



ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA E SOCIOAMBIENTAL DE ALTERNATIVAS:

RELATÓRIO R1

*Aumento da Capacidade de Escoamento de Geração Solar da
Região de Jaíba e Janaúba, no Estado de Minas Gerais*

Agosto de 2020

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



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretário-Executivo do MME

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Reive Barros dos Santos

Secretário de Energia Elétrica

Rodrigo Limp Nascimento

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

José Mauro Ferreira Coelho

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Alexandre Vidigal de Oliveira

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA E SOCIOAMBIENTAL DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

*Aumento da Capacidade de
Escoamento de Geração Solar da
Região de Jaíba e Janaúba, no
Estado de Minas Gerais*



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

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira
Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Equipe Técnica

Análise Técnico-Econômica

Maxwell Cury Júnior (coordenação)
Rafael Theodoro Alves e Mello

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

Sede

SCN, Qd. 01, Bl. C, nº 85, Sl. 1712/1714
70711-902 - Brasília - DF

Escritório Central

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

Nº EPE-DEE-NT-008/2020-rev1

Data: 17/08/2020

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

	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) EPE-DEE-NT-008/2020-rev1 Aumento da Capacidade de Escoamento de Geração Solar da Região de Jaíba e Janaúba, no Estado de Minas Gerais		
Revisões	Data	Descrição sucinta
rev0	05/02/2020	Emissão Original
rev1	17/08/2020	Revisão em razão da confirmação de novos projetos fotovoltaicos centralizados que já assinaram contrato de conexão ou já possuem parecer de acesso emitido.

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

APRESENTAÇÃO

Esta nota técnica tem por objetivo de identificar e recomendar reforços de transmissão de menor porte na região Norte de Minas Gerais, passíveis de entrada em operação comercial antecipada, que possibilitem a diminuição de restrições operativas impostas a projetos em fase adiantada de processo de conexão junto ao ONS.

A revisão 1 desta nota técnica é necessária para reavaliar as condições de atendimento local, em razão da confirmação de projetos solares fotovoltaicos naquela região do estado após a emissão inicial do documento, que ocorreu em fevereiro de 2020. Desde essa data, uma quantidade considerável de projetos avançou nos processos de acesso à rede junto ao ONS, ocupando todo o potencial de escoamento que havia sido identificado naquela oportunidade. Ademais, os pareceres de acesso mais recentes emitidos pelo Operador apontam para restrições severas ao escoamento pleno de alguns projetos, com limitações tanto em regime normal quanto em contingência.

Pelo fato de o reforço indicado na revisão 0 desta NT não ter sido ainda consolidado no Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica (POTEE), e consequentemente não outorgado, julgou-se oportuno fazer uma reavaliação dessa solução, levando em consideração todos os projetos que, desde a emissão inicial desta NT, assinaram contrato de conexão ou fizeram a solicitação formal de acesso ao ONS. Com isso, será possível identificar se há reforços adicionais complementares que mitiguem, mesmo de que forma parcial, as restrições ao escoamento encontradas.

Salienta-se que todas as análises de capacidade de escoamento e de corte de geração presentes neste documento foram conduzidas no contexto de um estudo de planejamento, em que se procura identificar benefícios que reforços podem trazer ao sistema nos horizontes de médio e longo prazo. As conclusões desse documento não substituem, em hipótese alguma, os estudos de conexão conduzidos pelo Operador, que possui horizonte de planejamento de mais curto prazo e utiliza outras premissas e critérios em suas análises.

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO.....	0
SUMÁRIO.....	7
ÍNDICE DE FIGURAS.....	9
ÍNDICE DE TABELAS.....	10
LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS.....	11
1 INTRODUÇÃO.....	12
2 OBJETIVO.....	15
3 CONCLUSÕES.....	16
4 RECOMENDAÇÕES.....	18
5 CRITÉRIOS E PREMISSAS.....	20
5.1 Parâmetros Econômicos.....	20
5.2 Topologia e Mercado.....	20
5.3 Limites de Carregamento.....	20
5.4 Cenários Analisados.....	21
6 DESCRIÇÃO DO SISTEMA.....	23
6.1 Sistema Elétrico de Interesse.....	23
6.2 Principais Obras.....	25
6.3 Desempenho Elétrico da Rede.....	26
6.3.1 Análise em Regime.....	27
6.3.2 Análise em Contingência.....	28
7 REFORÇOS RECOMENDADOS E DESEMPENHO.....	30
7.1 3º Banco de Autotransformadores 500/230 kV SE Janaúba 3.....	30
7.1.1 Condição Normal de Operação.....	30
7.1.2 Cortes de Geração em Contingência.....	31
7.2 4º Banco de Autotransformadores 500/230 kV SE Janaúba 3.....	31
7.2.1 Condição Normal de Operação.....	31
7.2.2 Cortes de Geração em Contingência.....	32
7.3 Conclusões da Análise.....	33
8 CUSTOS DAS OBRAS.....	34
9 AVALIAÇÃO SOCIOAMBIENTAL.....	35
10 REFERÊNCIAS.....	36
11 FICHAS PET/PELP.....	37
12 ANEXOS.....	38
12.1 Distribuição dos Potenciais de GD – Norte de Minas Gerais.....	38

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Sistema de transmissão recomendado no Estudo [2].....	13
Figura 4-1 – 3º e 4º ATR 500/230 kV Janaúba 3 (300/360 MVA)	18
Figura 5-1 – Curva típica de carga SE/CO – fim de semana vs dia de semana	21
Figura 6-1 – Sistema elétrico de interesse com destaque para transformações que são fatores limitantes na região para conexão de potencial solar fotovoltaico.....	23
Figura 6-2 – Carregamento em regime normal – elementos com violação.....	27
Figura 6-3 – Violações em regime normal	28
Figura 6-4 – Carregamentos em contingência	29
Figura 7-1 – Carregamentos em condição normal – com 3º TR.....	30
Figura 7-2 – Corte de geração necessário no barramento 230 kV Jaíba	31
Figura 7-3 – Carregamentos em condição normal – com 4º TR.....	32

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1-1 – Histórico de leilões do ACR com participação de solar fotovoltaica	12
Tabela 4-1 – Reforços recomendados.....	18
Tabela 6-1 – Projetos do ACR considerados nas análises.....	24
Tabela 6-2 – Projetos do ACL considerados nas análises	24
Tabela 6-3 – Projeção Global de GD no Norte de Minas Gerais	25
Tabela 7-1 – Implicações na ocorrência de contingências.....	32
Tabela 8-1 – Detalhamento dos custos da solução recomendada	34

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ATR	Autotransformador
AEGE	Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BD4	Barra dupla 4 chaves
C1	Primeiro Circuito
C2	Segundo Circuito
CD	Circuito Duplo
Cemig-D	Companhia Energética de Minas Gerais - Distribuição
CPST	Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão
CS	Circuito Simples
DJM	Disjuntor-e-meio
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
LD	Linha de Distribuição
LT	Linha de Transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt
NT	Nota Técnica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
POTEE	Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica
PDE	Plano Decenal de Energia
SE	Subestação
SIGEL	Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico
STE	Superintendência de Transmissão de Energia Elétrica da EPE
UFV	Usina Fotovoltaica

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos cinco anos verificou-se um aumento expressivo da participação da fonte solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, impulsionado inicialmente pelos leilões de energia realizados no âmbito do ambiente de contratação regulado (ACR) e, mais recentemente, com projetos se viabilizando também no ambiente de contratação livre (ACL).

No que diz respeito ao ACR, a Tabela 1-1 mostra um histórico dos resultados de leilões de energia realizados a partir de 2013, destacando-se o número de projetos cadastrados, potência ofertada e potência efetivamente contratada.

Tabela 1-1 – Histórico de leilões do ACR com participação de solar fotovoltaica

Leilão	Nº Projetos Cadastrados	Oferta ⁽³⁾ (MW)	Nº Projetos Contratados	Capacidade Contratada (MW)	Data Início Suprimento
A-3/2013	109	1947	0	0	--
2º A-5/2013	148	2611	0	0	--
A-5/2014	225	6095	0	0	--
LER/2014	400	10790	31	889,7	01/10/2017
1º LER/2015 ⁽¹⁾	382	12528	30	833,8	01/08/2017
2º LER/2015	649	13463	33	929,3	01/11/2018
1º LER/2016 ⁽²⁾	295	9210	0	0	--
2º LER/2016 ⁽²⁾	419	13388	0	0	--
A-4/2017	574	18352	20	790,6	01/01/2021
A-4/2018	620	20021	29	807,0	01/01/2022
A-4/2019	751	26253	6	203,7	01/01/2023
A-6/2019	825	29780	11	530,0	01/01/2025

⁽¹⁾ Leilão Exclusivo para contratação de solar fotovoltaica

⁽²⁾ Houve cadastramento, porém, leilão foi cancelado

⁽³⁾ Somente oferta fotovoltaica

Observa-se uma acentuada evolução da quantidade de projetos ofertados a cada leilão, confirmando a atratividade da fonte. Uma contratação maior só não foi observada por conta do baixo crescimento da demanda em anos recentes.

