



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANDRÉ LUIS LIRA RIOS

**ESTUDOS PARA INTEGRAÇÃO DE USINAS TERMELÉTRICAS AO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL**

Recife
2023

ANDRÉ LUIS LIRA RIOS

**ESTUDOS PARA INTEGRAÇÃO DE USINAS TERMELÉTRICAS AO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Pernambuco, como requisito
parcial para obtenção do grau de Bacharel
em Engenharia Elétrica.

Orientador(a): Prof. Dr. Vicente Ribeiro Simoni

Recife
2023

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Rios, André Luis Lira.

Estudos para integração de usinas termoelétricas ao sistema interligado nacional / André Luis Lira Rios. - Recife, 2023.

95 p. : il., tab.

Orientador(a): Vicente Ribeiro Simoni

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Elétrica - Bacharelado, 2023.

1. fluxo de potência. 2. curto-circuito. 3. sistema elétrico de potência. 4. integração de usinas. I. Simoni, Vicente Ribeiro. (Orientação). II. Título.

620 CDD (22.ed.)

ANDRÉ LUIS LIRA RIOS

**ESTUDOS PARA INTEGRAÇÃO DE USINAS TERMELÉTRICAS AO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em: 25/09/2023.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Vicente Ribeiro Simoni (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Eduardo José Barbosa (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. José Filho da Costa Castro (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Este trabalho é dedicado aos meus familiares, amigos e professores que de alguma forma contribuíram para a minha formação pessoal e profissional como engenheiro eletricista.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a Deus por me dar saúde e sabedoria para concluir este trabalho. Agradeço à minha família, especialmente aos meus pais, pelo apoio incondicional, pela paciência e pelo incentivo em todos os momentos. Agradeço ao meu orientador, Professor Dr. Vicente Ribeiro Simoni, pela orientação, pela confiança, pela paciência e empenho em dirimir as minhas dúvidas e por me auxiliar a vencer as dificuldades que foram surgindo ao longo desta jornada. Agradeço aos meus colegas de curso, que compartilharam comigo as alegrias e as dificuldades dessa trajetória acadêmica. Agradeço também aos professores, funcionários e amigos da Universidade Federal de Pernambuco, que contribuíram de algum modo não para a realização deste trabalho, mas toda a minha formação profissional.

Vários dos fracassos da vida vêm de pessoas que não perceberam o quão perto estavam do sucesso quando desistiram (Thomas Edison).

RESUMO

A integração de usinas geradoras ao Sistema Interligado Nacional requer a realização de estudos para verificar os impactos e as medidas cabíveis visando a manutenção da disponibilidade e confiabilidade do sistema elétrico. É neste contexto que se inserem os estudos de fluxo de carga e curto-circuito apresentados neste trabalho, os quais seguem, quando possível, as recomendações dos procedimentos de rede definidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Os estudos realizados neste trabalho foram considerados um exemplo hipotético, no qual uma termoelétrica seria integrada ao SIN por meio de uma conexão em 500 kV na subestação Suape II, em Pernambuco. O fluxo de potência foi calculado considerando o caso de inverno de 2023 disponibilizado na base de dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico e foram comparados os valores previamente à integração da usina com os valores após sua inclusão. Por meio do programa ANAREDE, os resultados apontaram que não existem sobrecargas ou violação de limites operacionais que não possam ser controlados utilizando as alternativas presentes nos procedimentos de rede do operador do sistema elétrico, como a elevação da tensão dos geradores dentro dos limites permitidos. Analogamente, os estudos de curto-circuito realizados no ANAFAS utilizando o caso do planejamento de médio prazo do ONS, ciclo 2023 a 2027, demonstraram que, ainda que não tenham sido consideradas as capacidades reais de interrupção dos disjuntores dos barramentos da região estudada, não foi observada a superação de equipamentos devido aos níveis de curto-circuito. Mesmo avaliando apenas a primeira e segunda vizinhança, a redução da influência da termoelétrica sobre os níveis de curto-circuito com relação a distância da barra de conexão já indica que o efeito na terceira vizinhança não seria suficiente para requerer até mesmo ajustes nas proteções. Finalmente, este trabalho permitiu validar a viabilidade da conexão de uma geração do porte da presente no estudo de caso no barramento escolhido, assim como descrever de maneira estruturada o processo de integração de uma usina termoelétrica à rede e seus efeitos na vizinhança do ponto de conexão.

Palavras-chave: fluxo de potência; curto-circuito; sistema elétrico de potência; integração de usinas.

ABSTRACT

The integration of power plants on the National Power Grid requires studies to verify the effects and the appropriate measures aimed at maintaining the availability and reliability of the electrical system. It is in this context that the power-flow and short-circuit studies presented in this work are included, which follow the guidelines set by the National Power Grid Operator, when possible. The studies considered a hypothetical example, in which a thermal power plant would be integrated on the National Power Grid using a 500 kV connection on the Suape 2 electrical substation, in Pernambuco. The power-flow was calculated considering the winter 2023 case available on the system operator website and it was compared both the values before the inclusion of the thermal power plant and after its integration. Using the software ANAREDE, the results have shown that there was no overload or violation of the operational limits that couldn't be controlled by using the alternatives present in the procedures defined by the national operator, such as raising the voltage of generators within the allowable limits. Similarly, the short-circuit studies done in the software ANAFAS using the case of medium-term planning of National Power Grid Operator, cycle 2023 to 2027, demonstrated that even though the real interrupting capacity of the circuit breakers were not considered, it is unlikely that any equipment might become surpassed due to the raising of short-circuit levels. Even evaluating only the first and second neighborhood of the power bus, the reduction of the influence of the thermoelectric power plant in the short-circuit levels relative to the distance from the bus of the connection suggests that the effect on the third neighborhood would not be sufficient to even require adjustments on the electrical protections. Finally, this work allowed the validation of the information present on the system operator website regarding the feasibility of connecting a generator of the size present in the case study at the chosen busbar, as well as allowed better understanding of the process of integrating a thermoelectric plant into the power grid and its effects on the neighborhood of the connection.

Keywords: power-flow; short-circuit; electric power system; power plant integration.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1.1 – Equivalente de sequência positiva do gerador síncrono.....	35
Figura 2.1.2 – Equivalente de sequência negativa do gerador síncrono	36
Figura 2.1.3 – Equivalente de sequência zero do gerador síncrono em Y com impedância de aterramento	36
Figura 2.1.4 – Circuito da linha de transmissão em sequência positiva e negativa...	37
Figura 2.1.5 – Modelo π da linha de transmissão	38
Figura 2.1.6 – Modelo T da linha de transmissão média.....	38
Figura 2.1.7 – Desenho esquemático do percurso da corrente de sequência zero...	40
Figura 2.1.8 – Circuito de sequência zero da linha de transmissão.....	40
Figura 2.1.9 – Circuito de sequência positiva do transformador Ynd11 de núcleo envolvente	41
Figura 2.1.10 - Circuito de sequência negativa do transformador Ynd11 de núcleo envolvente	42
Figura 2.1.11 - Circuito de sequência zero do transformador Ynd11 de núcleo envolvente	42
Figura 2.2.1 – Circuito modelo do transformador em fase	46
Figura 3.1.1 – Localização definida para a UTE do estudo de caso	48
Figura 3.1.2 – Traçado e comprimento da linha de transmissão 500 kV	49
Figura 3.1.3 – Comprimento da linha de transmissão utilizada como base para modelagem do circuito de conexão da UTE	50
Figura 3.2.1 – Representação até a 3ª vizinhança da barra 500 kV da SE Suape II sem a UTE.....	56
Figura 3.2.2 - Representação até a 3ª vizinhança da barra 500 kV da SE Suape II com a UTE.....	57
Figura 3.2.3 – Trecho do diagrama da Figura 3.2.2, destacando a primeira vizinhança do barramento 500 kV da SE Suape 2. Em verde estão os barramentos existentes e em amarelo a UTE.....	58
Figura 3.3.1 – Área de influência da UTE modelada no ANAFAS, representando até a 3ª vizinhança da barra 500 kV da SE Suape II. As barras destacadas estão contidas na 1ª vizinhança.....	60
Figura 3.3.2 – Área de influência com a UTE modelada no ANAFAS, representando até a 3ª vizinhança da barra 500 kV da SE Suape II. As barras destacadas estão contidas na 1ª vizinhança.....	61
Figura 4.1.1 – Linhas com maior carregamento na condição de rede íntegra pré-integração da UTE em amarelo e indicadas por setas vermelhas	64
Figura 4.1.2 – Contingência na linha R. LARG AL230 – MSIBP1 AL230 C5 pré-integração da UTE	65
Figura 4.1.3 – Representação destacada em amarelo e com setas pretas das 5 barras com tensões mais próximas do limite mínimo de tensão na condição de rede íntegra pré-integração da UTE, desconsiderando as barras de geração	67
Figura 4.1.4 - Representação destacada em amarelo das 5 barras com tensões mais próximas do limite máximo de tensão na condição de rede íntegra pré-integração da UTE, desconsiderando as barras de geração	68
Figura 4.1.5 – Realce das linhas de transmissão da Tabela 4.1.4.....	70
Figura 4.1.6 – Área de influência da UTE com a Linha 500 kV Suape II – Messias, em contingência, destacada em amarelo pré-integração da UTE	71

Figura 4.1.7 – Fluxo de potência na barra MESSIA-AL500 em rede íntegra, pré-integração da UTE	72
Figura 4.1.8 – Fluxo de potência na barra MESSIA-AL500 em rede íntegra com tape do transformador inicializado em 1, pré-integração da UTE	73
Figura 4.1.9 – Cálculo do fluxo de potência da rede sob contingência do circuito 2 que interliga as SE Suape II e SE Messias, pré-integração da UTE. Em amarelo as linhas mais carregadas, em verde as barras mais próximas do limite mínimo de tensão e em laranja as mais próximas do limite máximo	74
Figura 4.1.10 – Linhas de transmissão que sofreram maior variação de carregamento dentre as mais próximas da sobrecarga em rede íntegra pós-integração da UTE	78
Figura 4.1.11 – Destaque das tensões mais próximas dos limites mínimos em verde e dos limites máximos em laranja para condição de rede íntegra pós-integração da UTE	80
Figura 4.1.12 – Cálculo do fluxo de potência com a rede sob contingência da interligação 500 kV da SE Suape II – SE Messias. Em amarelo os carregamentos mais severos. Em verde as barras mais próximas da subtensão. Em laranja as barras mais próximas da sobretensão	84
Figura 4.1.13 – Solução proposta para atendimento ao critério de tensão dos procedimentos de rede na barra MESSIA-AL500, sob contingência da linha 500 kV entre a SE Suape II e SE Messias e com integração da UTE. Barra com tensão ajustada e efeito destacados em amarelo	85

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.3.1 – Tensão admissível entre fases a 60 Hz.....	26
Tabela 1.3.2 – Alteração da capacidade de interrupção de acordo com os intervalos de X/R.....	30
Tabela 2.1.1 – Tipos de modelagens de linhas de transmissão	37
Tabela 2.2.1 – Características das barras utilizadas no estudo de fluxo de carga	43
Tabela 3.1.1 – Parâmetros dos elementos da UTE para simulações no ANAREDE e ANAFAS	52
Tabela 4.1.1 – Linhas com maior nível de carregamento na condição de rede íntegra pré-integração da UTE	63
Tabela 4.1.2 – As 5 barras da área de interesse com tensão mais próxima do limite mínimo de tensão na condição de rede íntegra pré-integração da UTE.....	66
Tabela 4.1.3 – As 5 barras da área de interesse com tensões mais próximas do limite máximo de tensão na condição de rede íntegra pré-integração da UTE	66
Tabela 4.1.4 – Elementos com maior carregamento com a rede sob contingência do circuito 500 kV entre as barras SUAPE2-PE500 e MESSIA-AL500 pré-integração da UTE	69
Tabela 4.1.5 – Tensão nas 5 barras da área de interesse mais próximas do limite mínimo de tensão com a rede sob contingência pré-integração da UTE.....	72
Tabela 4.1.6 – Novos carregamentos das linhas mais carregadas na condição de contingência, pré-integração da UTE	75
Tabela 4.1.7 – Tensão nas 5 barras da área de interesse mais próximas do limite mínimo de tensão, pré-integração da UTE, após ajuste do tape	75
Tabela 4.1.8 – Tensão nas 5 barras da área de interesse mais próximas do limite máximo de tensão, pré-integração da UTE	75
Tabela 4.1.9 - Linhas de transmissão com maior carregamento em rede íntegra pós-integração da UTE	77
Tabela 4.1.10 – Tensão nas 5 barras da área de interesse mais próximas do limite mínimo de tensão em rede íntegra pós-integração da UTE.....	78
Tabela 4.1.11 – Tensão nas 5 barras da área de interesse mais próximas do limite máximo de tensão em rede íntegra pós-integração da UTE.....	79
Tabela 4.1.12 – Linhas de transmissão com maior carregamento em emergência pós-integração da UTE	81
Tabela 4.1.13 – Tensão nas 5 barras da área de interesse mais próximas do limite mínimo de tensão em emergência pós-integração da UTE	82
Tabela 4.1.14 – Tensão nas 5 barras da área de interesse mais próximas do limite máximo de tensão em emergência pós-integração da UTE.....	83
Tabela 4.2.1 – Níveis de curto-circuito nas barras contidas na primeira vizinhança da barra SUAPE2-500, sem a UTE	86
Tabela 4.2.2 – Níveis de curto-circuito nas barras da segunda vizinhança da barra SUAPE2-500, sem a UTE	87
Tabela 4.2.3 – Níveis de curto-circuito nas barras contidas na primeira vizinhança da barra SUAPE2-500, com a UTE	88
Tabela 4.2.4 – Elevação dos níveis de curto-circuito na primeira vizinhança do barramento 500 kV da SE Suape II devido à integração da UTE	88
Tabela 4.2.5 – Níveis de curto-circuito nas barras da segunda vizinhança do barramento 500 kV da SE Suape II, com a integração da UTE	89

Tabela 4.2.6 – Elevação dos níveis de curto-circuito na segunda vizinhança do barramento 500 kV da SE Suape II devido à integração da UTE	90
---	----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANAFAS	Análise de Falhas Simultâneas
ANAREDE	Análise de Redes Elétricas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	American National Standards Institute
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CD-CT	Limites Operacionais das Linhas de Transmissão
CEG	Código Único do Empreendimento de Geração
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CPRH-PE	Agência Estadual de Meio Ambiente de Pernambuco
CPST	Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão
DRO	Despacho de Requerimento de Outorga
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineering
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAR	Plano de Ampliação e Reforços
PAR/PEL	Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do Sistema Interligado Nacional
PDE	Plano Decenal e Expansão
SE	Subestação de Energia
SGAcesso	Sistema de Gestão de Processos de Acesso ao Sistema Interligado Nacional
SIN	Sistema Interligado Nacional
TC	Transformador de Corrente
TRT	Tensão de Restabelecimento Transitória
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termoelétrica

LISTA DE SÍMBOLOS

\dot{V}_a	Fasor de tensão da fase a
\dot{V}_b	Fasor de tensão da fase b
\dot{V}_c	Fasor de tensão da fase c
\hat{a}	Operador rotacional do teorema de Fortescue
Ynd11	Ligação de transformador com Y aterrado no lado de alta e delta no lado de baixa com defasagem de 30° no sentido anti-horário
\dot{E}_{a_1}	Fasor da tensão de armadura de sequência positiva do gerador síncrono
j	Unidade imaginária
X_d''	Reatância subtransitória de eixo direto
\dot{I}_{a_1}	Fasor da corrente do circuito equivalente de sequência positiva
\dot{I}_{a_2}	Fasor da corrente do circuito equivalente de sequência negativa
\dot{I}_{a_0}	Fasor da corrente do circuito equivalente de sequência zero
\dot{V}_{a_1}	Fasor da tensão terminal do circuito equivalente de sequência positiva
\dot{V}_{a_2}	Fasor da tensão terminal do circuito equivalente de sequência negativa
\dot{V}_{a_0}	Fasor da tensão terminal do circuito equivalente de sequência zero
X_1	Reatância do circuito equivalente de sequência positiva
X_2	Reatância do circuito equivalente de sequência negativa
X_0	Reatância do circuito equivalente de sequência zero
\dot{Z}_n	Impedância de aterramento do neutro do gerador síncrono
R_{LT}	Resistência equivalente de sequência positiva da linha de transmissão
X_{LT}	Reatância equivalente de sequência positiva da linha de transmissão
\dot{Y}	Admitância shunt equivalente da linha de transmissão
\dot{Z}_{LT}	Impedância série equivalente da linha de transmissão
$\dot{Z}_{corrigido}$	Impedância série corrigida da linha de transmissão longa
γ	Constante de propagação
l	Comprimento da linha de transmissão
$\dot{Y}_{corrigido}$	Admitância shunt corrigida da linha de transmissão longa
y	Módulo da admitância shunt por unidade de comprimento da linha de transmissão
z	Módulo da impedância série por unidade de comprimento da linha de transmissão
\dot{Z}_0	Impedância equivalente de sequência zero

P	Potência ativa
Q	Potência reativa
V	Módulo da tensão
θ	Ângulo de fase da tensão
PV	Barra de tensão controlada do estudo de fluxo de potência
PQ	Barra de carga do estudo de fluxo de potência
V θ	Barra de referência do estudo de fluxo de potência
Ω_k	Conjunto de barras vizinhas à barra “k”
V_k	Módulo da tensão da barra “k”
V_m	Módulo da tensão da barra “m”
θ_k	Ângulo de fase da tensão da barra “k”
θ_m	Ângulo de fase da tensão da barra “m”
P_{km}	Fluxo de potência ativa da barra “k” para a barra “m”
Q_{km}	Fluxo de potência reativa da barra “k” para a barra “m”
Q_k^{sh}	Injeção de potência reativa na barra “k” devida ao seu elemento shunt
P_k	Injeção de potência ativa na barra “k”
Q_k	Injeção de potência reativa na barra “k”
\dot{Y}_{km}	Admitância série equivalente entre as barras “k” e “m”
B_{km}^{sh}	Susceptância shunt conectada aos terminais do modelo π da linha de transmissão
\dot{V}_k	Fasor de tensão na barra “k”
\dot{V}_m	Fasor de tensão na barra “m”
\dot{I}_{km}	Corrente no sentido da barra “k” para a barra “m”
\dot{S}_{km}	Potência aparente fluindo da barra “k” para a barra “m”
\dot{V}_1	Fasor de tensão do lado primário do transformador
\dot{V}_2	Fasor de tensão do lado secundário do transformador
ϕ	Defasagem angular do transformador defasador
V_1	Módulo da tensão do lado primário do transformador
V_2	Módulo da tensão do lado secundário do transformador
a	Variação de amplitude do transformador em-fase

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	OBJETIVOS	18
1.1.1	Geral.....	18
1.1.2	Específicos	18
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	18
1.3	REVISÃO DE LITERATURA.....	19
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	32
2.1	ESTUDO DE CURTO-CIRCUITO.....	32
2.1.1	Equivalente e componentes simétricas do gerador.....	35
2.1.2	Equivalente em componentes simétricas da linha de transmissão	37
2.1.3	Equivalente em componentes simétricas do transformador.....	40
2.2	ESTUDO DE FLUXO DE POTÊNCIA.....	42
2.2.1	Modelagem das linhas de transmissão.....	44
2.2.2	Modelagem de transformadores em fase	45
3	METODOLOGIA PARA ESTUDO DE CASO	47
3.1	CARACTERIZAÇÃO DA USINA TERMOELÉTRICA E CIRCUITO DE INTERLIGAÇÃO.....	47
3.2	ESTUDO DE FLUXO DE CARGA	53
3.3	ESTUDO DE CURTO-CIRCUITO	59
4	ANÁLISE DOS RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO.....	63
4.1	FLUXO DE POTÊNCIA	63
4.1.1	Pré-integração da UTE.....	63
4.1.2	Pós-integração da UTE	77
4.2	CURTO-CIRCUITO	86
4.2.1	Pré-integração da UTE.....	86
4.2.2	Pós-Integração da UTE.....	88
5	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE.....	92
	REFERÊNCIAS.....	94

1 INTRODUÇÃO

Desde a concepção do projeto de uma nova usina geradora até o início de sua operação comercial muitas etapas devem ser vencidas. Além do empreendedor responsável pelo projeto, participam deste processo: o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a Câmara de Comercialização de Energia (CCEE), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), órgãos ambientais; tais como a Agência Estadual de Meio Ambiente de Pernambuco (CPRH - PE) e o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), a empresa responsável pelo ponto de conexão ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e as distribuidoras que devem contratar a energia que será fornecida aos seus consumidores cativos. São realizados estudos para planejamento e previsão de carga visando subsidiar os editais dos leilões de energia e reserva de capacidade que contratam essas usinas, além de estudos de fluxo de carga, curto-circuito, transitórios eletromagnéticos, estabilidade eletromecânica e de qualidade de energia para avaliar o impacto desta geração adicional nas instalações próximas do ponto de conexão. Adicionalmente, são realizados estudos de impacto socioeconômico e ambiental para viabilizar a obtenção das licenças ambientais requeridas ao longo do processo.

Com políticas de fomento de energias renováveis iniciadas em meados dos anos 2000, houve grande integração dessas fontes de energia no Brasil ao longo do tempo. Devido ao aumento da geração eólica e solar fotovoltaica, que são fontes intermitentes, surge a necessidade de implantação de novos complexos de geração capazes de fornecer energia firme de maneira rápida. As térmicas a gás natural de ciclo combinado se caracterizam como uma opção para suprir essa demanda do sistema devido à baixa poluição em comparação às térmicas a óleo e a carvão, pela facilidade em se conseguir outorga para operação se comparadas com térmicas nucleares, pelos custos de construção e operação relativamente baixos e pela eficiência na geração de energia elétrica. Além disso, a produção em larga escala de hidrogênio verde poderá incentivar a modernização das unidades geradoras a gás presentes nos ciclos combinados para operação com hidrogênio verde ou alguma combinação deste com o gás natural utilizado atualmente, conforme já ocorre com algumas turbinas da General Electric [1].

1.1 Objetivos

1.1.1 Geral

Desenvolver uma referência no que diz respeito ao procedimento para integração à Rede Básica de futuros empreendimentos de geração termelétrica, os quais possuem seus próprios requisitos definidos nos procedimentos de rede, com foco na apresentação de estudos de fluxo de potência para rede íntegra e degradada, assim como como a realização de estudos de curto-circuito.

1.1.2 Específicos

Devido à complexidade dos estudos que são exigidos nas etapas de integralização de usinas termelétricas ao SIN, o presente trabalho contempla apenas a realização das análises de fluxo de carga e de curto-circuito nas proximidades dos possíveis pontos de conexão. Apesar disso, será descrito o procedimento para a obtenção da autorização para realização da conexão da geração ao SIN, detalhando apenas os aspectos técnicos pertinentes aos referidos estudos.

1.2 Organização do Trabalho

Este trabalho está organizado conforme a distribuição de capítulos descrita a seguir:

Capítulo 1: É contextualizado o tema abordado no trabalho em conjunto com os seus objetivos e são comentadas as ideias apresentadas pela literatura utilizada como referência para este trabalho.

Capítulo 2: Apresenta a fundamentação teórica utilizada nas análises de fluxo de carga e curto-circuito do trabalho.

