e imprescindíveis ao adequado desempenho da alternativa vencedora.

Tabela 3-2 – Rede de Distribuição Cemig-D: Obras relacionadas a novas linhas de distribuição

Origem	Destino	Circuito	Extensão (km)	Tensão (kV)	Ano
Itaguaçu	São Simão	C1	30,0	138,0	2034
Frutal 2	Porto Colômbia	C2	42,0	138,0	2034

4 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

4.1 Critérios Básicos

Foram seguidas as diretrizes para elaboração da documentação necessária para se recomendar ao MME uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica, definidas no documento “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica” [2].

Os critérios e procedimentos utilizados no estudo estão de acordo com o documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - CCPE/CTET - Janeiro/2001” [3], com os seguintes destaques:

- Conceito de mínimo custo global para a escolha da alternativa;
- Variação máxima de 5% da tensão do barramento decorrente da manobra de equipamentos;
- Atendimento ao critério N-1, sem corte automático de geração;
- As linhas CA deverão estar aptas para utilização de religamento monopolar; e
- Para os carregamentos máximos de linhas de transmissão e transformadores em operação foram seguidas as informações das empresas, conforme apresentadas nos casos do Plano Decenal da Transmissão 2027 [4]. Para as transformações e linhas futuras, foram admitidas sobrecargas de 20% em emergência.

Quando aplicáveis, serão respeitados, ainda, os requisitos do Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS [6], os requisitos dos Procedimentos de Distribuição da ANEEL, Resoluções Normativas específicas da ANEEL e, finalmente, critérios especiais existentes na rede das distribuidoras envolvidas.

Ressalta-se que, além das simulações de fluxo de carga, serão analisados os níveis de curto-circuito da alternativa selecionada para a expansão do sistema.

4.2 Casos de Trabalho

Considerou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal da Transmissão EPE 2027 [4], contendo as atualizações pertinentes da topologia da rede, plano de geração e mercado.

Foram analisados os casos referentes ao período de janeiro de 2026 a dezembro de 2035, considerado, portanto, o ano 2026 como ano inicial para recomendação de obras por se tratar do

prazo mínimo condizente entre a recomendação de reforços estruturais e a entrada em operação comercial, ou seja, cerca de um ano e meio para a licitação a partir da emissão do relatório R1, mais 60 meses para a construção e entrada em operação comercial (considerando-se prazos médios concedidos pela ANEEL).

Estendeu-se o horizonte até o ano 2035, ou seja, tem-se um horizonte de 10 anos a partir de 2026. Como a base de dados de fluxo de potência [4] tem horizonte até o ano 2031, para o quadriênio 2032-2035 aplicou-se um crescimento de carga apenas na região Sul do estado de Goiás e na região do Triângulo Mineiro, compatível com o incremento anual dos períodos anteriores.

4.3 Projeções de Mercado

As projeções de demanda consideradas foram aquelas referentes ao Plano Decenal de Energia – Ciclo 2027 [4].

Foram utilizados os patamares de carga Pesada e Leve por representarem as condições mais extremas de desempenho para o sistema elétrico da região de interesse, sendo: i) Carga Pesada: situação na qual as linhas e transformadores do sistema elétrico local estão mais carregadas para atendimento à ponta de carga local, e ii) Carga Leve: situação na qual há o menor consumo local de energia e, portanto, haveriam os maiores excedentes energéticos locais disponíveis para exportação, desde que esse patamar de carga seja coincidente com uma janela temporal de disponibilidade máxima das fontes energéticas locais.

4.4 Níveis de Intercâmbio

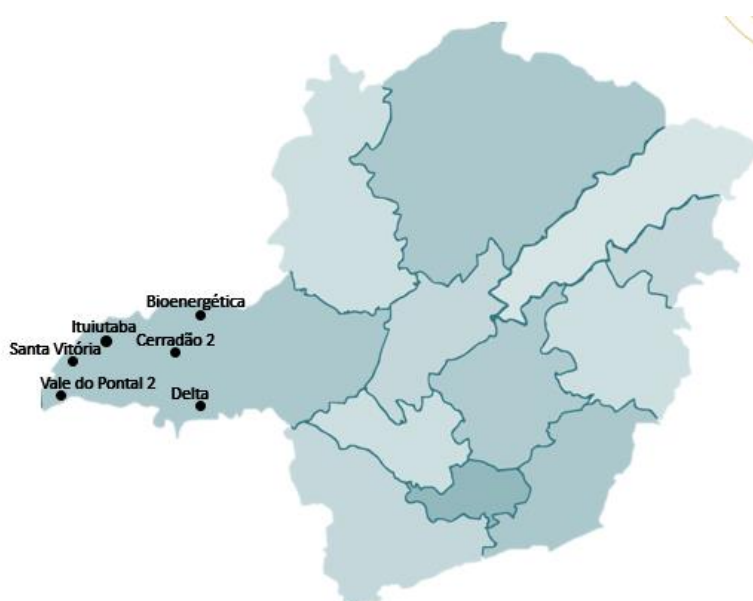
Os carregamentos nas transformações de fronteira e nas linhas de distribuição locais são pouco influenciados por variações de intercâmbio entre regiões do País, não sendo necessário, portanto, a reprodução de intercâmbio específico para as análises deste estudo.

4.5 Plano de Geração e Critério de Despacho

Por se tratar de estudo de expansão com viés prospectivo em relação ao potencial energético local, faz-se necessária a definição de premissas quanto à capacidade instalada entrante em cada ano. Para isso, foram levantados os montantes contratados nas áreas contempladas nesse estudo nos leilões regulados dos últimos cinco anos, ou seja, entre os anos de 2014 e 2018. Os montantes estão apresentados na Tabela 4-1 e na Figure 4-1 – Localização geográfica dos empreendimentos vencedores.

Tabela 4-1 – Vencedores dos leilões de 2014 a 2018 na área de interesse

Ano	Empreendimento	UF	Potência Instalada (MW)
2014	Delta	MG	101,9
2015	Ituiutaba	MG	56,0
2015	Santa Vitória	MG	41,4
2017	Bioenergética Aroeira 2	MG	30,0
2017	Vale do Pontal 2	MG	25,0
2018	Cerradão 2	MG	40,0
2018	Diamantino	GO	3,0

**Figure 4-1 – Localização geográfica dos empreendimentos vencedores**

Destacamos as contratações pouco expressivas de projetos de PCHs e CGHs no estado de Goiás que totalizaram apenas 3,0 MW de capacidade instalada. Por outro lado, em Minas Gerais houve uma contratação significativa de cerca de 294 MW de capacidade instalada de termelétricas a biomassa.

Diante disso, considerou-se como premissa do estudo a realização de pelo menos um leilão de energia regulado por ano, durante o horizonte de análise, com participação de fontes térmicas (biomassa) e contratação média anual no estado de Minas Gerais de 60 MW por ano, ou seja, aproximadamente igual à contratação média verificada nos últimos 5 anos. O montante total considerado foi, portanto, 600 MW no período de 2026 a 2035.