Além do sucesso nos leilões do ACR, a fonte solar centralizada também vem logrando êxito no ACL, porém com maior dificuldade de rastreabilidade por parte da EPE e maior incerteza na sua implantação, quando comparado aos contratos do ACR.

Especificamente na região Norte de Minas Gerais, mesmo com a indicação, por parte da EPE, de reforços de transmissão para a região em anos recentes [1] [2], a grande oferta de projetos na região, com sucessivas solicitações de informação e parecer de acesso no ONS, levantou um alerta sobre um

possível esgotamento da rede regional em futuro próximo. Os reforços recomendados para a região, como a SE 230/138 kV Jaíba, LTs Jaíba – Janaúba 3 C1 e C2 e LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias (ver Figura 1-1) serviram como indutores para o aumento do número de projetos interessados em se conectar nessa região. A disponibilidade de uma rede mais robusta e com mais margem para conexão de projetos aumentou a atratividade dos projetos locais, num volume sensivelmente maior que o vislumbrado no estudo [2].

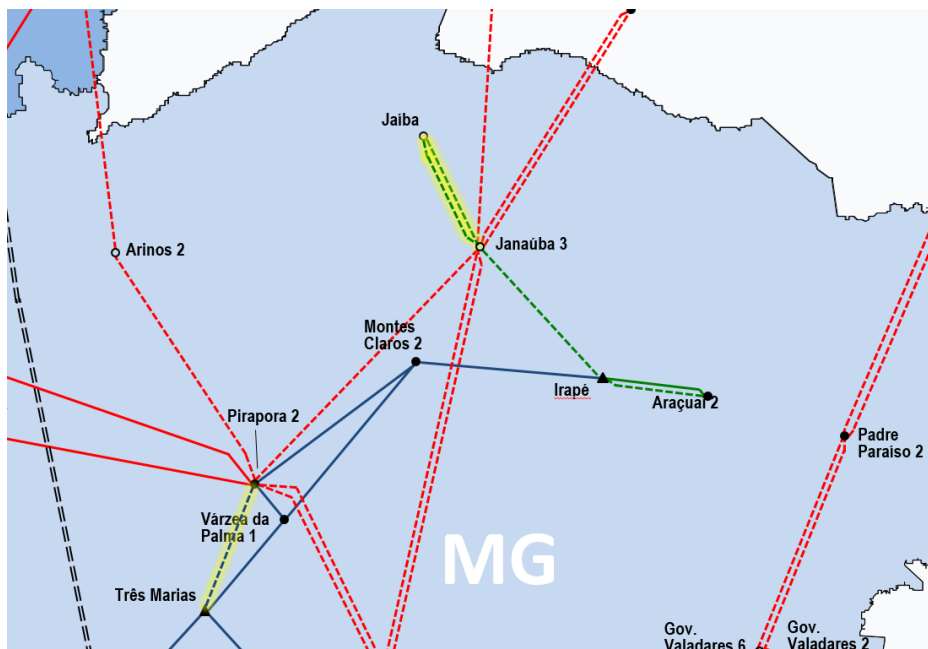


Figura 1-1 – Sistema de transmissão recomendado no Estudo [2]

Nesse contexto, a EPE iniciou em outubro de 2019 um estudo para possibilitar o escoamento dessa geração solar centralizada e distribuída adicional da região Norte e Noroeste de Minas Gerais, considerando um potencial mais expressivo do que o que havia sido vislumbrado no estudo [2]. Esse novo potencial foi definido com base em dados atualizados da ANEEL (SIGEL) [3], do AEGE da EPE [4], do Plano Decenal de Energia (PDE) 2029 [5] e do ONS, por meio dos requerimentos de informação de acesso.

Análises preliminares realizadas no âmbito desse estudo indicaram que, em virtude dos altos montantes de geração fotovoltaica em potencial, reforços estruturais de transmissão de grande monta serão necessários. Esse tipo de reforço, em face de sua grande complexidade, passa por uma série de etapas antes de entrar em operação, como a fase de planejamento, a elaboração de estudos pré-leilão, o leilão de transmissão propriamente dito e o prazo para licitação e construção, que usualmente é de 60 meses. Somando todas essas etapas, vislumbra-se que esses reforços entrariam em operação apenas no ano de 2026.

Muitos dos projetos em potencial presentes na região, segundo dados de informação de acesso do ONS, têm previsão de entrada em operação antes dessa data, a maioria para o ano de 2023. Diante da possibilidade de novos projetos num horizonte de médio prazo, a EPE vislumbrou que é possível indicar, de imediato, reforços de menor monta cuja implementação é mais célere, usualmente

outorgados via processo autorizativo, e que não demandam licenciamento ambiental por ser instalado dentro da área de subestação. Esses reforços estão em consonância com o estudo de reforço estrutural em andamento, e a sua recomendação imediata permitiria a conexão dos projetos já em fase adiantada do processo de acesso, com restrições operativas menos severas.

2 OBJETIVO

O objetivo desta nota técnica é o de identificar e recomendar reforços de transmissão de menor porte na região Norte de Minas Gerais, que possibilitem a diminuição de restrições operativas impostas a projetos em fase adiantada de processo de conexão junto ao ONS. Serão identificados os cenários de carga e geração mais críticos e haverá uma análise dos benefícios desses reforços para a conexão dos projetos em estágio final do processo de acesso no ONS. Será verificado, ainda, se os reforços recomendados possibilitarão o escoamento de potencial adicional em alguns pontos da rede, em consonância com os critérios de acesso atualmente utilizados pelo ONS.

3 CONCLUSÕES

Esta NT recomenda a implantação do 3º e do 4º bancos de autotransformadores 500/230 kV da SE Janaúba 3, cujo processo de outorga deverá iniciar-se de imediato, de forma a possibilitar a sua entrada em operação com a maior brevidade possível. A previsão de entrada em operação é o início do ano de 2023 e o custo previsto é de aproximadamente R\$ 85,6 milhões.

Essa recomendação está inserida no âmbito do estudo de escoamento do potencial solar da região Norte de Minas Gerais – em fase de elaboração na EPE – e que recomendará reforços estruturais de transmissão para a região. Verificou-se que a indicação imediata da 3ª e 4ª unidades transformadoras, antes da finalização do estudo descrito acima, traz ganhos para o sistema regional num prazo mais curto, tendo em vista que tais reforços possuem implantação célere por não necessitarem de licenciamento ambiental. Adicionalmente, os reforços são parte integrante da solução estrutural que está sendo definida, de forma que não há arrependimento na antecipação dessas recomendações.

Para mensurar os ganhos que a implantação deste reforço traz para o aumento da capacidade de escoamento regional, utilizou-se critério semelhante ao das análises realizadas pelo ONS nos estudos de acesso, em que se permitem restrições operativas para os projetos até a entrada em operação de uma solução estrutural. Como a solução estrutural está em fase de planejamento pela EPE, essa abordagem foi apropriada para mensurar os benefícios dos reforços.

Considerando esse critério, as análises presentes no item 7 deste documento ratificam a necessidade do 3º banco de autotransformadores 500/230 kV da SE Janaúba 3, que havia sido recomendado na emissão original desta nota técnica. Esse reforço é imprescindível para o escoamento dos montantes indicados nos pareceres de acesso já emitidos pelo ONS, eliminando sobrecargas de até 45% na transformação 500/230 kV da SE Janaúba 3, em regime normal de operação.

Além da ratificação desse reforço, verificou-se que há benefícios na indicação do 4º banco de autotransformadores 500/230 kV da SE Janaúba 3. Os benefícios imediatos desse reforço são listados a seguir:

- diminuição ou eliminação da necessidade de corte de geração em caso de contingências na Rede Básica, como a contingência da LT 345 kV Montes Claros 2 – Irapé e a contingência de uma unidade transformadora 500/230 kV da SE Janaúba 3.

Desta forma, os reforços recomendados fornecem maior flexibilidade ao Operador, que poderá, segundo seus critérios e premissas, permitir a conexão de um potencial maior que o verificado até o momento.

Por último, verifica-se que a 5ª unidade transformadora 500/230 kV não traria ganhos para o escoamento de um potencial maior de projetos na região. Os fatores limitantes para o escoamento de projetos na região passam a ser elementos da rede 138 kV local, até que a solução estrutural seja

implantada. Mesmo que medidas operativas fossem tomadas, o carregamento em regime normal de operação dos dois circuitos da LT 230 kV Jaíba – Janaúba 3 seria violado antes do carregamento da transformação 500/230 kV com a 4ª unidade transformadora. Uma expansão maior dessa transformação está sendo avaliada no contexto do estudo estrutural em andamento, em conjunto com outros reforços.