Capítulo 3: É definido o cenário que será utilizado como estudo de caso, formulando o circuito a ser analisado de acordo com a metodologia descrita também neste capítulo.

Capítulo 4: É realizado o estudo de fato, no qual são simuladas situações da rede íntegra e sob contingências, avaliados os resultados e indicadas possíveis alternativas para superação de equipamentos e linhas.

Capítulo 5: Apresenta a conclusão do trabalho e perspectivas para trabalhos futuros relacionados ao tema abordado.

1.3 Revisão de Literatura

De acordo com [2], que estabelece os critérios técnicos mínimos para conexão às instalações de transmissão, devem ser atendidas, de maneira geral, as determinações de [3]. Os indicadores descritos em [3] quantificam o nível de confiabilidade e desempenho das instalações da rede básica e seus equipamentos. Outrossim, as instalações do acessante devem atender às normas técnicas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) complementadas com as normas técnicas da International Electrotechnical Commission (IEC) e American National Standards Institute (ANSI). Caso estas normas não sejam suficientes, o ONS pode autorizar a utilização das recomendações do Institute of Electrical and Electronics Engineering (IEEE).

Para as unidades geradoras termoelétricas conectadas em instalações sob responsabilidade de agente de transmissão, é exigido em [2] avaliar a existência de superação da capacidade de equipamentos ou necessidade de atualização de parâmetros de proteção, supervisão e controle tanto no ponto de conexão quanto na área de influência da usina. Dessa forma, são demandados os seguintes estudos considerando a presença da usina no ponto de conexão ao sistema:

- Estudo de curto-circuito;
- Avaliação da capacidade de disjuntores, barramentos e transformadores de corrente (TC), incluindo a verificação de sua saturação;

- Avaliação da necessidade de adequação e ajustes de parâmetros dos sistemas de proteção, supervisão e controle relacionados com a integração da usina;
- Avaliação dos reguladores de tensão, de velocidade e dos sinais estabilizadores; e
- Avaliação dos sistemas de partida das unidades geradoras quanto a variação da tensão de curta duração (VTCD), conforme os indicadores de qualidade de energia apresentados em [4], dos Procedimentos de Rede.

Com relação ao estudo de curto-circuito, é estabelecido em [2] que o acessante deve respeitar o limite de contribuição de corrente de curto-circuito nas subestações limitantes. Essas instalações não permitem a substituição de equipamentos ou seccionamento e recapacitação de barramentos devido a questões tecnológicas, de continuidade de suprimento, segurança ou confiabilidade da rede associada. O referido limite de contribuição indica quanto a corrente de curto-circuito pode aumentar na subestação devido a conexão de uma nova geração. Tanto este limite como quais são as subestações limitantes na zona de influência de um empreendimento de geração são definidos pelo ONS em conjunto com o agente responsável pela instalação acessada. Adicionalmente, os estudos devem considerar a configuração de longo prazo da EPE, que inclui todos os acessos contratados e solicitados até a data da integração no ponto de conexão.

Caso ocorra a superação de equipamentos, o acessante deve comprovar que o acesso através da subestação proposta é a alternativa de mínimo custo global. Além disso, caso seja permitida a conexão, existe a possibilidade de operação sob restrição até que seja implantada uma solução indicada no Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL).

Em [5], são definidos os produtos, responsabilidades, prazos e as etapas que devem ser seguidas previamente à integração de uma usina geradora ao SIN. São apresentados os seguintes produtos:

- Informação de Acesso;
- Documento Equivalente de Acesso;

- Parecer Técnico dos Impactos do Acesso à Distribuição sobre o Sistema de Transmissão;
- Parecer de Acesso.

A informação de Acesso consolida a avaliação preliminar de viabilidade sistêmica do empreendimento para que este possa obter ou alterar a outorga de autorização para exploração de central geradora com conexão às instalações de transmissão, enquanto o Documento Equivalente de Acesso consiste em uma mesma avaliação preliminar, mas com o intuito de obter habilitação em leilões de energia em ambiente regulado. A principal diferença entre a Informação de Acesso e Documento Equivalente de Acesso está no objetivo de cada documento e na exigência de despacho emitido pela ANEEL no caso da Informação de Acesso. O Parecer Técnico dos Impactos do Acesso à Distribuição sobre o Sistema de Transmissão informa sobre os impactos no sistema de transmissão que podem ser causados pela conexão de um agente ao sistema de distribuição; visando subsidiar o processo de conexão à rede de distribuição. Finalmente, o Parecer de Acesso inclui também as análises referentes aos aspectos regulatórios concomitantemente aos de viabilidade sistêmica.

As informações do Parecer de Acesso devem estar presentes no Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) ou Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), que são os contratos firmados entre o agente gerador e o agente de transmissão ou o de distribuição, respectivamente. O ONS é o responsável pela coordenação do processo de solicitação de acesso às instalações de transmissão e pela emissão do Parecer de Acesso.

Em [6], o ONS apresenta de forma simplificada as informações necessárias aos acessantes. É mencionada a consulta de acesso, que é um instrumento opcional de comunicação entre acessante e o ONS, e possui caráter informativo, descrevendo as etapas do processo de acesso à rede. Além disso, este instrumento também pode ser utilizado para tratar de temas relativos à:

- Informação de Acesso;
- Documento Equivalente de Acesso;
- Parecer Técnico dos Impactos do Acesso à Distribuição sobre o Sistema de Transmissão.

Ainda em [6], é informado que o prazo para solicitação de acesso permanente pode variar entre 1 e 3 anos antecedentes à entrada em operação do empreendimento, a depender da necessidade de reforços na rede ou ponto de conexão para comportar essa nova injeção de potência. De acordo com a divisão do acesso em 10 passos estabelecidos em [6], a primeira etapa é a definição de cronograma de entrada em operação, pois é a partir deste horizonte que será definida a configuração da rede que será utilizada durante os estudos de impacto na rede. A segunda etapa é selecionar o ponto de conexão sob a ótica do critério de mínimo custo global, que leva em conta tanto as perdas elétricas quanto os custos de adequações na rede. Estes estudos deverão atender ao Plano de Ampliação e Reforços (PAR) e/ou Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), a depender do horizonte planejado para a conexão. A terceira etapa é a obtenção de ato autorizativo para o acesso, que, no caso de usinas termoeletricas (UTE) deve ser solicitado à ANEEL de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 876/2020. Dessa forma, protocola-se na ANEEL o requerimento de outorga de autorização para exploração de central geradora, obtendo desta um despacho de requerimento de outorga (DRO). Com o DRO, é realizada a solicitação ao ONS da Informação de Acesso, que é um dos requerimentos para que a ANEEL conceda a autorização solicitada. As exigências da informação de acesso estão descritas em [7] e apresentadas após a discussão sobre os 10 passos para o acesso ao SIN. O quarto passo consiste na formalização da solicitação de acesso ao ONS, que requer os seguintes itens:

- Ato autorizativo para acesso;
- Descrição da Solicitação de acesso;
- Estudos de integração do empreendimento;
- Informações complementares solicitadas em [7].

O quinto passo consiste na realização dos estudos de integração requeridos para central geradora termoeletrica, que são os de fluxo de carga, curto-circuito e estabilidade eletromecânica; os quais devem utilizar os casos de referência do ONS mais atualizados à época e compatíveis com o horizonte de entrada em operação.

O sexto passo é a inclusão das informações referentes a usinas termoeletricas solicitadas em [7] no Sistema de Gestão de Processos de Acesso ao Sistema

Interligado Nacional (SGAcesso). O sétimo passo é a elaboração da descrição da solicitação de acesso, que deve possuir, no mínimo, as seguintes informações:

- Nome do empreendimento, sua localização (município, estado);
- Ponto de conexão no sistema de transmissão objeto da solicitação;
- Data de primeira sincronização (no caso de central geradora) e de entrada em operação comercial;
- Ato autorizativo;
- Nome por extenso do solicitante, com informações para contato;
- Motivação, se foi vencedor de leilão, se veio de estudo sistêmico etc.

O oitavo passo é o envio da solicitação de acesso ao ONS com todos os documentos e informações descritas no quarto passo para que este verifique a existências de pendências e, não existindo pendências, avança-se para a nona etapa do processo que é a emissão do Parecer de Acesso. Na décima e última etapa ocorre a celebração do CUST com o ONS e do Contrato de Conexão às Instalações de Transmissão (CCT) com a transmissora a ser acessada utilizando o Parecer de Acesso e a autorização previamente emitidos.

O detalhamento dos procedimentos a serem seguidos e quais informações devem ser entregues para realizar as solicitações referentes ao acesso às instalações de transmissão estão presentes em [7], sendo todas elas realizadas no SGAcesso. Para a solicitação de Consulta de Acesso, é suficiente fornecer informações básicas sobre a usina que se planeja conectar à rede e qual seria o sistema elétrico de interesse para sua conexão. Com essas informações, o ONS já pode indicar, por exemplo, qual caso de referência do PAR/PEL deverá ser utilizado nos estudos de integração e instruir sobre a necessidade de realização de estudos de qualidade de energia específicos. Para a solicitação de Informação de Acesso, uma nova termelétrica deve apresentar o DRO mencionado em [6] em conjunto com as seguintes informações:

- Dados do empreendimento, como nome, Código Único do Empreendimento de Geração (CEG), ambiente de comercialização do qual fará parte e localização;

- Dados do empreendedor detentor do DRO ou outorga e do representante legal junto ao ONS;
- Dados do ponto de conexão, como nome, nível de tensão e localização da subestação;
- Informações da subestação de interesse restrito e uso exclusivo do acessante, como nome, arranjo de barramentos, distância ao ponto de conexão e localização;
- Informações da linha de transmissão e subestação seccionadora, caso o acesso seja mediante seccionamento de linha de transmissão;
- Informações e dados da central geradora, como potências instalada e nominal da central geradora, das suas unidades geradoras e o combustível, no caso de termoeletrica;
- Dados dos transformadores de potência, como identificação, tensão e potência nominal;
- Declaração do agente responsável pelo ponto de conexão a ser acessado atestando viabilidade física da conexão;
- Estudos sistêmicos de fluxo de potência e curto-circuito indicando os casos utilizados e contendo os resultados desde o ano de entrada em operação até a fim do horizonte de estudo escopo do ONS;

Para a solicitação de Documento Equivalente de Acesso, são necessárias as mesmas informações requisitadas na solicitação de Informação de Acesso, apenas não sendo necessário apresentar o DRO. No caso de o acesso ser realizado na rede de distribuição, a solicitação de Parecer Técnico dos Impactos do Acesso à Distribuição sobre o Sistema de Transmissão deverá conter as informações, dados e estudos necessários para a avaliação sistêmica da conexão pelo ONS, assim como o Orçamento de Conexão, elaborado de acordo com roteiro apresentado em [7]. Neste roteiro é possível destacar a necessidade de estudos de curto-circuito, fluxo de potência e estabilidade eletromecânica demonstrando os impactos na rede de distribuição e transmissão, além de estudo de qualidade no ponto de conexão na rede de distribuição.

De acordo com [7], a solicitação do Parecer de Acesso já reserva a margem de transmissão no ponto de conexão solicitado, de acordo com a ordem cronológica de protocolo. Ainda em [7], é reafirmada a necessidade de elaboração dos estudos de fluxo de carga, curto-circuito e de estabilidade eletromecânica; sendo o último necessário para os casos em que existe geração própria ou motores com potência superior a 5 MW ou ainda unidades geradoras com possibilidade de operação em paralelo com o SIN. Neste último caso, é solicitada também a entrega de resultados de ensaios e/ou simulações que comprovem a capacidade dos sistemas de controle e regulação de tensão e velocidade de atender aos critérios estabelecidos em [2]. Para tal, devem-se avaliar as seguintes situações:

- Resposta a degraus na referência do regulador de tensão e de velocidade, assim como em variações com tomada de carga em rampa, tanto aplicando o sinal adicional estabilizador, que é um sinal utilizado no controle de tensão e velocidade com o intuito de amortecer oscilações dessas grandezas, quanto sem sua aplicação;
- Comportamento da tensão e da potência reativa gerada para a faixa de taps definidos nos transformadores conectados às unidades geradoras.

No caso de usinas termelétricas, é estabelecido em [7] que a entrega dos 8 formulários listados a seguir e presentes nos seus anexos é pré-requisito para o Parecer de Acesso, são eles:

- Documentos Comprobatórios dos Atos de Autorização e Concessão;
- Informações sobre o Empreendimento e o Acessante;
- Dados de conexão;
- Montante de Uso a contratar do Sistema;
- Dados de Usinas Termelétricas;
- Dados dos Transformadores;
- Dados de Motores de Indução;

Após protocolar a solicitação de Parecer de Acesso, o ONS pode identificar a necessidade de estudos adicionais específicos, como qualidade de energia elétrica ou transitórios eletromagnéticos. Caso estes estudos apontem violações de limites

presentes nos procedimentos de rede do ONS, poderá ser indicada a instalação de equipamentos adicionais para corrigi-las.

Com relação aos estudos de fluxo de carga e de curto-circuito utilizados não apenas para integração de usinas, mas também para subsidiar o PAR/PEL e outras análises específicas, são estabelecidas em [8] suas premissas, critérios e metodologia de elaboração. Podem-se destacar as seguintes premissas e critérios referentes aos estudos de fluxo de carga pertinentes a este trabalho:

- O nível de detalhamento da representação do sistema de transmissão e as condições de carga nas quais o sistema deve ser avaliado devem ser compatíveis com escopo e objetivo do estudo;
- Representar as cargas como cargas de potência ativa e reativa constante ou, se fizer parte do objetivo do estudo, como impedância, corrente ou potência ativa variável/constante;
- Caso se deseje realizar o estudo de estabilidade eletromecânica, é possível representar cargas especiais, como motores de indução, utilizando modelos mais elaborados no estudo de fluxo de potência para facilitar a sua representação no estudo de estabilidade;
- Os limites de carregamento das linhas de transmissão considerados nos estudos devem ser os mais restritivos dentre os presentes no Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) e no Cadastro de Limites Operacionais das Linhas de Transmissão (CD-CT);
- Realizar o estudo considerando a rede íntegra e sob contingências;
- Os níveis de tensão não podem ficar fora da faixa indicada na Tabela 1.3.1, na qual apenas estão representadas as tensões nominais de operação pertinentes ao escopo deste trabalho.

Tabela 1.3.1 – Tensão admissível entre fases a 60 Hz

Tensão Nominal de Operação	Condição Operativa Normal		Condição Operativa Sob Contingências	
	(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

Tensão Nominal de Operação	Condição Operativa Normal		Condição Operativa Sob Contingências	
500	500 a 550	1,00 a 1,10	475 a 550	0,95 a 1,10

Fonte: ONS [8]

- Os limites de absorção e geração de potência reativa considerados deverão ser os das curvas de capacidade de geradores e compensadores síncronos ou, na ausência destas informações, os estabelecidos em [2];
- O limite de carregamento de capacitores série deve ser o garantido pelo fabricante ou, na ausência destas informações, o estabelecido no Submódulo 2.8 dos procedimentos de rede do ONS.

Já com relação aos estudos de curto-circuito, são estabelecidos em [8] as seguintes premissas e critérios:

- Considerar o sistema em regime subtransitário no horizonte de estudo, de modo a obter as correntes mais severas, considerando as reatâncias de sequência positiva e zero como subtransitórias saturadas;
- Os estudos para verificação de superação da capacidade dos disjuntores devem ser realizados para a corrente de interrupção simétrica, sendo necessário realizar o estudo de corrente passante quando a corrente de curto simétrica de uma falta monofásica, bifásica com terra ou trifásica em uma barra é maior ou igual ao menor valor de capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores do barramento;
- Quando no estudo de corrente passante a capacidade de interrupção simétrica for atingida em 100% ou mais, este disjuntor estará superado e se ficar acima de 90% este disjuntor já estará em estado de “alerta”.

Em [9] é apresentado um estudo de impacto da conexão de novas gerações ao SIN na subestação da usina hidrelétrica Tucuruí (SE/UHE Tucuruí), no Pará. Este trabalho ressalta a importância do estudo de curto-circuito na integração de novas gerações à medida que seus níveis vão sendo alterados com a expansão contínua do SIN. A partir da utilização do caso base ONS para o horizonte 2018 foram calculados os valores dos curtos-circuitos por meio do programa de Análise de Falhas Simultâneas (ANAFAS) do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e

simuladas as faltas pelo *Alternative Transients Program* (ATP) visando um maior nível de detalhamento devido à modelagem mais precisa dos equipamentos.

Em [10], foram determinados os impactos na rede básica em decorrência da integração de uma termelétrica em Porto Pecém, no Ceará, por meio de estudos de fluxo de carga e curto-circuito; realizados com o auxílio do programa de Análise de Redes Elétricas (ANAREDE) do CEPEL e o ANAFAS, respectivamente. No caso avaliado, foi indicado que a motivação da conexão desta nova UTE de 600 MW na SE Cauípe no nível de tensão de 230 kV seria o crescimento de carga ao longo do horizonte de estudo em conjunto com as limitações de intercâmbio da região. A região de interesse observada nos estudos considerou a vizinhança de grau até três e limitou-se aos impactos na rede básica (tensões iguais ou superiores a 230 kV).

Considerando a inclusão da térmica nesta região, foi possível observar as alterações dos níveis de potência ativa e reativa, conforme esperado, fazendo-se necessário o conhecimento das capacidades nominais e de emergência das linhas de transmissão para identificar necessidade de reforços, as quais foram retiradas dos casos de referência do PAR 2009/2011 do ONS. O aumento nos níveis de curto-circuito exige conhecimento das capacidades de interrupção dos disjuntores instalados nas subestações presentes na área de influência, de modo a identificar quais equipamentos serão superados com a instalação da nova térmica.

A definição das informações técnicas do empreendimento estudado em [10] considerou valores típicos de reatância subtransitória de eixo direto para geradores de mesma potência dos utilizados na usina, assim como as características típicas do transformador elevador que seria utilizado. Com o empreendimento tecnicamente caracterizado, região de interesse tecnicamente caracterizada de acordo com as informações disponíveis no site do ONS em seus casos de referência, foram avaliados os níveis de tensão, de carregamento e as condições de manobras, bem como os limites de transmissão por meio dos estudos de fluxo de carga. Adicionalmente, foram avaliados se os disjuntores foram superados e se os ajustes dos relés de proteção ainda seriam compatíveis com o sistema após a entrada em operação da usina, por meio dos estudos de curto-circuito.

No estudo de fluxo de carga realizado em [10], foram observados os seguintes itens de acordo com os Procedimentos de Rede do ONS vigentes na época:

- Níveis de tensão, visando identificar sub e sobretensão;
- Limites de absorção e geração de reativos das máquinas e compensadores estáticos e síncronos da área de influência;
- Limites de transmissão de potência ativa das linhas e transformadores.

As simulações foram realizadas pelo método de Newton-Raphson, considerando as seguintes premissas:

- Patamares de carga leve e pesada de 2012 (ano de entrada em operação da térmica);
- Carga modelada em 100% de potência constante para a carga ativa e reativa, conforme exigência do ONS também mencionada em [8];
- Desconsideradas as mudanças de tape dos transformadores;
- Analisadas apenas as contingências em linhas de transmissão;
- Como não foi possível inserir a curva de capacidade dos geradores devido à falta dessa informação, atende-se à exigência do ONS de geradores termelétricos serem capazes de operar com um fator de potência entre 0,9 subexcitado e 0,95 sobreexcitado, tendo-se utilizado o fator de potência 0,95 sobreexcitado;
- Apenas alguns barramentos tiveram a tensão calculada representada, sendo estes definidos em função da importância para a região estudada.

Foi observado que os níveis de tensão previstos no caso base do ONS já estavam elevados antes da conexão da termelétrica, mas ainda estavam dentro dos limites toleráveis. Apesar disso, em nenhuma das condições simuladas ocorre a superação dos limites de tensão, porém o limite de uma barra na situação de carga leve foi atingido. Com relação aos limites de reativos, em nenhum caso ocorre sua superação, mas em situação de contingência com carga pesada e despacho de 100% da UTE, um circuito possui o seu limite potência em emergência superado.

Assim como no estudo de fluxo de carga, no estudo de curto-circuito também foi considerado todo o SIN nos cálculos das simulações, apesar de apenas parte dele ter sido representado e monitorado. Foram utilizados os seguintes critérios, semelhantes aos indicados em [11], referentes ao estudo de curto-circuito:

- Análise da variação do nível de curto-circuito monofásico e trifásico;
- Análise da capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores;
- Aumento de nível de curto-circuito, tanto monofásico quanto trifásico, da ordem de 10% é um sinal de possível necessidade de ajustes nos relés de proteção;
- Análise da assimetria na capacidade de interrupção;
- Disjuntores cuja relação entre corrente de curto-circuito e corrente de interrupção for menor ou igual a 90% são desconsiderados, cuja relação está entre 90% e 100% estão em estado de “alerta” e se a relação for igual ou superior a 100% estão superados;
- Conforme recomendação do ONS, não são considerados carregamentos pré-falta na análise, implicando em valores de tensão e ângulo de fase iguais a 1 pu e 0°, respectivamente, antes do momento da falta, e valor do ângulo da impedância de curto igual ao simétrico do ângulo da corrente de curto.

Em [11] se estabelece que não é exigida a inclusão da análise de Tensão de Restabelecimento Transitória (TRT) e da capacidade de interrupção assimétrica dos disjuntores que não estão sob responsabilidade do acessante no estudo de curto-circuito. Ainda assim, em [10], optou-se por incluir a avaliação de interrupção assimétrica da região de influência no estudo de curto-circuito. Para esta avaliação foram adotados os valores do fator de redução da capacidade de interrupção nominal indicados na Tabela 1.3.2, os quais variam de acordo com a constante de tempo da componente contínua da corrente de falta assimétrica (X/R).

Tabela 1.3.2 – Alteração da capacidade de interrupção de acordo com os intervalos de X/R

Intervalo de X/R	Capacidade de interrupção (% da capacidade nominal)
28,27 < X/R < 45,23	70
22,61 < X/R < 28,27	80
16,96 < X/R < 22,61	85
X/R < 16,96	90

Fonte: Adaptado de [10].

Com as simulações, foi possível observar que todos os disjuntores das barras contidas na região de influência da UTE não estavam superados ou em estado de alerta antes da inclusão da usina ainda que duas subestações tivessem com a maior corrente de curto correspondendo 74% e 83% da menor capacidade nominal do disjuntor. Com a inclusão da geração, apenas o barramento da SE Cauípe, na qual a UTE está conectada, teve um aumento considerável do nível de curto-circuito de 14%. As relações X/R ficaram todas abaixo dos 16,96, não contribuindo para a superação de nenhum disjuntor.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo tem a premissa de explanar sobre os dois principais conceitos utilizados como base para as análises realizadas neste trabalho: estudo de fluxo de potência e estudo de curto-circuito, apresentando os seus detalhes. Desse modo, será possível compreender os resultados obtidos por meio dos programas de simulação utilizados para representar os cenários requeridos para avaliação das condições da rede antes e após a integração da UTE.

