

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
ESPECIALIZAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS**

**EMERSON LUIZ NASCIMENTO**

**DIRETRIZES PARA DEFINIÇÃO DE CRITÉRIO DE CONEXÃO DE  
PEQUENAS CENTRAIS GERADORAS AO SISTEMA DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA**

**MONOGRAFIA DE ESPECIALIZAÇÃO**

**CURITIBA - PR**

**2017**

**EMERSON LUIZ NASCIMENTO**

**DIRETRIZES PARA DEFINIÇÃO DE CRITÉRIO DE CONEXÃO DE  
PEQUENAS CENTRAIS GERADORAS NO SISTEMA DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA**

Monografia de Especialização apresentada ao Departamento Acadêmico de Eletrotécnica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis.

Orientador: Prof. Me. Álvaro Augusto Waldrigues de Almeida

**CURITIBA - PR**

2017

## **TERMO DE APROVAÇÃO**

EMERSON LUIZ NASCIMENTO

### **DIRETRIZES PARA DEFINIÇÃO DE CRITÉRIO DE CONEXÃO DE PEQUENAS CENTRAIS GERADORAS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA**

Esta Monografia de Especialização foi apresentada no dia 27 de junho de 2017, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Energia Renováveis – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O aluno foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

---

**Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior**

Coordenador de Curso de Especialização em Energias Renováveis

---

**Prof. Dr. Paulo Cícero Fritzen**

Chefe do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica

#### **BANCA EXAMINADORA**

---

**Prof. Me. Álvaro Augusto Waldrigues**  
Orientador – UTFPR

---

**Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior**  
UTFPR

---

**Prof. Saul Hirsch**  
UTFPR

O Termo de Aprovação assinado encontra-se na Coordenação do Curso

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço em primeiro lugar a Deus por me dar motivação, ânimo e esperança em seguir adiante.

Aos meus pais, que mesmo dentro de suas limitações, dedicaram suas vidas ao bem-estar da família.

Ao estado brasileiro, por me possibilitar um ensino público de qualidade.

À Copel-D, por me proporcionar o aprimoramento das minhas aptidões profissionais.

## RESUMO

NASCIMENTO, Emerson Luiz. DIRETRIZES PARA DEFINIÇÃO DE CRITÉRIO DE CONEXÃO DE PEQUENAS CENTRAIS GERADORAS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA. 2017. 61 pg. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em Energias Renováveis). Programa de Pós-Graduação do Departamento de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2017.

A demanda por energias renováveis vem se tornando cada vez mais forte pela sociedade civil. Uma energia limpa, não poluidora e de custo baixo, tem forçado governos no mundo todo a tomar ações que incentivem essa forma de produção de energia. Em 2012 o Brasil regulamentou através da Resolução Normativa ANEEL 482 o modelo de geração distribuída por compensação de energia. Nesse curto período de tempo a sociedade se organizou para buscar alternativas ao fornecimento de energia pelas concessionárias de distribuição e o número de residências, comércios e até mesmo indústrias que buscam soluções tais como painéis fotovoltaicos e aerogeradores em suas instalações tem sido cada vez maiores. Dentro deste cenário as distribuidoras de energia se organizaram para dar um tratamento a estes acessantes, que buscam conexão ao sistema elétrico de distribuição. Este trabalho visa definir uma diretriz para conexão de acessantes de geração hidroelétricas em barramentos de média tensão de subestações de alta tensão. A metodologia empregada para o desenvolvimento do trabalho será baseada em simulações computacionais em regime permanente e transitório a fim de averiguar o impacto destas gerações sob o ponto de vista da qualidade da tensão no ponto de conexão, notadamente a variação de tensão no ponto de entrega.

**Palavras-chave:** Pequenas Centrais Hidrelétricas. Diretrizes. Conexão. Sistema de Distribuição.

## **ABSTRACT**

NASCIMENTO, Emerson Luiz. GUIDELINES FOR DEFINING THE CONNECTION CRITERION OF SMALL GENERATORS IN THE ENERGY DISTRIBUTION SYSTEM. 2017. 61 pg. Renewable Energy Degree Specialization – Federal Technological University of Paraná. Curitiba, 2017.

The demand for renewable energies is becoming increasingly strong by civil society. Clean, non-polluting, low-cost energy has forced governments around the world to take action to encourage this form of energy production. In 2012, Brazil regulated through ANEEL Normative Resolution 482 the generation model distributed by energy compensation. In this short period of time society has organized to seek alternatives to the supply of energy by distribution companies and the number of homes, businesses and even industries that are looking for solutions such as photovoltaic panels and wind turbines in their facilities have been increasing. Within this scenario the energy distributors have organized to give a treatment to these accessories, who seek connection to the electric distribution system. This work aims to define a guideline for the connection of hydroelectric generation accessories in medium voltage busbars of high voltage substations. The methodology used for the development of the work will be based on computational simulations in permanent and transient regime in order to ascertain the impact of these generations from the point of view of the quality of the voltage at the point of connection, especially the voltage variation at the point of delivery.

Keywords: Small Hydropower Plants. Guidelines. Connection. Distribution System.

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Número de Conexões Propostas por Nível de Tensão no Sistema de Distribuição da Copel-D entre 2015 E 2016 (até agosto).....	11
Figura 2 – Evolução do conhecimento do potencial hidrelétrico brasileiro .....	18
Figura 3 – Distribuição geográfica do potencial hidrelétrico brasileiro.....	18
Figura 4 – Rede elétrica sem perdas alimentando carga de impedância constante .	28
Figura 5 – Característica P - V da Rede para Sistema sem Perdas com Carga de Fator de Potência Unitário.....	30
Figura 6 – Curvas P - V da Rede para Diferentes Valores de Fator de Potência.....	31
Figura 7 – Mapa Eletro geográfico do sistema elétrico do Paraná.....	37
Figura 8 – Cenários Avaliados para Simulação Computacional (Cargas Pesada e Leve) .....	38
Figura 9 – Diagrama Unifilar de Conexão – SE Tafisa 138 kV.....	39
Figura 10 – Diagrama Unifilar de Conexão – SE Imituva 138 kV.....	39
Figura 11 – Diagrama Unifilar de Conexão – SE Altônia 138 kV.....	39
Figura 12 – Tela do Cálculo de Fluxo de Potência do Programa ANAREDE – Destaque para Controle de <i>tap</i> .....	43
Figura 13 – Forma de onda na barra de 13,8 kV resultante da exposição ao curto circuito na barra de carga.....	46
Figura 14 – Forma de onda na barra de 34,5 kV resultante da exposição ao curto circuito na barra de carga.....	46
Figura 15 – Diagrama para a equação de oscilação eletromecânica.....	47
Figura 16 – Diagrama unifilar – curto circuito aplicado na barra de geração .....	48
Figura 17 – Forma de onda na barra de 13,8 kV resultante da exposição ao curto circuito na barra de geração.....	49
Figura 18 – Forma de onda barra de 34,5 kV resultante da exposição ao curto circuito na barra de geração.....	49
Figura 19 – Diagrama unifilar – curto circuito aplicado na barra de carga .....	50
Figura 20 – Forma de onda na barra de 13,8 kV resultante da exposição ao curto circuito na barra de carga.....	50
Figura 21 – Forma de onda na barra de 34,5 kV resultante da exposição ao curto circuito na barra de carga.....	51
Figura 22 – Diagrama unifilar – curto circuito aplicado na linha .....	52
Figura 23 – Forma de onda na barra de 13,8 kV resultante da exposição ao curto circuito na linha .....	52
Figura 24 – Forma de onda na barra de 34,5 kV resultante da exposição ao curto circuito na linha .....	53

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Potencial de Geração Hidrelétrica no Paraná .....	10
Tabela 2 – Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração.....	34
Tabela 3 – Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração.....	36
Tabela 4 – Níveis de tensão – condição normal de operação – carga pesada .....	40
Tabela 5 – Níveis de tensão – condição normal de operação – carga leve .....	41
Tabela 6 – Níveis de tensão – condição de emergência – carga pesada .....	41
Tabela 7 – Níveis de tensão – condição de emergência – carga leve .....	42
Tabela 8 – Níveis de Curto Circuito das Barras de 138 kV – Fonte: o autor .....	54



## ACRÔNIMOS E SIGLAS

<b>ANAFAS</b>	Análise de Falhas Simultâneas
<b>ANAREDE</b>	Análise de Redes Elétricas
<b>ANATEM</b>	Análise de Transitórios Eletromecânicos
<b>ANEEL</b>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<b>CCAT</b>	Corrente Contínua em Alta Tensão
<b>CEDOC</b>	Centro de Documentação ANEEL
<b>CEPEL</b>	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
<b>CIGRE</b>	Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
<b>CGH</b>	Central Geradora Hidroelétrica
<b>EPE</b>	Empresa de Pesquisa Energética
<b>ERAC</b>	Esquema Regional de Alívio de Carga
<b>FACT</b>	Flexible AC Transmission Systems
<b>LTC</b>	<i>Load Tap Changer</i>
<b>MME</b>	Ministério de Minas e Energia
<b>ONS</b>	Operador Nacional do Sistema Elétrico
<b>PCH</b>	Pequena Central Hidrelétrica
<b>PRODIST</b>	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
<b>SAG</b>	Afundamento de Tensão
<b>SAGE</b>	Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia
<b>SE</b>	Subestação
<b>TUSD</b>	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
<b>VTCD</b>	Variações de Tensão de Curta Duração

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>10</b>
1.1	TEMA	11
1.1.1	Delimitação do Tema	12
1.2	PROBLEMAS E PREMISSAS	12
1.3	OBJETIVOS	13
1.3.1	Objetivo Geral	13
1.3.2	Objetivos Específicos	13
1.4	JUSTIFICATIVA	14
1.5	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	14
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO	15
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO</b>	<b>16</b>
2.1	POTENCIAL HIDRELÉTRICO BRASILEIRO	16
2.1.1	Introdução	16
2.1.2	Potencial	17
2.2	AJUSTE DE TAP DE TRANSFORMADORES	19
2.3	QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA	20
2.4	PROGRAMAS COMPUTACIONAIS	23
2.4.1	Anarede	23
2.4.2	Anatem	24
2.4.3	Anafas	25
2.5	DEFINIÇÕES E CONCEITOS BÁSICOS SOBRE ESTABILIDADE DE TENSÃO	26
2.6	CURVA P – V	27
2.7	QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA – VARIAÇÃO DE TENSÃO	32
<b>3</b>	<b>LEVANTAMENTO DOS DADOS</b>	<b>35</b>
3.1	LEVANTAMENTO DE DADOS E SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS	35
3.2	MODELAGEM DOS CASOS DE FLUXO DE POTÊNCIA	35
3.3	SIMULAÇÃO DOS NÍVEIS DE TENSÃO NA CONDIÇÃO NORMAL	38
3.4	SIMULAÇÃO DOS NÍVEIS DE TENSÃO NA CONDIÇÃO DE EMERGÊNCIA	40
3.5	TENSÃO – REGIME TRANSITÓRIO ANTES DA ENTRADA EM OPERAÇÃO	43
3.6	TENSÃO – REGIME TRANSITÓRIO APÓS ENTRADA EM OPERAÇÃO	47
3.6.1	Simulação de Aplicação de Curto Circuito em Barra Geração	48
3.6.2	Simulação de Aplicação de Curto Circuito em Barra Carga	50
3.6.3	Simulação de Aplicação de Curto em Linha CA	51
<b>4</b>	<b>DIRETRIZES PARA CRITÉRIO DE CONEXÃO DE PCHS</b>	<b>58</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	<b>59</b>
<b>6</b>	<b>REFERENCIAL BIBLIOGRÁFICO</b>	<b>61</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Atualmente o Brasil vive uma expansão de fontes renováveis de energia, tais como pequenas centrais hidroelétricas, fotovoltaicas, eólicas e biomassa. Notadamente no Paraná, o potencial para construção de pequenas centrais hidroelétricas é bastante elevado. A Tabela 1 evidencia o número de gerações com estudos de inventários vigentes e ainda não explorados cadastrados no site da ANEEL. Para potências entre 5 e 12 MW, existem aproximadamente 132 empreendimentos totalizando 506,68 MW de potência.