4 RECOMENDAÇÕES

Com base nas análises efetuadas, recomenda-se:

- Que seja implantado o plano de obras que consta na Tabela 4-1 e ilustrado na Figura 4-1, referente ao 3º e 4º bancos de autotransformadores 500/230 kV da SE Janaúba 3. A partir de 2023, este reforço possibilitará a redução das restrições impostas a projetos solares fotovoltaicos na região de influência desta SE, segundo avaliações de viabilidade técnica de conexão emitidas recentemente pelo ONS [13].

Tabela 4-1 – Reforços recomendados

Nome	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais		Ano
			Qtde	Descrição	
Janaúba 3	500	DJM	2	Módulo de Conexão de Transformador	2023
			2	Módulo de Interligação de Barras	
	500/230	-	6	Unidades de Transformação Monofásicas 500/√3 - 230/√3 – 13,8 kV de 100 MVA cada (3º e 4º bancos de 300/360 MVA)	2023
	230	BD4	2	Módulo de Conexão de Transformador	2023

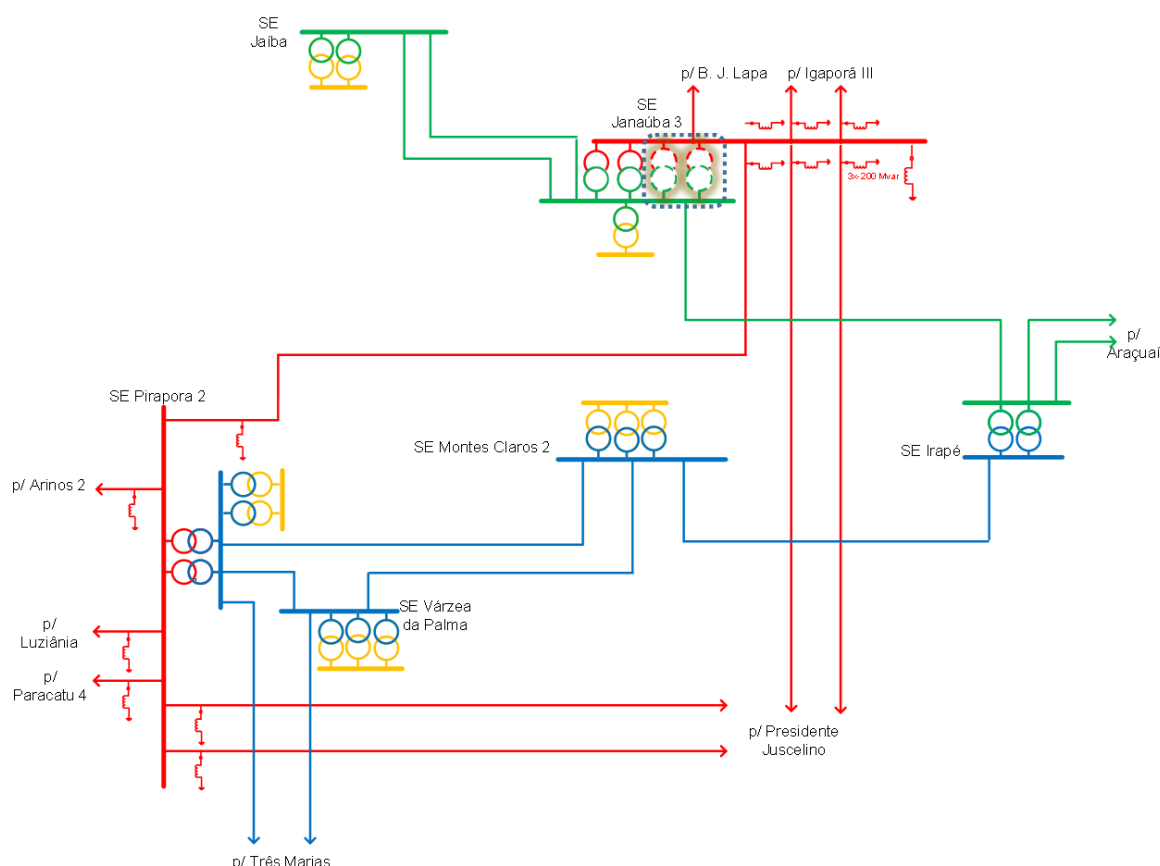


Figura 4-1 – 3º e 4º ATR 500/230 kV Janaúba 3 (300/360 MVA)

- Que o 3º e o 4º bancos de autotransformadores da SE Janaúba 3 possuam as mesmas características elétricas e construtivas das duas unidades que estão em implantação, de forma que seja possível a adequada operação das quatro unidades em paralelo e o controle paralelo dos tapes.

5 CRITÉRIOS E PREMISSAS

Por se tratar de uma nota simplificada – e não de um estudo de expansão propriamente dito, com alternativas de expansão – os critérios utilizados nas análises serão ligeiramente diferentes dos usualmente utilizados em estudos de planejamento. Foram analisados apenas os anos de 2023 – que é o prazo mínimo para entrada de um possível reforço via autorização – e o ano de 2025, que precede o ano previsto de entrada dos reforços estruturais que serão recomendados em estudo específico em andamento. O objetivo é permitir a conexão de projetos, mesmo que inicialmente com algumas limitações de capacidade. Essa possibilidade é mencionada na resolução normativa nº 666/2015 [6] da ANEEL, em seu Art. 2:

§11. Os MUST solicitados por usuários de que trata o caput poderão estar sujeitos a restrições do sistema de transmissão em regime normal de operação por até 3 (três) anos subsequentes à contratação, sendo que as limitações deverão estar indicadas no respectivo Parecer de Acesso e as soluções incluídas no Plano de Ampliação e Reforços – PAR.

Embora essa menção referencie usuários de consumo e distribuidoras, esse entendimento tem sido adotado também para agentes de geração nos estudos de acesso realizados pelo ONS, de acordo com o disposto no decreto nº 2655/1998 [7], que garante tratamento não discriminatório a todos os usuários da rede (Art. 7º, inciso I).

Para elaboração da documentação necessária para se recomendar uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica foram consideradas, ainda, as diretrizes constantes no documento “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica” [8], da EPE.

Os critérios e procedimentos adotados neste estudo também estão de acordo com o documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - CCPE/CTET” [9].

5.1 Parâmetros Econômicos

Os custos dos equipamentos dos reforços analisados foram atualizados com base no documento Custos Modulares da ANEEL – maio de 2019 (EPE-DEE-IT-054/2019) [10].

5.2 Topologia e Mercado

As simulações de fluxo de potência foram atualizadas tomando como base os casos de fluxo de potência do Plano Decenal de Energia (PDE) 2029, disponibilizado em 05/12/2020 [11]. As projeções de demanda foram informadas pela distribuidora local em função da solicitação de dados usualmente feita para elaboração do Plano Decenal.

5.3 Limites de Carregamento

Os limites de carregamento das linhas e transformadores existentes, para as condições de operação normal e de emergência de curta duração, são os valores informados nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST).

Para as linhas de transmissão futuras deverão ser utilizados valores definidos no processo de licitação/autorização e informados pelos agentes ou por valores típicos definidos pela EPE. Os transformadores novos consideraram limite de emergência de 120% por 4 horas.

Para outros elementos, foram adotados os limites operativos indicados nos seguintes documentos:

- Procedimentos de Rede – “Submódulo 2.3 Requisitos mínimos para transformadores e para subestações e seus equipamentos”;
- Procedimentos de Rede – “Submódulo 23.3 Diretrizes e Critérios Para Estudos Elétricos”.

5.4 Cenários Analisados

Por se tratar de escoamento de potencial solar, foram utilizados, para essa análise específica, apenas cenários que envolvem o período diurno, de forma a representar as horas do dia em que há maior injeção de potência na rede. Foram utilizados, além dos casos usuais de carga média, um caso de carga leve que representa o período diurno referente a finais de semana e feriados. Dados históricos indicam que os patamares de carga do período diurno de fim de semana e feriados é compatível com o período de carga leve (madrugada) dos dias de semana. A Figura 5-1 ilustra essa constatação, para o submercado Sudeste/Centro-Oeste. As áreas em amarelo indicam os horários em que se verificam os maiores níveis de geração solar e a área em azul claro refere-se ao período de carga leve de dia de semana (segunda-feira). Verifica-se que é compatível utilizar os dados de carga leve de dia de semana para simular o comportamento da rede durante o período diurno do fim de semana.