2.1 Estudo de curto-circuito

De acordo com [12] um curto-circuito pode ser definido como uma ligação intencional ou acidental entre dois ou mais pontos de um circuito, através de impedância desprezível. Já em [13] são indicadas as principais causas de ocorrência deste fenômeno na rede elétrica, as quais estão apresentadas a seguir:

a) Problemas de Isolação

- Projeto inadequado da isolação de equipamentos, estrutura ou isoladores;
- Aplicação de material inadequado ou de má qualidade na fabricação dos equipamentos;
- Problemas de fabricação;
- Envelhecimento do próprio material;
- Contaminação.

b) Problemas Mecânicos

- Ação do vento;
- Neve;
- Árvores etc.

c) Problemas Elétricos

- Descargas atmosféricas diretas ou indiretas;
- Surtos de manobra;

- Sobretensões no sistema.

d) Problemas de Manutenção

- Substituição inadequada de peças e equipamentos;
- Falta de treinamento e qualificação da equipe de manutenção;
- Peças de reposição inadequadas ou sem qualidade;
- Inspeção inadequadas da rede.

e) Problemas de Outra Natureza

- Vandalismo;
- Queimadas
- Inundações;
- Desmoronamentos;
- Acidentes.

Conforme [14], alguns dos efeitos deste fenômeno são a dissipação de potência no circuito em forma de calor (lei de Joule), redução da magnitude da tensão nas barras devido ao aumento da corrente (lei de Ohm), sobrecargas e desconexão de circuitos em falta que ocasionam sobretensão e sub ou sobrefrequência. Tudo isso danifica equipamentos e impede o funcionamento correto de instalações elétricas. Desse modo, conforme apontado em [13], é importante conhecer os níveis de curto-circuito para projetar linhas de transmissão, disjuntores, TCs, efetuar a coordenação de relés, avaliar as perturbações harmônicas e estabilidade dinâmica do sistema elétrico.

Após a integração de uma UTE ao SIN, a rede deverá suportar os novos níveis de curto-circuito e deverá ocorrer a atualização das proteções afetadas, que pode incluir a substituição de disjuntores e reajustes de relés. Desse modo, evita-se que situações de curto causem a indisponibilidade das instalações de forma prolongada, assim como permite a operação da rede íntegra ou sob contingências sem atuação indevida das proteções.

Durante um curto-circuito, o sistema pode ficar desbalanceado, que é o que ocorre nas faltas monofásicas e bifásicas. Devido à complexidade da análise de

circuitos desequilibrados, decompõe-se este sistema em vários sistemas equilibrados. Conforme explanado em [13], em 1915 Fortescue formulou uma ferramenta para decompor um sistema de “n” fases desequilibradas em suas correspondentes componentes simétricas; permitindo que toda a teoria de análise de circuitos trifásicos equilibrados fosse utilizada para avaliar qualquer curto-circuito em rede trifásica. Desse modo, os curtos-circuitos são avaliados sob a ótica de três sistemas trifásicos equilibrados: o de sequência positiva, o de sequência negativa e o de sequência zero, que se relacionam com o circuito sob falta conforme a seguinte equação matricial apresentada em [13]:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \\ 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{V}_{a_0} \\ \dot{V}_{a_1} \\ \dot{V}_{a_2} \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Na Equação (2.1), tem-se que:

$$\dot{a} = 1\angle(120^\circ) \quad (2.2)$$

Desse modo, utilizando as Equações (2.1) e (2.2), é possível observar que os fasores das tensões de fase \dot{V}_a , \dot{V}_b e \dot{V}_c são calculados a partir da adição dos seus respectivos fasores de sequência zero (índice “0”), positiva (índice “1”) e negativa (índice “2”). Assim, a partir do circuito real serão desenvolvidos 3 circuitos adaptando as impedâncias para os equivalentes circuitos de sequência. A seguir são apresentados os circuitos equivalentes de sequência de linhas de transmissão, geradores e transformadores de ligação delta-estrela, especificamente Ynd11, ou seja, os enrolamentos do lado de alta tensão estão conectados em estrela aterrado e o lado de baixa tensão está conectado em delta e atrasado 330° com relação à tensão do enrolamento de alta tensão.

2.1.1 Equivalente e componentes simétricas do gerador

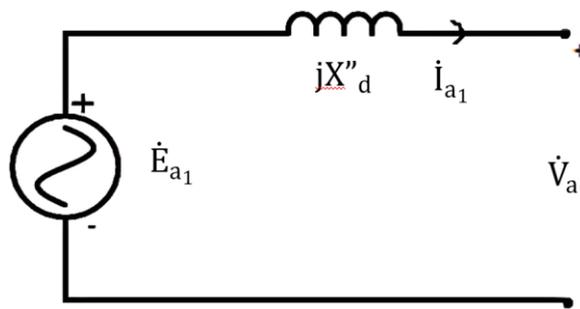
Conforme ponderado no item 2.1, é necessário solucionar 3 circuitos de sequência para então utilizar as Equações (2.1) e (2.2) para obter os valores de tensão e corrente de curto-circuito. Para este trabalho, serão consideradas as seguintes premissas referentes à modelagem do gerador:

- O gerador considerado será um gerador síncrono de polos lisos, o que implicará na utilização de valores de reatância compatíveis com este tipo de gerador no estudo de curto-circuito;
- O gerador está conectado em estrela com neutro aterrado por impedância;

A representação desses circuitos deve sempre considerar a condição mais severa durante o curto. Desse modo, serão utilizados os valores de impedância subtransitória do gerador na representação de seu circuito equivalente de sequência positiva, visando obter o maior valor de corrente possível; o qual será utilizado no dimensionamento de equipamentos e ajuste de proteções. Para os circuitos de sequência negativa e zero são utilizados valores de impedância obtidos mediante ensaios de sequência negativa e positiva, conforme explanado em [13].

A Figura 2.1.1 apresenta o equivalente de sequência positiva do gerador síncrono, no qual são representadas a tensão de armadura (\dot{E}_{a_1}), reatância subtransitória (jX''_d), corrente de armadura (\dot{I}_{a_1}) e tensão terminal (\dot{V}_{a_1}).

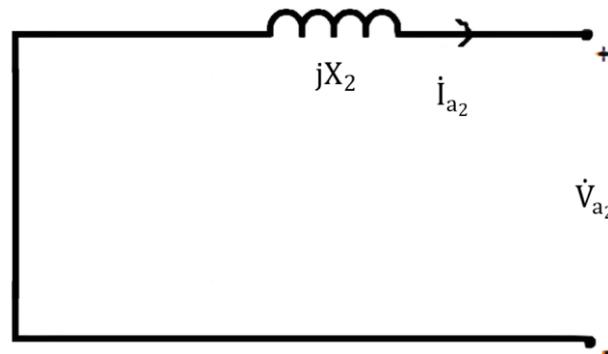
Figura 2.1.1 – Equivalente de sequência positiva do gerador síncrono



Fonte: Adaptado de [15]

A Figura 2.1.2 apresenta o equivalente de sequência negativa do gerador síncrono, o qual não possui a representação da tensão de armadura devido ao campo magnético do gerador apenas ser capaz de produzir tensões de sequência positiva. A reatância de sequência negativa (jX_2) do gerador de polos lisos é obtida mediante ensaio, conforme descrito em [13], e representa a razão entre a tensão terminal de sequência negativa (\dot{V}_{a_2}) e a corrente de sequência negativa (\dot{I}_{a_2}).

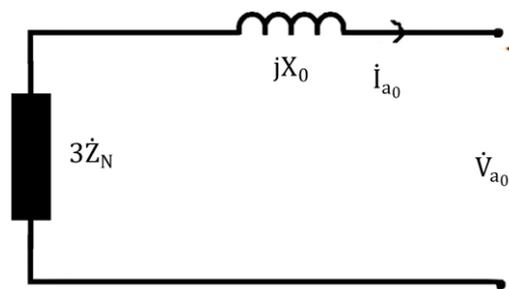
Figura 2.1.2 – Equivalente de sequência negativa do gerador síncrono



Fonte: Adaptado de [15]

Finalmente, o modelo do circuito de sequência zero do gerador síncrono está representado na Figura 2.1.3. Conforme exposto nas premissas no início deste tópico, o gerador é aterrado por meio da impedância (\dot{Z}_N). O valor da reatância de sequência zero (jX_0) também é obtido em ensaio específico, conforme [13].

Figura 2.1.3 – Equivalente de sequência zero do gerador síncrono em Y com impedância de aterramento

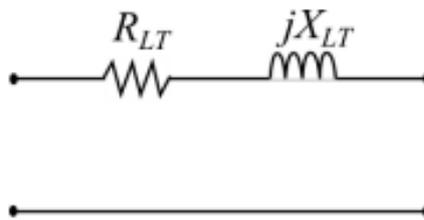


Fonte: Adaptado de [15]

2.1.2 Equivalente em componentes simétricas da linha de transmissão

De acordo com [13], os circuitos de sequência positiva e negativa das linhas de transmissão possuem mesma topologia e valores de impedância. A Figura 2.1.4 representa o circuito de uma linha de transmissão curta utilizado no cálculo das tensões e correntes de sequência positiva e negativa. Os valores da resistência (R_{LT}) e reatância (jX_{LT}), que adicionados representam a impedância série da linha (Z_{LT}), podem ser obtidos mediante ensaios (razão entre tensão na sequência correspondente aplicada e corrente medida) ou serem calculados de acordo com os materiais utilizados, aspectos construtivos dos cabos e torres, e espaçamentos de condutores. Supõe-se neste modelo que a linha de transmissão é equilibrada, ou seja, existe a transposição dos seus condutores e os aspectos construtivos dos condutores das fases são iguais.

Figura 2.1.4 – Circuito da linha de transmissão em sequência positiva e negativa



Fonte: Adaptado de [16]

Existem mais duas modelagens de linhas de transmissão, média e longa, as quais são utilizadas de acordo com os critérios da Tabela 2.1.1. Para as linhas médias, podem ser utilizados os modelos π ou T , os quais estão representados na Figura 2.1.5 e Figura 2.1.6. Para linhas longas, utiliza-se um modelo π com parâmetros corrigidos de acordo com as expressões em (2.3) e (2.4). Apesar disso, para o estudo de curto-circuito, dependendo do caso, pode-se utilizar o modelo simplificado da Figura 2.1.4.

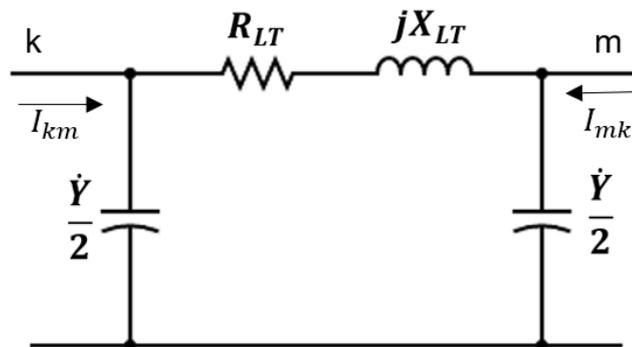
Tabela 2.1.1 – Tipos de modelagens de linhas de transmissão

Tensão de linha (VL)	Comprimento máximo (L)	Modelagem do circuito
VL < 150 kV	L < 80 km	Linha de transmissão curta
	80 km ≤ L ≤ 200 km	Linha de transmissão média

Tensão de linha (VL)	Comprimento máximo (L)	Modelagem do circuito
	$L > 200$ km	Linha de transmissão longa
$150 \text{ kV} \leq VL < 400 \text{ kV}$	$L < 40$ km	Linha de transmissão curta
	$40 \text{ km} \leq L \leq 200$ km	Linha de transmissão média
$VL \geq 400 \text{ kV}$	$L > 200$ km	Linha de transmissão longa
	$L < 20$ km	Linha de transmissão curta
	$20 \text{ km} \leq L \leq 100$ km	Linha de transmissão média
	$L > 100$ km	Linha de transmissão longa

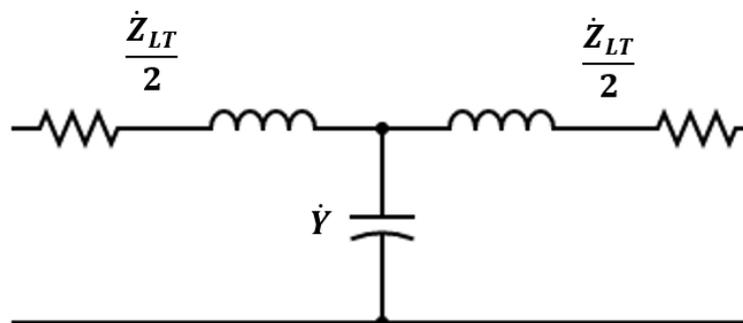
Fonte: Própria do autor (2023) adaptado de [13].

Figura 2.1.5 – Modelo π da linha de transmissão



Fonte: Própria do autor (2023), adaptado de [13].

Figura 2.1.6 – Modelo T da linha de transmissão média



Própria do autor (2023), adaptado de [13].

Nas Equações (2.3) e (2.4), \dot{Y} representa a admitância shunt equivalente total da linha de transmissão, l representa o comprimento desta linha e γ representa a constante de propagação, calculada mediante a expressão (2.5), na qual y é o módulo da admitância shunt da linha por unidade de comprimento e z é o módulo da impedância série por unidade de comprimento.

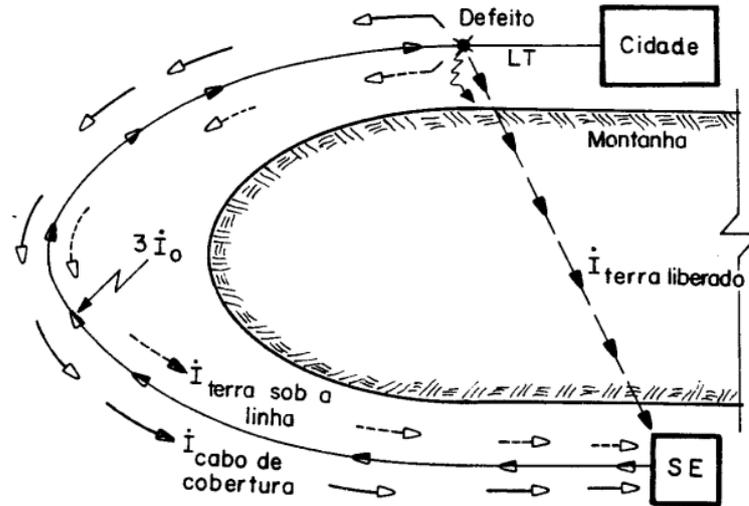
$$\dot{Z}_{corrigido} = \dot{Z}_{LT} \times \frac{\sinh(\gamma \cdot l)}{\gamma \cdot l} \quad (2.3)$$

$$\dot{Y}_{corrigido} = \dot{Y} \times \frac{\tanh\left(\frac{\gamma \cdot l}{2}\right)}{\frac{\gamma \cdot l}{2}} \quad (2.4)$$

$$\gamma = \sqrt{yz} \quad (2.5)$$

Segundo [13], quando uma linha de transmissão é percorrida por correntes em fase (sequência zero) existe um fluxo magnético concatenado com o cabo guarda e o solo sob à linha de transmissão, o que produz neles correntes induzidas. Além destas correntes, também é possível existir correntes que retornem à fonte pelo menor caminho entre o ponto de falta e o gerador pelo solo. A Figura 2.1.7 representa de uma forma geral o percurso da corrente de sequência zero em linhas de transmissão.

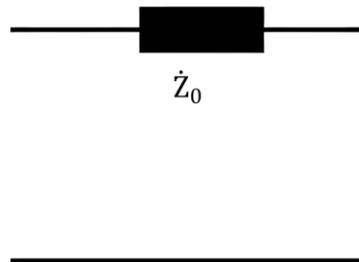
Figura 2.1.7 – Desenho esquemático do percurso da corrente de sequência zero



Fonte: Adaptado de [13]

Desse modo, representa-se o circuito conforme Figura 2.1.8. O valor típico da impedância (\dot{Z}_0) situa-se, de acordo com [13], na faixa indicada na Equação (2.6); na qual Z_{LT} representa a impedância de sequência positiva da linha de transmissão.

Figura 2.1.8 – Circuito de sequência zero da linha de transmissão



Fonte: Própria do autor (2023)

$$2 \times \dot{Z}_{LT} \leq \dot{Z}_0 \leq 6 \times \dot{Z}_{LT} \quad (2.6)$$

2.1.3 Equivalente em componentes simétricas do transformador

Devido aos níveis de corrente que ocorrem durante situações de curto-circuito, que são o escopo de aplicação destes circuitos equivalentes, o modelo do circuito de

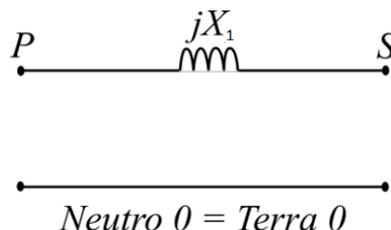
sequência positiva do transformador pode ser reduzido para uma impedância série, de topologia semelhante ao modelo da linha de transmissão (Figura 2.1.8). Ao utilizar este modelo, desconsidera-se o ramo de magnetização do modelo completo, que é o ramo associado à corrente de magnetização. Como nos estudos de fluxo de potência e de curto-circuito o percentual das correntes das fases correspondentes à corrente de magnetização é pequeno, este ramo não traz contribuição significativa para estes estudos e pode ser desconsiderado. O valor da impedância série é obtido através do ensaio de curto-circuito e é válido tanto para o circuito equivalente de sequência positiva quanto o de sequência negativa, conforme [13].

O circuito equivalente de sequência zero varia de acordo com o tipo de núcleo do transformador (envolvido ou envolvente) e da ligação dos enrolamentos primários e secundários (Y aterrado, Y não aterrado e delta). Então, considerando as premissas a seguir, será apresentada a modelagem do circuito do transformador utilizado para conexão da geração do estudo de caso do Capítulo 4. As premissas são:

- O transformador elevador utilizado na conexão do gerador à rede é trifásico, não sendo um banco de transformadores monofásicos;
- O núcleo deste transformador é do tipo núcleo envolvente;
- A ligação dos enrolamentos deste transformador é do tipo Ynd11.

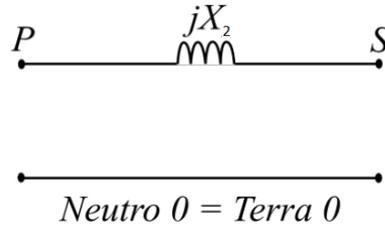
Desse modo, para o transformador que atende as premissas, têm-se que os circuitos equivalentes de sequência são os da Figura 2.1.9, Figura 2.1.10 e Figura 2.1.11, nos quais os valores das reatâncias de sequência positiva (X_1), negativa (X_2) e zero (X_0) são iguais.

Figura 2.1.9 – Circuito de sequência positiva do transformador Ynd11 de núcleo envolvente



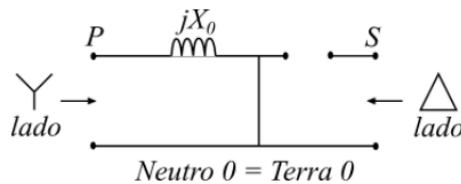
Fonte: Adaptado de [16]

Figura 2.1.10 - Circuito de seqüência negativa do transformador Ynd11 de núcleo envolvente



Fonte: Adaptado de [16]

Figura 2.1.11 - Circuito de seqüência zero do transformador Ynd11 de núcleo envolvente



Fonte: Adaptado de [16]

Assim, com os modelos de circuitos apresentados neste capítulo, é possível calcular as tensões e correntes de seqüência de três sistemas trifásicos utilizando as técnicas para resolução de circuitos trifásicos equilibrados e a Equação matricial (2.1).

2.2 Estudo de Fluxo de Potência

Conforme descrito em [17], o cálculo do fluxo de carga (ou fluxo de potência) em uma rede de energia elétrica consiste essencialmente na determinação do estado da rede, no que tange a distribuição dos fluxos de potências ativa (P) e reativa (Q), módulo (V) e ângulo (θ) de fase da tensão nas barras do sistema. É um estudo que considera a rede em regime permanente, modelando-a por meio de equações algébricas, as quais são solucionadas por meio de métodos computacionais utilizando cálculo numérico.

Este tipo de estudo permite indicar, por exemplo, se existe sobrecarga em linhas e transformadores nas vizinhanças de uma subestação que integrará uma nova geração, a qual irá alterar as intensidades das distribuições de fluxos da região. Esta

avaliação permite determinar a necessidade de adequações na rede para aportar essa nova injeção de potência.

A modelagem do sistema de potência em estudo se dá a partir da classificação das barras nos 3 tipos indicados na Tabela 2.2.1. Aplicando-se a primeira lei de Kirchhof às barras mencionadas, o que equivale a igualar o somatório das potências que fluem para o sistema a partir desta barra ao total de potência injetada nela (Equações (2.7) e (2.8)) e considerando as restrições impostas pelo sistema, como os limites das tensões das barras PQ e de potência reativa das barras PV, têm-se o sistema de equações e inequações a ser resolvido para obtenção do fluxo de potência.

Tabela 2.2.1 – Características das barras utilizadas no estudo de fluxo de carga

Nome	Tipo de Barra	Parâmetros	Variáveis	Características
V θ	Referência	V, θ	P, Q	Fornece a referência angular e usada no fechamento do balanço de potências.
PV	Tensão controlada	P, V	Q, θ	Barras de geração ou com controle de tensão
PQ	P e Q Constantes	P, Q	V, θ	Barras de carga ou em que se deseja calcular V e θ

Fonte: Próprio do autor (2023)

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (2.7)$$

$$Q_k + Q_k^{sh}(V_k) = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (2.8)$$

Nas Equações (2.7) e (2.8) k representa as barras do sistema, Ω_k representa o conjunto de barras vizinhas à barra k (se conectam a ela), V_k e V_m representam os módulos das tensões das barras k e m , θ_k e θ_m representa os ângulos de fase das tensões das barras k e m , P_{km} representa o fluxo de potência ativa saindo barra k para a barra m , Q_{km} representa o fluxo de potência reativa saindo da barra k para a barra m e Q_k^{sh} representa a injeção de potência reativa na barra k devida ao seu elemento shunt. P_k e Q_k representam a injeção de potência ativa e reativa na barra k ,

respectivamente, que podem representar unidades geradoras ou cargas conectadas à esta barra. A modelagem dos demais componentes relevantes para o estudo de fluxo de carga, transformadores e linhas de transmissão, estão indicadas nos tópicos seguintes.