Tabela 1 – Potencial de Geração Hidrelétrica no Paraná

Faixa	Quantidade Geração	Potência (MW)	Potencial de Conexão
0 - 2 MW	61	74,03	Ramal MT
2 - 5 MW	222	380,47	Circuito expresso MT
5 - 12 MW	132	506,68	Circuito expresso MT
12 - 100 MW	96	1333,96	Alta tensão
100 - 160 MW	10	1246,29	Rede Básica

Fonte: (ANEEL, CEDOC)

Como o sistema de distribuição da Copel-D possui uma malha de 34,5 kV bastante capilarizada no interior do estado, muitos destas acessantes, ao consultar a Copel-D, solicitam uma conexão ao sistema elétrico em 34,5 kV, mesmo tendo um potencial de geração recomendado para integração em alta tensão (>69 kV), devido aos custos de conexão. Por não haver critérios bem definidos para o limite de potência, alguns acabam por se conectar, o que pode gerar problemas para o acessante e até mesmo para os consumidores locais, referentes a qualidade do fornecimento da energia.

Na Figura 1 encontra-se o número de conexões solicitados no sistema de distribuição da Copel-D no período de janeiro de 2015 a agosto de 2016.

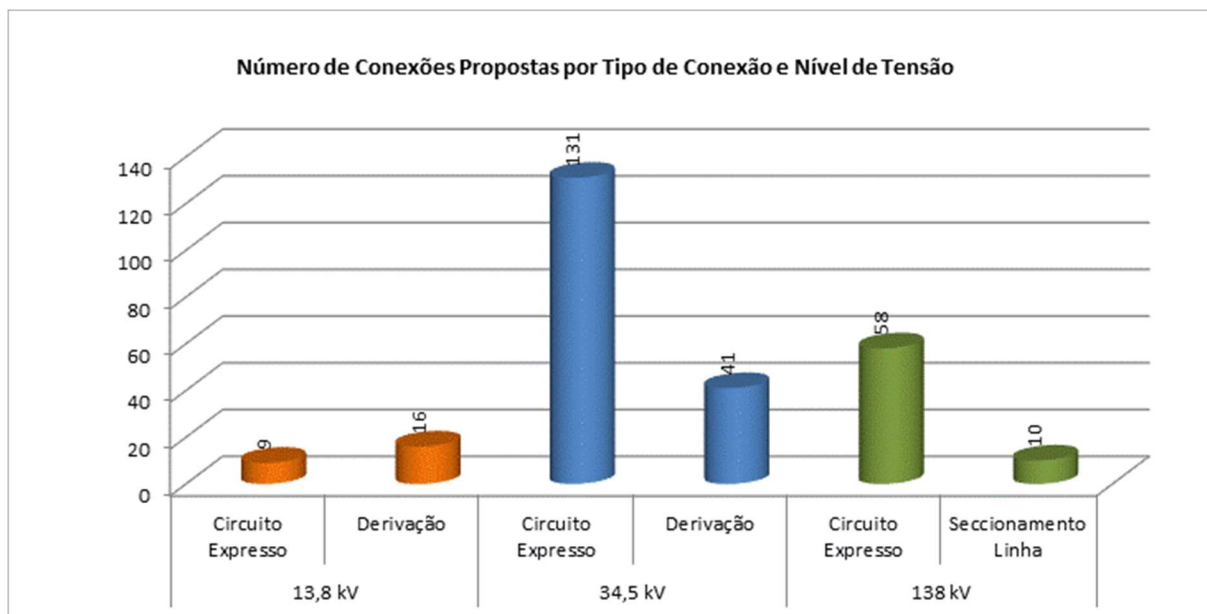


Figura 1 – Número de Conexões Propostas por Nível de Tensão no Sistema de Distribuição da Copel-D entre 2015 E 2016 (até agosto)  
Fonte: COPEL-D

A proposta deste trabalho será definir uma diretriz para estabelecer um critério de conexão de PCHs às barras de 34,5 kV de subestações de alta tensão da Copel-D. O estudo deverá ser feito a partir da análise de três variáveis: (1) nível de curto circuito da barra, (2) comprimento do alimentador e (3) potência de geração a ser injetada. A partir da oscilação de tensão na barra por rejeição de geração será definido um critério com base nos valores máximos e mínimos estabelecidos no PRODIST – Módulo 8 para variação de tensão.

A análise será feita em regime permanente, utilizando-se o programa ANAREDE, e transitório, utilizando-se o programa ANATEM, ambos desenvolvidos pelo CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, sendo aplicado abertura de disjuntor da central geradora e verificado o impacto na barra de carga ao qual a geração é conectada, antes da atuação do comutador de *TAP* do transformador.

### 1.1 TEMA

O tema desta pesquisa está relacionado à qualidade da energia elétrica fornecida pela concessionária de energia quando da conexão de Pequenas Centrais Hidrelétricas ao barramento de 34,5 kV de subestações de alta tensão ( $\geq 69$  kV),

objetivando delinear uma diretriz para definição de critério de conexão de acessantes de geração baseado em variáveis conhecidas.

### 1.1.1 Delimitação do Tema

Este estudo restringe-se a analisar o impacto de centrais geradoras em barramentos de 34,5 kV de subestações de alta tensão ( $\geq 69$  kV).

## 1.2 PROBLEMAS E PREMISAS

O estado do Paraná é um dos estados com maior potencial de geração hidrelétrica no Brasil, ao lado de Minas Gerais e Santa Catarina. A maioria dos aproveitamentos diz respeito a CGHs – Centrais de Geração Hidrelétrica, com potência instalada entre 0 e 3 MW, e PCHs – Pequenas Centrais Hidrelétricas, com potência instalada entre 3 e 30 MW (Definição dada pela Resolução Normativa ANEEL 673 de 4 de Agosto de 2015).

No processo de conexão dos acessantes de geração ao sistema de distribuição das concessionárias, os acessantes devem cumprir determinadas etapas até que o processo de conexão seja efetivado e o interessado seja autorizado a iniciar sua obra. Para as Pequenas Centrais Hidrelétricas, foco do estudo deste trabalho, o empreendedor deve efetuar à distribuidora uma Consulta de Acesso, tendo como resposta, sem ônus ao interessado, uma Informação de Acesso. Neste documento deve constar a definição do ponto de conexão de acordo com o critério de menor custo global, com a apresentação das alternativas de conexão que foram avaliadas pela concessionária acessada, acompanhadas das estimativas dos respectivos custos, conclusões e justificativas.

Acontece que em muitos casos o ponto de conexão ofertado diz respeito a uma conexão em alta tensão ( $\geq 138$  kV) o que gera um custo financeiro muito alto para o acessante, uma vez que o custo médio do quilômetro de linha de 34,5 kV gira em torno de R\$ 70.000,00 e para uma linha de 138 kV gira em torno de R\$ 250.000,00 – Fonte Copel-D. Em muitos casos, essa diferença de custo acaba inviabilizando economicamente o negócio de geração. Por esse motivo, muitos dos acessantes

insistem em uma alternativa de média tensão a fim de tornar o investimento mais atraente.

Como não há um critério bem definido acerca do impacto da conexão destas gerações em barras de média tensão de subestações de alta tensão, além daqueles simulados em regime permanente (fluxo de carga e controle de tensão nas barras) o acesso acaba sendo liberado sem uma análise mais crítica sobre as consequências da conexão destes geradores para consumidores conectados e supridos pelo mesmo barramento.

Portanto, surge a necessidade de uma análise mais detalhada sobre esse tema, no qual há um vasto campo para ser evoluído e explorado, especialmente no momento inicial da consulta de acesso.

### 1.3 OBJETIVOS

#### 1.3.1 Objetivo Geral

Estabelecer uma diretriz para elaboração de um critério para conexão de Pequenas Centrais Hidrelétricas em barramento de média tensão (=34,5 kV) de subestações de alta tensão (=138 kV) pertencentes às concessionárias de distribuição de energia.

#### 1.3.2 Objetivos Específicos

- Revisar a bibliografia relacionada ao tema do trabalho;
- Identificar as barras da Copel-D com menor nível de curto-circuito;
- Simular os casos de trabalho em regime permanente para os diversos cenários;
- Simular os casos de trabalho em regime transitório para os piores casos identificados;
- Traçar uma diretriz para elaboração de critério de conexão ao sistema de distribuição.

## 1.4 JUSTIFICATIVA

Como mencionado, o Paraná é um dos estados da federação que mais possui potencial para construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas. O potencial de geração destas usinas chega hoje ao patamar de 2.293 MW, potencial esse com possibilidade de conexão ao sistema elétrico de distribuição. Dentre os aproveitamentos entre 5 e 12 MW há um montante de 506 MW distribuídos em 132 usinas espalhadas pelo estado. Esse potencial tem grande possibilidade de conexão em circuitos de média tensão e a análise do impacto dessas gerações no sistema elétrico acessado, no momento da consulta de acesso, é de grande importância, a fim que que eventuais problemas relacionados a qualidade da energia fornecida aos consumidores locais sejam mitigados.

A identificação destes problemas em uma fase preliminar do projeto da usina implica em redução de custos, além de um melhor aproveitamento dos benefícios trazidos pelas gerações conectadas próximas aos consumidores.

## 1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Para a análise do impacto da conexão de Pequenas Centrais Geradoras nos barramentos de 34,5 kV de subestações de alta tensão, do ponto de vista da qualidade da tensão, serão analisados 54 casos de trabalho com base na variação de três grandezas: (1) nível de curto-circuito das barras de 138 kV ao qual as gerações serão conectadas, (2) potência de geração das usinas e (3) comprimento do alimentador que conectará as gerações.

Em uma primeira etapa serão selecionadas as barras onde serão conectadas as gerações com base no seu nível de curto-circuito. O nível de curto-circuito das barras será investigado de acordo com os casos de trabalho do ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, disponíveis na internet, utilizando-se o *software* ANAFAS. As barras serão escolhidas dentro de uma faixa de nível de curto circuito de 300 a 350 MVA, 450 a 500 MVA e maior que 700 MVA.

Em uma segunda etapa, após definidas as barras, serão inseridas as gerações nos casos de trabalho do ONS, disponíveis na internet, utilizando-se o

software ANAREDE, para simulação dos níveis de tensão nas barras de conexão das gerações em regime permanente, na condição normal de operação. Essa checagem servirá para evidenciar se os níveis de tensão estão de acordo com o preconizado em legislação, antes de aplicação de um defeito.

Em uma terceira etapa, será aplicado uma abertura de disjuntor do barramento de alta tensão da subestação da central geradora. Os valores para os quais a tensão variou será estratificado antes da atuação do comutador de TAP do transformador da subestação acessada. De posse destes dados, será feita uma checagem dos valores que violam os níveis estabelecidos no PRODIST – Módulo 8.

Em uma quarta etapa, a partir dos piores valores de variação temporária de tensão, será feita uma sensibilidade da variação momentânea de tensão, a partir dos níveis estabelecidos no PRODIST – Módulo 8, utilizando-se o software ANATEM.