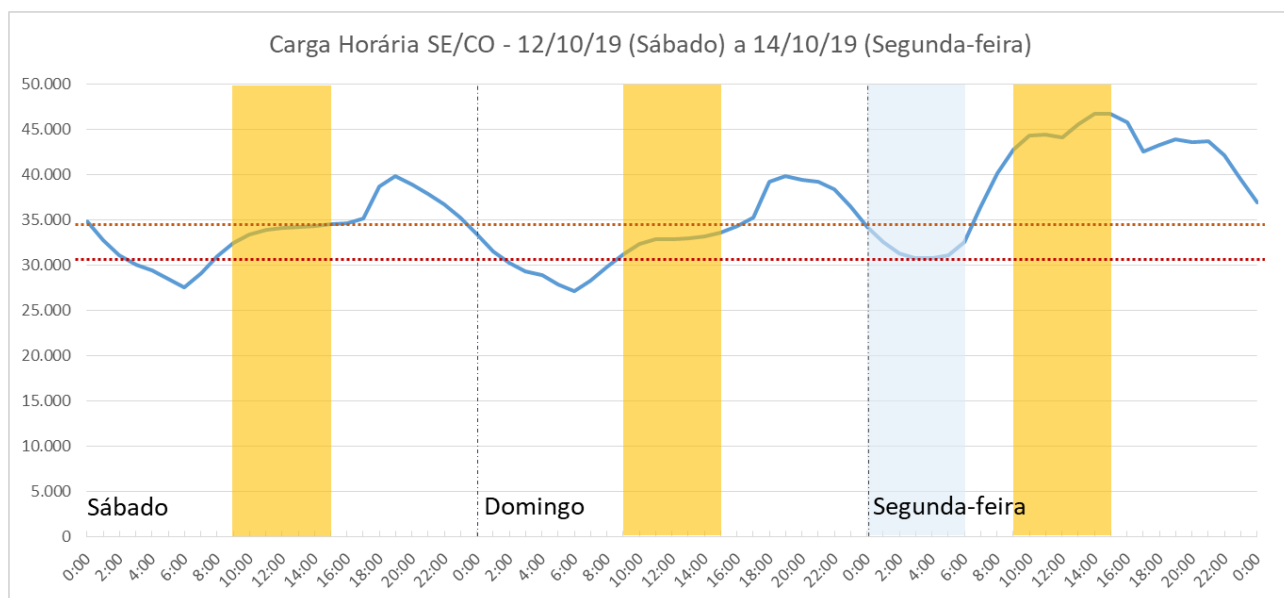


Figura 5-1 – Curva típica de carga SE/CO – fim de semana vs dia de semana

Desta forma, um total de três cenários foram analisados:

- 1) Cenário Norte Úmido – Carga Média: neste cenário verificam-se os maiores níveis de intercâmbio entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste, com geração eólica máxima para período úmido;
- 2) Cenário Nordeste Seco – Carga Média: neste cenário verificam-se altos carregamentos na interligação 500 kV Nordeste-Sudeste, com geração eólica máxima para período seco;
- 3) Cenário Nordeste Seco – Período Diurno Fim de Semana (Carga Leve): maior exportação líquida da região Norte de Minas Gerais, em razão da carga baixa e alta geração solar.

6 DESCRIÇÃO DO SISTEMA

6.1 Sistema Elétrico de Interesse

No âmbito do estudo estruturante em elaboração pela EPE, a área de interesse do estudo engloba toda a Rede Básica das regiões Norte, Noroeste e Central do estado de Minas Gerais, além da rede de distribuição da Cemig-D com tensão de 138 kV.

Essa nota específica, porém, tem como alvo transformações de fronteira e de Rede Básica que tenham se apresentado como fatores limitantes nas análises preliminares desse estudo mais global. Dentro desse contexto, duas transformações foram identificadas como fatores limitantes para o escoamento de novos projetos solares para a região: (i) a transformação 500/230 kV da SE Janaúba 3; e (ii) a transformação 500/345 kV da SE Presidente Juscelino. A Figura 6-1 mostra a rede da região de forma georreferenciada.

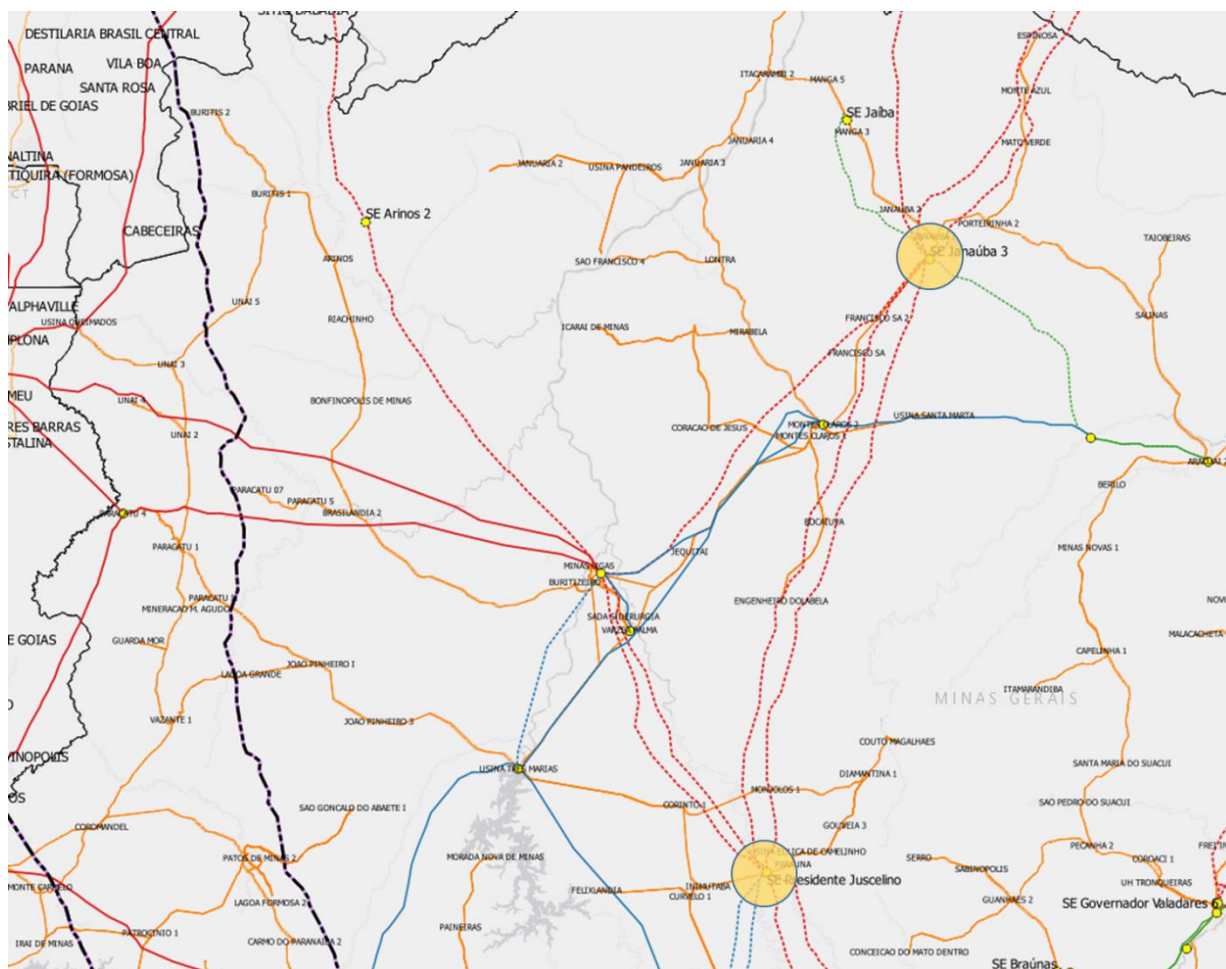


Figura 6-1 – Sistema elétrico de interesse com destaque para transformações que são fatores limitantes na região para conexão de potencial solar fotovoltaico

Enquanto no primeiro caso se observa um impacto mais regional – sobrecargas em contingência e até em regime normal impedem a conexão de novo projetos – no segundo caso a sobrecarga é influenciada pelo nível de intercâmbio praticado entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste. Isso implica que, para

o caso da transformação 500/345 kV de Presidente Juscelino, outros reforços estruturais em estudo na EPE poderão ser mais adequados que a simples duplicação da transformação 500/345 kV desta SE. Desta forma, será alvo desta nota apenas a transformação 500/230 kV de Janaúba 3, cujo possível reforço é parte integrante das obras estruturantes em análise.

Essa transformação é o principal fator limitante para a conexão de empreendimentos solares nos barramentos 230 kV de Janaúba 3 e Jaíba, assim como na rede local 138 kV local da Cemig-D. Para fazer esta análise, as seguintes considerações foram tomadas:

- Foram considerados, além dos projetos já em operação, todos os projetos solares da região vencedores de leilões de energia do ACR que se encontram listados na Tabela 6-1.