2.2.1 Modelagem das linhas de transmissão

A modelagem de linhas de transmissão para o cálculo do fluxo de potência segue os padrões adotados para representação do circuito de sequência positiva da Seção 2.1.2, atendendo às classificações de linha curta, média ou longa. Como as linhas de transmissão geralmente são modeladas como médias ou longas devido aos seus níveis de tensão e comprimento, serão apresentadas as equações do seu modelo π aplicadas ao cálculo do fluxo de carga. Considerando a Figura 2.1.5, representando a impedância série da linha (Z_{LT}) como sua admitância equivalente ($\dot{Y}_{km} = G_{km} + jB_{km}$) e a admitância shunt conectada em cada terminal do modelo ($\frac{\dot{Y}}{2}$) como a susceptância equivalente jB_{km}^{sh} , o que representa bem o caráter capacitivo destes elementos shunt, pode-se obter a Equação (2.9):

$$\dot{I}_{km} = \dot{Y}_{km} \times (\dot{V}_k - \dot{V}_m) + \dot{V}_k \times jB_{km}^{sh} \quad (2.9)$$

Na Equação (2.9) \dot{V}_k e \dot{V}_m representam os fasores de tensão nas barras k e m, respectivamente, e \dot{I}_{km} representa a corrente total saindo da barra k para a barra m. Desse modo, representando estas tensões como $\dot{V}_k = V_k \times e^{j\theta_k}$ e utilizando as Equação (2.9) e a do conjugado da potência aparente, Equação (2.10), podem-se obter as equações para o cálculo dos fluxos de potências ativa (P_{km}) e reativa (Q_{km}) saindo da barra k para a barra m; representadas respectivamente pelas Equações (2.11) e (2.12).

$$\dot{S}_{km}^* = \dot{V}_k^* \times \dot{I}_{km} \quad (2.10)$$

$$P_{km} = V_k^2 \cdot g_{km} - V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cos(\theta_{km}) - V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}) \quad (2.11)$$

$$Q_{km} = -V_k^2 \cdot (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \cos(\theta_{km}) - V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}) \quad (2.12)$$

É possível calcular as perdas de potência ativa na linha mediante a soma das potências P_{km} e P_{mk} , assim também pode ser feito analogamente com as potências reativas.

2.2.2 Modelagem de transformadores em fase

Na análise do fluxo de potência podem ser considerados dois transformadores: em fase e defasador. O transformador defasador permite a realização do controle do fluxo de potência ativa no ramo onde está inserido mediante a alteração da defasagem entre os ângulos das tensões dos seus terminais. No transformador ideal deste tipo, a relação entre as tensões nos seus terminais é dada pela Equação (2.13), na qual V_1 e V_2 são as tensões nos seus terminais e ϕ é a defasagem ocasionada pelo transformador.

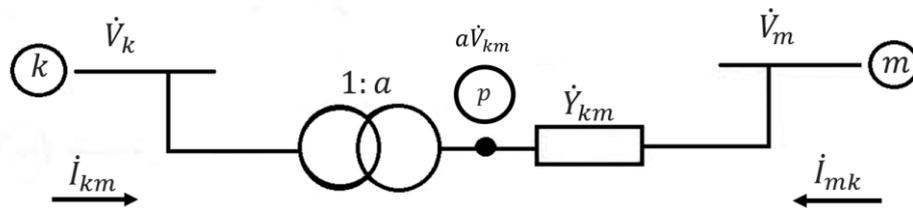
$$\frac{\dot{V}_1}{\dot{V}_2} = e^{j\phi} \quad (2.13)$$

O transformador em fase, mais comumente utilizado nas interligações de usinas termoelétricas à rede, permite a elevação ou abaixamento da tensão mediante a diferença entre a quantidade de espiras presentes em cada uma das bobinas dos seus terminais. Desse modo, no transformador ideal, a relação entre as tensões em seus terminais é dada pela Equação (2.14), na qual V_1 e V_2 representam as amplitudes das tensões nos terminais e a a variação de amplitude ocasionada pela inserção do transformador. Para o transformador ideal, é possível verificar que a relação entre as correntes de seus terminais é inversa à da Equação (2.14).

$$\frac{V_1}{V_2} = a \quad (2.14)$$

Como o transformador em fase é mais aplicável ao escopo deste trabalho, serão apresentadas as equações para o cálculo das potências ativa e reativa deste transformador. Considerando o circuito da Figura 2.2.1 e explicitando a admitância do transformador, é possível verificar a Equação (2.15), apresentada em [17].

Figura 2.2.1 – Circuito modelo do transformador em fase



Fonte: Própria do autor (2023), adaptado de [17].

$$I_{km} = -ay_{km} \cdot (a \cdot V_m - V_p) = (a^2 \cdot y_{km}) \cdot V_k + (-a \cdot y_{km}) \cdot V_m \quad (2.15)$$

Considerando a aplicação da (2.15) em (2.10) e separando as partes imaginária (Q_{km}) e real (P_{km}), têm-se que:

$$P_{km} = (a_{km} \cdot |V_k|)^2 \cdot g_{km} - (a_{km} \cdot |V_k|) \cdot |V_m| \cdot g_{km} \cdot \cos(\theta_{km}) - (a_{km} \cdot |V_k|) \cdot |V_m| \cdot b_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}) \quad (2.16)$$

$$Q_{km} = -(a_{km} \cdot |V_k|)^2 \cdot b_{km} + (a_{km} \cdot |V_k|) \cdot |V_m| \cdot b_{km} \cdot \cos(\theta_{km}) - (a_{km} \cdot |V_k|) \cdot |V_m| \cdot g_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}) \quad (2.17)$$

Utilizando as equações das potências ativa e reativa das linhas e transformadores, modelando carga e geração como injeções de potência positiva ou negativa nas barras e aplicando as leis de Kirchhoff mencionadas, é possível montar o sistema de equações para solução do fluxo de carga computacionalmente, conforme é apresentado em [17].

3 METODOLOGIA PARA ESTUDO DE CASO

Conforme definido nos objetivos deste trabalho, seu foco está na apresentação dos estudos de fluxo de potência e de curto-circuito nos moldes determinados pelo processo de integração de usinas termoelétricas ao SIN. Para que uma UTE possa se conectar ao SIN é pré-requisito a obtenção do Parecer de Acesso, conforme informado em [5], o qual tem como parte de seu escopo a avaliação da viabilidade sistêmica desta conexão. Desse modo, os estudos deste trabalho fazem parte do Parecer de Acesso, ou seja, eles analisam esta viabilidade sistêmica por meio dos níveis de tensão, reativos e do carregamento das linhas e equipamentos, assim como se os níveis de curto-circuito exigem a realização de novos ajustes de proteção ou substituição de equipamentos devido sua superação.

É nesse cenário que se definem as características da UTE para o estudo de caso, a área analisada e as premissas adotadas nos estudos, de modo a torná-lo adequado ao escopo e objetivos deste trabalho, conforme definido em [8]. É importante estabelecer que os cálculos necessários utilizarão os programas ANAFAS e ANAREDE, logo, o quantitativo de detalhes referentes ao estudo de caso será apenas o suficiente para a correta modelagem do sistema nestes programas. A seguir, serão comentadas essas designações.

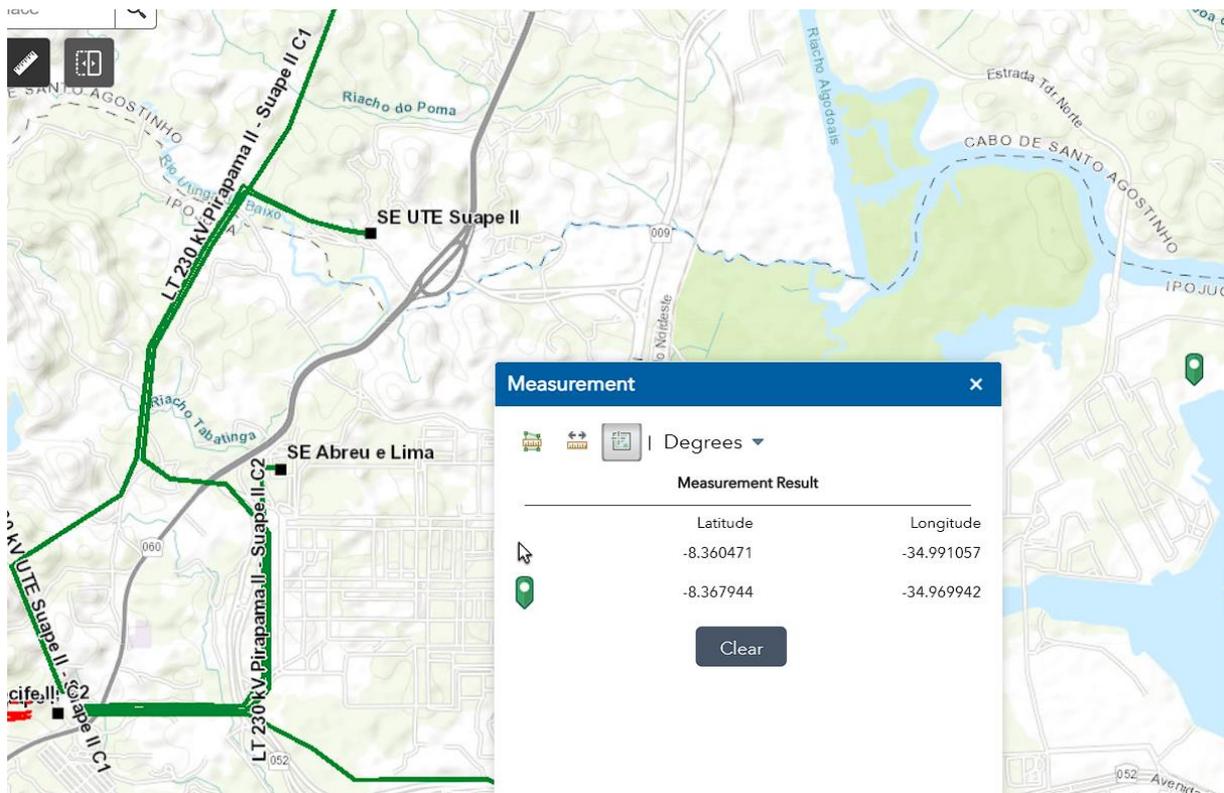
3.1 Caracterização da usina termoelétrica e circuito de interligação

Para que seja possível avaliar os níveis de tensão, reativos, carregamentos e a superação de equipamentos ou necessidade de reajustes nas proteções; é necessário inicialmente definir um possível ponto de conexão para a UTE para que seja estabelecida a sua área de influência. Como uma termoelétrica de ciclo combinado possui uma unidade geradora a vapor, a qual trabalha seguindo o ciclo Rankine, é interessante que ela esteja localizada próxima a uma fonte abundante de água que possa ser utilizada para realizar a etapa de condensação deste ciclo. Assim, observando o Mapa Indicativo da Capacidade Remanescente do SIN disponível no site do ONS, foi possível verificar ampla disponibilidade de margem nas regiões próximas aos litorais dos estados do Rio de Janeiro e de Pernambuco no período de 2023 a 2027. Desse modo, definiu-se o ponto de conexão no nível de tensão 500 kV

da SE Suape II em Ipojuca, Pernambuco. Esta subestação possui, pelo menos, 1500 MW de margem disponível na tensão de 500 kV ao longo de todo o período mencionado, atingindo até 3000 MW de capacidade disponível em 2027 nesse nível de tensão.

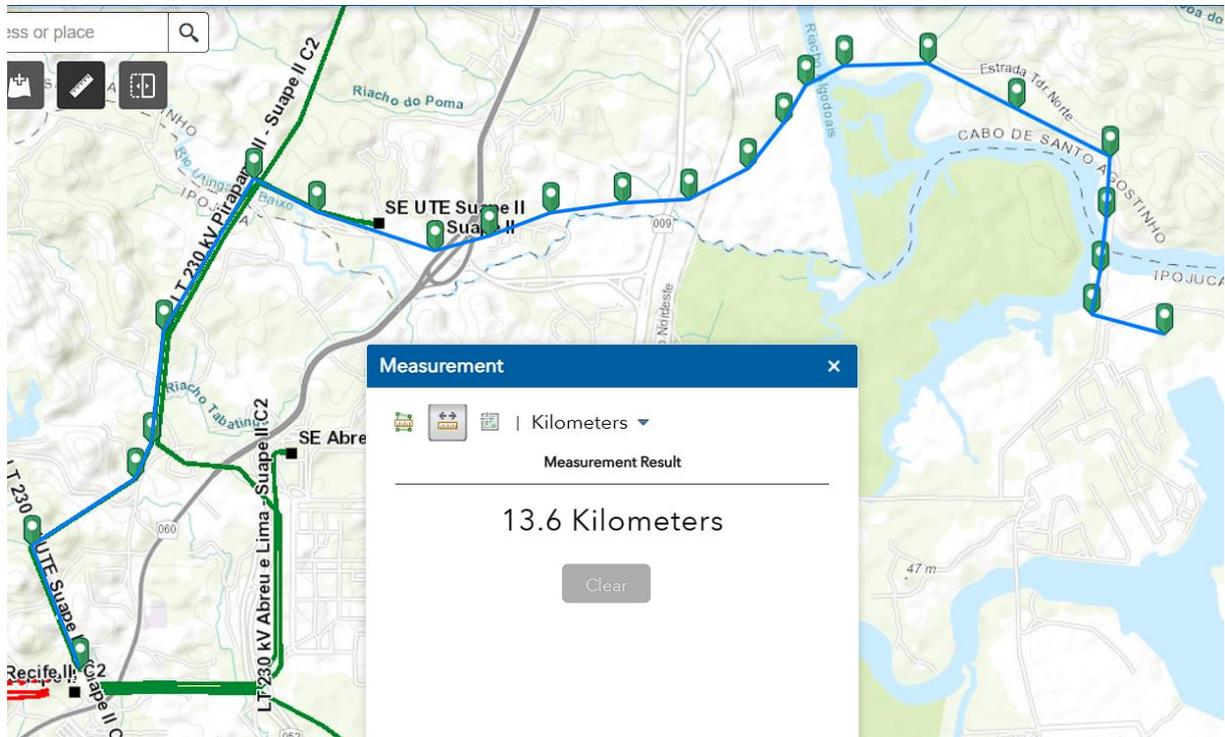
Como não faz parte do escopo deste trabalho a análise da viabilidade técnica e financeira da UTE ou mesmo de seus impactos ambientais, foi definido o local com as coordenadas indicadas na Figura 3.1.1. Esta localização corresponde ao local onde hoje se encontra o estaleiro VARD Promar, em Ipojuca-PE. Com esta localização, foi definido o traçado da linha de transmissão de 500 kV indicado na Figura 3.1.2, o qual possui 13,6 km. A escolha de locais e traçados diferentes não alteraria o procedimento de realização dos estudos, apenas os seus parâmetros de entrada.

Figura 3.1.1 – Localização definida para a UTE do estudo de caso



Fonte: Própria do autor, elaborado utilizando a ferramenta Webmap EPE disponível em <https://gisepeprd2.epe.gov.br/webmapepe/> (2023)

Figura 3.1.2 – Traçado e comprimento da linha de transmissão 500 kV

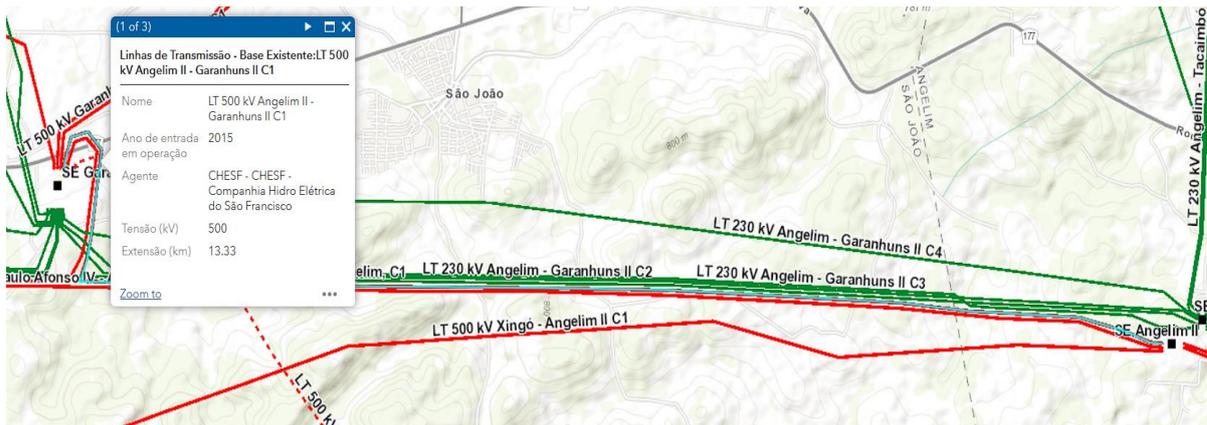


Fonte: Própria do autor, elaborado utilizando a ferramenta Webmap EPE disponível em <https://gisepeprd2.epe.gov.br/webmapepe/> (2023)

A potência instalada da UTE foi definida com base na margem disponível no barramento da SE Suape II, optando-se pelo valor de 1000 MW simplesmente por ficar abaixo dos 1500 MW, mas razoavelmente próximo do valor máximo. A partir dessas definições, já é possível modelar uma linha de 500 kV para realização desta conexão da UTE com a SE Suape II. Para tal, serão considerados os parâmetros de uma linha de 500 kV já modelada nos arquivos dos casos do ONS em conjunto com as informações de distância obtidas do sistema Webmap EPE para efetuar os ajustes da impedância com relação à distância, se necessário. Esta abordagem de utilização da parametrização de elementos já modelados nos casos do ONS foi adotada para a realização dos estudos, evitando que seja necessário especificar todas as características dos geradores, transformadores e da linha de transmissão. Considerando que a conexão da UTE seria realizada no inverno de 2023, foi utilizado o caso Inverno 2023 no patamar de carga média obtido do site do ONS, no qual foram

observados os parâmetros do circuito 1 da linha de transmissão 500 kV Angelin II – Garanhuns II, o qual está parametrizado com uma capacidade normal de 1.306 MVA. Como foi definido em [2], as termoelétricas devem ser capazes de operar entre os fatores de potência 0,9 sobreexcitado a 0,95 subexcitado, a potência aparente máxima transmitida nesta linha ocorrerá quando a usina estiver a plena carga com fator de potência 0,9 subexcitado, ou seja, 1.111,11 MVA. Conforme pode ser observado na Figura 3.1.3, o comprimento desta linha é de 13,33 km, o qual é muito próximo do comprimento do circuito considerado para conexão da UTE. Desse modo, adotou-se exatamente os mesmos parâmetros desta linha, desprezando a correção da impedância pelo comprimento devido a diferença ser de apenas 2%.

Figura 3.1.3 – Comprimento da linha de transmissão utilizada como base para modelagem do circuito de conexão da UTE



Fonte: Própria do autor, elaborado utilizando a ferramenta Webmap EPE disponível em <https://gisepeprd2.epe.gov.br/webmapepe/> (2023)

Para determinar a distribuição de potências por unidade geradora do ciclo combinado na configuração 2x1, ou seja, dois conjuntos turbina-gerador a gás e um conjunto turbina-gerador a vapor, foram consideradas a estimativa da General Electric (GE), na qual o ganho de energia ao se fechar um ciclo combinado é de até 50% para um mesmo consumo de combustível, e a estimativa de [18], na qual a potência proveniente do reaproveitamento do calor de exaustão das turbinas a gás corresponde a um valor entre 30% a 40% da potência total do ciclo combinado. Desse modo, uma possível faixa de potência gerada pela turbina a vapor encontra-se entre 300 MW e 400 MW. Considerando que as duas turbinas a gás são idênticas e definindo a

potência da turbina a vapor em 380 MW, a potência de um conjunto turbina-gerador a gás será definida como 310 MW. Apesar da potência da turbina a vapor está acima da estimativa da GE, esta não considera o aumento do consumo de combustível em soluções como a queima suplementar, por exemplo, na qual é transferida mais energia térmica para o ciclo de vapor mediante a queima de um pouco mais de gás natural.

Os valores de impedâncias necessários adotados para os estudos de curto-circuito são os típicos para reatância de turbogeradores indicados em [13]. A tensão nos terminais dos geradores considerada é 18 kV, em linha com as especificações de geradores da Siemens (SGEN-1000A Series) e da GE (Gen-H).

Para definir as características do transformador 18/500 kV, foram consideradas as modelagens dos transformadores da UHE Xingó, os quais realizam a mesma transformação, e foram consideradas as recomendações da NBR 5356-5 com relação à impedância mínima de curto-circuito do transformador de acordo com a faixa de potência. Assim, foi observado que no caso do ONS utilizado no ANAREDE, os transformadores de Xingó possuem a reatância 13,94% na sua base nominal. Outrossim, [19] recomenda que a impedância mínima de curto-circuito de transformadores com potência superior a 100 MVA seja superior a 12,5% na sua base nominal. Desse modo, como os transformadores devem suportar a máxima potência nominal em MVA dos geradores, a qual é obtida quando estes operam com fator de potência 0,9 subexcitado, os valores mínimos das potências dos transformadores das unidades geradoras podem ser obtidos utilizando a Equação (3.1), na qual foi acrescida uma margem de 5% à potência máxima para acomodar variações de potência devido às condições climáticas e permitir a operação das unidades geradoras um pouco acima das condições a plena carga, se necessário. Esta estimativa de 5% está coerente com o estudo apresentado em [20], no qual foi observado que uma variação de 10°C na temperatura ambiente pode produzir uma variação de potência ativa entre 5 e 10% em turbinas a gás devido ao aumento da densidade do ar utilizado na combustão.

$$S_{UG} = 1,05 \times \frac{P_{UG_{nom}}}{0,9} \quad (3.1)$$

Em (3.1), S_{UG} representa a potência aparente trifásica mínima do transformador que atende às premissas apresentadas no parágrafo anterior e $P_{UG_{nom}}$ representa a potência ativa trifásica da unidade geradora conectada a ele. Assim, as potências aparentes mínimas dos transformadores das unidades geradoras a gás e a vapor são 361.67 MVA e 443,33 MVA, respectivamente. Desse modo, foram definidas as capacidades dos transformadores das unidades geradoras a gás iguais a 370 MVA e da unidade a vapor igual a 450 MVA. Estes valores são um pouco menores que os transformadores da UHE Xingó, os quais apresentam 555 MVA de potência para o conjunto dos 3 transformadores monofásicos. Ainda assim, foram adotadas as reatâncias de 13,94% nas respectivas bases nominais para os transformadores de todas as unidades geradoras neste estudo de caso, atendendo a NBR 5356-5.

Finalmente, tomando por base o exposto nesta seção de caracterização do estudo de caso e na fundamentação teórica, foram adotados os parâmetros indicados na Tabela 3.1.1, os quais já estão na base do ANAREDE de 100 MVA e tensão nominal das barras.