Para representar esse potencial entrante, foram considerados nos casos de trabalho os pontos de conexão de empreendimentos cadastrados no Sistema AEGE¹ que ainda não celebraram contrato para venda de energia em leilões regulados, conforme Tabela 4-2 e Figure 4-2.

Tabela 4-2 – Barramentos de conexão para novos empreendimentos

Empreendimento	Subestação
Campo Florido	Uberaba 5
Volta Grande ampliação	
Cerradão	Frutal 2
Vale do Pontal	Santa Vitoria
Ribeirão Bioenergia	Sacramento
Coromandel	Coromandel
Araxá	Araxa

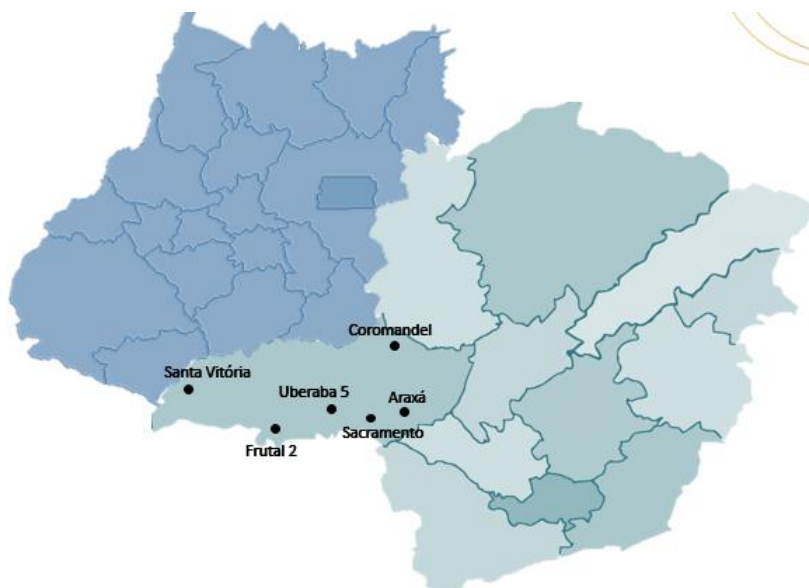


Figure 4-2 – Localização geográfica das subestações

A partir desse levantamento, todo potencial foi adicionado aos casos de trabalho de forma escalonada, 10 MW de potência instalada por ano e por subestação enumerada na Tabela 4-2, ao longo dos 10 anos do horizonte do estudo.

¹ AEGE: Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia da EPE

Escolha de cenários

Para composição dos cenários foi considerado o histórico da geração das usinas das bacias dos rios Paranaíba e Grande no período seco e patamares de carga Leve e Pesado, conforme mostrado nas Figuras 4-3, 4-4, 4-5 e 4-6.