Tabela 6-1 – Projetos do ACR considerados nas análises

Empreendimento	Potência Instalada	Data de Entrada Contratual	Ponto de Conexão	Situação
UFV Francisco Sá 1, 2 e 3	90,0 MW	Janeiro/2022	Secc. LD 138 kV Francisco Sá 1 – Janaúba 3	Vencedora Leilão A-4/2018
UFV Jaíba 3, 4 e 9	79,9 MW	Janeiro/2022	Secc. LD 138 kV Manga 3 – Janaúba 1	Vencedora Leilão A-4/2018
UFV Jaíba SE1	40,0 MW	Janeiro/2023	Secc. LD 138 kV Manga 3 – Janaúba 1	Vencedora Leilão A-4/2019
Total	209,9 MW			

- Foram considerados todos os projetos do ACL que, além de terem outorga da ANEEL, possuem contrato de conexão assinado, parecer de acesso válido emitido pelo ONS ou pela distribuidora ou pelo menos parecer de acesso em elaboração. Os projetos do ACL nesta situação estão listados na Tabela 6-2.

Tabela 6-2 – Projetos do ACL considerados nas análises

Empreendimento	Potência Instalada	Data de Entrada	Ponto de Conexão	Situação
UFV Léo Silveira 1 a 10	495,0 MW	Nov/2021	SE Pirapora 2 345 kV	Parecer de Acesso emitido e CUST assinado.
UFV AC VII a X	160,0 MW	Out/2022	SE Jaíba 230 kV	Parecer de Acesso emitido e CUST assinado.
UFV Jaíba N, O, NE1 e NO1	123,0 MW	Jan/2023	SE Jaíba 138 kV	Parecer de Acesso emitido e CUST assinado.
UFV AC III a VI e XV a XXIII	520,0 MW	Out/2022	SE Jaíba 230 kV	Parecer de Acesso emitido e válido, CUST assinado.

UFV Janaúba 1 a 10	500,0 MW	Jul/2022	SE Janaúba 3 500 kV	Parecer de Acesso emitido e válido
UFV Janaúba 11 a 20	500,0 MW	Jul/2023	SE Janaúba 3 500 kV	Parecer de Acesso emitido e válido
UFV Jaíba C, CE, CO, CS, L1, NE3, NE2, NO2, S, SE2, SO, CN e L2	500,0 MW	Jan/2024	SE Jaíba 230 kV	Parecer de Acesso emitido e válido
Total	2798 MW			

- Foram considerados os montantes esperados de geração distribuída (GD) para região Norte de Minas Gerais, que foram estimados com base nos números atuais de GD em operação, nas projeções do PDE 2029 e em informações fornecidas pela distribuidora local, a Cemig-D. Os montantes globais considerados para a região Norte de Minas Gerais para os anos 2023 e 2025 são mostrados na Tabela 6-3 e a forma como eles foram distribuídos entre os barramentos 138 kV locais pode ser encontrada no anexo 12.1 desta nota técnica.

Tabela 6-3 – Projeção Global de GD no Norte de Minas Gerais

Ano	Montante Global de GD considerado no Norte de MG
2023	376,0 MW
2025	609,0 MW

6.2 Principais Obras

Os principais reforços que são relevantes para a área sob análise desta NT foram as recomendadas nos seguintes estudos mais recentes realizados pela EPE, que se referem aos ativos para o aumento da interligação Nordeste-Sudeste e para possibilitar a conexão de projetos solares na região:

- EPE-DEE-RE-148/2014 - Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste [1]
- EPE-DEE-RE-031/2017 - Estudo Prospectivo para Escoamento do Potencial Solar das Regiões Norte e Noroeste de Minas Gerais [2]

No caso deste último, a LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias, que está no rol de soluções, tem previsão de entrada em operação no início de 2024.

O estudo EPE-DEE-RE-053/2019 [12] que recentemente recomendou um novo eixo de interligação entre Nordeste e Sudeste passando pela Bahia e Espírito Santo, não será considerado na presente análise, visto que o início da entrada em operação será o ano de 2026, fora do horizonte desta análise específica.

6.3 Desempenho Elétrico da Rede

A abordagem a ser adotada nessa seção será diferente da adotada na emissão inicial do documento. Naquele momento, os processos de conexão dos projetos identificados na Tabela 6-2 não estavam tão avançados, e optou-se por calcular, de forma genérica, a capacidade de escoamento nos barramentos de 230 kV da SE Janaúba 3 e da SE Jaíba. Com a evolução do processo de conexão e a eventual assinatura de contrato por parte de alguns projetos – com consequente ocupação da capacidade de escoamento desses pontos da rede – foi necessário fazer a análise a partir de outro ângulo. Em vez de se analisar o potencial adicional de escoamento, o intuito é verificar quais reforços de pequena monta trariam benefícios para o escoamento dos projetos listados na Tabela 6-2, reduzindo restrições nas condições de conexão.

Dois fatos são relevantes para essa análise. Primeiramente, o fato de que a expansão da transformação 500/230 kV da SE Janaúba 3 é parte integrante da solução estrutural que está sendo estudada pela EPE. Desta forma, uma possível expansão desta transformação em data anterior à da solução estrutural está totalmente harmonizada com o planejamento de longo prazo.

Em seguida, é importante mencionar que alguns dos projetos mencionados na Tabela 6-2 só puderam se conectar em razão do 3º banco de autotransformadores 500/230 kV da SE Janaúba 3, recomendado na emissão inicial desse documento. O intuito desta revisão é confirmar esse reforço e verificar se um possível 4º banco de autotransformadores acarretaria a eliminação ou a diminuição de restrições apontadas nos pareceres de acesso emitidos pelo ONS.

Tomou-se como ponto de partida para os casos de trabalho a conclusão da avaliação de viabilidade técnica de conexão mais recente emitida pelo ONS [13], referente ao projeto Jaíba C, CE, CO, CS, L1, NE3, NE2, NO2, S, SE2, SO, CN e L2. Nas conclusões deste documento menciona-se que, dos 500 MW de potência instalada do projeto, 280 MW poderão ser restritos em condição normal de operação – ou seja, apenas 220 MW do projeto ou 44% da potência instalada poderá ser despachada em regime. Adicionalmente, poderá ser necessário restringir toda a capacidade de geração da planta em caso de contingências, como por exemplo a perda de uma unidade da transformação 500/230 kV da SE Janaúba 3. Essas conclusões consideram a presença do 3º banco de autotransformadores desta SE, recomendado na emissão inicial da presente nota.

Desta forma, nos casos de trabalho da EPE foi considerado esse projeto específico gerando apenas 44% da sua capacidade e os demais gerando 90%, simulando um momento com boa irradiação solar. Apesar de a previsão de entrada em operação deste projeto ser janeiro de 2024, ele foi considerado no caso 2023, que cobre o período úmido de final de 2023 e início de 2024. Ademais, foi considerado um fator de capacidade de 75% para os projetos de GD, considerando a sua menor eficiência em relação aos projetos centralizados.

Foram feitas duas análises neste diagnóstico. Na primeira, foram conduzidas análises em regime permanente, em que foram monitorados fluxos e tensões sem que qualquer contingência ocorra no

sistema. Na segunda, verificou-se o desempenho do sistema em contingência, em especial a contingência de uma unidade transformadora 500/230 kV da SE Janaúba 3. Nesta etapa de diagnóstico serão considerados apenas o 1º e 2º bancos 500/230 kV da SE Janaúba 3, já que o intuito é confirmar que reforços permanecem sendo necessários, mesmo com as alterações de premissa da presente revisão 1 desta nota técnica.

6.3.1 Análise em Regime

Nesse contexto, verifica-se que, mesmo restringindo o projeto Jaíba C, CE, CO, CS, L1, NE3, NE2, NO2, S, SE2, SO, CN e L2 a apenas 44% da sua potência instalada, há violação de carregamento em regime normal nesta transformação em todos os cenários. Adicionalmente, verificam-se violações em alguns circuitos 138 kV regionais, como a LD 138 kV Francisco Sá 1 – Montes Claros 2 e LD 138 kV Jaíba 4 – Janaúba 1. A Figura 6-2 ilustra essas violações, considerando apenas a 1ª e a 2ª unidades transformadoras 500/230 kV já em implantação.