Tabela 3.1.1 – Parâmetros dos elementos da UTE para simulações no ANAREDE e ANAFAS

Elemento da UTE	Parâmetros
Barra 500 kV da UTE	Tensão mínima: 1 pu Tensão máxima: 1.1 pu Tensão mínima em emergência: 0,95 pu Tensão máxima em emergência: 1,1 pu
Linha CA 500 kV UTE – SUAPE II	Capacidade normal: 1306 MVA Capacidade em emergência: 1854 MVA Capacidade equipamento: 1306 MVA Resistência de sequência positiva e negativa: 0.015% Reatância de sequência positiva e negativa: 0.161% Resistência de sequência zero: 0,09% Reatância de sequência zero: 0,966 % Susceptância: 15,599 Mvar
Unidades geradoras a gás UG1UTE e UG2UTE	Geração ativa: 310 MW Geração reativa mínima: -151 Mvar Geração reativa máxima: 101.9 Mvar Tensão mínima: 0.95 pu Tensão máxima: 1.05 pu Tensão mínima em emergência: 0,9 pu Tensão máxima em emergência: 1,05 pu Tensão de operação: 18 kV Reatância síncrona saturada: 51,613% Reatância subtransitória saturada: 3,871%

Elemento da UTE	Parâmetros
	Reatância de sequência negativa: 3,871% Reatância de sequência zero: 1,935%
Unidades geradora a vapor UG3UTE	Geração ativa: 380 MW Geração reativa mínima: -185 Mvar Geração reativa máxima: 124.9 Mvar Tensão mínima: 0.95 pu Tensão máxima: 1.05 pu Tensão mínima em emergência: 0,9 pu Tensão máxima em emergência: 1,05 pu Tensão de operação: 18 kV Reatância síncrona saturada: 42,105% Reatância subtransitória saturada: 3,158% Reatância de sequência negativa: 3,158% Reatância de sequência zero: 1,579%
Transformador das unidades geradoras a gás UG1UTE e UG2UTE	Tape: Fixo em 1 Capacidade normal: 370 MVA Capacidade em emergência: 370 MVA Reatância de sequência positiva e negativa: 3,768% Reatância de sequência zero: 3,768%
Transformador da unidade geradora a vapor UG3UTE	Tape: Fixo em 1 Capacidade normal: 450 MVA Capacidade em emergência: 450 MVA Reatância de sequência positiva e negativa: 3,098% Reatância de sequência zero: 3,098%

Fonte: Própria do autor (2023)

3.2 Estudo de Fluxo de Carga

Apesar de em algumas situações o ONS solicitar a realização da análise de fluxo de potência em diversas estações do ano e patamares de carga distintos, de modo a melhor incorporar a sazonalidade tanto das diferentes fontes de geração quanto da demanda, optou-se por realizar o estudo para apenas um caso em um patamar de carga neste trabalho por ser suficiente para demonstrar o procedimento para realização das análises. Adicionalmente, não é o intuito realizar várias contingências neste trabalho, apenas a que o ONS indicou como fator limitante do barramento, impedindo que seja conectada uma geração superior a 1500 MW na SE Suape II; porém, podem ser apresentadas outras contingências para melhor validar alguma observação. O ONS informa em seu site que este fator limitante corresponde à sobrecarga das linhas de transmissão de 230 kV que interligam a SE Messias à SE

Angelim II quando 1500 MW são injetados na SE Suape II e ocorre uma contingência na linha de transmissão 500 kV que interliga Messias a Suape II.

Para realização dos cálculos de fluxo de potência será utilizada a versão de estudante do ANAREDE 11.05.04. Nesta versão, existem limitações de quantidade de barras e de circuitos que podem ser inseridas no programa. Desse modo, torna-se necessário reduzir a quantidade de barras do caso Inverno 2023, carga média, mediante a realização de equivalentes de rede. Para tal, será aplicado o algoritmo apresentado em [21] concomitantemente com a ferramenta de equivalente de redes do ANAREDE, mas este procedimento não será explicado neste trabalho, pois foge ao seu escopo.

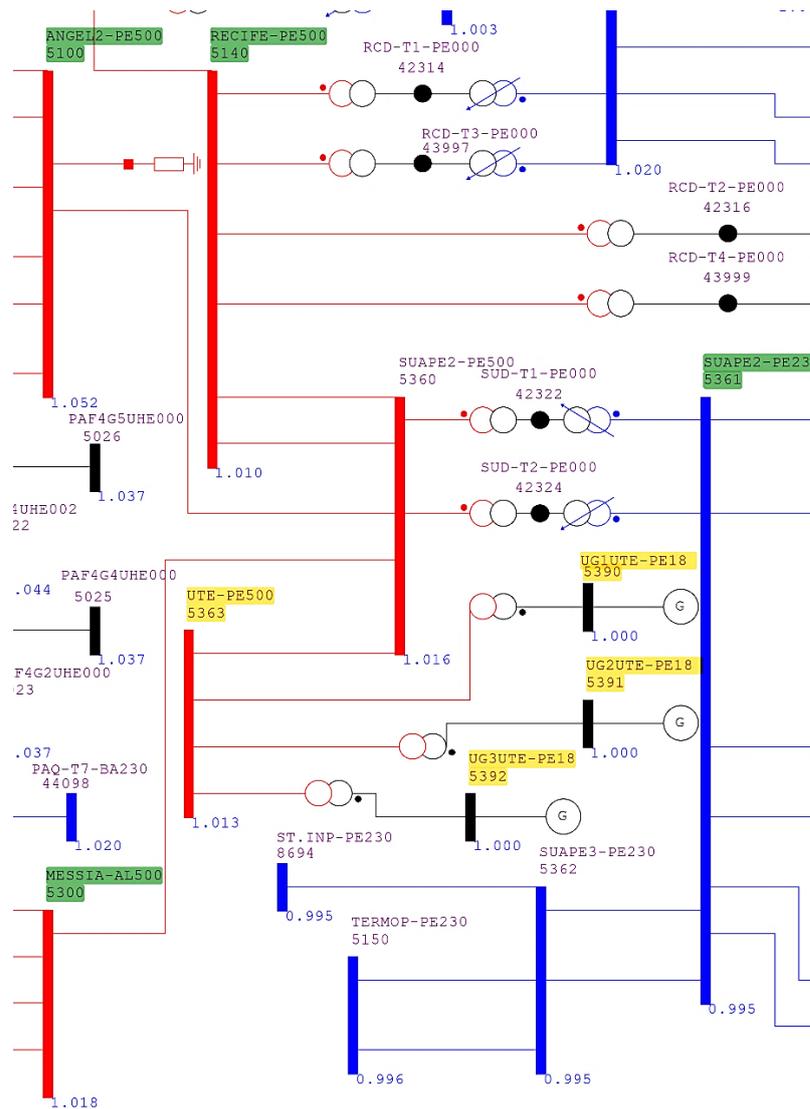
Para avaliar a condição da rede antes da inclusão da UTE, será calculado o fluxo de carga com a rede íntegra e com a contingência mencionada no primeiro parágrafo desta seção. Como o número de barras contidas até a 3ª vizinhança é muito elevado, apenas serão destacados os valores de até 6 barras e circuitos cujos limites de tensão e carregamento, respectivamente, estão mais próximos de serem atingidos. Também é importante esclarecer que todos os tapes dos transformadores das unidades geradoras serão mantidos fixos e iguais a 1, enquanto os tapes dos demais transformadores serão mantidos conforme definido no caso do ONS, com exceção do transformador do circuito nº 4 da barra MESSIA-AL500 (número 5300 no caso do ONS). A fixação do tape deste transformador em 1 foi uma alternativa para reduzir a quantidade de soluções do fluxo de potência, as quais estavam apresentando valores incoerentes, conforme apresentado na Seção 4.1. Isso ocorre porque existem transformadores com tapes variáveis e para cada valor de tape fixado ou definido pelo seu controle pode ser calculado um novo fluxo de potência na rede que atende aos limites definidos na sua parametrização, mas não possuem uma distribuição de fluxo coerente com a rede. Outrossim, os limites e capacidades normais das linhas, transformadores e barras serão considerados nas análises da rede íntegra para apresentação dos percentuais pertinentes, enquanto os limites de emergência serão apenas mencionados quando necessário. Finalmente, é importante esclarecer que todas as análises realizadas com a UTE consideram a integração em 100% de sua potência nominal de 1000 MW.

No caso mencionado disponível no site do ONS, todos os limites operativos tanto em condição de emergência quanto em condições normais das linhas de transmissão,

geradores e transformadores já estão configurados de acordo com o cenário, assim como os despachos dos geradores. Na Figura 3.2.1 está a representação da área de interesse do estudo pré-integração da UTE no ANAREDE, a qual se limita até a 3ª vizinhança da barra de 500 kV da SE Suape II, e na Figura 3.2.2 está a representação da área de interesse com a inclusão da UTE, a qual está com as identificações das barras destacadas em amarelo.

Com o intuito de facilitar a visualização das barras da UTE, é apresentada a Figura 3.2.3, que ilustra a primeira vizinhança da SE Suape II, identificando com a cor verde as barras já existentes (barras números 5100, 5140, 5300 e 5361) que a compõem e em amarelo as barras da UTE (barras números 5363, 5390, 5391 e 5392).

Figura 3.2.3 – Trecho do diagrama da Figura 3.2.2, destacando a primeira vizinhança do barramento 500 kV da SE Suape 2. Em verde estão os barramentos existentes e em amarelo a UTE



Fonte: Própria do autor, elaborado no ANAREDE (2023)

Conforme pode ser observado, a UTE foi modelada utilizando-se 4 barras:

- UTE-PE500: Barramento 500 kV que se conecta se conecta aos transformadores das unidades geradoras e à SE Suape II;

- UG1UTE-PE18: Barramento 18 kV que conecta a unidade geradora a gás 1 ao seu transformador;
- UG2UTE-PE18: Barramento 18 kV que conecta a unidade geradora a gás 2 ao seu transformador;
- UG3UTE-PE18: Barramento 18 kV que conecta a unidade geradora a vapor ao seu transformador.

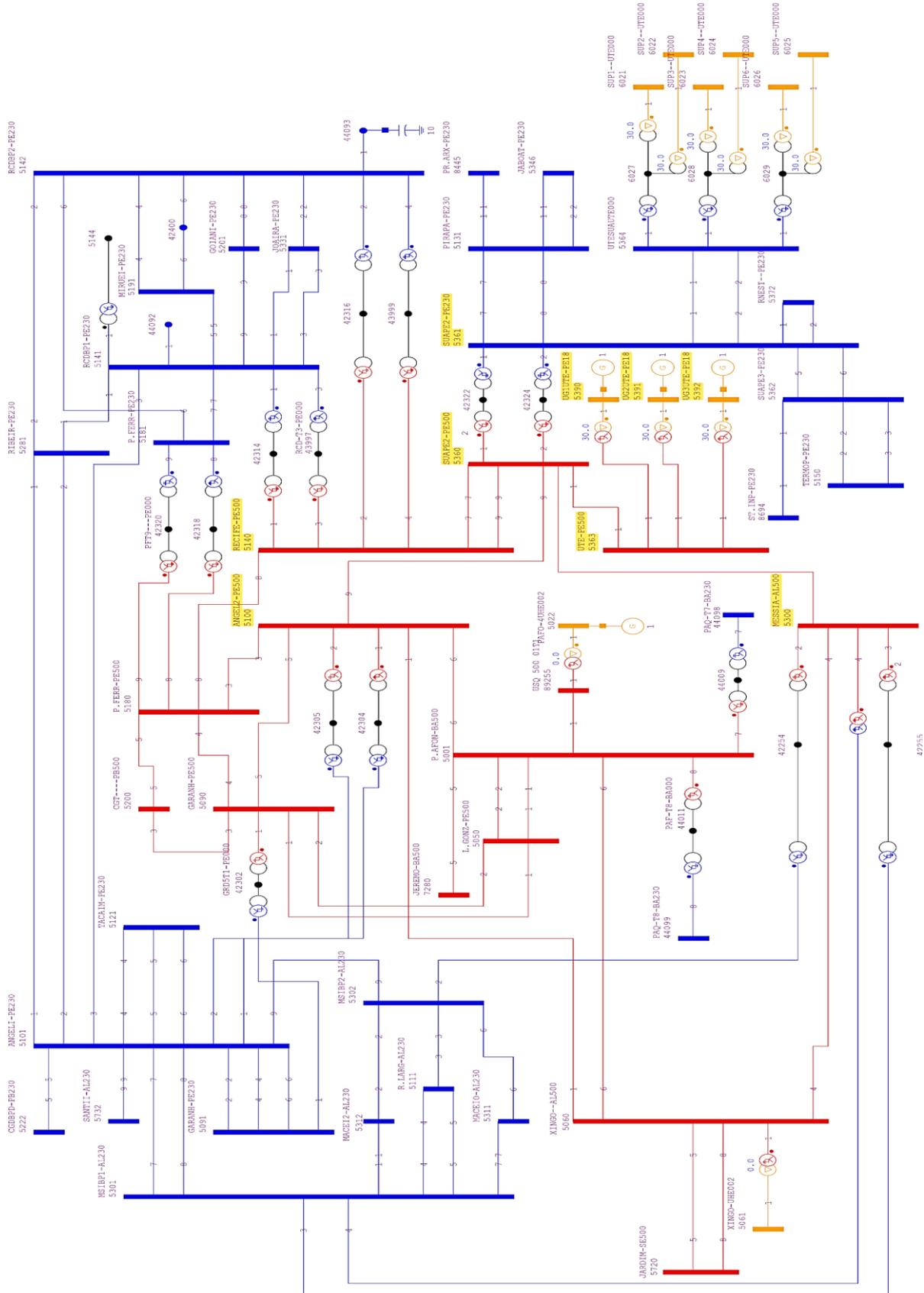
Com a UTE devidamente parametrizada no ANAREDE, é possível calcular o fluxo de potência para a rede íntegra e para a pior contingência, analogamente ao realizado sem a inclusão da UTE. Também serão destacados apenas os valores de tensão e carregamento das barras e circuitos que estão mais próximos de atingir os respectivos limites.

3.3 Estudo de curto-circuito

Para a realização dos estudos de curto-circuito foi utilizado a versão 7.2.3 do ANAFAS estudante, o qual possui a mesma limitação de quantidade de barras e circuitos que podem ser considerados. Desse modo, foi realizado o equivalente do sistema a partir do diagrama que havia sido desenhado no estudo de fluxo de carga utilizando o próprio ANAFAS. O caso de curto-circuito utilizado foi o de referência do PAR/PEL ciclo 2023-2027, referente ao ano de 2023, disponível no site do ONS. Utilizando este caso, já é possível garantir que toda a configuração da rede está adequada ao período de estudo, seguindo as exigências dos procedimentos de rede.

Apesar de ser exigido pelo ONS, assim como nas análises de fluxo de carga, a realização do estudo considerando todo o período escopo do ONS (5 anos) a partir da data de início da operação, apenas será considerada a configuração do sistema em 2023. Essa decisão foi tomada, novamente, por questões de tempo e de ser suficiente para a demonstração do procedimento do estudo apresentá-lo uma única vez. A Figura 3.3.1 apresenta a região de estudo sem a UTE e a Figura 3.3.2 com a UTE.

Figura 3.3.2 – Área de influência com a UTE modelada no ANAFAS, representando até a 3ª vizinhança da barra 500 kV da SE Suape II. As barras destacadas estão contidas na 1ª vizinhança



Fonte: Própria do autor, elaborado no ANAFAS (2023)

As premissas utilizadas para modelagem e execução do cálculo de curto-circuito foram as listadas a seguir:

- Conforme definido nos procedimentos de rede, serão avaliadas apenas as correntes simétricas de curto-circuito e, caso exista a superação da capacidade de algum disjuntor, será realizada a avaliação da corrente passante;
- Não serão avaliadas as relações X/R ou a TRT dos disjuntores devido ao tempo necessário para realização dessas análises seguindo as recomendações de [22];
- Os valores das reatâncias dos transformadores, geradores e da linha de transmissão da UTE são as indicadas na Tabela 3.1.1, tendo algumas delas sido extraídas dos valores típicos indicados na referência [13];
- Serão avaliados os níveis de curto-circuito para faltas trifásicas, monofásicas e bifásicas com terra, conforme Procedimentos de Rede;
- Não serão considerados carregamentos pré-falta, conforme definido nos Procedimentos de Rede;
- Serão adotados os valores das capacidades de interrupção dos disjuntores dos circuitos de 500 kV como 50 kA e de 230 kV como 40 kA. Essas definições estão semelhantes aos utilizados no estudo de curto-circuito efetuado em [10].

Como um dos objetivos do estudo é avaliar variações superiores a 10% no nível de curto-circuito, que já implicaria a necessidade de realização de ajustes nas proteções, serão avaliados os níveis por vizinhança até que a variação da corrente de curto-circuito seja inferior a 10%.

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO

Nesta seção são discutidos os resultados obtidos a partir dos cálculos de curto-circuito e fluxo de potência conforme metodologia definida na Seção 3. Ao final das análises será apresentada uma tabela resumindo os principais efeitos da inclusão da UTE na rede íntegra e sob a contingência mais severa definida pelo ONS.

4.1 Fluxo de potência

4.1.1 Pré-integração da UTE

O cálculo do fluxo de potência para a rede íntegra sem a inclusão da UTE apresentou o maior carregamento da região de interesse nas linhas da Tabela 4.1.1. Alguns transformadores das UHE Luiz Gonzaga e Xingó apresentam carregamento suficientemente elevado, chegando a até 87,26%, porém, como os geradores aos quais estão conectados é que determinam o seu carregamento, eles não devem sofrer grandes variações com a inclusão da UTE. As colunas “Da Barra” e “Para a Barra” indicam não apenas as extremidades da linha de transmissão, mas também indicam que este é o sentido do fluxo de potência, caso o sinal indicado nas colunas referentes às potências ativa ou reativa seja positivo. A Figura 4.1.1 destaca em amarelo as linhas com os carregamentos indicados na Tabela 4.1.1 e demonstra os seus valores de fluxo de potência calculados.

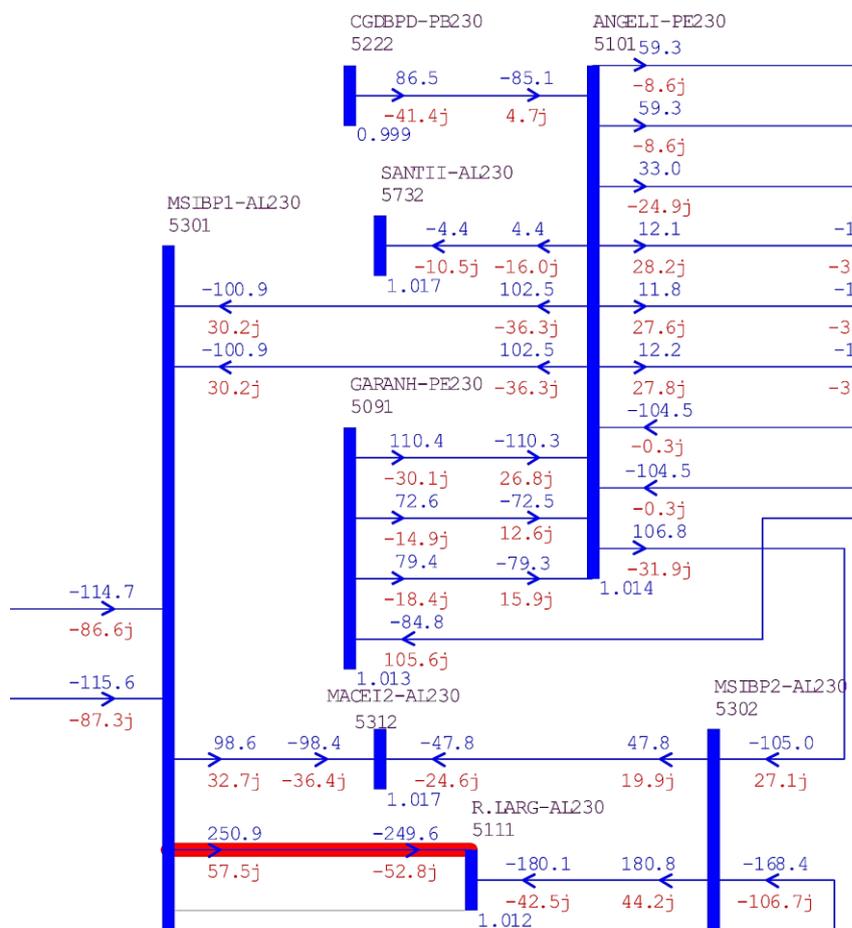
Tabela 4.1.1 – Linhas com maior nível de carregamento na condição de rede íntegra pré-integração da UTE

Da Barra	Para a Barra	Nº do Circuito	Potência ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)	Nível de carregamento (%)
R. LARG-AL230	MSIBP1-AL230	4	-153,9	-33,6	89,05
R. LARG-AL230	MSIBP1-AL230	5	-152,5	-33,6	88,26
ANGELI-PE230	MSIBP1-AL230	7	104,7	-36,6	62,86
ANGELI-PE230	MSIBP1-AL230	8	104,7	-36,6	62,86
JOAIRA-PE230	RCDBP2-PE230	2	-183,7	-75,1	55,97

Fonte: Própria do autor (2023)

É possível destacar que as duas primeiras linhas da Tabela 4.1.1 já apresentam um carregamento elevado na condição de rede íntegra, pois, ainda conforme a figura, a barra R. LARG-AL230 possui uma carga elevada (fluxo de potência ativa entra na barra). Adicionalmente, uma contingência em uma das linhas que se conectam à barra R. LARG-AL230 já pode ocasionar a sobrecarga das linhas remanescentes, as quais ainda poderiam operar temporariamente em seu limite de emergência. Apenas como ilustração, a Figura 4.1.2 demonstra uma contingência em uma destas linhas na qual o fluxo de potência na linha destacada em vermelho atinge 98,72% do limite de emergência de 247 MVA e atinge 144,83% do limite de operação normal. Nesta figura, a linha na cor cinza foi desligada para simular a contingência. Comparando os valores de carregamento nesta linha antes e após a contingência, o aumento foi de pouco mais de 50%. Esta sobrecarga admissível (dentro dos limites de emergência) na contingência ilustrada é mencionada pelo ONS em [23].

Figura 4.1.2 – Contingência na linha R. LARG AL230 – MSIBP1 AL230 C5 pré-integração da UTE



Fonte: Própria do autor, elaborado no ANAREDE (2023)

Com relação ao nível de tensão com a rede íntegra, a Tabela 4.1.2 apresenta as 5 barras que possuem as tensões mais próximas do limite mínimo. Nesta tabela são apresentados os valores em percentual da diferença entre a tensão calculada no fluxo de potência e seu respectivo limite mínimo. Analogamente, estão representadas as 5 barras da região de interesse mais próximas do limite máximo de tensão na Tabela 4.1.3. As barras de geração não foram consideradas no preenchimento destas tabelas, apesar da proximidade e até alcance do limite superior que algumas dessas barras apresentam, pois o controle de tensão dos seus geradores garante que dificilmente estes limites serão violados. O sinal positivo ou negativo da coluna da diferença percentual apenas significa que o valor da tensão está acima do limite ao qual se refere a tabela ou que está abaixo deste limite, respectivamente.