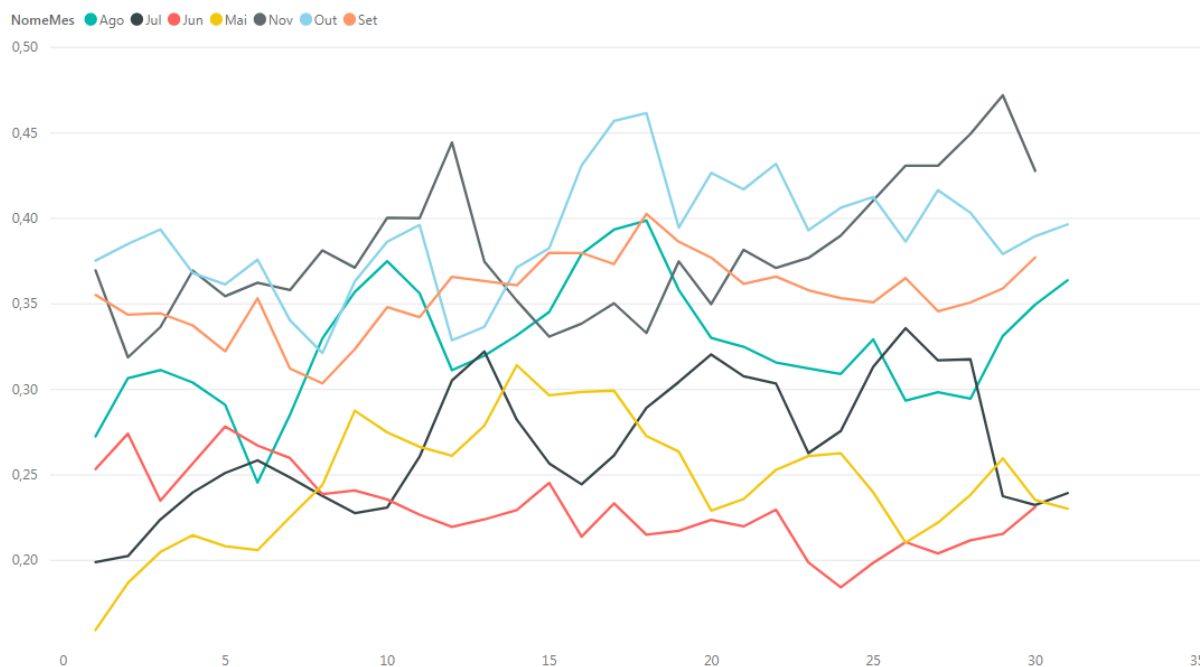


Figure 4-3 – Bacia do Rio Grande: Patamar Leve

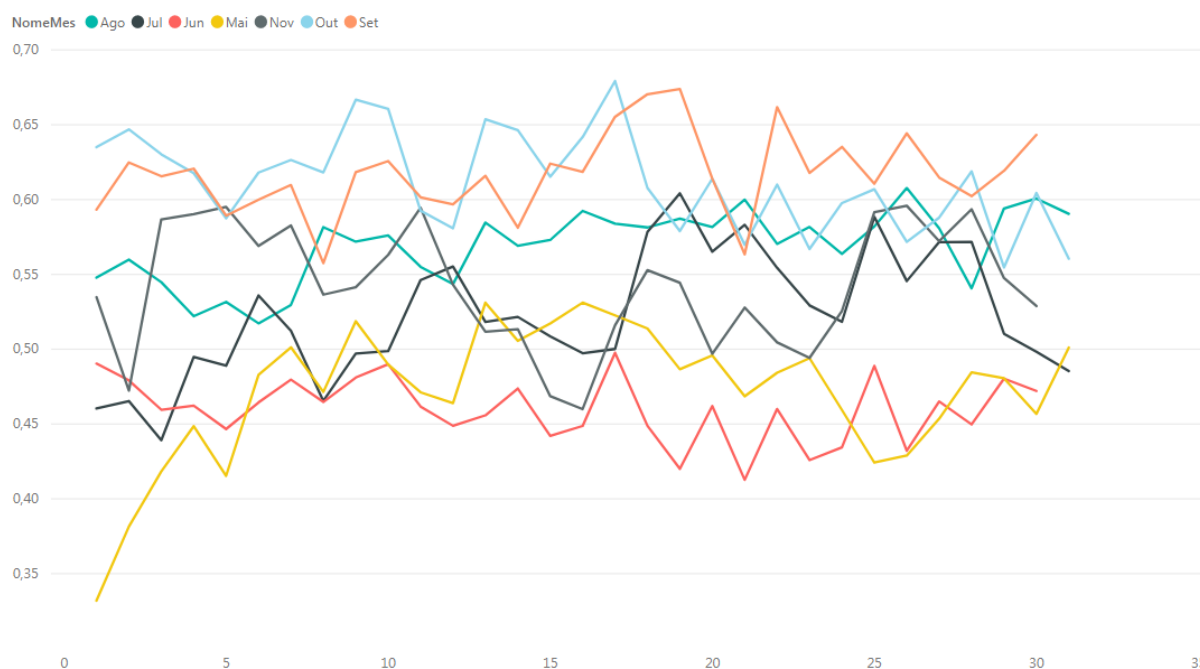


Figure 4-4 – Bacia do Rio Grande: Patamar Pesado

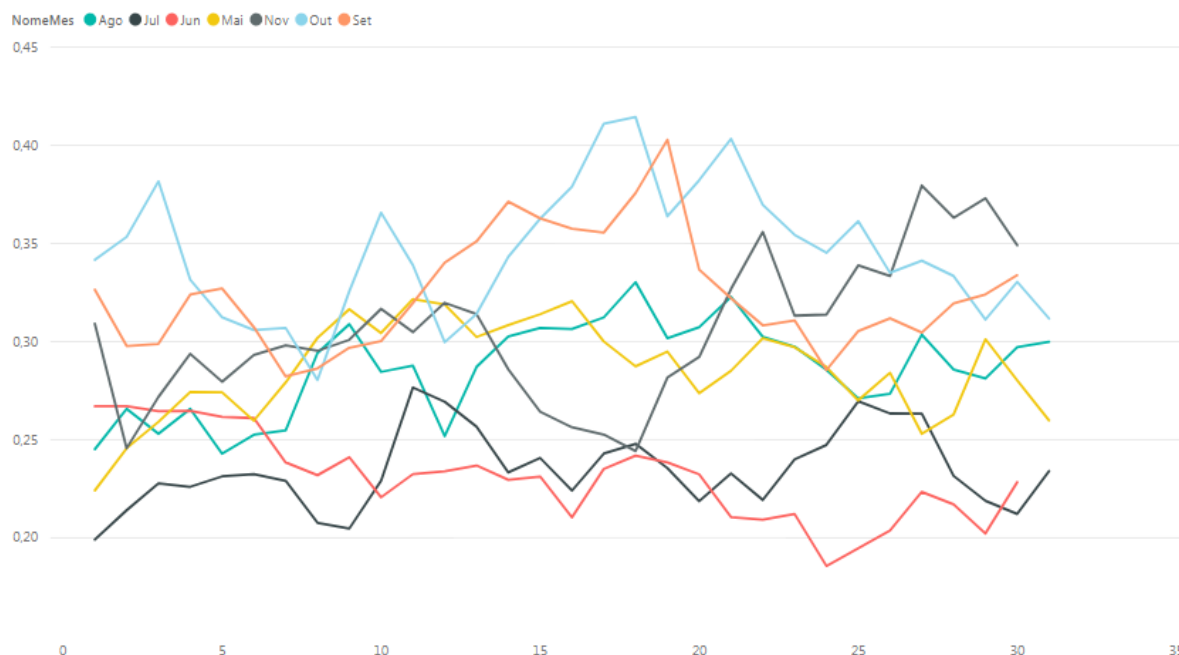


Figure 4-5 – Bacia do Rio Paranaíba: Patamar Leve

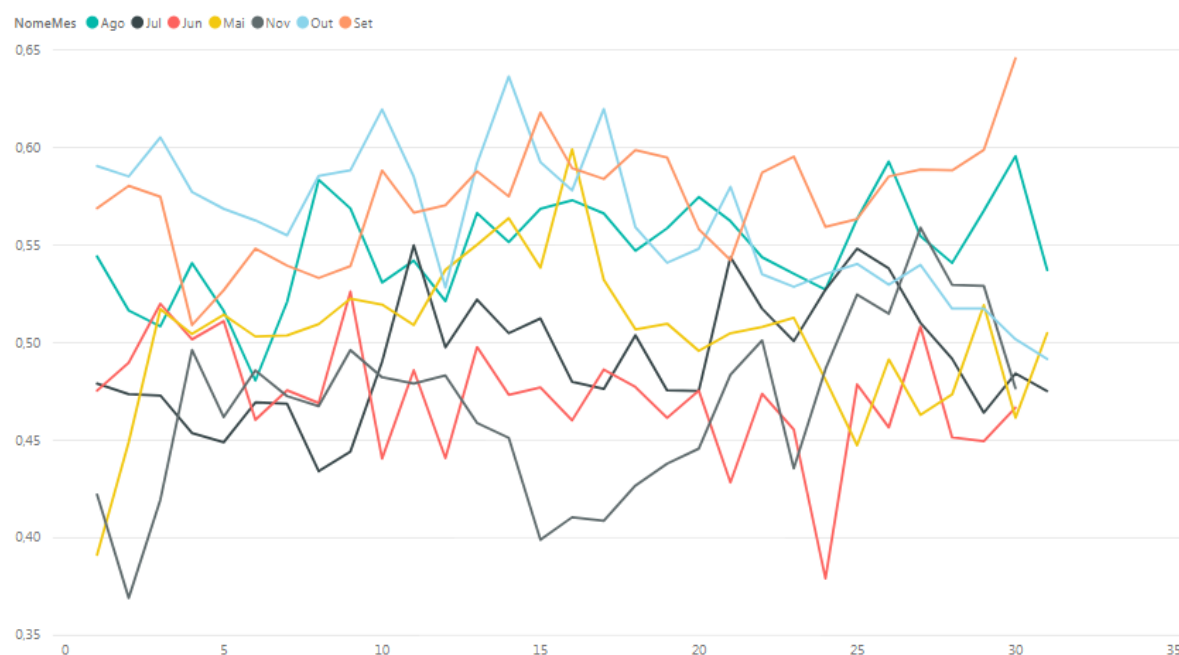


Figure 4-6 – Bacia do Rio Paranaíba: Patamar Pesado

Os cenários foram selecionados de forma a simular a situação de maior estresse para o sistema elétrico da área de influência. Dessa forma, foram escolhidos os dois mais críticos para compor este estudo, cada um com um foco específico, conforme a seguir:

- **Cenário 1:** Norte seco, carga pesada, UTE biomassa 100%, UHEs e PCHs da malha em 138 kV da região de interesse no mínimo. UHEs da Bacia do rio Paranaíba com despacho médio

diário mínimo (19%) coincidente com o mínimo verificado nas UHEs da Bacia do rio Grande (18%).