A parte final do trabalho será definir uma diretriz para a conexão das centrais geradoras em barras de média tensão de subestação de alta tensão.

## 1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

O capítulo 1 apresenta uma introdução sobre o assunto a ser abordado de uma maneira resumida e as justificativas que levaram a elaborar este trabalho, com vistas a buscar uma diretriz para definição de critério de conexão de Pequenas Centrais Geradoras ao sistema de distribuição de energia.

O capítulo 2 apresenta o embasamento teórico para se ter aonde alicerçar os fundamentos técnicos, bem como apresentar os conceitos relacionados ao trabalho.

O capítulo 3 destina-se ao estudo dos casos de trabalho em regime permanente e transitório.

O capítulo 4 trata das conclusões do trabalho, com enfoque nos resultados alcançados, traçando uma linha para estabelecimento de diretriz para critério de conexão de Pequenas Centrais Geradoras ao sistema de distribuição de energia.



## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

### 2.1 POTENCIAL HIDRELÉTRICO BRASILEIRO

#### 2.1.1 Introdução

O Brasil forma parte do grupo de países em que a produção de eletricidade é maciçamente proveniente de usinas hidrelétricas. Essas usinas correspondem a 75% da potência instalada no país e geraram, em 2005, 93% da energia elétrica requerida no Sistema Interligado Nacional – SIN.

Entre 1970 e 2003, a oferta primária de energia hidráulica cresceu mais de 2,5 vezes o crescimento médio mundial, perfazendo uma taxa média anual de 6,4% ao ano, no período. A oferta interna de energia hidráulica no país atingiu, em 2015, 615,9 TWh, sendo 581,5 TWh correspondentes à produção de usinas nacionais e o restante à importação, basicamente a metade paraguaia de Itaipu (EPE, 2016).

A importância da hidroeletricidade no Brasil tem base no vasto potencial de energia hidráulica de que o país dispõe e resultou de uma opção estratégica feita ainda nos anos 50 do século passado, apesar da maior competitividade que os derivados de petróleo então apresentavam como fonte primária de energia.

Porém, apenas cerca de 30% do potencial hidrelétrico nacional já foi explorado, proporção bem menor do que a observada nos países industrializados. Nesse contexto, muitos defendem que a base da expansão da oferta de energia elétrica no Brasil seja, mesmo em uma perspectiva de longo prazo, a hidroeletricidade. Maurício Tolmasquim, ex presidente da EPE, ressalta que “o desenvolvimento do potencial hidráulico de um país está relacionado com seu desenvolvimento econômico. (...) De uma forma geral, países economicamente desenvolvidos apresentam uma taxa de aproveitamento de seu potencial hidráulico bastante superior à dos países em desenvolvimento”. Com efeito, são notáveis as taxas de aproveitamento que apresentam França, Alemanha, Japão, Noruega, Estados Unidos e Suécia em contraste com as baixas taxas observada em países da África, Ásia e América do Sul – nesta, com exceção do Brasil.

Deve-se reconhecer, todavia, que o impacto socioambiental da hidroeletricidade pode ser grande, especialmente no caso de aproveitamentos de

maior porte. Não por acaso, as restrições ambientais tem sido crescentes. Contudo, se for considerada significativa a questão de emissões atmosféricas, as vantagens da geração hidrelétrica podem ser relevantes.

De fato, considerando uma expansão da demanda nacional por eletricidade de 4,2% ao ano até 2030, compatível com um crescimento econômico médio de 3,8% ao ano do PIB, estima-se que nesse ano a demanda brasileira poderia atingir 1.240 TWh. Uma diferença de 20% na oferta hidrelétrica para atendimento dessa demanda, supondo essa diferença substituída por geração termelétrica a gás natural, importaria em um volume de emissões de gases de efeito estufa de 86,5 milhões de toneladas equivalentes de Monóxido de Carbono. Isto é, menos 20% de hidrelétricas, ou seja menos 250 TWh (ou 50.000 MW, apenas pouco mais de 70% da oferta atual), significam emissões adicionais de gases que equivalem a 4,4 vezes o total das emissões no Sistema Interligado Nacional.

### 2.1.2 Potencial

Até a primeira metade do século passado, o conhecimento do potencial hidrelétrico brasileiro era bastante limitado, restringindo-se à identificação de alguns locais promissores nas áreas de maior interesse, entendendo-se por tal as regiões próximas aos centros de consumo. Somente a partir de 1960 iniciou-se uma avaliação sistematizada e abrangente do potencial.

De fato, a evolução histórica da estimativa do potencial hidrelétrico brasileiro evidencia um crescimento significativo entre 1960 e 1980, quando, além dos estudos da Eletrobrás e suas subsidiárias, principalmente, se ocuparam de dar seguimento no levantamento sistematizado dos recursos hidrelétricos nacionais. A Figura 2 evidencia o exposto.

Com as reformas institucionais introduzidas no setor elétrico a partir da década de 90, reduziu-se muito o interesse pelo desenvolvimento de estudos de inventário. Não obstante a legislação assegurar o ressarcimento dos gastos por ocasião da outorga de concessão de um aproveitamento, a perspectiva de recuperação dessas despesas configurava-se incerta, sobretudo no caso de estudos de inventário. Como consequência natural, foi privilegiado, como na primeira metade do século passado, o estudo dos locais mais promissores. Verificou-se, também, uma

tendência para o enquadramento do aproveitamento como pequena central hidrelétrica (potência de até 30 MW), pela menor complexidade ambiental e, principalmente, pelos benefícios fiscais que foram atribuídos a essa opção, tais como redução de TUSD.

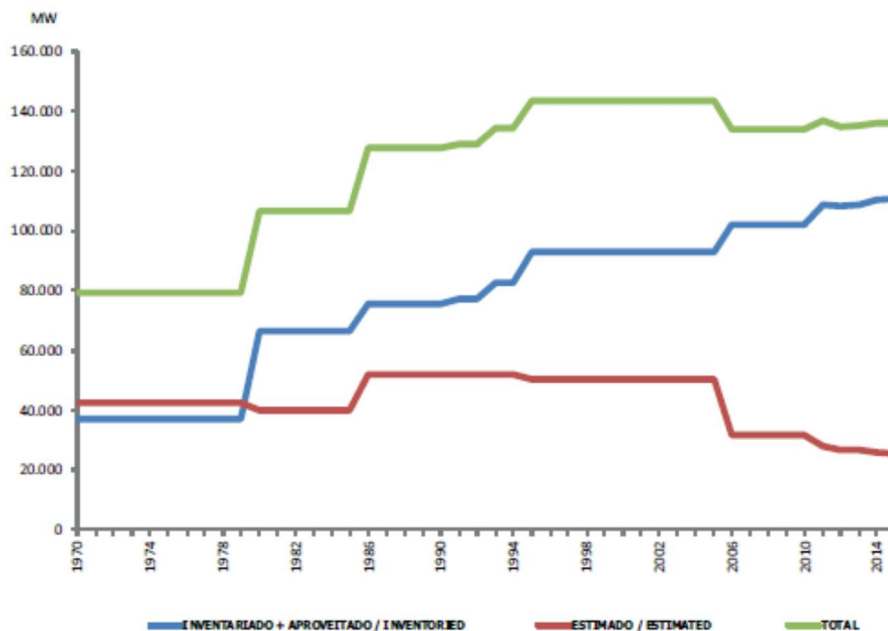


Figura 2 – Evolução do conhecimento do potencial hidrelétrico brasileiro  
Fonte: EPE (2016)

Assim, a última e melhor estimativa disponível do potencial hidrelétrico brasileiro é, ainda, a mesma que foi utilizada no Balanço Energético Nacional (2016): 261,4 GW. Desse total, 32% correspondem a um potencial pouco conhecido, dito estimado, e 43% estão localizados na região Norte, conforme indicado na Figura 3.

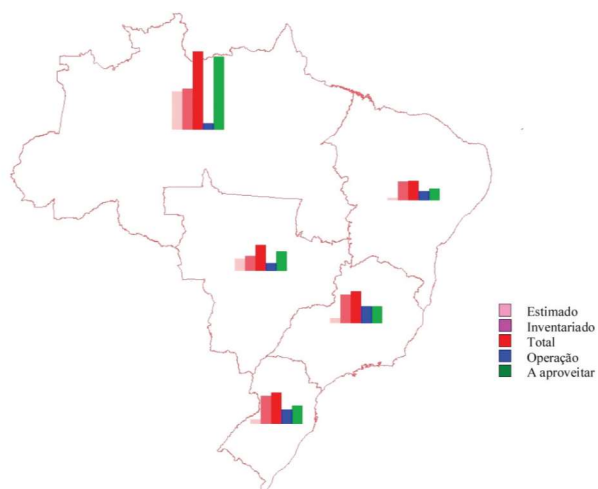


Figura 3 – Distribuição geográfica do potencial hidrelétrico brasileiro  
Fonte: EPE (2016)

## 2.2 AJUSTE DE TAP DE TRANSFORMADORES

As empresas transmissoras de energia elétrica exercem um papel muito importante no setor elétrico brasileiro, especialmente em função da predominância hidrelétrica de matriz eletro-energética nacional, o que implica na necessidade de transporte de grandes blocos de energia a grandes distâncias, necessitando assim de altos níveis de tensão.

Nas subestações próximas às cidades há necessidade da redução dos níveis de tensão, sendo o controle desta tensão uma tarefa rotineira das empresas transmissoras de energia, usualmente realizado pelos operadores destas subestações. O controle de tensão no barramento de saída da subestação é uma tarefa importante e com certo grau de complexidade, particularmente nas subestações que não estão automatizadas, onde os operadores têm papel fundamental para o desempenho eficiente deste serviço.

Os operadores que trabalham nestas subestações têm a responsabilidade de monitorar os níveis de tensão de diversos circuitos das subestações vizinhas, em tempo real, e operar diversos transformadores, localizados em cada uma destas subestações.

Os operadores podem sofrer grande pressão e stress, especialmente em situações de contingência na rede, onde decisões operativas devem ser tomadas, em um curto espaço de tempo, de acordo com a análise de uma grande quantidade de informações e dados que chegam de forma simultânea. Sob estas circunstâncias o erro humano é iminente.

Para manter o nível tensão da saída de uma subestação de energia em patamares apropriados, os operadores devem considerar diversos aspectos, tais como: nível de geração de potência reativa, ligação de compensadores síncronos e banco de capacitores, uso de reatores de barra e ajuste de *taps* dos transformadores, onde o ajuste automático de *tap* pode ser executado através dos equipamentos chamados de *LTCs (load tap changer)*.

O *LTC* é um dispositivo utilizado para mudanças de derivações de um enrolamento (*tap*), adequado para operação com o transformador energizado, em vazio ou em carga.

A variação do *tap* permite elevar ou reduzir a tensão transformada, através da variação da relação do transformador. Assim, quando essa tensão do circuito estiver

fora dos padrões aceitáveis, busca-se com o comutador de derivação ou *LTC*, que a tensão fique dentro dos limites. Entretanto, outras variáveis influem neste ajuste, tais como: limites de tensão, horário do dia, carregamento do transformador, carga fornecida pela subestação, status do reator de barra e banco de capacitores (ligado ou desligado); aumentando assim a complexidade da decisão.

O ajuste eficiente dos *taps* é importante não somente para o controle de tensão, mas também para a própria conservação do estado do *LTC*. Levantamento feito pelo Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – CIGRE, com base em informações obtidas de concessionárias de energia de diversos países, indicou que 40% das falhas ocorridas em transformadores de subestações estavam relacionadas a comutadores de derivação, principalmente àqueles operados automaticamente.