Tabela 4.1.2 – As 5 barras da área de interesse com tensão mais próxima do limite mínimo de tensão na condição de rede íntegra pré-integração da UTE

Barra	Nível de tensão mínimo (pu)	Tensão (pu)	Diferença (%)
JABOAT-PE230	0,95	0,978	2,80
MESSIA-AL500	1,00	1,035	3,50
CGT-PB500	1,00	1,038	3,80
PIRAPA-PE230	0,95	0,989	3,90
RECIFE-PE500	1,00	1,040	4,00

Fonte: Própria do autor (2023)

Tabela 4.1.3 – As 5 barras da área de interesse com tensões mais próximas do limite máximo de tensão na condição de rede íntegra pré-integração da UTE

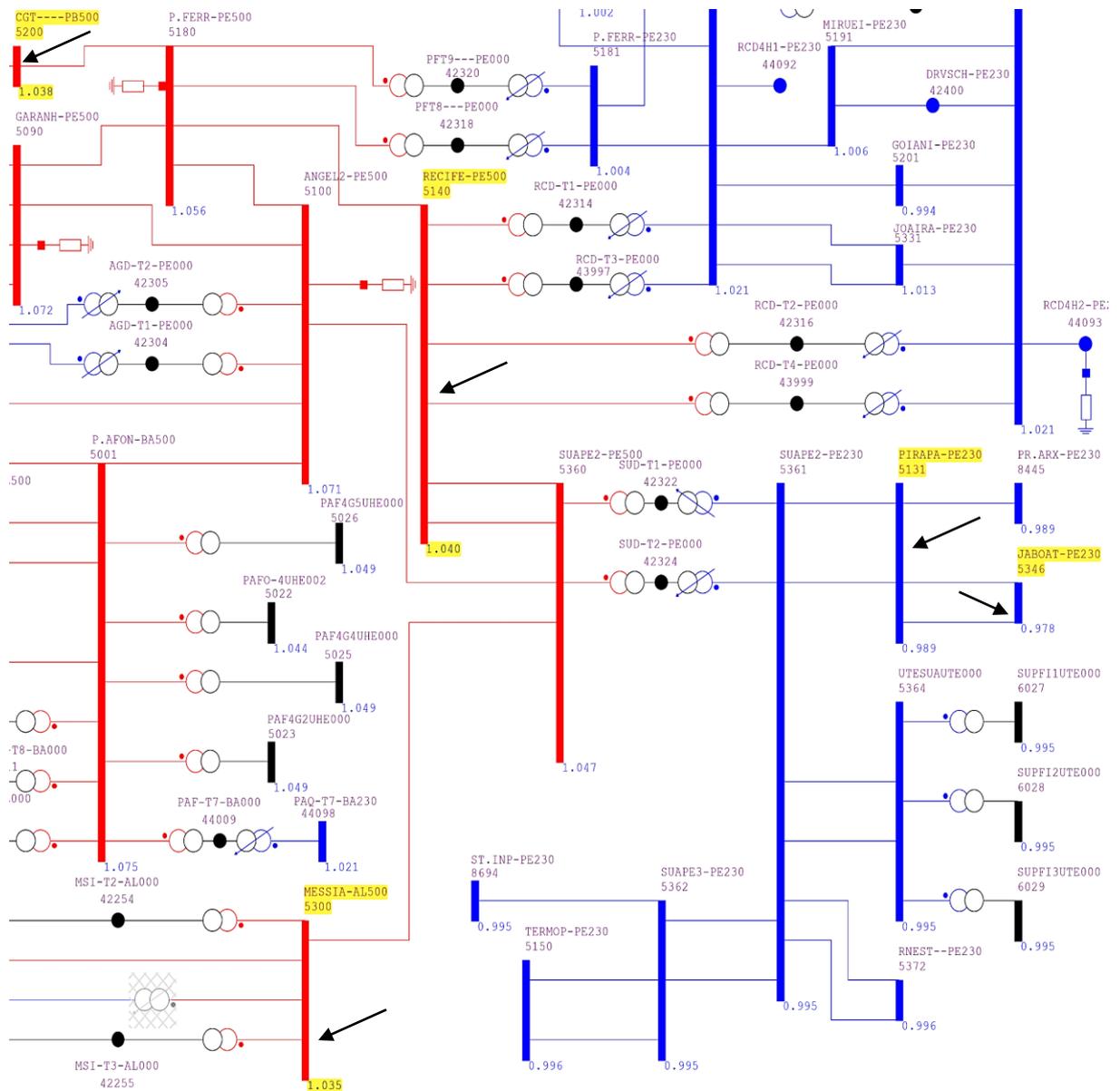
Barra	Nível de tensão máximo (pu)	Tensão (pu)	Diferença (%)
XINGO-AL500	1,10	1,077	-2,30
P. AFON-BA500	1,10	1,075	-2,50
MSIBP1-AL230	1,05	1,024	-2,60
L. GONZ-PE500	1,10	1,072	-2,80
GARANH-PE500	1,10	1,072	-2,80

Fonte: Própria do autor (2023)

Considerando que todas as faixas definidas pelos limites de tensão das barras das duas tabelas possuem uma diferença de 10% ou 0,1 pu entre os limites máximo e mínimo, conforme Tabela 1.3.1, é possível dizer que mesmo no caso de menor módulo da diferença percentual, que é o caso da barra XINGO-AL500, ainda existe

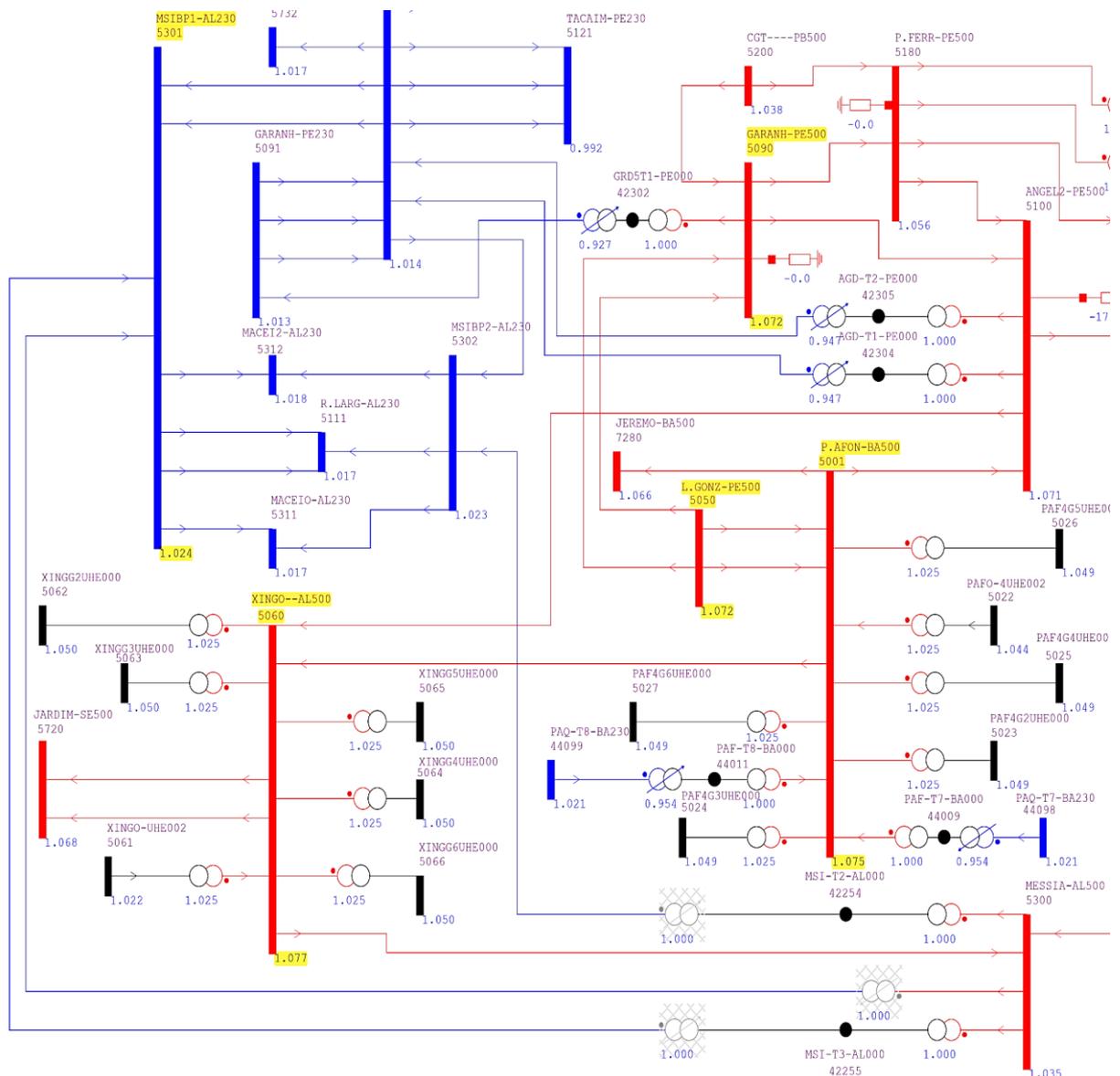
uma boa margem para variação da tensão: aproximadamente 23% da faixa. A Figura 4.1.3 destaca de amarelo e utilizando setas pretas as barras que estão mais próximas do seu limite mínimo indicadas na Tabela 4.1.2 (barras números 5200, 5140, 5131, 5346 e 5300) e a Figura 4.1.4 destaca de amarelo as barras mais próximas de seu limite máximo indicadas na Tabela 4.1.3 (barras números 5301, 5090, 5001, 5050 e 5060).

Figura 4.1.3 – Representação destacada em amarelo e com setas pretas das 5 barras com tensões mais próximas do limite mínimo de tensão na condição de rede íntegra pré-integração da UTE, desconsiderando as barras de geração



Fonte: Própria do autor, elaborado no ANAREDE (2023)

Figura 4.1.4 - Representação destacada em amarelo das 5 barras com tensões mais próximas do limite máximo de tensão na condição de rede íntegra pré-integração da UTE, desconsiderando as barras de geração



Fonte: Própria do autor, elaborado no ANAREDE (2023)

Diante do exposto, é possível observar que previamente à inclusão da UTE a região já possui situações de carregamento elevado tanto com a rede íntegra quanto em outras contingências distintas da que será estudada a seguir. Observando especificamente a contingência da linha de transmissão que interliga a barra SUAPE2-PE500 e a barra MESSIA-AL500 (em amarelo na Figura 4.1.6), considerada como fator limitante do barramento pelo ONS, as 4 linhas de transmissão e o transformador com maior carregamento estão apresentados na Tabela 4.1.4 e destacadas na Figura

4.1.5. É importante ressaltar que estes percentuais da tabela se referem aos limites em condições normais, conforme comentado na metodologia da Seção 3.2.

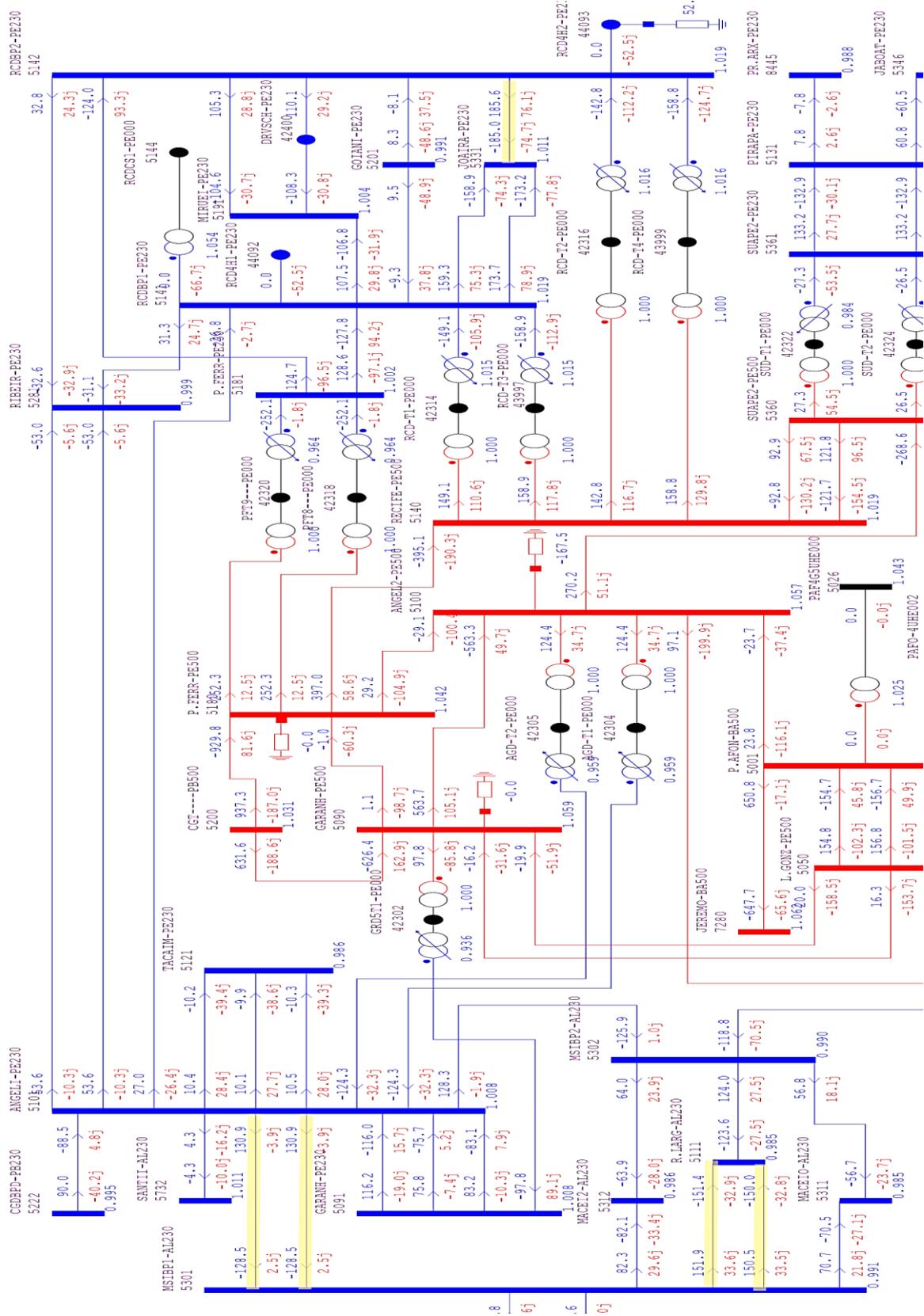
Tabela 4.1.4 – Elementos com maior carregamento com a rede sob contingência do circuito 500 kV entre as barras SUAPE2-PE500 e MESSIA-AL500 pré-integração da UTE

Da Barra	Para a Barra	Nº do Circuito	Potência ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)	Nível de carregamento (%)
R. LARG-AL230	MSIBP1-AL230	4	-151,4	-32,9	90,43
R. LARG-AL230	MSIBP1-AL230	5	-150,0	-32,8	89,63
ANGELI-PE230	MSIBP1-AL230	7	130,9	-3,9	74,69
ANGELI-PE230	MSIBP1-AL230	8	130,9	-3,9	74,69
JOAIRA-PE230	RCDBP2-PE230	2	-185,0	-74,7	56,38

Fonte: Própria do autor (2023)

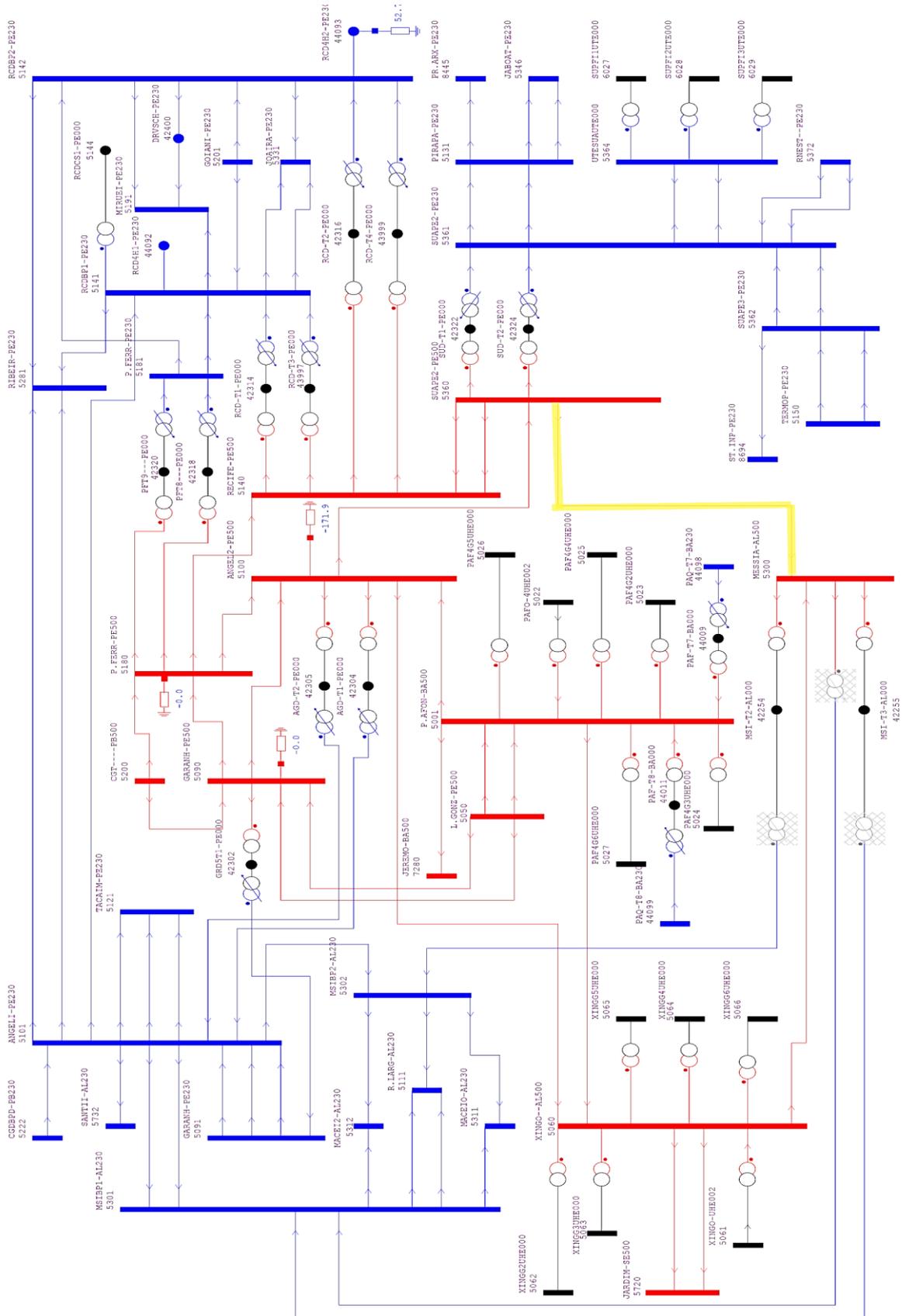
Comparando a Tabela 4.1.1 e a Tabela 4.1.4 é possível observar que os circuitos que sofreram o maior aumento percentual de carregamento foram os circuitos 7 e 8 que interligam as barras ANGELI-PE230 e MSIBP1-AL230. Estes sofreram um aumento de aproximadamente 12%, enquanto os demais circuitos sofreram aumento inferior a 2%. Isso já era esperado devido a estes serem os circuitos dos quais o ONS se refere como fator limitante das conexões no barramento de 500 kV da SE Suape II quando da ocorrência desta contingência. Apesar disso, não ocorre sobrecarga em nenhum dos circuitos nesta condição operativa. A seguir, serão avaliados os níveis de tensão nas barras que ficaram mais próximas dos limites máximo e mínimo sob condição de operação normal, apesar de se tratar da avaliação de uma condição de rede degradada. Caso alguma barra viole o limite de tensão, será avaliada se esta violação também ocorre com relação ao respectivo limite de emergência. Estes valores de tensão estão expressos na Tabela 4.1.5, para as barras mais próximas do limite mínimo e na Tabela 4.1.7, para as barras mais próximas do limite máximo de tensão.

Figura 4.1.5 – Realce das linhas de transmissão da Tabela 4.1.4



Fonte: Própria do autor, elaborado no ANAREDE (2023)

Figura 4.1.6 – Área de influência da UTE com a Linha 500 kV Suape II – Messias, em contingência, destacada em amarelo pré-integração da UTE



Fonte: Própria do autor, elaborado no ANAREDE (2023)

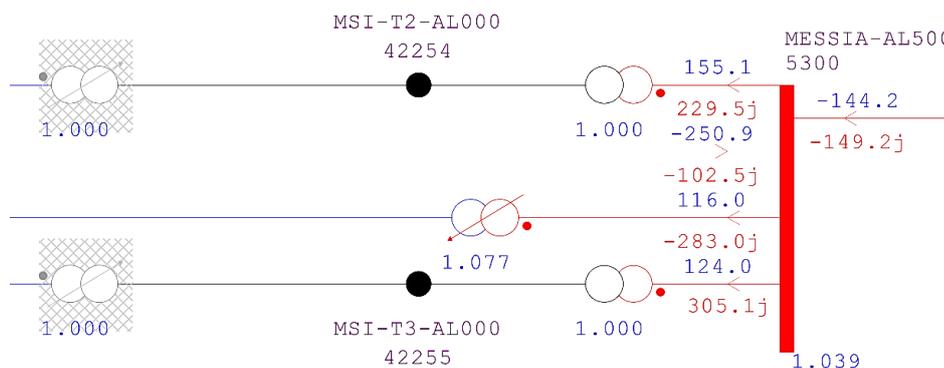
Tabela 4.1.5 – Tensão nas 5 barras da área de interesse mais próximas do limite mínimo de tensão com a rede sob contingência pré-integração da UTE

Barra	Nível de tensão mínimo (pu)	Tensão (pu)	Diferença (%)
MESSIA-AL500	1	0,999	-0.1
RECIFE-PE500	1	1,019	1,9
SUAPE2-PE500	1	1,025	2,5
JABOAT-PE230	0,95	0,977	2,5
CGT-PB500	1	1,031	3,1

Fonte: Própria do autor (2023)

A barra MESSIA-AL500 apresenta-se na Tabela 4.1.5 com o limite mínimo violado em 0,1%, sendo a única barra que fica realmente próxima do limite mínimo de tensão, considerando as faixas permissíveis dos respectivos níveis de tensão. Porém, essa violação pode ocorrer devido a arredondamentos ou ao sistema de equações provenientes da solução numérica ser um sistema com múltiplas soluções. Isso se evidencia na presença de soluções distintas a cada vez que se inicia o cálculo do fluxo de potência utilizando valores iniciais distintos. Um fator que contribui para essa característica é a presença do controle dos tapes dos transformadores (dentre outros controles), pois ao iniciar o fluxo de potência a partir de outros valores de tape de alguns transformadores, os resultados variam. Para ilustrar esse efeito, a Figura 4.1.7 apresenta o fluxo de potência na barra mencionada em conjunto com o único transformador da rede que teve o tape alterado em relação ao que estava configurado no caso do ONS. A Figura 4.1.8 apresenta o fluxo de potência na mesma barra e na mesma condição operativa, porém com o tape do transformador inicializado em 1,0.

Figura 4.1.7 – Fluxo de potência na barra MESSIA-AL500 em rede íntegra, pré-integração da UTE



Fonte: Própria do autor, elaborado no ANAREDE (2023)

Os novos carregamentos das linhas da Tabela 4.1.4, as quais estão destacadas em amarelo na Figura 4.1.9, estão apresentados na Tabela 4.1.6. As barras com tensões mais próximas dos seus respectivos limites mínimos estão na Tabela 4.1.7 e são as barras destacadas em verde (números 5300, 5140, 5346, 5360 e 5200) na figura anterior. Finalmente, as barras com tensões mais próximas dos respectivos limites máximos estão apresentadas na Tabela 4.1.8 e são as barras destacadas em laranja (números 5001, 5060, 5050, 5141 e 5142) na mesma figura.