- **Cenário 2:** Norte seco, carga leve, UTE biomassa 100%, UHEs e PCHs da malha em 138 kV da região de interesse no máximo. UHEs da Bacia do rio Paranaíba com despacho médio diário máximo (41%) coincidente com o máximo verificado nas UHEs da Bacia do rio Grande (46%).

4.6 Elaboração de Cenários

4.6.1 Escolha dos Cenários

Serão avaliadas somente as condições de intercâmbio, carga e geração mais críticas para o sistema elétrico da região de interesse. Nesse sentido, foram preparados dois cenários.

O primeiro deles é o cenário Norte Seco, patamar de carga pesada, que foi escolhido para analisar o impacto na rede de distribuição local. O objetivo desse cenário foi maximizar o carregamento das linhas e transformadores das subestações onde foram conectados os novos empreendimentos de geração, fazendo com que a demanda local fosse atendida, em sua maioria, pelos novos empreendimentos, uma vez que as PCHs em operação na região foram despachadas em seus valores mínimos.

O segundo, usado para análise das subestações da Rede Básica de Fronteira e das linhas da Rede Básica, foi utilizado o caso Norte Seco, patamar de carga leve. Nesse cenário, as PCHs em operação na região foram despachadas em seus valores máximos, coincidindo com a menor carga na área de influência, resultando em maiores exportações de energia e carregamento nas linhas e transformações.

4.7 Limites Operativos

4.7.1 Tensão

De acordo com o Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS [6], foram considerados os limites de tensão conforme Tabela 4-3. Para barras de conexão à Rede Básica de agentes de distribuição e de consumidores livres ou potencialmente livres, devem ser adotados, em contingência, os mesmos limites de operação normal.

Tabela 4-3 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão

Tensão Nominal de operação	Condição Normal de Operação		Condição Operativa de Emergência	
	(kV)	(pu)	(kV)	(pu)
<230	-	0,95 a 1,05	-	0,90 a 1,05
230	218 a 242	0,95 a 1,05	207 a 242	0,90 a 1,05
345	328 a 362	0,95 a 1,05	311 a 362	0,90 a 1,05
440	418 a 460	0,95 a 1,046	396 a 460	0,90 a 1,046
500	500 a 550	1,00 a 1,10	475 a 550	0,95 a 1,10
525	500 a 550	0,95 a 1,05	475 a 550	0,90 a 1,05
765	690 a 800	0,90 a 1,046	690 a 800	0,90 a 1,046

4.7.2 Fator de Potência

Nos pontos de conexão à Rede Básica e nos barramentos de fronteira, os acessantes devem manter o fator de potência nas faixas especificadas na Tabela 4-4, de acordo com o Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede do ONS.

Tabela 4-4 – Fatores de Potência por nível de tensão

Tensão Nominal do Ponto de Conexão	Faixa de Fator de Potência
$V_n \geq 345 \text{ kV}$	0,98 indutivo a 1,0
$69 \text{ kV} \leq V_n \leq 345 \text{ kV}$	0,95 indutivo a 1,0
$V_n \leq 69 \text{ kV}$	0,92 indutivo a 1,0 0,92 capacitivo a 1,0

O programa de instalação de bancos capacitores previsto pelas distribuidoras envolvidas foi considerado executado na ocorrência de violações de fator de potência das transformações de fronteira nos limites especificados no mínimo.

4.7.3 Carregamento

O carregamento das linhas de transmissão em condição normal de operação não deve exceder os limites térmicos dos condutores e a flecha máxima de projeto, em conformidade com valores estabelecidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST.

Foram utilizados os limites de curta e longa duração informados pelas empresas proprietárias dos equipamentos no CPST – Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão. Para linhas de transmissão futuras, foram utilizados os valores definidos no processo de concessão (licitação/autorização) e informados pelos Agentes de Transmissão, ou valores típicos usuais, observando o que estabelece a Resolução Normativa nº 191/2005 da ANEEL.

No caso de transformadores novos, foi considerada a capacidade operativa de curta duração (4 horas), correspondente a 120% da capacidade nominal do equipamento.

4.8 Classificação do Horizonte das Obras

Foram consideradas como determinativas as obras definidas dentro do horizonte do Programa de Expansão da Transmissão da EPE - PET [7]. As demais obras foram definidas como indicativas, e serão incorporadas ao Programa de Expansão de Longo Prazo da EPE – PELP [7].

Cumprir notar que tanto as obras determinativas quanto as indicativas fazem parte das recomendações do estudo. Contudo, as obras indicativas poderão ser reavaliadas nos ciclos de planejamento subsequentes. Por outro lado, caso não sejam vislumbrados novos problemas que justifiquem análises adicionais para as regiões envolvidas, essas obras se tornarão determinativas à medida que o horizonte do PET for sendo incrementado.

Estendeu-se o horizonte até o ano 2035 – um horizonte de 10 anos a partir de 2026 – aplicando-se, no quinquênio 2031-2035 fora do horizonte decenal, um crescimento de carga apenas nas regiões de interesse, compatível com o incremento anual dos períodos anteriores. A medida tem por objetivo verificar o desempenho de mais longo prazo principalmente no que se refere ao atendimento da malha de distribuição, visando o dimensionamento adequado da modulação de novas transformações de fronteira.

5 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

5.1 Sistema Elétrico de Interesse

O objetivo desse estudo foi analisar o sistema elétrico das regiões do Sul de Goiás, que possui grande potencial hidráulico passível de exploração, e do Triângulo Mineiro, com grande potencial térmico (biomassa) e fotovoltaico.

5.2 Desempenho Elétrico da Rede

Após a inserção do potencial de geração de forma gradual ao longo do período estudado, foram verificados os carregamentos das linhas de distribuição e de Rede Básica, bem como transformações de Rede Básica de Fronteira que atendem às cargas regionais, e os níveis de tensão em regime normal e emergência das barras de subestações locais.

Recentemente, a região do Triângulo Mineiro foi objeto de estudo [1], onde obras de reforço estrutural foram recomendadas para a melhora no perfil de tensão da rede local, atendimento às cargas e solução de problemas de esgotamento da rede de distribuição. Mediante a robustez das obras recomendadas naquele estudo, o sistema elétrico da região começa a apresentar sobrecarga para escoar o potencial entrante apenas em 2034 nas LDs 138kV Ituiutaba – Avantiguara, Ituiutaba – Santa Vitória e Porto Colômbia – Frutal 2.