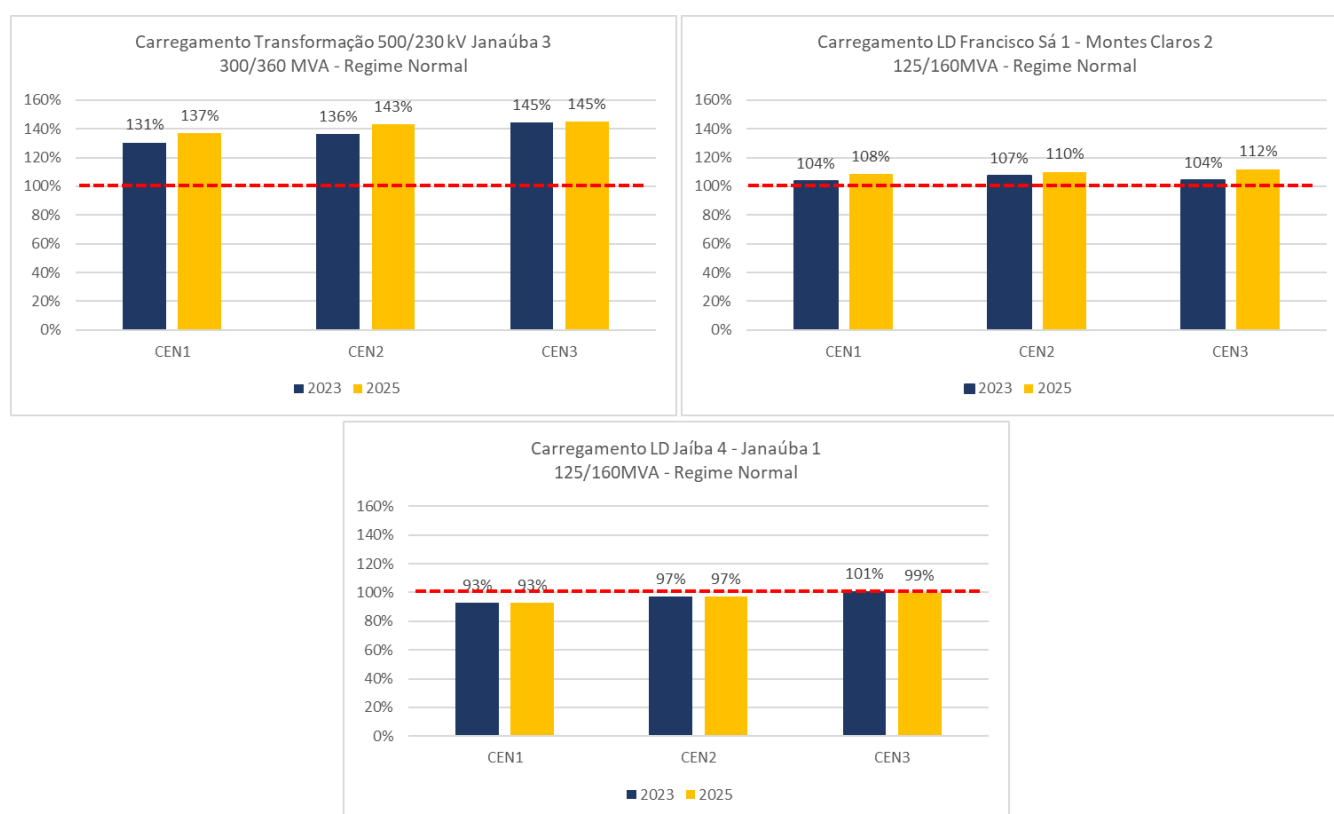


Figura 6-2 – Carregamento em regime normal – elementos com violação

Verifica-se que a atual transformação não é capaz de escoar todo o potencial de projetos em Jaíba, mesmo considerando a restrição imposta ao projeto Jaíba C, CE, CO, CS, L1, NE3, NE2, NO2, S, SE2, SO, CN e L2, identificada pelo ONS. Os carregamentos altos nos circuitos 138 KV são também efeito da conexão prévia de alguns projetos no sistema 138 kV regional, como os projetos UFV Jaíba 3, 4, 9, SE1 e os projetos Francisco Sá 1, 2 e 3.

A Figura 6-3 ilustra os pontos em que houve violações no pior caso, referente ao cenário 3, ano 2025.

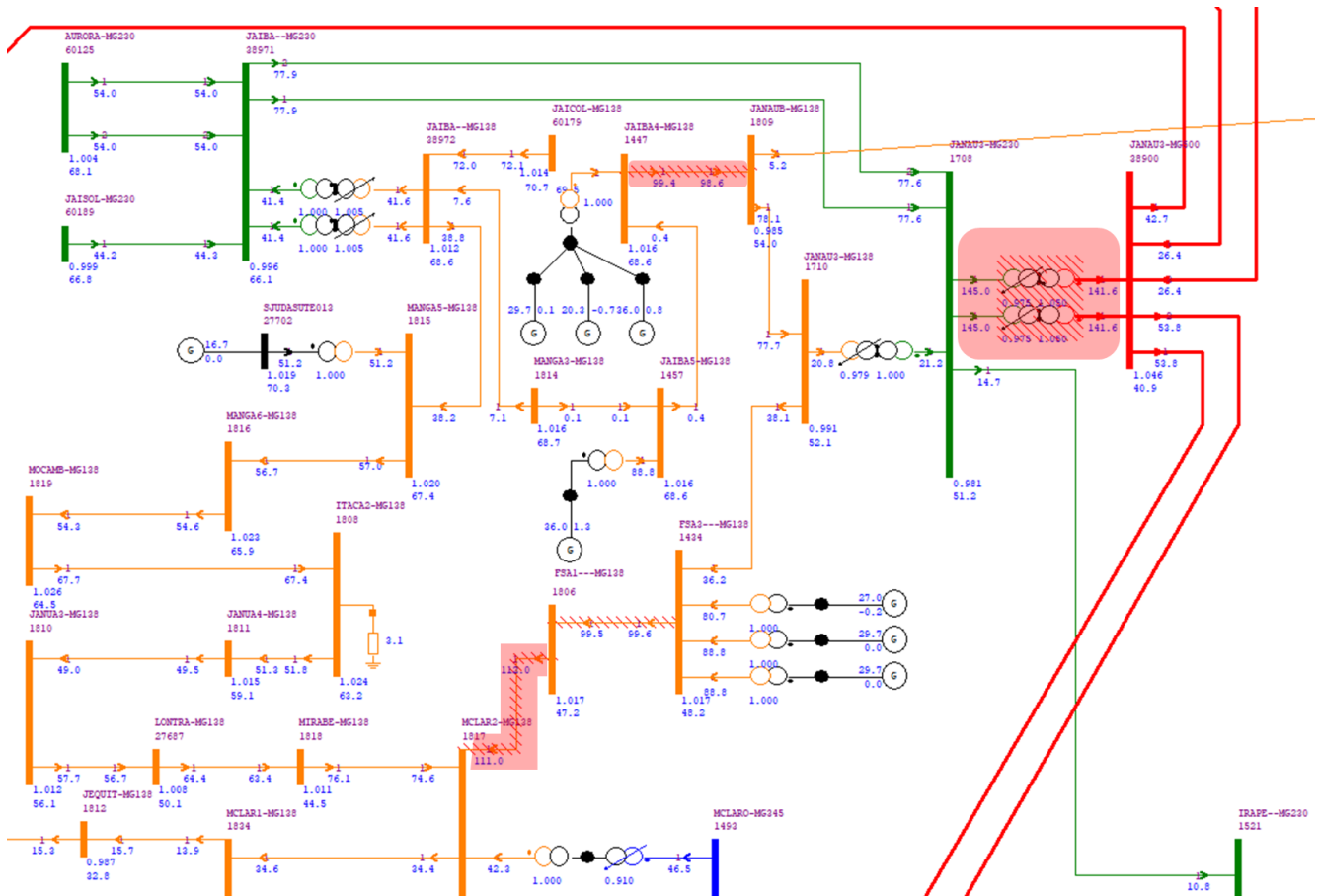


Figura 6-3 – Violações em regime normal

6.3.2 Análise em Contingência

Considerando os projetos mencionados na Tabela 6-1, na Tabela 6-2 e na Tabela 6-3, e utilizando os critérios usuais de planejamento da transmissão (N-1), a contingência de uma unidade da transformação 500/230 kV de Janaúba 3 tem um efeito ainda mais preocupante que o verificado em regime, que poderia levar ao desligamento de toda a transformação 500/230 kV. Os carregamentos que em teoria seriam observados contam na Figura 6-4. Houve alívio percentual nas linhas de distribuição porque está sendo considerada a sua capacidade de emergência, que é de 160 MVA. Mesmo assim, ainda ocorrem violações marginais.