O ajuste dos *taps* dos transformadores de uma subestação, é feito usualmente pelo operador, de acordo com as variações diárias do consumo de energia, sendo a sua automatização importante para liberar o operador para outras tarefas nas instalações, além de ir ao encontro do processo vigente de automação de subestações do sistema de transmissão elétrico (SIMAS).

## 2.3 QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

O Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica (ANEEL, 2010), além das perturbações em regime permanente, na qual verifica e propõe penalidades de acordo com a não conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica, também caracteriza as perturbações na forma de onda de tensão. Porém, ainda não fixou mecanismos concretos que possibilitem à ANEEL verificar e controlar indicadores de qualidade da energia elétrica com relação à forma de onda de tensão, ou seja, em regime transitório, por isso ainda não foi implementada a compensação aos consumidores para caso de transgressão dos limites dos indicadores de qualidade.

Em um sistema elétrico ideal, as condições de operação são:

- a) tensões e correntes alternadas com formas de onda senoidais puras;
- b) amplitudes constantes nos valores nominais;
- c) frequência da rede constante no valor síncrono;
- d) tensões trifásicas equilibradas;

- e) fator de potência unitário nas cargas;
- f) perdas nulas na transmissão.

Porém, as condições ideais são situações teóricas, pois podem ocorrer vários fenômenos na rede. De acordo com o PRODIST - Módulo 8, os aspectos considerados da qualidade do produto em regime permanente ou transitório são:

- a) tensão em regime permanente;
- b) fator de potência;
- c) harmônicos;
- d) desequilíbrio de tensão;
- e) flutuação de tensão (efeito *flicker*);
- f) variações de tensão de curta duração;
- g) variação de frequência.

As perturbações na forma de onda de tensão são devido ao uso crescente de equipamentos eletro-eletrônicos em consumidores industriais, que contribuem para o aumento da produção, porém trazem associados problemas relacionados à qualidade da energia elétrica, tanto para as empresas distribuidoras de energia elétrica, quanto para os próprios consumidores.

O trabalho de (SILVEIRA, 2012) mostra a qualidade da energia elétrica em estabelecimentos assistenciais de saúde, onde demonstra a sua importância, pois está presente nos mais diversos ramos de atividades e na maioria das residências, onde são citados:

- Equipamentos usados atualmente são mais sensíveis à qualidade da energia elétrica;
- Empresas atualmente são mais sensíveis às perdas na produtividade, comparadas com suas margens de lucro;
- A eletricidade hoje é vista como um bem coletivo;
- Ainda não estão definidas claramente as responsabilidades dos agentes do setor elétrico brasileiro com relação à qualidade da energia elétrica em regime transitório.

O progressivo interesse pela qualidade da energia elétrica deve-se, principalmente, à evolução tecnológica dos equipamentos eletroeletrônicos, e hoje amplamente utilizados nos diversos segmentos de atividades, seja ele industrial, comercial ou residencial.

Um dos problemas atuais são as VTCDs, ou seja, as variações de tensão de curta duração (afundamento de tensão), que são comumente chamadas de SAGs. As SAGs são danosas devido à sensibilidade de cargas e processos industriais frente a afundamentos de tensão. Em (CHOUHY, 2003) é proposta uma metodologia de caracterização da sensibilidade de processos industriais frente aos afundamentos de tensão.

Em (OLIVEIRA, 2004) é proposto um *software* com o objetivo de estudos de afundamentos de tensão, permitindo que, tanto concessionárias quanto consumidores, avaliem o impacto dos afundamentos de tensão no sistema elétrico, representando um passo importante no estabelecimento de medidas mitigadoras. Com o mesmo foco, (NOVAES, 2007) apresenta um estudo de validação de ferramentas de simulação de afundamentos através de medições efetuadas em uma concessionária de energia elétrica.

Em (CARVALHO, 1997) tem-se uma visão geral sobre as SAGs, baseada, inicialmente, no levantamento das causas, características e fatores que influenciam a depressão de tensão, são apresentadas as curvas de sensibilidade e os impactos dos principais equipamentos eletro-eletrônicos que são mais sensíveis, e por fim, são apresentadas as principais medidas preventivas e corretivas que podem ser adotadas tanto pelas concessionárias como pelo consumidor.

O artigo (ABREU, 1997) faz uma análise do impacto das SAGs sobre equipamentos eletrônicos, inicialmente sobre estatísticas de ocorrências em termos de frequência, magnitude e duração. Posteriormente, levantou-se a sensibilidade de vários equipamentos eletrônicos frente a estes distúrbios.

O artigo (LIMA, 1997) trata da experiência do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica, CEPEL, no desenvolvimento de ferramentas computacionais e laboratoriais que permitem a análise e medição de problemas de qualidade da energia elétrica. Em (BONATTO, 2000) é analisada a qualidade da energia elétrica em consonância com a segurança industrial, no qual cita que “O aumento das exigências dos consumidores tem forçado empresários de diversos setores produtivos a buscarem cada vez mais eficiência e eficácia, objetivando principalmente a constante redução

de custos e a melhoria da qualidade do produto final. A conseqüente modernização de linhas de produção industriais, cada vez mais automatizadas e utilizando microprocessadores em larga variedade de equipamentos, processos e controles, tem tornado esses processos industriais bastante vulneráveis aos problemas de qualidade da energia elétrica. Esta tendência acentuada de crescimento de cargas, baseadas na eletrônica de potência e microcomputadores, com processos e controles operativos extremamente sensíveis às variações das características da energia eletromagnética entregue, tem sido causa de muitas das reclamações por uma melhoria na qualidade do fornecimento de energia elétrica pelas concessionárias”.

## 2.4 PROGRAMAS COMPUTACIONAIS

### 2.4.1 Anarede

O programa computacional ANAREDE (Análise de Redes Elétricas) é o mais utilizado no Brasil para análise de Sistemas Elétricos de Potência em regime permanente. Reúne programas de fluxo de potência, equivalente de redes, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão e de fluxo, e análise de segurança de tensão.

Entre os desenvolvimentos mais recentes do ANAREDE destacam-se: modelo de curva de carga; modelo de curva de capacidade de geradores; modelo de bancos de capacitores e reatores chaveados para controle de tensão; individualização de equipamentos; algoritmo para verificação de conflito de controles e facilidades para estudos de recomposição do sistema.

Possui uma interface gráfica que aliada aos programas FormCepel (que combina dados de entrada e resultados que podem ser filtrados para seleção de trechos de interesse) e EditCepel (editor de texto customizado), torna seu uso simples e rápido. A versão integrada ao SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia) é utilizada para operação em tempo real.

Os arquivos de dados da rede para uso no ANAREDE estão disponíveis para *download* na *internet*, em sites de algumas entidades setoriais. Isso permite fácil



acesso às informações de todo o sistema elétrico brasileiro no formato adequado ao programa.

Entre os principais usuários do ANAREDE estão: entidades setoriais, como Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE); Ministério de Minas e Energia (MME); empresas Eletrobrás; agentes de geração, transmissão e distribuição; grandes consumidores industriais; produtores independentes; universidades (versões acadêmicas); e empresas de consultoria.

#### 2.4.2 Anatem

O programa computacional ANATEM (Análise de Transitórios Eletromecânicos) é o mais utilizado no Brasil para análise de Sistemas Elétricos de Potência em regime dinâmico. Destina-se à análise de grandes perturbações nos sistemas de potência, compreendendo os períodos de estabilidade transitória e dinâmica.

Possui grande flexibilidade e precisão de modelagem, com destaque para os Controles Definidos pelo Usuário (CDUs), que permitem modelar as características dinâmicas dos seus principais controladores. O ANATEM destaca-se por sua robustez e confiabilidade e comunica-se com o programa ANAREDE (Análise de Redes Elétricas) e com os programas auxiliares PlotCepel (ferramenta que permite a visualização de resultados em forma de gráficos) e CDUEdit (ferramenta para criação de novos CDUs via interface gráfica). O aplicativo Anat0, que atualmente encontra-se incorporado ao Programa ANAREDE, auxilia na simulação de sistemas de grande porte no ANATEM e também realiza a análise de transitórios em  $T_{0+}$ .

Entre os diversos estudos que podem ser executados com o ANATEM, destacam-se os que levam em consideração, além dos modelos de máquinas síncronas, a representação de máquinas de indução, cargas funcionais, elos de Corrente Contínua em Alta Tensão (CCAT), equipamentos *FACTS (Flexible AC Transmission System)*, relés, geradores eólicos, Sistema Especial de Proteção (SEP), fontes controladas por CDU e Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC).

A interface gráfica do ANATEM possibilita a preparação e execução automática de casos de análise de contingência, integra uma ferramenta de pós-processamento para inspeção dos resultados obtidos na análise de contingências

automáticas e permite a execução de casos em paralelo se houver a disponibilidade de múltiplos núcleos e/ou processadores no microcomputador. Os arquivos de dados da rede para uso no ANATEM estão disponíveis para *download* na *Internet* em *sites* de algumas instituições setoriais.

Entre os principais usuários do ANATEM estão: entidades setoriais, como Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE); Ministério de Minas e Energia (MME); empresas Eletrobrás; agentes de geração, transmissão e distribuição; grandes consumidores industriais; produtores independentes; universidades (versões acadêmicas); e consultorias independentes.

#### 2.4.3 Anafas

O programa computacional ANAFAS (Análise de Faltas Simultâneas) é utilizado para cálculo de curtos-circuitos na rede elétrica. Permite a execução automática de grande número de faltas, inclusive deslizantes, resultados orientados a pontos de falta ou de monitoração, estudo automático de superação de disjuntores, obtenção de equivalentes e cálculo automático da evolução dos níveis de curto. É desenvolvido sob a linha de pesquisa “Planejamento, Operação e Análise de Redes Elétricas”.

O programa está integrado ao SAPRE (Sistema de Análise e Projeto de Redes Elétricas), que dispõe de editor gráfico de diagramas, interação e resultados pelo diagrama. Sua interface gráfica, aliada ao uso dos aplicativos de pós-processamento de resultados FormCepel e do EditCepel, permite maior versatilidade e aumento de produtividade. Os arquivos de dados da rede para uso no programa ANAFAS estão disponíveis para *download* na *Web* em sites de algumas instituições setoriais.

Entre os principais usuários do ANAFAS estão: entidades setoriais, como Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE); empresas Eletrobrás; agentes de geração, transmissão e distribuição; grandes consumidores industriais; produtores independentes; universidades (versões acadêmicas).

## 2.5 DEFINIÇÕES E CONCEITOS BÁSICOS SOBRE ESTABILIDADE DE TENSÃO

Os termos instabilidade de tensão e colapso de tensão são frequentemente usados indistintamente para designar o mesmo tipo de fenômeno. A análise do problema tem se baseado tanto em métodos estáticos (fluxo de potência) quanto em abordagens dinâmicas, que levam em conta a resposta no tempo dos diversos componentes e dispositivos envolvidos. Um dos aspectos fundamentais para a estabilidade de tensão é a capacidade (ou as limitações) para transferir potência reativa das fontes de produção até os centros de consumo. As seguintes definições têm sido associadas à estabilidade de tensão.

Um sistema de potência operando em um dada condição de operação é estável do ponto de vista de tensão para pequenas perturbações se, após qualquer pequena perturbação, as tensões próximas às cargas assumem valores idênticos ou próximos aos valores anteriores à perturbação.

Os fenômenos de instabilidade de tensão são quase sempre aperiódicos (não-oscilatórios), diferentemente dos fenômenos de instabilidade angular.