Tabela 5-1 – Linhas de distribuição em sobrecarga (%)

CONTINGÊNCIA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035	
		NC LIM.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Condição Normal	PCOLOM-MG138	1	-39	8	-44	7	-68	18	-82	19	-91	24	-100	35	-109	32	-117	36	-126	40	-134	46
	FRUTA2-MG138	125	33%		37%		57%		68%		76%		85%		91%	99%	106%	114%	106%	114%	106%	114%
	JAGUAR-MG138	1	-65	18	-40	9	-83	19	-91	21	-102	24	-111	25	-120	30	-129	32	-137	36	-146	39
	SACRAM-MG138	150	45%		27%		57%		62%		70%		76%		82%	88%	94%	100%	94%	100%	94%	100%
	ITUIUT-MG138	1	56	-6	44	-7	74	-16	82	-21	90	-27	98	-33	106	-39	113	-45	120	-51	127	-56
	AVATIN-MG138	125	45%		36%		60%		68%		75%		83%		91%	99%	107%	114%	107%	114%	107%	114%
	SVITORIA 138	1	24	-4	26	-6	44	-11	53	-14	63	-17	73	-20	83	-22	93	-24	102	-26	112	-26
	ITUIUT-MG138	94	26%		28%		47%		57%		68%		79%		89%	100%	111%	121%	111%	121%	111%	121%
	UBERA1-MG138	1	-34	4	-23	2	-34	4	-34	4	-34	4	-34	4	-34	4	-34	4	-34	4	-34	4
	DELTA-UTED13	35	100%		100%		100%		100%		100%		100%		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

6 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

Visando solucionar os problemas de esgotamento do sistema elétrico em estudo, bem como permitir a entrada de novas usinas conectadas na rede de distribuição ou na Rede Básica, foram elaboradas três alternativas de reforço estrutural.

6.1 Alternativa 1

A Figure 6-1 mostra um esquemático das obras previstas para a Alternativa 1. Essa alternativa contempla a duplicação, em 2034, das LDs 138 kV Santa Vitória – Ituiutaba, Ituiutaba – Avantiguara e Frutal 2 – Porto Colômbia.



Figure 6-1 – Alternativa 1 – Obras na rede 138 kV

6.2 Alternativa 2

A Figure 6-2 mostra um esquemático das obras previstas para a Alternativa 2. Essa alternativa recomenda a chegada da Rede Básica em 230 kV na SE 138 kV São Simão interligando-a com a SE 230 kV Itaguaçu em 2034. Nesse mesmo ano há a necessidade da duplicação da LD 138 kV Frutal 2 – Porto Colômbia.

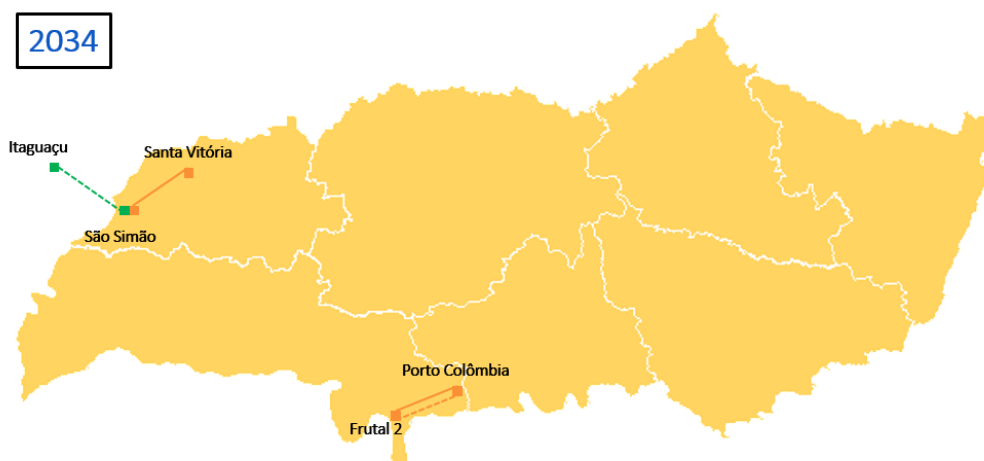


Figure 6-2– Alternativa 2 – Rede Básica de Fronteira na SE 138 kV São Simão

6.3 Alternativa 3

A Figure 6-3 mostra um esquemático das obras previstas para a Alternativa 3. Essa alternativa recomenda a construção de um novo pátio 138 kV na subestação Itaguaçu para interligar com a subestação São Simão em 138 kV. Assim como nas alternativas anteriores, persiste a necessidade da duplicação da LD 138 kV Frutal 2 – Porto Colômbia em 2034.

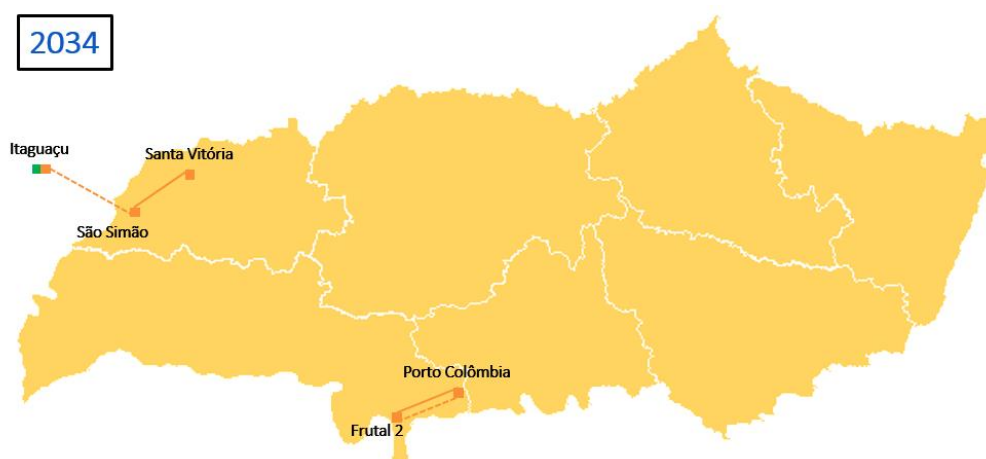


Figure 6-3– Alternativa 3 – Rede Básica de Fronteira na SE 230kV Itaguaçu

7 ANÁLISE ECONÔMICA

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizada a “Base de Referência de Preços ANEEL – Maio/2019” [5].

A avaliação econômica das alternativas tem como base o Método dos Investimentos Necessários ou Método do Valor Presente dos Custos Anuais Equivalentes. Neste método, os investimentos totais anuais são convertidos em uma série de “n” termos de valor constante. O número “n” é igual ao prazo de concessão concedido pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, equivalente a trinta anos.

Para fins de comparação econômica, no final do período em estudo, as séries temporais correspondentes a cada alternativa são truncadas, sendo considerado o valor atual do fluxo de caixa referido ao ano base da análise econômica.

O truncamento das séries de custos anuais equivalentes leva em conta o valor que é proporcional à vida útil dos equipamentos até o ano analisado. Assim, o truncamento da série em um período inferior à vida útil de um determinado equipamento, resulta em um valor presente menor que o investimento inicial, o que está de acordo com a consideração de que o valor proporcional à vida útil deve ser descontado do custo, por representar ainda um patrimônio naquela data.