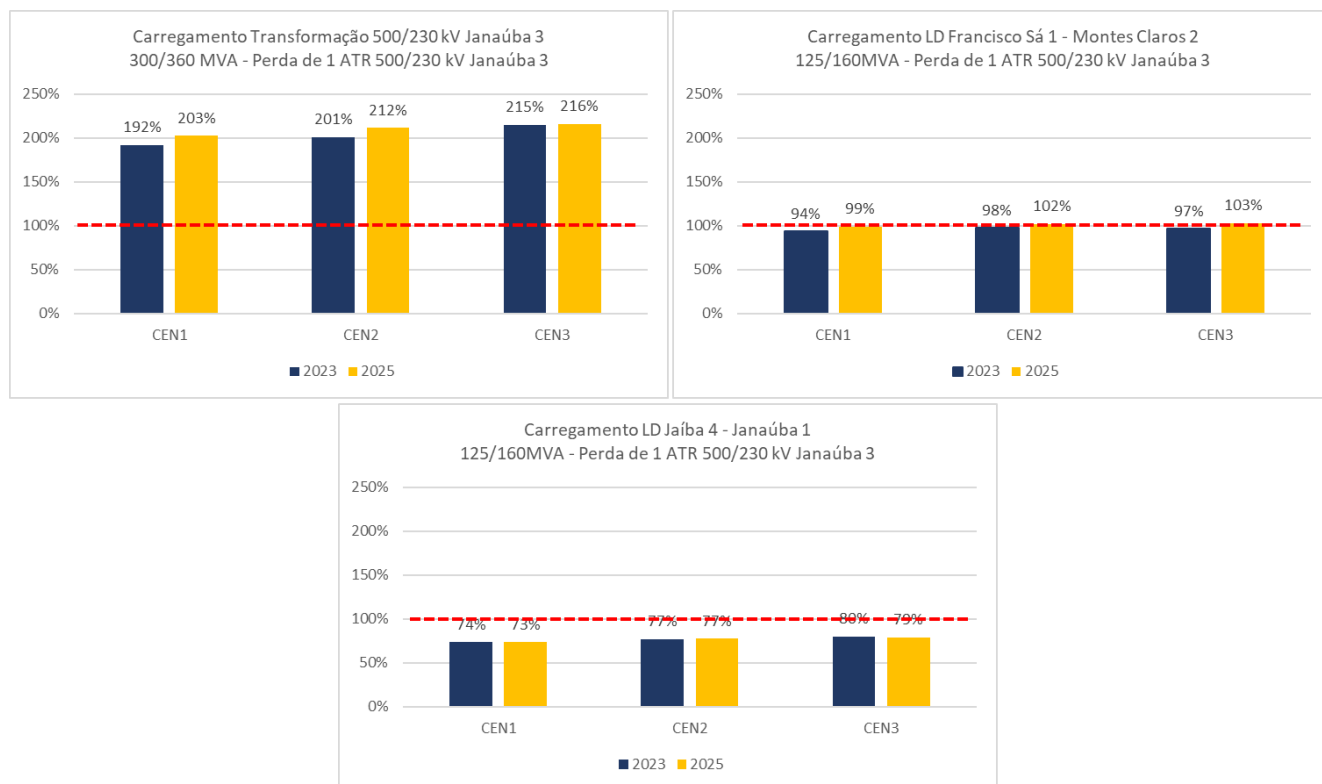


Figura 6-4 – Carregamentos em contingência

A conclusão do diagnóstico é de que, sem uma expansão da transformação 500/230 kV da SE Janaúba 3, os projetos que solicitaram mais recentemente o acesso em Jaíba sofreriam grandes restrições em regime ou até mesmo teriam o acesso negado, por violarem carregamento em elementos da rede em regime normal. Desta forma, fica claro que é necessária uma expansão dessa transformação, cujos benefícios serão avaliados na próxima sessão.

7 REFORÇOS RECOMENDADOS E DESEMPENHO

A análise dos reforços será dividida em duas etapas. A primeira visa confirmar a necessidade do 3º banco de autotransformadores 500/230 kV, cuja necessidade é esperada em razão dos resultados da etapa de diagnóstico. Serão demonstradas e mensuradas as restrições a que estarão submetidos os projetos após a inclusão desse reforço. Numa segunda etapa, será incluído o 4º banco e novamente calculadas as restrições impostas ao pleno escoamento dos projetos. Esses resultados serão comparados aos obtidos na primeira etapa, de forma a se verificar algum benefício em se implantar a 4ª unidade transformadora.

7.1 3º Banco de Autotransformadores 500/230 kV SE Janaúba 3

7.1.1 Condição Normal de Operação

Nesta análise, foi incluído nos casos de trabalho apenas o 3º banco 500/230 kV da SE Janaúba 3, e tabelados os fluxos e tensões. Em regime normal, considerando a atuação de SEP para contingências, verifica-se conclusão muito semelhante à apresentada pelo ONS em [13], de que é possível escoar aproximadamente os 44% da potência instada do projeto Jaíba C, CE, CO, CS, L1, NE3, NE2, NO2, S, SE2, SO, CN e L2, além dos demais projetos constantes na Tabela 6-2, com fator de capacidade instantâneo de 90%. Não foram observados problemas de controle de tensão nesta situação. A Figura 7-1 mostra os carregamentos dos elementos que se apresentaram como restrição, para os anos 2023 e 2025, nos três cenários analisados.



Figura 7-1 – Carregamentos em condição normal – com 3º TR

Verifica-se que, nessas condições, se alcança o carregamento nominal tanto da transformação 500/230 kV da SE Janaúba 3 quanto dos circuitos 138 kV Francisco Sá 1 – Montes Claros 2 e Jaíba 4 – Janaúba 1. Em todos os cenários esses elementos alcançam o carregamento nominal simultaneamente, impedindo o escoamento de uma potência maior na região SE Jaíba.

7.1.2 Cortes de Geração em Contingência

Foi verificado que, quando o sistema opera na situação descrita no item anterior, a contingência simples de um dos três elementos da Rede Básica mencionados a seguir pode implicar na necessidade de corte de geração no barramento 230 kV de Jaíba:

- perda de um circuito da LT 230 kV Jaíba – Janaúba 3;
- perda da LT 345 kV Montes Claros 2 – Irapé;
- perda de 1 das unidades transformadoras 500/230 kV Janaúba 3.

Esta última foi verificada como a mais restritiva delas, e, portanto, serão apresentados os resultados apenas para essa contingência, conforme Figura 7-2.

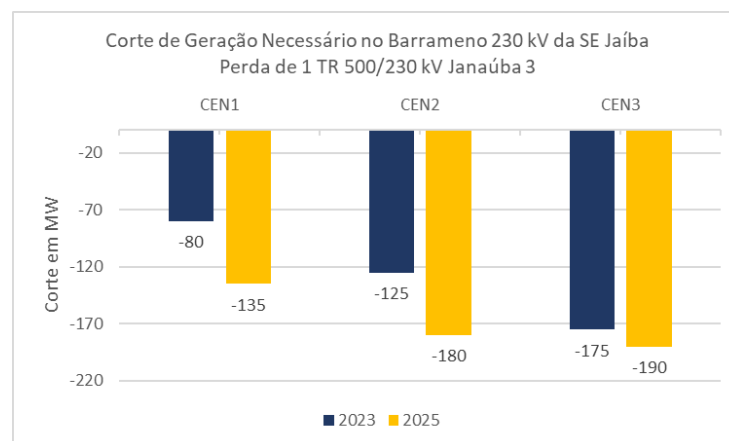


Figura 7-2 – Corte de geração necessário no barramento 230 kV Jaíba

Observa-se que, em contingência, pode ser necessário o corte de até 190 MW de geração no barramento 230 kV da SE Jaíba para trazer o carregamento dos dois transformadores 500/230 kV remanescentes da SE Janaúba 3 para os limites de emergência, que é de 360 MVA.

7.2 4º Banco de Autotransformadores 500/230 kV SE Janaúba 3

Simulações similares às realizadas no item 7.1 serão conduzidas novamente nesta seção, mas desta vez incluindo a 4ª unidade transformadora 500/230 kV da SE Janaúba 3.

7.2.1 Condição Normal de Operação

Verificou-se que a inclusão do 4º banco de transformadores reduziu a reatância equivalente da transformação 500/230 kV da SE Janaúba 3, com alívio marginal nas LDs 138 kV Francisco Sá 1 –

Montes Claros 2 e Jaíba 4 – Janaúba 1. No entanto, não foi suficiente para injeção substancial de potencial nessa região. A Figura 7-3 mostra os carregamentos dos elementos mais relevantes, considerando a presença do 4º banco.



Figura 7-3 – Carregamentos em condição normal – com 4º TR

Verifica-se que, com o 4º banco de autotransformadores 500/230 kV da SE Janaúba 3 essa transformação deixa de ser o fator limitante. No entanto, os carregamentos das linhas de distribuição 138 kV continuam limitando o escoamento completo de todo o potencial no barramento 230 kV da SE Jaíba.

7.2.2 Cortes de Geração em Contingência

Quando comparado ao caso com apenas três bancos de transformadores 500/230 kV na SE Janaúba 3, apenas uma das três contingências identificadas no item 7.1.2 permanece demandando corte de geração no barramento 230 kV de Jaíba. A Tabela 7-1 mostra essa comparação.