Os principais fatores que afetam a estabilidade da tensão são:

- Comportamento das cargas face a variações de tensão;
- Variação automática de *taps* de transformadores;
- Operação de limitadores de sobre-excitação de geradores;
- Ação de dispositivos de controle de cargas térmicas (termostatos);
- Sistemas de potência “estressados”, devido à falta de reforço de transmissão e falta de investimentos em geração;
- Uso excessivo de bancos de capacitores para compensação de potência reativa que, embora estendam os limites de transferência de potência, tornam o sistema de potência mais inclinado a sofrer problemas de instabilidade de tensão.

Há diversos métodos de análise estática de estabilidade de tensão: curvas S – Y , curvas Y – T, métodos dinâmicos, etc.

## 2.6 CURVA P – V

Um dos métodos de análise de estabilidade de tensão mais usados baseia-se na utilização das curvas P – V. Este método determina os limites de carregamento em regime permanente que estão relacionados com a estabilidade de tensão. O método pode ser usado em conexão com programas de fluxo de potência para a realização de análises aproximadas.

A análise conceitual baseada nas curvas P – V considera as características da carga como função da tensão. Para uma carga resistiva, por exemplo, pode-se escrever:

$$P = \frac{V^2}{R} \text{ (Eq. 1)}$$

Para uma carga que pode ser modelada como do tipo potência constante, a representação é ainda mais simples: a característica é uma reta vertical no plano P – V.

Em contraste com a característica da carga, trabalha-se também com as características P – V da rede elétrica, que dizem respeito à capacidade da rede de manter o necessário equilíbrio entre tensão e potência ativa e reativa supridas. Para desenvolver as características P – V da rede, considera-se o caso de uma rede elétrica entregando potência a uma carga que pode ser modelada como impedância constante.

Por simplicidade, considera-se que as perdas da rede podem ser desprezadas. A Figura 5 ilustra o problema em questão.

Um teorema fundamental da teoria de circuitos nos garante que a máxima transferência de potência ocorre quando a magnitude da impedância da carga é igual à magnitude da impedância da fonte. Chama-se a tensão correspondente à potência máxima de tensão crítica.

Para a Figura 4, escreve-se a tensão em pu da tensão da barra geradora e as potência em pu da potência de curto-circuito,  $E^2/X$ , definido:

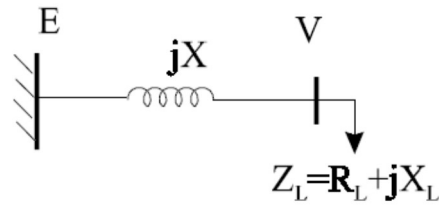


Figura 4 – Rede elétrica sem perdas alimentando carga de impedância constante  
 Fonte: Controle e Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência – SILVA, Antônio

$$p \cong \frac{P \cdot X}{E^2} \quad (\text{Eq. 2})$$

$$q \cong \frac{Q \cdot X}{E^2} \quad (\text{Eq. 3})$$

$$v \cong \frac{V}{E} \quad (\text{Eq. 4})$$

As expressões para as potências ativa e reativa são reproduzidas e normalizadas em pu conforme abaixo:

$$P = \frac{E \cdot V}{X} \cdot \text{sen} \delta \Rightarrow p = v \cdot \text{sen} \delta \quad (\text{Eq. 5})$$

$$Q = \frac{E \cdot V}{X} \cdot \cos \delta - \frac{V^2}{X} \Rightarrow q = v \cdot \cos \delta - v^2 \quad \text{considerando o fato de que:}$$

$$v^2 \cdot \text{sen}^2 \delta + v^2 \cdot \cos^2 \delta = v^2, \text{ tem-se que:}$$

$$v^2 = p^2 + (q - v^2)^2 \quad (\text{Eq. 6}) \text{ e portanto:}$$

$p = \sqrt{v^2 - (q - v^2)^2}$  (Eq. 7). Neste ponto considerando o caso particular correspondente a fator de potência unitário, isto,  $q=0$ , assim a equação anterior por ser reescrita como:

$p = \sqrt{v^2 \cdot (1 - v^2)}$  (Eq. 8). Para achar a condição de máxima transferência de potência, calcula-se  $dp/dv=0$ , que fornece:

$$\frac{v_{crit} \cdot (1 - 2 \cdot v_{crit})}{\sqrt{v_{crit}^2 \cdot (1 - v_{crit}^2)}} = 0, \text{ ou seja: } v_{crit} = \frac{\sqrt{2}}{2} = 0,707 \text{ e portanto:}$$

$V_{crit} = v_{crit} \cdot E = \frac{\sqrt{2} \cdot E}{2}$  (Eq. 9). Das equações acima obtém-se a potência máxima que pode ser transmitida:

$$p_{máx} = 0,5 \Rightarrow P_{máx} = \frac{P_{máx} \cdot E^2}{X} = \frac{0,5 \cdot (\sqrt{2} \cdot V_{crit})^2}{X} = \frac{V_{crit}^2}{X} \text{ (Eq. 10), mas da Figura 4 verifica-}$$

se também que  $P_{máx} = \frac{V^2}{R}$  e portanto confirma-se que a máxima transferência de potência se dá quando a impedância da carga (que neste caso de fator de potência unitário é igual a R) é igual à reatância X.

A representação da característica P – V da rede neste caso particular de fator de potência unitário é mostrada na Figura 5.

O desenvolvimento acima, feito para fator de potência unitário, pode ser generalizado para diferentes valores de fator de potência. Obtém-se assim a família de curvas P – V mostradas na Figura 6. Observa-se que todas as curvas tem basicamente a mesma forma da curva construída para  $\cos \phi = 1$ .

As seguintes observações podem ser feitas em relação às curvas da Figura 6:

- Para uma dada carga abaixo do máximo carregamento possível há duas soluções: uma delas para tensão mais alta e baixa corrente, e a outra para tensão mais baixa e alta corrente. a primeira corresponde às condições de operações normais, com tensão mais próxima à tensão do gerador, E. A operação permanente nas soluções do ramo inferior da curva são em geral inaceitáveis.

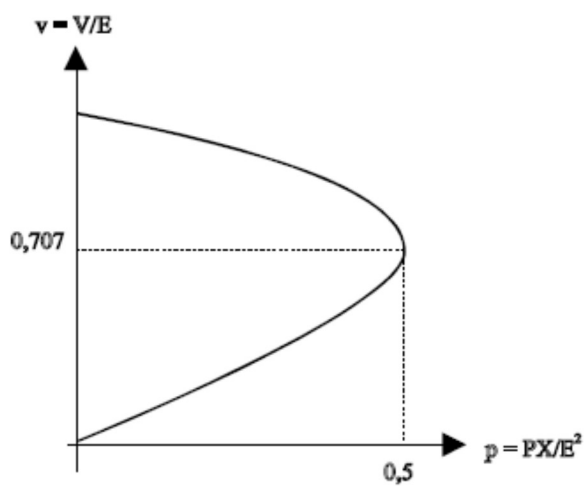


Figura 5 – Característica P - V da Rede para Sistema sem Perdas com Carga de Fator de Potência Unitário  
Fonte: (COSTA, 2000)

- A medida que a carga é mais e mais compensada (o que corresponde a menores valores de  $\tan \phi$ ) a potência máxima aumenta. Contudo, a tensão para a qual o máximo ocorre também aumenta. Esta situação indica um aumento de risco, já que a máxima capacidade de transferência de potência pode ser atingida para tensões próximas a valores normais de operação. Observe também que, para um alto grau de compensação e uma potência ativa próxima do máximo, as duas soluções de tensão aproximam-se uma da outra. Torna-se assim difícil dizer, sem uma análise mais detalhada, qual das soluções é considerada “normal”.
- Para cargas sobre compensadas ( $\tan \phi < 0$ ), há uma parte do ramo superior da curva P – V ao longo da qual a tensão aumenta com a potência da carga. A explicação é que, sob fator de potência negativo, quanto mais potência ativa é consumida, mais potência reativa é produzida pela carga. Em cargas baixas, a queda de tensão devida ao aumento de potência ativa é compensada pelo aumento de tensão devido ao aumento da potência reativa. Este efeito é mais pronunciado quanto mais negativo for  $\tan \phi$ .

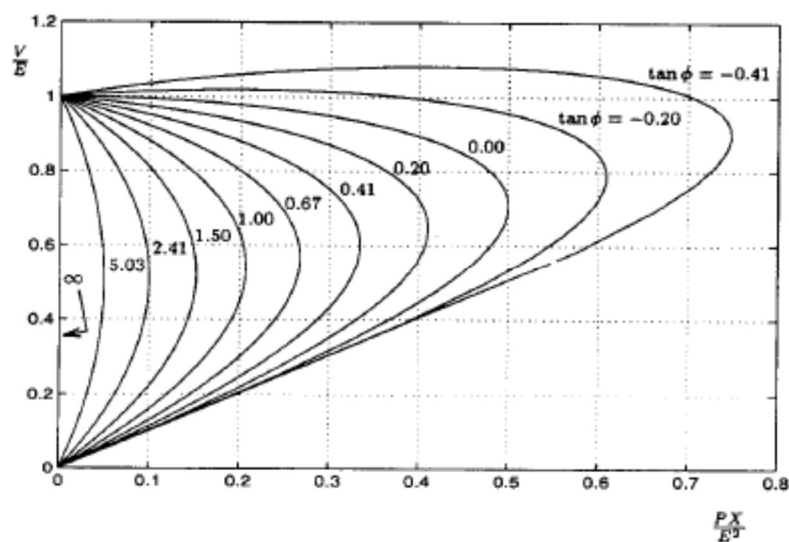


Figura 6 – Curvas P - V da Rede para Diferentes Valores de Fator de Potência  
Fonte: (COSTA, 2000)



## 2.7 QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA – VARIAÇÃO DE TENSÃO

A disponibilidade da energia elétrica representa um incremento na qualidade de vida das populações. Num primeiro momento em que se implanta um sistema de distribuição de energia elétrica, a população local imediatamente passa a constar com inúmeros benefícios, tanto do ponto de vista de maior conforto doméstico como de melhores possibilidades de emprego e produção. À medida que os benefícios da energia elétrica passam a fazer parte do dia-a-dia das pessoas, é natural que iniciasse um processo de discussão quanto à qualidade daquele produto. Numa análise inicial preocupa-se com a continuidade do serviço, já que fica evidente que qualquer interrupção do fornecimento implicará em transtornos de toda ordem. Não tão evidente, no entanto, é a questão da qualidade da energia elétrica como um produto comercial, mesmo que não ocorram interrupções. Isso normalmente só é percebido de forma um pouco difusa, através de falhas de funcionamento em alguns equipamentos.

A questão da qualidade da energia elétrica aparece portanto a partir do momento em que os consumidores constatarem interrupções no fornecimento, mas à medida que tais consumidores tornam-se mais sofisticados sob o ponto de vista tecnológico, outros fatores começam a ser considerados.

Até final da década de 70, vivia-se uma situação bastante diferente da atual no Brasil, no que diz respeito ao consumo de energia elétrica. Pode-se claramente generalizar três tipos de consumidores: o consumidor residencial (urbano e rural), o de comércio e/ou serviços e o consumidor industrial. Naquela época o consumidor residencial, por exemplo, possuía uma carga plenamente resistiva, salvo raras exceções. Numa residência típica daquela época, encontrava-se como cargas grandes os chuveiros elétricos a resistência, e os ferros de passar roupas à resistência elétrica. O número de equipamentos eletrônicos resumia-se, na maioria das residências, a um aparelho de TV. Apesar da existência nas residências de uma carga indutiva-resistiva (o motor do refrigerador), a demanda por energia elétrica era consumida por uma carga considerada resistiva.