Um detalhe com relação à aplicação dos custos modulares ANEEL refere-se ao custo de linhas de transmissão de curta extensão. Na ocorrência desse tipo de situação, foram utilizados percentuais de sobrecusto em relação ao custo de linhas adotado na Base de Preços da ANEEL conforme Tabela 7-1.

Tabela 7-1 – Valores de sobrecusto para linhas curtas

Comprimento LT	Fator Multiplicador Sobrecusto
Até 5 km	1,3
Superior a 5 km e inferior a 15 km	1,2
Superior a 15 km e inferior a 30 km	1,1

O valor do custo marginal de expansão (CME) utilizado para balizar o impacto das perdas elétricas na comparação de alternativas foi de 234,00 R\$/MWh conforme o Plano Decenal de Energia da EPE [4].

7.1 Resultados

Nesta análise será considerado o ano de 2026 como o inicial e o ano de 2035 para o truncamento das séries de custos, tanto para investimentos quanto para perdas elétricas.

O resultado da comparação de investimentos é mostrado na Tabela 7-2, que contém o custo de investimento total das alternativas em valor presente, o custo pela metodologia dos rendimentos necessários, o custo de perdas elétricas e finalmente o custo global. A análise mais detalhada da comparação econômica, com lista de obras, pode ser verificada no Anexo 12.1.

Tabela 7-2 – Comparação de Custos de Alternativas

Custo total (PV)				Rendimentos Necessários			Perdas			Rendimentos Necessários + Perdas		
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Alt1	53.244,17	104,3%	2º	4.379,21	104,3%	2º	7.148,83	6.799,80	3º	11.179,01	197,6%	3º
Alt2	68.797,08	134,8%	3º	5.658,40	134,8%	3º	349,03	0,00	1º	5.658,40	100,0%	1º
Alt3	51.043,90	100,0%	1º	4.198,24	100,0%	1º	2.006,81	1.657,78	2º	5.856,02	103,5%	2º

As Alternativas 2 e 3 são consideradas empatadas pois possuem diferença menor do que 5%. Considerando o caráter prospectivo do estudo e as incertezas relacionadas aos projetos entrantes e suas respectivas conexões, optou-se pela Alternativa 3 que recomenda uma nova Rede Básica de Fronteira para região na SE Itaguaçu, mas deixará a cargo da distribuidora local a definição de obras complementares que serão necessárias para atender aos pontos de conexão que venham a se concretizar no futuro. A Figura 7-1 mostra a comparação entre as alternativas graficamente.

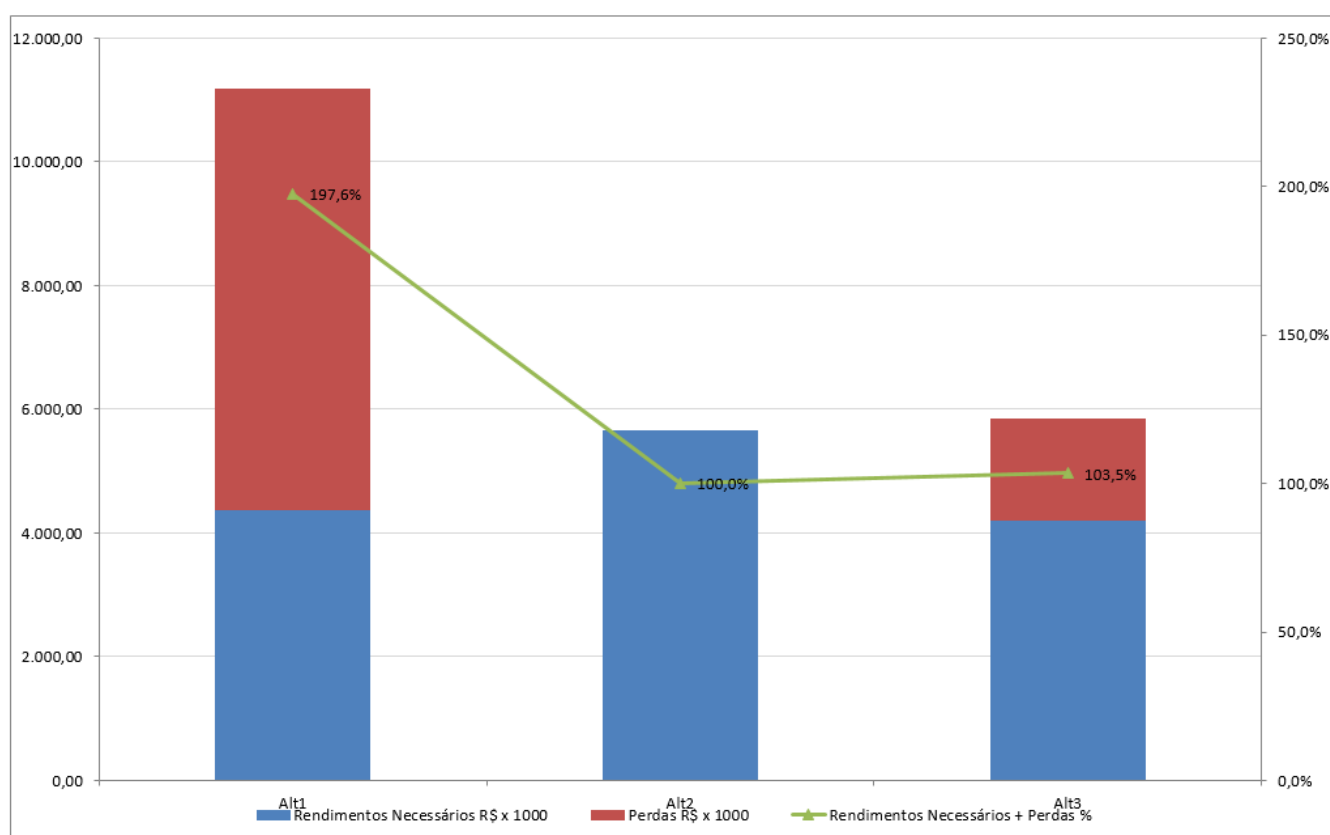


Figura 7-1 – Comparação econômica

8 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

A análise de curto-circuito na etapa de planejamento da expansão tem por objetivo fazer uma análise simplificada da evolução dos níveis de curto-circuito em decorrência das obras recomendadas, fornecendo alertas naqueles casos em que o nível de curto-circuito se aproxima da capacidade de interrupção de disjuntores das subestações. Essas indicações servem como dado de entrada para as análises mais específicas do ONS e das distribuidoras envolvidas, que darão prosseguimento aos estudos mais aprofundados.