Tabela 4.1.6 – Novos carregamentos das linhas mais carregadas na condição de contingência, pré-integração da UTE

Da Barra	Para a Barra	Nº do Circuito	Potência ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)	Nível de carregamento (%)
R. LARG-AL230	MSIBP1-AL230	4	-151,6	-33,1	90,20
R. LARG-AL230	MSIBP1-AL230	5	-150,2	-33,1	89,41
MSIBP1-AL230	ANGELI-PE230	7	-129,2	-1,3	74,61
MSIBP1-AL230	ANGELI-PE230	8	-129,2	-1,3	74,61
JOAIRA-PE230	RCDBP2-PE230	2	-184,7	-72,2	56,07

Fonte: Própria do autor (2023)

Tabela 4.1.7 – Tensão nas 5 barras da área de interesse mais próximas do limite mínimo de tensão, pré-integração da UTE, após ajuste do tape

Barra	Nível de tensão mínimo (pu)	Tensão (pu)	Diferença (%)
MESSIA-AL500	1	1,003	0,30
RECIFE-PE500	1	1,020	2,00
JABOAT-PE230	0,95	0,975	2,50
SUAPE2-PE500	1	1,026	2,60
CGT-PB500	1	1,031	3,1

Fonte: Própria do autor (2023)

Tabela 4.1.8 – Tensão nas 5 barras da área de interesse mais próximas do limite máximo de tensão, pré-integração da UTE

Barra	Nível de tensão máximo (pu)	Tensão (pu)	Diferença (%)
P. AFON-BA500	1,1	1,069	-3,10
XINGO-AL500	1,1	1,068	-3,20
RCDBP2-PE230	1,05	1,018	-3,20

Barra	Nível de tensão máximo (pu)	Tensão (pu)	Diferença (%)
RCDBP1-PE230	1,05	1,018	-3,20
L. GONZ-PE500	1,1	1,066	-3,40

Fonte: Própria do autor (2023)

Comparando os carregamentos antes e depois de ajustar o tape dos transformadores da SE Angelim, todas as variações foram inferiores a 1%, tornando válidas as observações realizadas anteriormente no que tange os carregamentos das linhas sob esta contingência. Acerca das tensões das barras mais próximas dos seus limites mínimos, também não houve grande diferença além do aumento da tensão da barra MESSIA-AL500, que anteriormente havia violado seu limite mínimo. Por fim, é possível verificar que todas as barras da Tabela 4.1.8 ainda apresentam uma grande diferença com relação ao seu limite máximo, considerando a faixa determinada pelos limites.

Com o término da avaliação da rede antes da integração da UTE, é possível concluir que já existem situações de carregamento elevado, como as linhas que interligam as barras R. LARG-AL230 e MSIBP1-AL230, mesmo em operação normal. A contingência em uma dessas linhas, ilustrada na Figura 4.1.2, já indica que existem contingências na área de influência que podem ocasionar a sobrecarga de linhas de transmissão. Essa sobrecarga é um dos motivos presentes no Relatório R1 referente ao estudo para escoamento de geração na SE Suape II, apresentado em [24], indicar a necessidade da inclusão de um quarto circuito interligando as SE Rio Largo II e Messias em todas as 3 alternativas de expansão avaliadas. Avaliando a contingência indicada pelo ONS como fator limitante da integração, o carregamento dessas linhas não se elevou de forma significativa e, após o ajuste dos tapes dos transformadores da SE Angelim, não houve violação de tensão nem mesmo com a rede degradada. Neste contexto, serão realizados os cálculos de fluxo de potência considerando a UTE para comparação. É relevante notar que, quando operando sob a contingência limitante, serão usados como base de comparação os valores obtidos após os ajustes dos tapes dos transformadores.

4.1.2 Pós-integração da UTE

Observando a seguir as tabelas relacionadas aos carregamentos e tensões das linhas e barras após a integração em potência nominal da UTE no sistema sem contingências, é possível observar o seu efeito na elevação da carga em algumas linhas e redução em outras, conforme Tabela 4.1.9. Comparando com a Tabela 4.1.1, o aumento nos circuitos 4 e 5 que interligam as barras R. LARG-AL230 e MSIBP1-AL230 foi um pouco menor 6% e o aumento no circuito 2 que interliga as barras JOIARA-PE230 e RCDBP2-230 foi menor que 1%. Houve uma redução de pouco mais de 6% nos circuitos 7 e 8 que interligam as barras ANGELI-PE230 e MSIBP1-AL230.

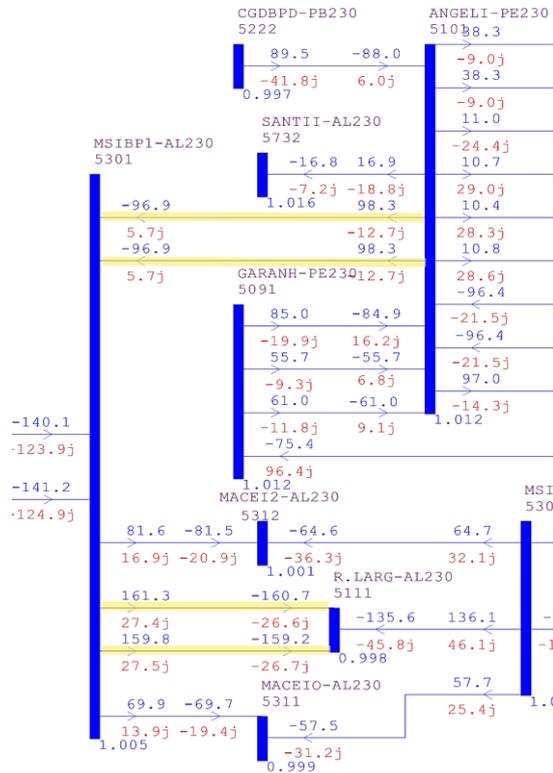
Tabela 4.1.9 - Linhas de transmissão com maior carregamento em rede íntegra pós-integração da UTE

Da Barra	Para a Barra	Nº do Circuito	Potência ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)	Nível de carregamento (%)
R. LARG-AL230	MSIBP1-AL230	4	-161,7	-34,9	94,81
R. LARG-AL230	MSIBP1-AL230	5	-160,2	-34,9	93,98
JOIARA-PE230	RCDBP2-230	2	-188,8	-76,2	57,26
ANGELI-PE230	MSIBP1-AL230	7	97,9	-18,5	56,56
ANGELI-PE230	MSIBP1-AL230	8	97,9	-18,5	56,56

Fonte: Própria do autor (2023)

É interessante observar que as únicas linhas que sofreram redução dentre as 5 de maior carregamento foram exatamente as consideradas como fator limitante quando da ocorrência da contingência da linha 500 kV entre a SE Messias e a SE Suape II. Desse modo, considerando as variações percebidas na linha de transmissão de 230 kV que interliga as barras JOIARA-PE230 e RCDBP2-230 tanto sem a UTE em rede íntegra e degradada, quanto com a UTE; fica claro que a contingência avaliada e a inclusão da geração na SE Suape II não influenciam de maneira significativa seu carregamento. Devido a isto, a Figura 4.1.10, que inclui todas as linhas da Tabela 4.1.9, não a inclui.

Figura 4.1.10 – Linhas de transmissão que sofreram maior variação de carregamento dentre as mais próximas da sobrecarga em rede íntegra pós-integração da UTE



Fonte: Própria do autor, elaborado no ANAREDE (2023)

Com relação aos níveis de tensão, foi montada a Tabela 4.1.10, na qual estão presentes as tensões mais próximas dos respectivos limites mínimos com a rede íntegra. Nesta tabela, é possível observar que na barra de 500 kV da SE Suape II, assim como em sua primeira vizinhança, houve redução das tensões das barras, chegando a até 0,026 pu (2,6%) com relação a Tabela 4.1.2, no caso de RECIFE-PE500. Este comportamento é esperado devido ao aumento do fluxo de potência e por ser considerada a tensão de 1,0 pu na geração da UTE. Afinal, no nível de 500 kV, 1 pu já corresponde ao limite mínimo. Apesar disso, ainda existe margens seguras para operação nesta condição em qualquer uma das barras da tabela.

Tabela 4.1.10 – Tensão nas 5 barras da área de interesse mais próximas do limite mínimo de tensão em rede íntegra pós-integração da UTE

Barra	Nível de tensão mínimo (pu)	Tensão (pu)	Diferença (%)
RECIFE-PE500	1	1,014	1,40

Barra	Nível de tensão mínimo (pu)	Tensão (pu)	Diferença (%)
MESSIA-AL500	1	1,019	1,90
SUAPE2-PE500	1	1,02	2,00
JABOAT-PE230	0,95	0,98	3,00
CGT-PB500	1	1,033	3,30

Fonte: Própria do autor (2023)

Uma alternativa viável e usual para elevar as tensões das barras da primeira vizinhança que sofreram grande redução de tensão seria elevar a tensão de geração da UTE. É o que ocorre na UHE Xingó e na UHE Paulo Afonso, conforme pode ser visto na Figura 4.1.1. Com relação às barras que ficaram mais próximas dos seus respectivos limites máximos de tensão, foi montada a Tabela 4.1.11, na qual estão as 5 barras mais próximas deste limite. Como pode ser observado, existe uma margem ainda maior para operação destas barras nesta condição, principalmente se comparado com a situação apresentada na Tabela 4.1.3.

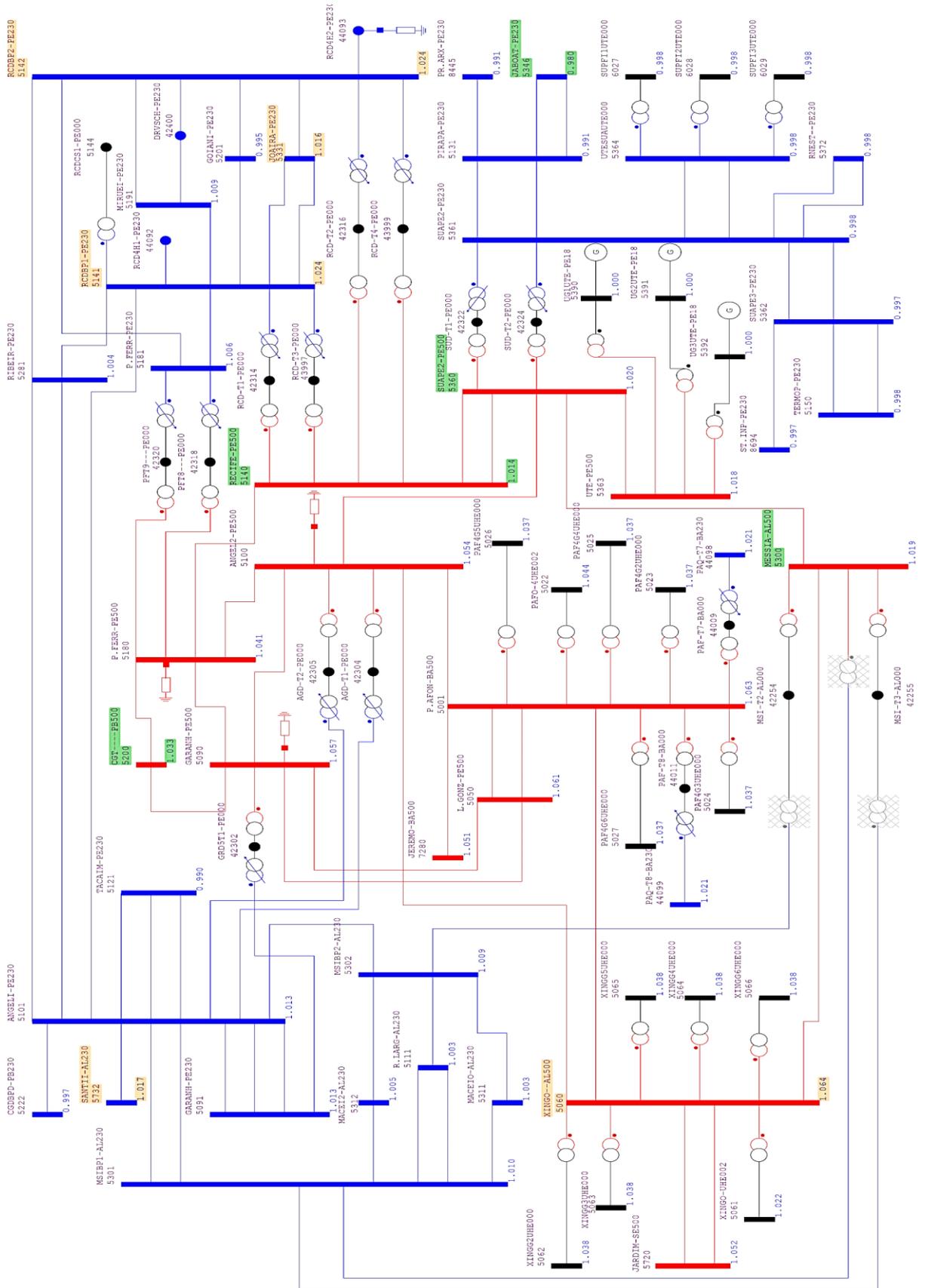
Tabela 4.1.11 – Tensão nas 5 barras da área de interesse mais próximas do limite máximo de tensão em rede íntegra pós-integração da UTE

Barra	Nível de tensão máximo (pu)	Tensão (pu)	Diferença percentual (%)
RCDBP1-PE230	1,05	1,024	-2,60
RCDBP2-PE230	1,05	1,024	-2,60
SANTII-AL230	1,05	1,017	-3,3
JOAIRA-PE230	1,05	1,016	-3,4
XINGO--AL500	1,10	1,064	-3,6

Fonte: Própria do autor (2023)

Para resumir visualmente a análise das tensões da rede íntegra após a inclusão da UTE, foi elaborada a Figura 4.1.11. Nesta figura estão destacadas em verde as barras com tensão mais próximas dos respectivos limites mínimos da Tabela 4.1.10 (números 5140, 5300, 5360, 5346 e 5200). Adicionalmente, estão destacadas em laranja as barras com tensão mais próximas dos respectivos limites máximos da Tabela 4.1.11 (números 5142, 5141, 5732, 5331 e 5060).

Figura 4.1.11 – Destaque das tensões mais próximas dos limites mínimos em verde e dos limites máximos em laranja para condição de rede íntegra pós-integração da UTE



Fonte: Própria do autor, elaborado no ANAREDE (2023)

Na última etapa do estudo de fluxo de potência, foi realizada a contingência da linha de transmissão de 500 kV que interliga as barras MESSIA – AL500 à SUAPE2 – PE500 e indicadas as condições de carregamento na Tabela 4.1.12. Durante a realização da contingência, foi observada uma situação semelhante à da contingência sem a inclusão da UTE, na qual ocorreu a violação do limite inferior de tensão da barra MESSIA-AL500. Inicializando os tapes dos transformadores da SE Angelim em seus limites superiores produziu uma pequena melhora, mas não o suficiente para que a tensão dessa barra ficasse dentro dos limites normais. Ainda assim, para as análises realizadas nesta seção serão utilizados os valores obtidos após realização deste procedimento.

Os valores do carregamento das linhas que ficaram mais próximas da sobrecarga estão indicados na Tabela 4.1.12. O nível de carregamento de 4 linhas já está acima dos 90%, dentre elas, as linhas que interligam as barras R. LARG-AL230 e MSIBP1-AL230 apresentaram carregamento acima de 88% em todas as situações avaliadas neste trabalho. As outras duas linhas são as que interligam as barras MSIBP1-AL230 e ANGELI-PE230, que são as mais afetadas pela contingência em análise. Com relação a estas 4 linhas, a última linha de transmissão listada na tabela, correspondente à interligação MSIBP2-AL230 ANGELI-PE230, ainda possui uma boa margem para escoamento de potência (aproximadamente 40%).

Tabela 4.1.12 – Linhas de transmissão com maior carregamento em emergência pós-integração da UTE

Da Barra	Para a Barra	Nº do Circuito	Potência ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)	Nível de carregamento (%)
R. LARG-AL230	MSIBP1-AL230	4	-156,9	-34,4	94,11
R. LARG-AL230	MSIBP1-AL230	5	-155,4	-34,4	93,28
MSIBP1-AL230	ANGELI-PE230	7	-155,7	-3,2	90,62
MSIBP1-AL230	ANGELI-PE230	8	-155,7	-3,2	90,62
MSIBP2-AL230	ANGELI-PE230	9	-152,0	-4,5	61,39

Fonte: Própria do autor (2023)

Comparando com à condição de carregamento sob contingência antes da integração da UTE (Tabela 4.1.6), houve uma variação de pouco menos de 4% nas linhas da barra R. LARG-AL230 listada na tabela. As linhas que sofreram o maior

aumento do carregamento foram as mencionadas como fator limitante, as quais tiveram um aumento próximo dos 16%. Tendo como referência os carregamentos da Tabela 4.1.12, não há sobrecarga de linhas ou transformadores que impeçam a integração da UTE na SE Suape II.

As barras mais próximas de apresentar subtensão foram listadas na Tabela 4.1.13. Conforme já mencionado, existe uma subtensão na barra MESSIA-AL500 de 0,50%. Esta subtensão ainda está dentro da faixa de tensão de emergência dos 500 kV, que se situa entre 0,95 e 1,1 pu. Desse modo, na condição avaliada ela está dentro da faixa. Além desta barra, a barra RECIFE-PE500 fica muito próximo de atingir o limite mínimo, apresentando uma diferença de apenas 0,70%. Ambos estes casos podem ser resolvidos com a elevação da tensão de geração da UHE Xingó, a qual possui margem para elevação. Este ajuste será apresentado ao término da análise das tensões.

Tabela 4.1.13 – Tensão nas 5 barras da área de interesse mais próximas do limite mínimo de tensão em emergência pós-integração da UTE

Barra	Nível de tensão mínimo (pu)	Tensão (pu)	Diferença percentual (%)
MESSIA-AL500	1	0,995	-0,50
RECIFE-PE500	1	1,007	0,70
SUAPE2-PE500	1	1,012	1,20
JABOAT-PE230	0,95	0,974	2,40
CGT-PB500	1	1,028	2,80

Fonte: Própria do autor (2023)

Comparando as tensões nas barras da tabela anterior com a Tabela 4.1.7, é possível destacar a redução da tensão nas barras RECIFE-PE500 (1,3%) e SUAPE2-500 (1,4%). Estas reduções foram mais proeminentes porque, por estarem eletricamente muito próximas da UTE, o fluxo de potência nestas barras é mais elevado e, como a contingência foi em uma das linhas conectadas à barra SUAPE2-500, ficou ainda mais concentrado o fluxo de carga nessas barras. Assim, com maior fluxo têm-se maior redução da tensão, requerendo ações de regulação no sistema.

As barras mais próximas da sobretensão estão listadas na Tabela 4.1.14. Conforme esperado, não há sobretensão devido a condição estudada ser mais

propícia a causar subtensão. Apesar de esperado, é importante confirmar que não existem barras com tensões muito elevadas, pois a estratégia mais direta para correção da subtensão encontrada na barra MESSIA-AL500 pode ocasionar a elevação da tensão em barras muitas barras antes de corrigir essa violação do limite normal de tensão.

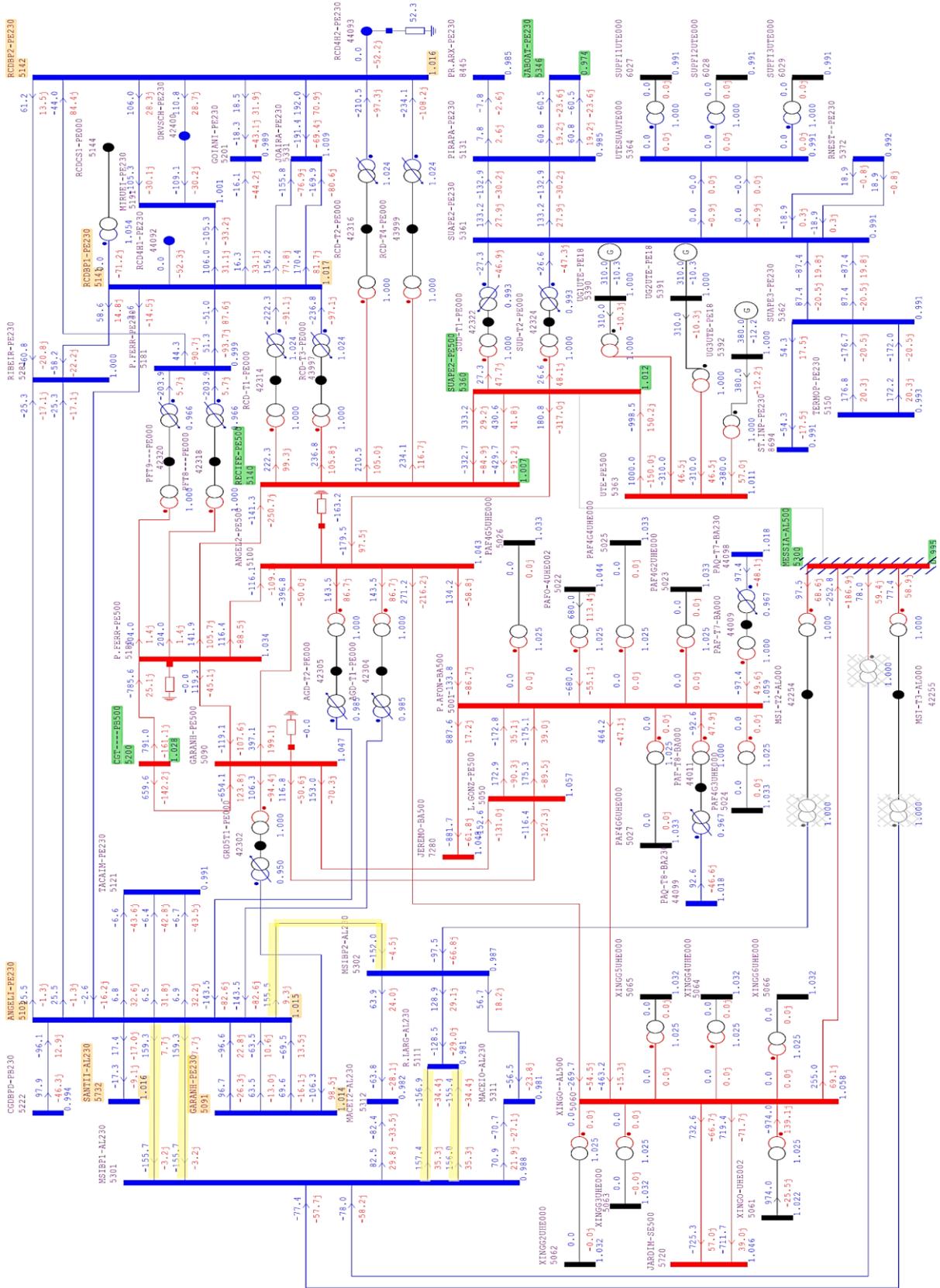
Tabela 4.1.14 – Tensão nas 5 barras da área de interesse mais próximas do limite máximo de tensão em emergência pós-integração da UTE

Barra	Nível de tensão máximo (pu)	Tensão (pu)	Diferença percentual (%)
RCDBP1-PE230	1,05	1,017	3,30
RCDBP2-PE230	1,05	1,016	3,40
SANTII-AL230	1,05	1,015	3,50
ANGELI-PE230	1,05	1,014	3,60
GARANH-PE230	1,05	1,014	3,60

Fonte: Própria do autor (2023)