Atualmente, vive-se uma realidade bastante diferente, onde pode-se encontrar comumente consumidores (de diversas classes), também residenciais, com cargas comandadas eletronicamente, tais como fornos de micro-ondas, computadores e periféricos, diversos aparelhos de TV e de áudio, em uma gama

bastante vasta de eletrodomésticos. Tornou-se comum portanto a existência de cargas eletrônicas, que está cada dia mais presente no cotidiano dos cidadãos, lado-a-lado com as cargas elétricas, outrora comandadas sem o recurso da eletrônica.

As cargas elétricas comandadas eletronicamente possuem uma característica intrínseca que é a não-linearidade das mesmas, ou seja, não requerem a corrente elétrica constantemente, mas solicitam apenas picos de energia em determinados momentos. Dependendo da topologia do conversor eletrônico empregado, a corrente de entrada é disparada em determinado período ou ângulo da oscilação senoidal. Com isto, as cargas eletrônicas acabam por distorcer a forma de onda (tensão e corrente) que lhe é entregue e como consequência gerando uma "poluição" na rede de energia elétrica. Esta poluição é traduzida por diversos tipos de problemas ou distúrbios, os quais serão devidamente esclarecidos.

É importante ressaltar que estas mesmas cargas eletro/eletrônicas, além de poluírem a rede elétrica, sofrem diretamente com a má qualidade desta energia. Não é difícil observar em instalações com um grande número de computadores ligados nos mesmos circuitos, alguns desses computadores com problemas de funcionamento, aparentemente sem maiores explicações. Variações de tensão de curta duração (VTCD) são desvios significativos na amplitude do valor eficaz da tensão durante um intervalo de tempo inferior a três minutos. As variações de tensão de curta duração são classificadas de acordo com a Tabela 2.

Tabela 2 – Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração

<b>Classificação</b>	<b>Denominação</b>	<b>Duração da Variação</b>	<b>Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência</b>
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Momentâneo de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a 1,1 p.u

Fonte: PRODIST – Módulo 3 – ANEEL

### 3 LEVANTAMENTO DOS DADOS

A escolha das subestações onde seriam feitas as simulações foram efetuadas nas seguintes etapas:

#### 3.1 LEVANTAMENTO DE DADOS E SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS

Para a escolha das barras de interesse foram levantados os níveis de curto-circuito das barras de 138 kV e selecionadas aquelas com nível entre 300 e 350 MVA, 450 e 500 MVA e superior a 700 MVA. Assim, como evidenciado na Tabela 5, foram escolhidas as subestações Tafisa 138 kV, localizada na região de Curitiba, com um nível de curto de 329,89 MVA; a subestação Imbituva 138 kV, localizada na região de Ponta Grossa, com um nível de curto de 516,33 MVA; e a subestação Altônia 138 kV, localizada na região de Guaíra, com um nível de curto-circuito de 871 MVA.

#### 3.2 MODELAGEM DOS CASOS DE FLUXO DE POTÊNCIA

Após selecionadas as subestações, que podem ser visualizadas no mapa da Figura 7, foram inseridas as gerações no programa de cálculo de fluxo de potência em regime permanente – ANAREDE, considerando uma potência instalada de 7,5 MW, 15,5 MW e 17,5 MW. Para cada uma dessas potências foi simulado uma distância da subestação até a central geradora de 5 km, 15 km e 35 km. Considerados ainda os patamares de carga leve e pesada, foram gerados e simulados 54 cenários, combinando o nível de curto das barras, potência instalada e a distância da central geradora até a subestação de conexão. Esse organograma pode ser observado na Figura 8.

O cabo a ser utilizado para integração das gerações é o 336,4 CAA cujos parâmetros são:  $R=1,45\%$  e  $X=3,16\%$ , ambos dados por quilômetro na base de 100 MVA. Sendo assim, para as distâncias de 5 km, 15 km e 35 km têm-se os parâmetros definidos na Tabela 3 a seguir:

Tabela 3 – Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração

<b>Distância (km)</b>	<b>Resistência (%)</b>	<b>Reatância (%)</b>
5	7,25	15,8
15	21,75	47,4
35	50,75	110,6

Fonte: Copel-D

## Mapa do Sistema Elétrico do Paraná Destaque para as Subestações Altônia, Imbituva e Tafisa 138 kV

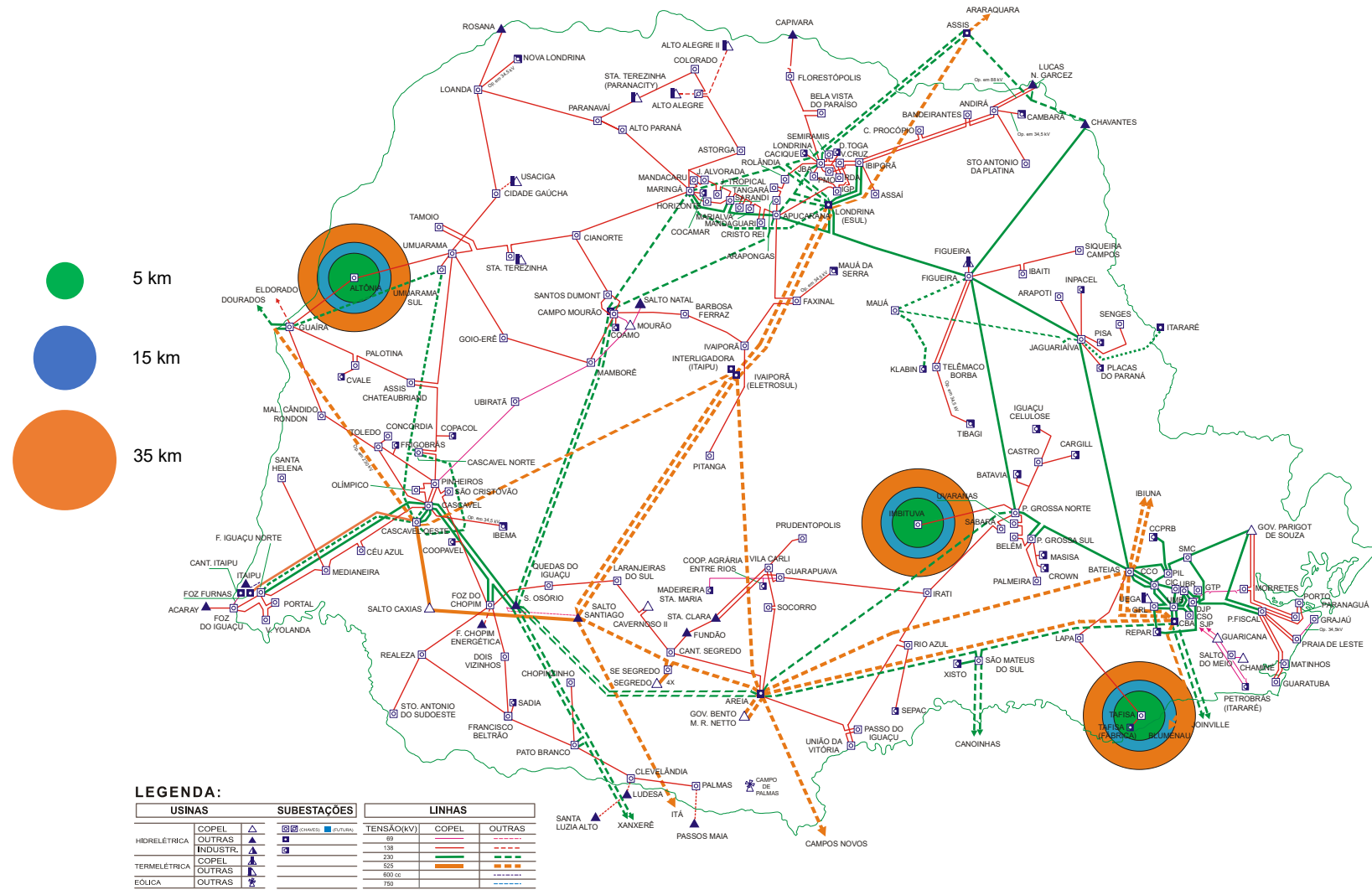


Figura 7 – Mapa Eletro geográfico do sistema elétrico do Paraná  
Fonte: Copel-D

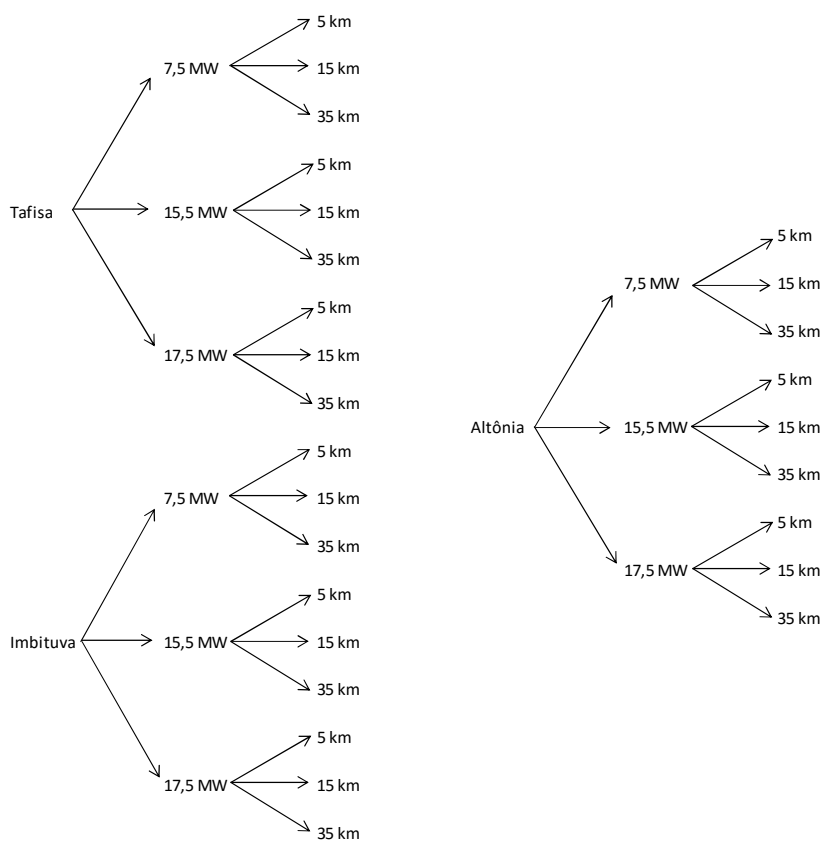


Figura 8 – Cenários Avaliados para Simulação Computacional (Cargas Pesada e Leve)  
Fonte: o autor

### 3.3 SIMULAÇÃO DOS NÍVEIS DE TENSÃO NA CONDIÇÃO NORMAL

Inseridas as gerações nos casos de trabalho do ANAREDE foram feitas simulações de nível de tensão nas barras de 13,8 kV e 34,5 kV das subestações observadas (Tafisa, Imbituva e Altônia) para a condição normal de operação. Entende-se como condição normal de operação o sistema operando com todos os seus elementos em estado funcional. Para isso, cabe a observação de que as três subestações escolhidas, não por acaso, possuem apenas um transformador de carga, todos com comutação de *tap* sob carga. Neste caso, o controle de tensão é efetuado na barra de 13,8 kV, ficando a barra de 34,5 kV sem controle na subestação. Essa medida é tomada porque o sistema de 13,8 kV é, via de regra, mais susceptível às variações de tensão, pois atende regiões densamente urbanizadas com muitos consumidores residenciais, comerciais e industriais. Já o sistema de 34,5 kV, atende localidade mais distantes da subestação fonte e, por este motivo, apresentam bancos

de reguladores de tensão ao longo dos alimentadores, o que garante maior controle sobre os níveis de tensão ao longo do alimentador. A representação dos diagramas unifilares de conexão pode ser visualizado nas Figuras 9, 10 e 11.