Tabela 8-1 – Níveis de curto-circuito sem as obras recomendadas

Topologia sem Obras							Capacidade dos Disjuntores (kA)
Identificação do Barramento			Curto Circuito Máx em 2031				
Número	Subestação	Tensão (kV)	3 Φ	Ângulo	1 Φ	Ângulo	
1713	ARAXA1-MG138	138	8,2	-75,14	4,94	-75,5	14,6
1152	CDOURA-GO138	138	13,38	-83,58	13,71	-84,7	14,6
1153	CDOURA-GO230	230	14,93	-84,57	15,53	-85,2	18,8
1717	COROMA-MG138	138	5,09	-71,51	2,81	-74,5	40
1744	EMBORC-MG138	138	30,53	-86,08	35,48	-86,5	31,5
1509	EMBORC-MG500	500	26,28	-86,39	24,91	-86,1	38
1719	FRUTA2-MG138	138	4,15	-76,3	4,12	-79,8	40
1746	JAGUAR-MG138	138	20,92	-84,78	22,46	-85,6	13,5
1511	JAGUAR-MG345	345	32,65	-86,74	33,55	-86,3	25
1488	JAGUAR-MG500	500	26,65	-86,71	21,55	-85,1	38
3843	PCOLOM-MG138	138	20,45	-84,41	20,87	-85,1	40
3842	PCOLOM-MG345	345	13,66	-85,92	10,58	-84,3	23,8
1731	SACRAM-MG138	138	7,84	-79,75	8,34	-80,6	14,6
27002	SVITORIA 138	138	1,46	-72,05	1,62	-74,7	40
1733	UBERA1-MG138	138	8,38	-78,69	7,22	-80,2	14,6
1735	UBERA3-MG138	138	7,2	-77,65	5,08	-78,1	14,6
1737	UBERA5-MG138	138	7,72	-79,74	4,83	-78,7	40

Tabela 8-2 - Níveis de curto-circuito com as obras recomendadas

Topologia com Obras							Capacidade dos Disjuntores (kA)
Identificação do Barramento			Curto Circuito Máx em 2035				
Número	Subestação	Tensão (kV)	3 Φ	Ângulo	1 Φ	Ângulo	
1713	ARAXA1-MG138	138	8,2	-75,14	4,94	-75,54	14,6
1152	CDOURA-GO138	138	13,42	-83,57	13,74	-84,73	14,6
1153	CDOURA-GO230	230	15,03	-84,51	15,61	-85,14	18,8
1717	COROMA-MG138	138	5,09	-71,5	2,81	-74,49	40
1744	EMBORC-MG138	138	30,55	-86,11	35,46	-86,52	31,5
1509	EMBORC-MG500	500	26,65	-86,45	25,1	-86,11	38
1719	FRUTA2-MG138	138	6,6	-76,01	5,96	-79,52	40
1746	JAGUAR-MG138	138	20,91	-84,78	22,44	-85,63	13,5
1511	JAGUAR-MG345	345	32,65	-86,74	33,54	-86,25	25
1488	JAGUAR-MG500	500	26,63	-86,73	21,54	-85,11	38
3843	PCOLOM-MG138	138	20,57	-84,53	21,1	-85,2	40
3842	PCOLOM-MG345	345	13,67	-85,94	10,62	-84,34	23,8
1731	SACRAM-MG138	138	7,84	-79,75	8,34	-80,57	14,6
27002	SVITORIA 138	138	3,42	-72,14	3,26	-75,41	40
1733	UBERA1-MG138	138	8,38	-78,69	7,23	-80,18	14,6
1735	UBERA3-MG138	138	7,2	-77,65	5,08	-78,14	14,6
1737	UBERA5-MG138	138	7,72	-79,74	4,83	-78,68	40

Salientamos que as subestações 500/345/138kV Jaguará e 500/138kV Emborcação já possuíam níveis de curto-circuito superiores à capacidade dos disjuntores antes das obras recomendadas na região, havendo necessidade de tratamento específico independentemente da entrada em operação das obras recomendadas nesse estudo.

9 REFERÊNCIAS

- [1]. EPE-DEE-047/2018-rev2 – “Estudo de Atendimento ao Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba”, EPE – setembro/2018.
- [2]. “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, EPE - abril/2005.
- [3]. CCPE. Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos, 2002. Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão – Volume 2.
- [4]. “Plano Decenal de Energia 2027”, EPE – 2018.
- [5]. “Base de Referência de Preços ANEEL” – Maio/2019.
- [6]. “Procedimentos de Rede”, ONS.
- [7]. EPE-DEE-RE-011/2019-r0 - “Programa de Expansão da Transmissão (PET) / Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) - Ciclo 2019 – 1º semestre”, EPE – março/2019.
- [8]. Relatório ONS 0123/2013 “Propostas para Melhoria da Segurança das Instalações Estratégicas do Sistema Interligado Nacional – Avaliação dos Aspectos Relacionados aos Arranjos de Barramentos – Vol. II”.

10 EQUIPE TÉCNICA

Armando Leite Fernandes – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

Bruno Cesar Mota Maçada – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

Maxwell Cury Júnior – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

Rafael Theodoro Alves e Mello – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

Rodrigo Rodrigues Cabral – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

11 FICHAS PET

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região CENTRO-OESTE

Empreendimento:	UF: GO
SE 138 kV ITAGUAÇU (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2034
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 meses

Justificativa:

Escoamento do excedente de geração

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	14.411,46
2 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	8.199,64
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	10.523,80
1 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	3.526,71
MIG (Terreno Rural)	7.183,50
MIM - 138 kV	627,40
MIM - 230 kV	448,70

Total de Investimentos Previstos: 44.921,21

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2017.

12 ANEXOS

12.1 Análise Econômica Detalhada

Alternativa 1

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						98.551,24	53.244,17	8.754,05	4.379,21
LT 138 kV SANTA VITÓRIA - ITUIUTABA, C2 (Nova)						42.184,63	22.791,04	3.747,15	1.874,51
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 77 km		2034	77,0	1,0	430,81	33.172,37	17.922,00	2.946,62	1.474,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Santa Vitória	2034	1,0	1,0	4202,63	4.202,63	2.270,55	373,31	186,75
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Ituiutaba	2034	1,0	1,0	4202,63	4.202,63	2.270,55	373,31	186,75
MIM - 138 kV	Ituiutaba	2034	1,0	1,0	303,50	303,50	163,97	26,96	13,49
MIM - 138 kV	Santa Vitória	2034	1,0	1,0	303,50	303,50	163,97	26,96	13,49
LT 138 kV ITUIUTABA - AVANTIGUARA, C2 (Nova)						29.260,33	15.808,45	2.599,12	1.300,21
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 47 km		2034	47,0	1,0	430,81	20.248,07	10.939,40	1.798,58	899,74
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Ituiutaba	2034	1,0	1,0	4202,63	4.202,63	2.270,55	373,31	186,75
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Avantiguara	2034	1,0	1,0	4202,63	4.202,63	2.270,55	373,31	186,75
MIM - 138 kV	Avantiguara	2034	1,0	1,0	303,50	303,50	163,97	26,96	13,49
MIM - 138 kV	Ituiutaba	2034	1,0	1,0	303,50	303,50	163,97	26,96	13,49
LT 138 kV PORTO COLÔMBIA - FRUTAL 2, C2 (Nova)						27.106,28	14.644,68	2.407,78	1.204,49
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 42 km		2034	42,0	1,0	430,81	18.094,02	9.775,64	1.607,25	804,02
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Porto Colômbia	2034	1,0	1,0	4202,63	4.202,63	2.270,55	373,31	186,75
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Frutal 2	2034	1,0	1,0	4202,63	4.202,63	2.270,55	373,31	186,75
MIM - 138 kV	Frutal 2	2034	1,0	1,0	303,50	303,50	163,97	26,96	13,49
MIM - 138 kV	Porto Colômbia	2034	1,0	1,0	303,50	303,50	163,97	26,96	13,49