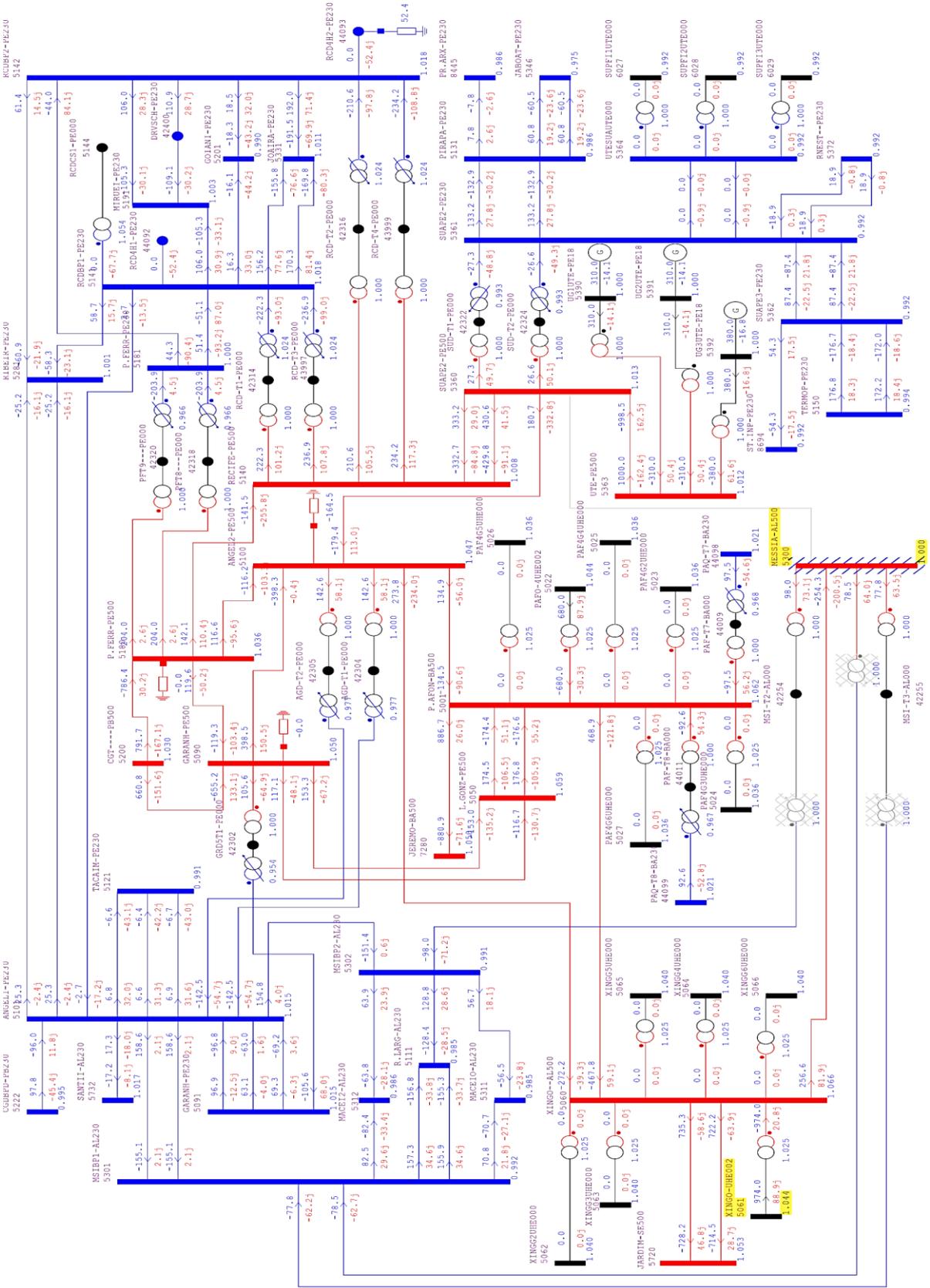
Para consolidar os cálculos do fluxo de potência sob contingência do circuito que interliga as barras MESSIA-500 e SUAPE2-PE500, foi elaborada a Figura 4.1.12. Nesta figura estão demarcadas em amarelo as linhas da Tabela 4.1.12, as barras da Tabela 4.1.13 (números 5300, 5140, 5360, 5346 e 5200) e as da Tabela 4.1.14 (números 5141, 5142, 5732, 5101 e 5091). A partir das análises demonstradas, apenas ocorreu uma violação dos limites operativos em todo o estudo de fluxo de potência. Esta foi a subtensão do barramento de 500 kV da SE Messias que surgiu na situação de contingência com a UTE integrada. Conforme mencionado anteriormente, uma possível solução para este problema que atenda aos Procedimentos de Rede seria a elevação da tensão na barra XINGO-AL500 mediante elevação da tensão dos geradores da UHE Xingó. Esta opção está ilustrada na Figura 4.1.13. O ajuste proposto se refere a elevação da tensão na barra de geração da UHE Xingó de 1,022 pu para 1,044. Esta também é a tensão configurada na barra de geração da UHE Paulo Afonso. Finalmente, após implementação do ajuste, a integração da UTE tem sua viabilidade sistêmica validada no que se refere aos critérios definidos no estudo de fluxo de potência.

Figura 4.1.12 – Cálculo do fluxo de potência com a rede sob contingência da interligação 500 kV da SE Suape II – SE Messias. Em amarelo os carregamentos mais severos. Em verde as barras mais próximas da subtensão. Em laranja as barras mais próximas da sobretensão



Fonte: Própria do autor, elaborado no ANAREDE (2023)

Figura 4.1.13 – Solução proposta para atendimento ao critério de tensão dos procedimentos de rede na barra MESSIA-AL500, sob contingência da linha 500 kV entre a SE Suape II e SE Messias e com integração da UTE. Barra com tensão ajustada e efeito destacados em amarelo



Fonte: Própria do autor, elaborada no ANAREDE (2023)

4.2 Curto-circuito

4.2.1 Pré-integração da UTE

Considerando o exposto na metodologia, foram obtidos os valores da Tabela 4.2.1 referentes ao cálculo dos níveis de curto-circuito nas barras da primeira vizinhança da SE Suape II Sem a inclusão da UTE.

Tabela 4.2.1 – Níveis de curto-circuito nas barras contidas na primeira vizinhança da barra SUAPE2-500, sem a UTE

Nº da barra	Nome da barra	Corrente de Falta Trifásica (kA)	Corrente de Falta Monofásica (kA)	Corrente de Falta bifásica com terra (kA)
5100	ANGEL2-PE500	23,00	20,64	22,27
5140	RECIFE-PE500	15,87	17,22	16,71
5300	MESSIA-AL500	9,86	10,92	10,68
5360	SUAPE2-PE500	15,97	16,42	16,30
5361	SUAPE2-PE230	20,18	24,48	23,60

Fonte: Própria do autor (2023)

Considerando as capacidades de interrupção adotadas para os níveis de 230 kV e 500 kV, as correntes mais próximas desses limites são as da barra SUAPE2-230 e da barra ANGEL2-PE500. A barra de 230 kV da SE Suape II atinge 61,20% da capacidade especificada de 40 kA e a barra 500 kV da SE Angelim atinge 46% da capacidade especificada de 50 kA.

Para as barras da segunda vizinhança, foram obtidos os valores indicados na Tabela 4.2.2. Nela, é possível observar que existe uma barra em estado de “Alerta”, apresentando uma corrente de falta monofásica equivalente a 93,58% da capacidade de interrupção de seu respectivo disjuntor. Ainda assim, estas barras devem ter seus níveis de corrente de curto-circuito pouco afetados devido a inclusão da UTE. As barras de 3ª vizinhança não tiveram os seus níveis de curto-circuito calculados, pois é pouco provável que o efeito da UTE seja percebido nelas.

Tabela 4.2.2 – Níveis de curto-circuito nas barras da segunda vizinhança da barra SUAPE2-500, sem a UTE

Nº da barra	Nome da barra	Corrente de Falta Trifásica (kA)	Corrente de Falta Monofásica (kA)	Corrente de Falta bifásica com terra (kA)
5001	P. AFON-BA500	40,02	43,30	42,16
5060	XINGO-AL500	30,01	31,74	31,14
5090	GARANH-PE500	22,60	19,00	21,63
5101	ANGELI-PE230	35,15	37,43	37,02
5131	PIRAPA-PE230	13,20	15,00	14,44
5141	RCDBP1-PE230	29,00	31,99	31,06
5142	RCDB2-PE230	27,53	29,43	28,87
5180	P. FERR-PE500	16,43	15,03	16,02
5301	MSIBP1-PE230	18,56	20,07	19,61
5302	MSIBP2-PE230	16,73	18,19	17,71
5362	SUAPE3-PE230	19,27	23,15	22,30
5364	UTESAUTE000	18,04	18,77	18,92
5372	RNEST-PE230	18,03	20,40	19,85

Fonte: Própria do autor (2023)

As barras evidenciadas a seguir merecem destaque devido à maior proximidade da capacidade de interrupção dos disjuntores. Os barramentos listados estão com um nível de curto-circuito superior a 70% de sua capacidade de interrupção:

- ANGELI-PE230, com um nível de curto-circuito equivalente a 93,58% da capacidade do disjuntor, definida em 40 kA;
- P. AFON-BA500, com um nível de curto-circuito equivalente a 86,66% da capacidade do disjuntor, definida em 50 kA;
- RCDBP1-PE230, com um nível de curto-circuito equivalente a 79,96% da capacidade do disjuntor, definida em 40 kA;
- RCDBP2-PE230, com um nível de curto-circuito equivalente a 73,58% da capacidade do disjuntor, definida em 40 kA.

Assim, apesar de não ser esperado que estas barras sofram grande variação do nível de curto-circuito com a inclusão da UTE, deve-se prestar atenção a barra que se encontra em condição de “Alerta” por ter uma corrente de falta equivalente a mais de 90% da capacidade de interrupção.

4.2.2 Pós-Integração da UTE

Com a inclusão da UTE, foram obtidos os valores de corrente de curto-circuito indicados na Tabela 4.2.1, referente às barras contidas na primeira vizinhança do barramento 500 kV da SE Suape II.

Tabela 4.2.3 – Níveis de curto-circuito nas barras contidas na primeira vizinhança da barra SUAPE2-500, com a UTE

Nº da barra	Nome da barra	Corrente de Falta Trifásica (kA)	Corrente de Falta Monofásica (kA)	Corrente de Falta bifásica com terra (kA)
5100	ANGEL2-PE500	24,37	21,41	23,44
5140	RECIFE-PE500	18,86	19,95	19,59
5300	MESSIA-AL500	10,30	11,29	11,08
5360	SUAPE2-PE500	20,53	21,22	20,94
5361	SUAPE2-PE230	21,42	25,88	24,95

Fonte: Própria do autor (2023)

É possível observar que os níveis de curto-circuito ainda estão bem distantes das capacidades de interrupção definidas para os respectivos disjuntores. Isso já indica que não deve ocorrer superação de disjuntores na primeira vizinhança do barramento 500 kV da SE Suape II. Na tabela estão explicitadas as variações relativas entre os níveis de curto-circuito antes da integração da UTE e considerando sua inclusão. Estão listadas apenas as barras compreendidas na 1ª vizinhança.

Tabela 4.2.4 – Elevação dos níveis de curto-circuito na primeira vizinhança do barramento 500 kV da SE Suape II devido à integração da UTE

Nº da barra	Nome da barra	Aumento da Corrente de Falta Trifásica (%)	Aumento da Corrente de Falta Monofásica (%)	Aumento da Corrente de Falta bifásica com terra (%)
5100	ANGEL2-PE500	5,96	3,73	5,25

Nº da barra	Nome da barra	Aumento da Corrente de Falta Trifásica (%)	Aumento da Corrente de Falta Monofásica (%)	Aumento da Corrente de Falta bifásica com terra (%)
5140	RECIFE-PE500	18,84	15,85	17,24
5300	MESSIA-AL500	4,46	3,39	3,75
5360	SUAPE2-PE500	28,55	29,23	28,47
5361	SUAPE2-PE230	6,14	5,72	5,72

Fonte: Própria do autor (2023)

Observando as variações dos níveis de curto-circuito, é possível identificar que, apesar de não existir superação de nenhum disjuntor na primeira vizinhança com a inclusão da UTE, existe a necessidade de realização de ajustes das proteções nas barras RECIFE-PE500 e SUAPE2-PE500. Como o barramento no qual se realiza a integração da UTE ao SIN é o SUAPE2-PE500, era esperado que este fosse o barramento no qual se perceberia o maior aumento das correntes de falta.

Finalmente foram realizadas as simulações de curto nas barras da segunda vizinhança e os resultados foram inseridos na Tabela 4.2.5. É visível que não ocorre a superação de nenhum disjuntor das barras da segunda vizinhança, mesmo existindo barras na condição pré-integração da UTE que estavam em estado de “Alerta”.

Tabela 4.2.5 – Níveis de curto-circuito nas barras da segunda vizinhança do barramento 500 kV da SE Suape II, com a integração da UTE

Nº da barra	Nome da barra	Corrente de Falta Trifásica (kA)	Corrente de Falta Monofásica (kA)	Corrente de Falta bifásica com terra (kA)
5001	P. AFON-BA500	40,47	43,65	42,54
5060	XINGO-AL500	30,36	32,01	31,44
5090	GARANH-PE500	23,75	19,55	22,61
5101	ANGELI-PE230	36,53	38,47	38,22
5131	PIRAPA-PE230	13,71	15,45	14,91
5141	RCDBP1-PE230	32,00	34,71	33,91
5142	RCDB2-PE230	30,41	31,92	31,57
5180	P. FERR-PE500	17,50	15,63	16,94
5301	MSIBP1-PE230	19,21	20,59	20,18
5302	MSIBP2-PE230	17,25	18,61	18,17
5362	SUAPE3-PE230	20,34	24,28	23,40
5364	UTESAUTE000	18,96	19,48	19,77
5372	RNEST-PE230	19,02	21,35	20,82

Fonte: Própria do autor (2023)

Comparando os resultados obtidos na tabela anterior com os da Tabela 4.2.2, foi montada a Tabela 4.2.6 explicitando a elevação percentual dos níveis de curto-circuito devido à integração da UTE. Apesar de fazerem parte da segunda vizinhança, as barras RCDBP1-PE230 e RCDBP2-PE230 ainda precisarão de ajustes em suas proteções por terem atingido um aumento superior a 10% no nível de curto-circuito trifásico após integração da UTE. As demais barras não sofreram alterações significativas para necessitarem de qualquer ajuste.

Tabela 4.2.6 – Elevação dos níveis de curto-circuito na segunda vizinhança do barramento 500 kV da SE Suape II devido à integração da UTE

Nº da barra	Nome da barra	Aumento da Corrente de Falta Trifásica (%)	Aumento da Corrente de Falta Monofásica (%)	Aumento da Corrente de Falta bifásica com terra (%)
5001	P. AFON-BA500	1,12	0,81	0,9
5060	XINGO-AL500	1,17	0,85	0,96
5090	GARANH-PE500	5,09	2,89	4,53
5101	ANGELI-PE230	3,93	2,78	3,24
5131	PIRAPA-PE230	3,86	3	3,25
5141	RCDBP1-PE230	10,34	8,5	9,18
5142	RCDB2-PE230	10,46	8,46	9,35
5180	P. FERR-PE500	6,51	3,99	5,74
5301	MSIBP1-PE230	3,5	2,59	2,91
5302	MSIBP2-PE230	3,11	2,31	2,6
5362	SUAPE3-PE230	5,55	4,88	4,93
5364	UTESAUTE000	5,1	3,78	4,49
5372	RNEST-PE230	5,49	4,66	4,89

Fonte: Própria do autor (2023)

A elevação superior a 10% nos barramentos 230 kV da SE Recife II pode ter ocorrido como um reflexo do aumento do nível de curto-circuito do barramento 500 kV desta mesma subestação. A interligação de 500 kV entre a SE Suape II e a SE Recife II é a que possui menor distância física com relação às outras subestações que se conectam neste barramento (SE Angelim e SE Messias). Isso faz com que a impedância da linha de transmissão entre essas barras já tenha uma tendência a ser menor. Outro fator, ainda mais relevante, para o acréscimo de quase 20% no nível de curto do 500 kV da SE Recife II é que a interligação com a SE Suape II se dá por meio de um circuito duplo. Assim, a impedância equivalente entre as barras RECIFE-PE500

e SUAPE2-PE500 é pequena e nem mesmo a presença dos transformadores 500/230 kV da SE Recife II é suficiente para evitar que ocorra um aumento superior a 10% nos seus barramentos de 230 kV.

5 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

Conforme mencionado no capítulo introdutório deste trabalho, o seu objetivo é servir de referência no que diz respeito ao procedimento de integração de usinas termoelétricas ao SIN. Na Revisão de Literatura, foram apresentados os procedimentos de rede que regem todo o processo de obtenção da permissão de acesso à rede, assim como os estudos que devem ser realizados e quais critérios e premissas devem ser utilizados para realização destes. Além disso, foram apresentados trabalhos que proporcionaram a visão deste processo por meio de estudos de caso.

De forma análoga a estes trabalhos, foi ilustrado por meio de um estudo de caso as análises de fluxo de carga e curto-circuito, as quais buscam se adequar aos Procedimentos de Rede do ONS vigentes; considerando-se o escopo e proposta deste trabalho. No estudo de fluxo de carga, foi possível observar as influências da integração no carregamento de linhas e transformadores, as quais podem tanto reduzir o carregamento nestes elementos quanto aumentá-lo. Inclusive, os circuitos apresentados pelo ONS como circuitos limitantes da potência que pode ser conectada no barramento 500 kV da SE Suape II sofreram redução em seu carregamento quando da inclusão da UTE em rede íntegra. Apesar disso, foi mostrado que quando ocorre a contingência destacada pelo ONS, estes circuitos também foram os que apresentaram maior elevação em seu carregamento; quase alcançando o maior carregamento entre todas as linhas avaliadas. Entretanto, o estudo de fluxo de potência confirmou a viabilidade sistêmica de operação em regime permanente do sistema com a UTE integrada em sua potência nominal.

O estudo de curto-circuito demonstrou o quanto a influência da usina nos níveis de curto se reduz à medida que são avaliadas barras mais distantes do ponto de conexão, ainda que seja possível perceber uma variação suficiente para exigir ajuste de proteções em barras da segunda vizinhança, por exemplo. De qualquer modo, isto ocorreu devido à proximidade geográfica entre as barras e, principalmente, devido a existência de interligação por circuito duplo entre elas. Apesar disso, mesmo sem considerar as reais capacidades de interrupção dos disjuntores, o estudo apontou que é provável que não exista superação destes equipamentos na área de influência; visto

que para as capacidades usuais nos níveis de tensão de 230 kV e 500 kV isto não foi observado.

Em trabalhos futuros seria interessante traçar um perfil do carregamento e níveis de tensão dessa barra ao longo de um período mais extenso, de modo a observar o efeito do acréscimo vertiginoso da integração de geração renovável que tem ocorrido na região. Este trabalho poderia ser realizado considerando, além do fator mencionado, os efeitos das limitações de intercâmbio entre regiões e investigar a viabilidade de soluções diferentes do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) quando da ocorrência de contingências em linhas importantes desses intercâmbios.

REFERÊNCIAS

1. GENERAL ELECTRIC. Hydrogen fueled gas turbines. **GE Gas Power**, 2023. Disponível em: <<https://www.ge.com/gas-power/future-of-energy/hydrogen-fueled-gas-turbines>>. Acesso em: 30 set. 2023.
2. ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Submódulo 2.10 - Requisitos técnicos mínimos para conexão às instalações de transmissão: Requisitos. **Procedimentos de Rede**, 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 14 jul. 2023.
3. ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Módulo 9: Indicadores. **Procedimentos de Rede**, 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 14 jul. 2023.
4. ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Submódulo 9.7: Indicadores de qualidade de energia elétrica da Rede Básica. **Procedimentos de Rede**, 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 14 jul. 2023.
5. ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Submódulo 7.1: Acesso às instalações de transmissão: Responsabilidades. **Procedimentos de Rede**, 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 14 jul. 2023.
6. ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Acesso em 10 Passos, 2023. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/Paginas/acesso-conexao/default.aspx>>. Acesso em: 14 jul. 2023.
7. ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Submódulo 7.1: Acesso às instalações de transmissão: Procedimental. **Procedimentos de Rede**, 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 14 jul. 2023.
8. ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos. **Procedimentos de Rede**, 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 14 jul. 2023.
9. SIQUEIRA, M. A. D. **ESTUDO DE IMPACTO DE ENTRADA DE GERAÇÃO NO SIN NO HORIZONTE 2018: ANÁLISE DA INFLUÊNCIA NO X/R DE DISJUNTORES PRÓXIMOS À USINA DE TUCURUÍ**. Brasília, DF: Universidade de Brasília, 2017.
10. LANDEIRA, J. L. F. **Estudos de Regime Permanente e Curto-Circuito para a Integração de uma UTE ao SIN**. Rio de Janeiro, RJ: [s.n.], 2009.
11. ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Submódulo 7.4: Estudos pré-operacionais de integração de instalações da Rede de Operação. **Procedimentos de Rede**, 29 Junho 2021. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 19 Julho 2023.
12. ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Sistemas Elétricos de Potência: Terminologia. **NBR 5460**, Rio de Janeiro, p. 63, abr. 1992.
13. KINDERMANN, G. **Curto-circuito**. 2ª. ed. Porto Alegre, RS: Sagra Luzzato, 1997.

14. SATO, F.; FREITAS, W. **Análise de Curto-circuito e Princípios de Proteção em Sistemas de Energia Elétrica: Fundamentos e Prática**. 1. ed. Rio de Janeiro: Elsevier Editora Ltda., 2015.
15. SOUZA, D. F. D. **Influência da Ampliação da Capacidade de Transformação 230/69 kV da Subestação Bongi nos Níveis de Curto-circuito do Sistema de Distribuição da Região Metropolitana do Recife**. Recife: [s.n.], 2022. 73 p.
16. MEDEIROS, G. L. **ANÁLISE DE AMPLIAÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES**. Recife: [s.n.], 2021.
17. MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo: Editora Edgard Blücher Ltda, 1983.
18. NADIR, M.; GHENAIET, A. Thermodynamic optimization of several (heat recovery steam generator) HRSG configurations for a range of exhaust gas temperatures. **ScienceDirect**, Junho 2015.
19. ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5653-5 , Rio de Janeiro, p. 37, jan. 2016.
20. FAROUK, N.; LIU, S.; QAISAR, H. Effect of Ambient Temperature on the Performance of Gas Turbines. **IJCSI International Journal of Computer Science Issues**, 10, Janeiro 2013. 439 a 442. Disponível em: <<https://www.ijcsi.org/papers/IJCSI-10-1-3-439-442.pdf>>.
21. LIMA, W. **DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIAS DE EQUIVALENTES DE SISTEMAS**. [S.l.]: [s.n.], 2022.
22. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Critérios para Análise de Superação de Equipamentos e Instalações de Alta Tensão**. 1ª Revisão. ed. [S.l.]: [s.n.], 2015.
23. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **DIRETRIZES PARA OPERAÇÃO ELÉTRICA COM HORIZONTE QUADRIMESTRAL SETEMBRO - DEZEMBRO 2023**. [S.l.]. 2023.
24. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Estudo para Escoamento de Geração na SE Suape II**. [S.l.]. 2017.