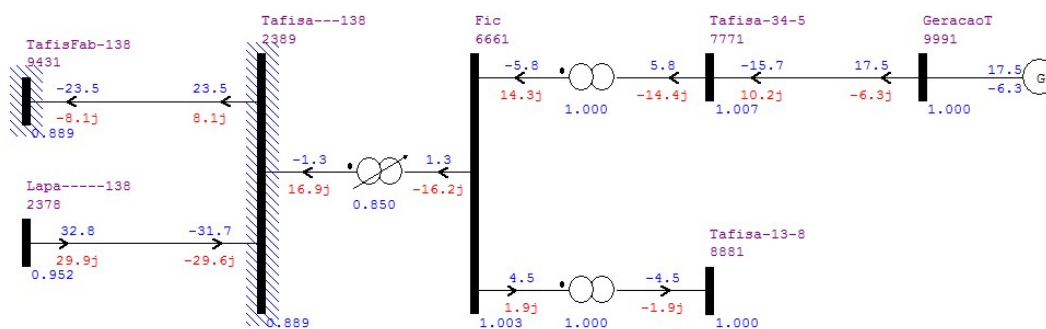


Figura 9 – Diagrama Unifilar de Conexão – SE Tafisa 138 kV  
Fonte: ANAREDE

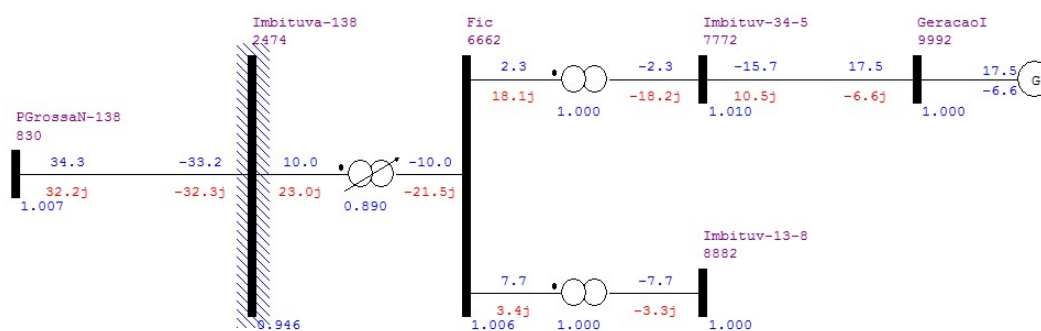


Figura 10 – Diagrama Unifilar de Conexão – SE Imbituva 138 kV  
Fonte: ANAREDE

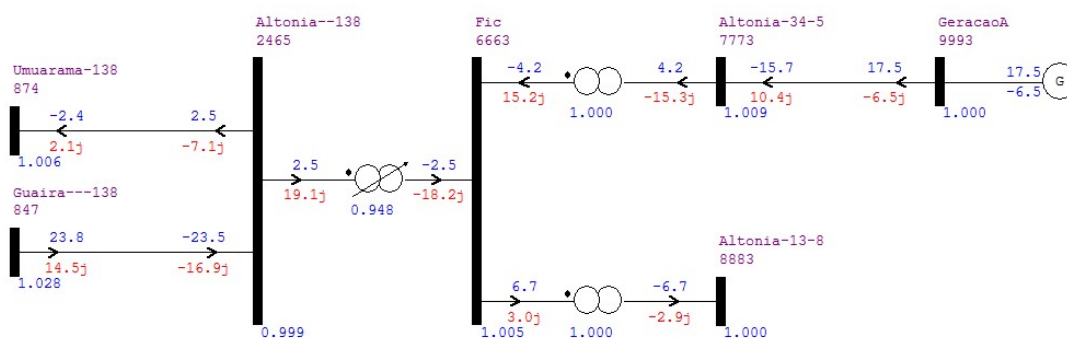


Figura 11 – Diagrama Unifilar de Conexão – SE Altônia 138 kV  
Fonte: ANAREDE





Tabela 5 – Níveis de tensão – condição normal de operação – carga leve  
Fonte: o autor

Caso 10	"CARGA leve geracao 7.5 MW distancia 5 km"
Caso 11	"CARGA leve geracao 15.5 MW distancia 5 km"
Caso 12	"CARGA leve geracao 17.5 MW distancia 5 km"
Caso 13	"CARGA leve geracao 7.5 MW distancia 15 km"
Caso 14	"CARGA leve geracao 15.5 MW distancia 15 km"
Caso 15	"CARGA leve geracao 17.5 MW distancia 15 km"
Caso 16	"CARGA leve geracao 7.5 MW distancia 35 km"
Caso 17	"CARGA leve geracao 15.5 MW distancia 35 km"
Caso 18	"CARGA leve geracao 17.5 MW distancia 35 km"

Nome da Barra	Magnitude da tensão na barra [p.u.]								
	Caso 10	Caso 11	Caso 12	Caso 13	Caso 14	Caso 15	Caso 16	Caso 17	Caso 18
Tafisa 34,5 kV	1,0022	1,0034	1,0037	1,0021	1,0034	1,0026	1,0025	1,0039	1,0043
Imbituva 34,5 kV	1,0029	1,0041	1,0044	1,0028	1,0041	1,0026	1,0028	1,0046	1,0050
Altônia 34,5 kV	1,0016	1,0028	1,0031	1,0016	1,0029	1,0027	1,0017	1,0030	1,0033
Tafisa 13,8 kV	0,9999	0,9998	0,9998	0,9997	0,9996	0,9996	1,0000	1,0000	1,0000
Imbituva 13,8 kV	0,9999	0,9998	0,9998	0,9997	0,9997	0,9997	0,9996	1,0000	1,0000
Altônia 13,8 kV	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9998	0,9998	0,9998	0,9997	0,9997

Tabela 6 – Níveis de tensão – condição de emergência – carga pesada  
Fonte: o autor

Caso 1	"CARGA pesada geracao 7.5 MW distancia 5 km Contingencia"
Caso 2	"CARGA pesada geracao 15.5 MW distancia 5 km Contingencia"
Caso 3	"CARGA pesada geracao 17.5 MW distancia 5 km Contingencia"
Caso 4	"CARGA pesada geracao 7.5 MW distancia 15 km Contingencia"
Caso 5	"CARGA pesada geracao 15.5 MW distancia 15 km Contingencia"
Caso 6	"CARGA pesada geracao 17.5 MW distancia 15 km Contingencia"
Caso 7	"CARGA pesada geracao 7.5 MW distancia 35 km Contingencia"
Caso 8	"CARGA pesada geracao 15.5 MW distancia 35 km Contingencia"
Caso 9	"CARGA pesada geracao 17.5 MW distancia 35 km Contingencia"

Comparação de Dados de barra - 9 casos									
Nome da Barra	Magnitude da tensão na barra [p.u.]								
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8	Caso 9
Tafisa 34,5 kV	1,0097	1,0224	1,0258	1,0115	1,03	1,0356	1,015	1,0394	1,0456
Imbituva 34,5 kV	1,0128	1,0236	1,0264	1,0142	1,0296	1,034	1,017	1,0386	1,044
Altônia 34,5 kV	1,0138	1,025	1,0278	1,0147	1,0289	1,0327	1,0166	1,0343	1,0387
Tafisa 13,8 kV	1,0057	1,0184	1,0218	1,0074	1,0261	1,0316	1,011	1,0355	1,0417
Imbituva 13,8 kV	1,0058	1,0166	1,0195	1,0072	1,0226	1,0271	1,01	1,0318	1,0372
Altônia 13,8 kV	1,0079	1,0191	1,0219	1,0088	1,023	1,0269	1,0106	1,0285	1,0329

Tabela 7 – Níveis de tensão – condição de emergência – carga leve  
Fonte: o autor

Caso 10	"CARGA leve geracao 7.5 MW distancia 5 km Contingencia"
Caso 11	"CARGA leve geracao 15.5 MW distancia 5 km Contingencia"
Caso 12	"CARGA leve geracao 17.5 MW distancia 5 km Contingencia"
Caso 13	"CARGA leve geracao 7.5 MW distancia 15 km Contingencia"
Caso 14	"CARGA leve geracao 15.5 MW distancia 15 km Contingencia"
Caso 15	"CARGA leve geracao 17.5 MW distancia 15 km Contingencia"
Caso 16	"CARGA leve geracao 7.5 MW distancia 35 km Contingencia"
Caso 17	"CARGA leve geracao 15.5 MW distancia 35 km Contingencia"
Caso 18	"CARGA leve geracao 17.5 MW distancia 35 km Contingencia"

Comparação de Dados de barra - 18 casos									
Nome da Barra	Magnitude da tensão na barra [p.u.]								
	Caso 10	Caso 11	Caso 12	Caso 13	Caso 14	Caso 15	Caso 16	Caso 17	Caso 18
Tafisa 34,5 kV	1,0109	1,0268	1,0311	1,0122	1,0331	1,038	1,0154	1,0393	1,0462
Imbituva 34,5 kV	1,0114	1,0256	1,0292	1,0124	1,0305	1,0337	1,0146	1,0356	1,0413
Altônia 34,5 kV	1,01	1,0226	1,0258	1,0107	1,0262	1,0298	1,0126	1,0288	1,0333
Tafisa 13,8 kV	1,0096	1,0256	1,0298	1,0109	1,0319	1,0379	1,0142	1,038	1,045
Imbituva 13,8 kV	1,0094	1,0237	1,0273	1,0105	1,0286	1,0335	1,0127	1,0337	1,0394
Altônia 13,8 kV	1,0094	1,022	1,0252	1,0102	1,0256	1,0298	1,012	1,0282	1,0328

Pelas Tabela 6 e 7 pode-se perceber uma graduação referente ao impacto na variação de tensão nas barras de 13,8 kV e 34,5 kV a depender do cenário analisado, sendo que as cores mais claras são aqueles de menor impacto e as cores mais escuras são aqueles de maior impacto. Pode-se perceber que os casos 9 e 18, a saber: carga pesada, geração de 17,5 MW e distância de 35 km e carga leve, geração de 17,5 MW e distância de 35 km são aqueles mais críticos quanto ao impacto na tensão.

Verifica-se também que as subestações Tafisa e Imbituva são as que possuem menor níveis de curto circuito, com 329,89 MVA e 516,33 MVA respectivamente. Essas subestações são as que tiveram o pior desempenho do ponto de vista de flutuação de tensão nas barras de carga no momento da rejeição da geração.

Figura 12 – Tela do Cálculo de Fluxo de Potência do Programa ANAREDE – Destaque para Controle de tap  
Fonte: ANAREDE

### 3.5 TENSÃO – REGIME TRANSITÓRIO ANTES DA ENTRADA EM OPERAÇÃO

Conforme comentado no item 2.4.2, o programa ANATEM é um aplicativo computacional para simulação no domínio do tempo de sistemas elétricos de potência de grande porte, visando a análise não-linear da estabilidade transitória. O seu campo de aplicação está circunscrito a análise de sistemas de potência, tanto na área de operação do sistema elétrica quanto de planejamento da expansão. O principal resultado esperado são curvas de resposta dinâmica no domínio do tempo do sistema diante de perturbações (transitórios).