Alternativa 2

					Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						127.338,60	68.797,08	11.311,16	5.658,40
SE 230 kV SÃO SIMÃO (Ampliação/Adequação)						46.904,64	25.341,12	4.166,42	2.084,25
1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ		2034	2,0	1,0	8251,27	16.502,54	8.915,81	1.465,88	733,30
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2034	2,0	1,0	3911,95	7.823,90	4.227,01	694,98	347,66
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2034	2,0	1,0	5049,30	10.098,60	5.455,96	897,03	448,74
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2034	1,0	1,0	4243,74	4.243,74	2.292,76	376,96	188,57
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4					4,0				
MIG (Terreno Rural)		2034	1,0	1,0	6484,69	6.484,69	3.503,48	576,02	288,15
MIM - 138 kV		2034	1,0	1,0	553,69	553,69	299,14	49,18	24,60
MIM - 230 kV		2034	1,0	1,0	1197,48	1.197,48	646,96	106,37	53,21
LT 230 kV ITAGUAÇU - SÃO SIMÃO, C1 (Nova)						53.327,68	28.811,29	4.736,96	2.369,66
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 30 km		2034	30,0	1,0	980,38	29.411,40	15.890,06	2.612,54	1.306,92
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Itaguaçu	2034	2,0	1,0	5579,91	11.159,82	6.029,30	991,30	495,90
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	São Simão	2034	2,0	1,0	5579,91	11.159,82	6.029,30	991,30	495,90
MIM - 230 kV	São Simão	2034	1,0	1,0	798,32	798,32	431,31	70,91	35,47
MIM - 230 kV	Itaguaçu	2034	1,0	1,0	798,32	798,32	431,31	70,91	35,47
LT 138 kV PORTO COLÔMBIA - FRUTAL 2, C2 (Nova)						27.106,28	14.644,68	2.407,78	1.204,49
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 42 km		2034	42,0	1,0	430,81	18.094,02	9.775,64	1.607,25	804,02
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Porto Colômbia	2034	1,0	1,0	4202,63	4.202,63	2.270,55	373,31	186,75
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Frutal 2	2034	1,0	1,0	4202,63	4.202,63	2.270,55	373,31	186,75
MIM - 138 kV	Frutal 2	2034	1,0	1,0	303,50	303,50	163,97	26,96	13,49
MIM - 138 kV	Porto Colômbia	2034	1,0	1,0	303,50	303,50	163,97	26,96	13,49

Alternativa 3

Alternativa 5					Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						94.478,69	51.043,90	8.392,30	4.198,24
SE 138 kV ITAGUAÇU (Ampliação/Adequação)						44.921,21	24.269,53	3.990,24	1.996,11
1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ		2034	2,0	1,0	7205,73	14.411,46	7.786,06	1.280,13	640,39
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2034	2,0	1,0	4099,82	8.199,64	4.430,01	728,35	364,36
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2034	2,0	1,0	5261,90	10.523,80	5.685,68	934,80	467,63
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2034	1,0	1,0	3526,71	3.526,71	1.905,37	313,27	156,71
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			3,0						
MIG (Terreno Rural)		2034	1,0	1,0	7183,50	7.183,50	3.881,02	638,09	319,20
MIM - 138 kV		2034	1,0	1,0	627,40	627,40	338,96	55,73	27,88
MIM - 230 kV		2034	1,0	1,0	448,70	448,70	242,42	39,86	19,94
LT 138 kV ITAGUAÇU - SÃO SIMÃO, C1 (Nova)						22.451,20	12.129,68	1.994,28	997,64
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 30 km		2034	30,0	1,0	457,04	13.711,20	7.407,73	1.217,93	609,27
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Itaguaçu	2034	1,0	1,0	4093,16	4.093,16	2.211,41	363,58	181,88
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	São Simão	2034	1,0	1,0	4093,16	4.093,16	2.211,41	363,58	181,88
MIM - 138 kV	Itaguaçu	2034	1,0	1,0	276,84	276,84	149,57	24,59	12,30
MIM - 138 kV	São Simão	2034	1,0	1,0	276,84	276,84	149,57	24,59	12,30
LT 138 kV PORTO COLÔMBIA - FRUTAL 2, C2 (Nova)						27.106,28	14.644,68	2.407,78	1.204,49
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 42 km		2034	42,0	1,0	430,81	18.094,02	9.775,64	1.607,25	804,02
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Porto Colômbia	2034	1,0	1,0	4202,63	4.202,63	2.270,55	373,31	186,75
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Frutal 2	2034	1,0	1,0	4202,63	4.202,63	2.270,55	373,31	186,75
MIM - 138 kV	Frutal 2	2034	1,0	1,0	303,50	303,50	163,97	26,96	13,49
MIM - 138 kV	Porto Colômbia	2034	1,0	1,0	303,50	303,50	163,97	26,96	13,49

12.2 Tabelas para verificação relatórios R2 e R4

FICHAS PARA VERIFICAÇÃO DE ADEQUAÇÃO DOS RELATÓRIOS R2 EM RELAÇÃO AO R1 (TRANSFORMADORES)

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2			
Empreendimento: SE 230/138 kV Itaguaçu, 2 x 100 MVA 3 ϕ			
Característica da instalação	Recomendações R1	Considerações R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Potência nominal (MVA)	100		
Tipo (trifásico ou monofásico; autotransformador ou transformador)	Autotransformador trifásico		
Resistência de sequência positiva, 60 Hz (Ω)	-		
Reatância, 60 Hz (%)	12 (Base 100 MVA)		
Ligação dos enrolamentos	Y - Y		
Defasador	-		
Faixa de Steps	0,9/1,1		
OBSERVAÇÕES			

FICHAS PARA VERIFICAÇÃO DE ADEQUAÇÃO DOS RELATÓRIOS R4 EM RELAÇÃO AO R1

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4			
Empreendimento (Tipo A): SE Itaguaçu 230/138 kV			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R4	Justificativas em Caso de Alterações no R4
Área mínima do terreno da subestação (m ²)	18.020 m ²		
Quantitativo de bays planejados por nível de tensão	3 vãos completos de 138kV		
Quantitativo de bays futuros por nível de tensão	-		
Capacidade de interrupção simétrica nominal dos disjuntores (kA)	-		
OBSERVAÇÕES			