Tabela 7-1 – Implicações na ocorrência de contingências

Contingência	Implicação com 3º Banco 500/230 kV Janaúba 3	Implicação com 4º Banco 500/230 kV Janaúba 3
LT 230 kV Jaíba – Janaúba 3 C1 ou C2	Sem corte de geração	Sem corte de geração
LT 345 kV Montes Claros 2 – Irapé	Corte de geração até 100 MW	Sem corte de geração
1 Banco de Transformadores 500/230 kV Janaúba 3	Corte de geração até 190 MW	Sem corte de geração

Nas condições de despacho apresentadas no item 7.2.1, verifica-se que o 4º banco de autotransformadores 500/230 kV da SE Janaúba 3 traz benefícios à operação do sistema, eliminando a necessidade de corte de geração na ocorrência de duas contingências da Rede Básica.

7.3 Conclusões da Análise

O resultado das análises elétricas considerando os projetos mencionados na Tabela 6-2 ratifica a necessidade do 3º banco de autotransformadores 500/230 kV da SE Janaúba 3, que havia sido recomendado na emissão inicial desta nota técnica. Esse reforço é imprescindível para o escoamento dos montantes indicados nos pareceres de acesso já emitidos pelo ONS, eliminando sobrecargas de até 45% na transformação 500/230 kV da SE Janaúba 3, em regime.

Além da ratificação desse reforço, verificou-se que há benefícios na indicação do 4º banco de autotransformadores 500/230 kV da SE Janaúba 3, com capacidade de 300/360 MVA. Os benefícios imediatos desse reforço são listados a seguir:

- diminuição ou eliminação da necessidade de corte de geração em caso de contingências na Rede Básica, como a contingência da LT 345 kV Montes Claros 2 – Irapé e a contingência de uma unidade transformadora 500/230 kV da SE Janaúba 3.

Desta forma, os reforços recomendados fornecem maior flexibilidade ao Operador, que poderá, segundo seus critérios e premissas, permitir a conexão de um potencial maior que o verificado até o momento.

Por último, verifica-se que a 5ª unidade transformadora 500/230 kV não traria ganhos para o escoamento de um potencial maior de projetos na região. Observa-se-se que os fatores limitantes para o escoamento de projetos na região passam a ser elementos da rede 138 kV local. Mesmo que medidas operativas fossem tomadas, o carregamento em regime normal de operação dos dois circuitos da LT 230 kV Jaíba – Janaúba 3 seria violado antes do carregamento da transformação 500/230 kV com a 4ª unidade transformadora. Uma expansão maior dessa transformação está sendo avaliada no contexto do estudo estrutural em andamento, em conjunto com outros reforços.

8 CUSTOS DAS OBRAS

Os custos relacionados ao reforço recomendado por essa nota técnica totalizarão aproximadamente R\$ 85,6 milhões, de acordo com detalhamento mostrado na Tabela 8-1. Estima-se que o prazo de execução seja de aproximadamente 24 meses após a definição da outorga.

Tabela 8-1 – Detalhamento dos custos da solução recomendada

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)	
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total
						85,552.84
SE 500/230/138 kV JANAÚBA 3 (Ampliação/Adequação)						85,552.84
3° ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ		2023	3.0	1.0	6505.61	19,516.84
4° ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ		2023	3.0	1.0	6505.61	19,516.84
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2023	2.0	1.0	5541.25	11,082.50
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2.0	1.0	8825.53	17,651.07
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2.0	1.0	8511.63	17,023.25
MIM - 230 kV		2023	1.0	1.0	160.73	160.73
MIM - 500 kV		2023	1.0	1.0	601.61	601.61

9 AVALIAÇÃO SOCIOAMBIENTAL

Não se aplica.

10 REFERÊNCIAS

- [1]. “Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste”, EPE-DEE-RE-148/2014-r3 – outubro/2015
- [2]. “Estudo Prospectivo para Escoamento do Potencial Solar das Regiões Norte e Noroeste de Minas Gerais”, EPE-DEE-RE-031/2017-rev0 – junho/2017
- [3]. Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico – SIGEL, ANEEL
- [4]. Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia Elétrica – AEGE, EPE
- [5]. Plano Decenal de Energia 2029, EPE – outubro/2019
- [6]. Resolução Normativa nº 666, de 23 de junho de 2015, ANEEL
- [7]. Decreto nº 2655, de 2 de julho de 1998
- [8]. “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, EPE 2016;
- [9]. “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão”, CCPE/CTET - 2002;
- [10]. “Banco de Preços de Referência da ANEEL: Atualização dos Valores para a Data-Base Maio de 2019”, EPE-DEE-IT-054/2019 “Base de Referência de Preços ANEEL” – junho/2017;
- [11]. “Dados para Simulações Elétricas do SIN”, EPE (<http://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-transmissao/dados-para-simulacoes-eletricas-do-sin>)
- [12]. “Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste”, EPE-DEE-RE-053/2019-rev0 – setembro/2019
- [13]. “Avaliação de Viabilidade Técnica para o acesso das UFV do Complexo Terra do Sol na futura SE Jaíba 230 kV”, DPL-REL 0139/2020, ONS – maio de 2020

11 FICHAS PET/PELP

Sistema Interligado da Região SUDESTE

EMPREENDIMENTO:

SE 500/230 kV JANAÚBA 3 (Ampliação/Adequação)

UF: **MG**

DATA DE NECESSIDADE: **JAN/2023**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **24 MESES**

JUSTIFICATIVA:

AUMENTO DA CAPACIDADE DE ESCOAMENTO DE PROJETOS EM POTENCIAL NA REGIÃO DE JAÍBA E JANAÚBA, NO ESTADO DE MINAS GERAIS

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

3° ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	19,516.84
4° ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	19,516.84
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	11,082.50
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	17,651.07
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	17,023.25
MIM - 230 kV	160.73
MIM - 500 kV	601.61

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:

85,552.84

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

OS PARÂMETROS ELÉTRICOS E AS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS (COMO TAPE, TERCIÁRIO, ETC.) DO 3º E 4º BANCOS DE AUTOTRANSFORMADORES 500/230 kV DA SE JANAÚBA 3 DEVERÃO SER IDÊNTICOS AOS DAS UNIDADES EM IMPLANTAÇÃO, QUE FAZEM PARTE DO ESCOPO DO LOTE 20 DO LEILÃO DE TRANSMISSÃO Nº 002/2018

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – MAIO DE 2019 (EPE-DEE-IT-054/2019)

12 ANEXOS

12.1 Distribuição dos Potenciais de GD – Norte de Minas Gerais

Número da barra	Nome da barra	Participação no Total	Potência Instalada (MW)	
			Em 2023	Em 2025
1800	BOCAIU-MG138	4.72%	17.8	28.8
1801	BRASI2-MG138	4.73%	17.8	28.8
1802	BURITI-MG138	0.56%	2.1	3.4
1803	CORINT-MG138	3.39%	12.8	20.7
1804	CURVE2-MG138	7.13%	26.8	43.4
1805	DIAMAN-MG138	0.12%	0.4	0.7
1806	FSA1---MG138	4.70%	17.7	28.6
1807	GMOR---MG138	1.04%	3.9	6.3
1808	ITACA2-MG138	4.52%	17.0	27.5
1809	JANAUB-MG138	4.48%	16.9	27.3
1810	JANUA3-MG138	2.94%	11.1	17.9
1811	JANUA4-MG138	0.25%	1.0	1.6
1813	JPINHE-MG138	3.44%	12.9	21.0
1814	MANGA3-MG138	1.17%	4.4	7.1
1815	MANGA5-MG138	3.46%	13.0	21.1
1817	MCLAR2-MG138	4.45%	16.7	27.1
1818	MIRABE-MG138	5.70%	21.4	34.7
1819	MOCAMB-MG138	0.13%	0.5	0.8
1820	PARAC1-MG138	1.86%	7.0	11.3
1821	PARAC5-MG138	1.73%	6.5	10.5
1822	PIRAP1-MG138	4.33%	16.3	26.4
1823	SALINA-MG138	4.26%	16.0	26.0
1824	PIRAP2-MG138	0.62%	2.3	3.8
1826	QUEIMA-MG138	0.07%	0.2	0.4
1827	TMARIA-MG138	0.29%	1.1	1.8
1828	UNAI2--MG138	2.80%	10.5	17.1
1829	UNAI3--MG138	4.23%	15.9	25.7
1830	VAZANT-MG138	1.22%	4.6	7.4
1831	VPALM1-MG138	2.11%	7.9	12.8
1834	MCLAR1-MG138	3.07%	11.5	18.7
27590	PARAC7-MG138	0.31%	1.2	1.9
27591	PARAC2-MG138	1.88%	7.1	11.4
27608	MCLAR4-MG138	1.45%	5.4	8.8
27621	SROMAO-MG138	1.50%	5.6	9.1
27630	PORTEI-MG138	8.17%	30.7	49.8
27687	LONTRA-MG138	3.18%	11.9	19.3
TOTAL		100.00%	376.0	609.0