Os eventos, assim como seus códigos computacionais, que podem ser simulados no sistema elétrico estão descritos abaixo.

- ✓ ABCI abertura total de circuito CA ou na extremidade especificada;
- ✓ FECI fechamento total de circuito CA ou na extremidade especificada;
- ✓ MDCl modificação de parâmetros de circuito CA;
- ✓ APCL aplicação de curto-circuito em linha CA;
- ✓ RMCL remoção de curto-circuito em linha CA;
- ✓ MTAP modificação de tap de transformador sem controle de *tap* modelado;
- ✓ MDSH modificação de shunt em barra CA;
- ✓ MDLD modificação do módulo da carga, mantendo o fator de potência;
- ✓ MDLP modificação da parte ativa da carga;
- ✓ MDLQ modificação da parte reativa da carga;
- ✓ APCB aplicação de curto-circuito em barra CA;
- ✓ APCC aplicação de curto com afundamento de tensão definido em barra CA;
- ✓ RMCB remoção de curto-circuito em barra CA;
- ✓ DBCA desligar barra CA;
- ✓ LBCA ligar barra CA;
- ✓ ACLC aplicação de curto-circuito franco no meio da linha CC;
- ✓ RCLC remoção de curto-circuito em linha CC;
- ✓ ACBC aplicação de curto-circuito franco em barra CC;
- ✓ RCBC remoção de curto-circuito em barra CC;
- ✓ LPCC ativação da proteção contra curto-circuito na rede CC;
- ✓ DPCC desativação da proteção contra curto-circuito na rede CC;
- ✓ BELO bloqueio de elo CC ou de um de seus polos (desligamento);
- ✓ APFC aplicação de falha de comutação em conversores CA-CC;
- ✓ RMFC remoção de falha de comutação em conversores CA-CC;
- ✓ RMPC remoção de ponte conversora de 6 pulsos por "by-pass";
- ✓ TCNV degrau no sinal de referência de controle do conversor;
- ✓ RMGR remoção de unidade geradora ou usina;
- ✓ TRGT degrau no sinal de referência de regulador de tensão da máquina;
- ✓ TRGV degrau no sinal de referência de regulador de velocidade da máquina;
- ✓ RMMI remoção de unidade de máquina de indução convencional;
- ✓ LMOT partida de grupo de motor de indução convencional;
- ✓ TMOT degrau no torque mecânico da máquina de indução convencional;
- ✓ RMDF remoção de unidade de máquina de indução com dupla alimentação;
- ✓ RMGE remoção de unidade de gerador eólico com máquina síncrona;

- ✓ RMSV remoção de unidade de compensador estático (SVC);
- ✓ TSVC degrau no sinal de referência de controle do compensador estático;
- ✓ TCSC degrau no sinal de referência de controle do compensador série;
- ✓ TTAP degrau no sinal de referência de controle de *LTC*;
- ✓ TCDU degrau em sinal de entrada de CDU;
- ✓ TINF degrau no valor da tensão da barra infinita;
- ✓ RFNT remoção de unidade ou grupo de fonte shunt controlada.

Para efeito de comparação, foi simulada a aplicação de curto circuito trifásico na barra de 34,5 kV da subestação Tafisa 138 kV, antes da inserção da geração, com eliminação do defeito em 200 ms. Os resultados estão expostos nas Figuras 13 e 14. Pode-se perceber que não há grande variação da tensão após a eliminação do defeito.

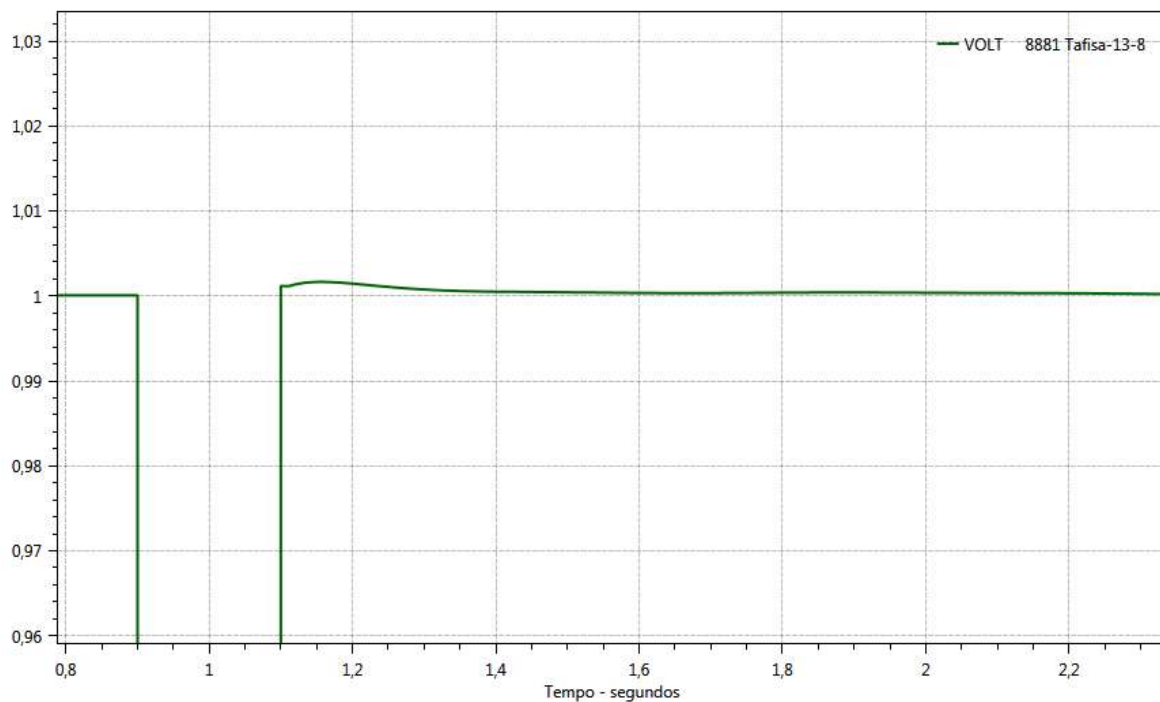


Figura 13 – Forma de onda na barra de 13,8 kV resultante da exposição ao curto circuito na barra de carga  
Fonte: o autor

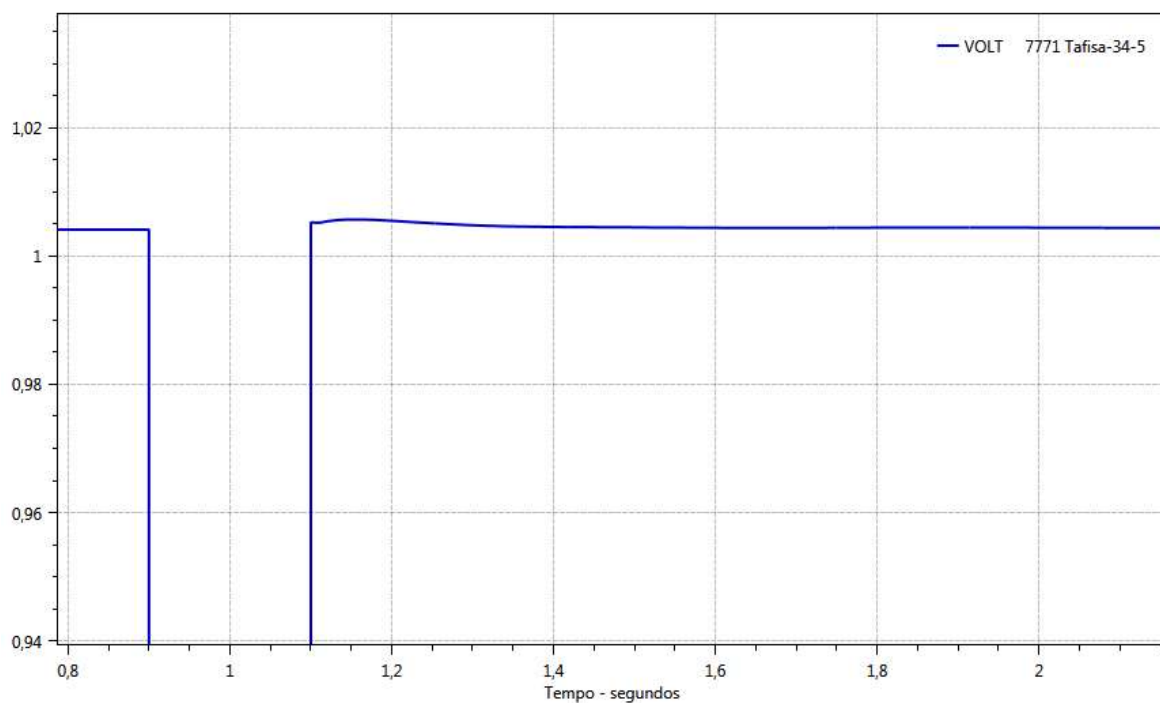


Figura 14 – Forma de onda na barra de 34,5 kV resultante da exposição ao curto circuito na barra de carga  
Fonte: o autor

### 3.6 TENSÃO – REGIME TRANSITÓRIO APÓS ENTRADA EM OPERAÇÃO

A partir dos dados obtidos na Tabela 5, referente aos valores de tensão em regime permanente na condição de contingência, foram simulados defeitos em barra e linha para verificar qual o efeito transitório dos eventos, ainda que em regime permanente não tenha ocorrido violação dos limites máximos preconizados pelo PRODIST – Módulo 8, após a entrada em operação das usinas na subestação Tafisa 138 kV.

Para a simulação dos eventos foi utilizado o modelo clássico de máquina síncrona com fonte de tensão constante em série com a reatância transitória de eixo direto disponível na biblioteca de modelos do programa ANATEM conforme pode ser observado na Figura 15.

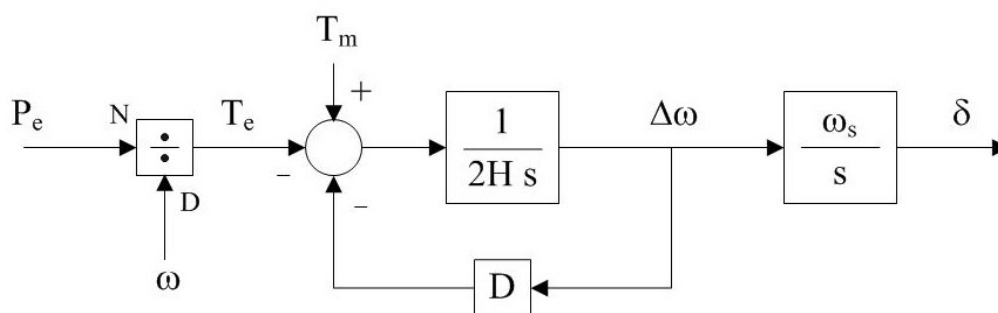


Figura 15 – Diagrama para a equação de oscilação eletromecânica  
Fonte: ANATEM

Foram utilizados os seguintes parâmetros da máquina para simulação em regime transitório.

- indutância transitória de eixo direto (%) –  $X_d' = 0,36$  pu;
- resistência do enrolamento de armadura (%) –  $R_a = 0,12$  pu;
- constante de inércia –  $H$  (s) =  $W/S_n$ , onde  $W$  é a energia cinética total armazenada no rotor do gerador na velocidade síncrona e  $S_n$  é a potência aparente nominal da máquina = 2,1 s;
- constante de amortecimento –  $D$  onde  $D$  é a constante de amortecimento, expressa por uma porcentagem de mudança na carga que gera um por cento de mudança na frequência = 6,0;
- potência aparente nominal da máquina – MVA = 18,2 MVA e;



- frequência da máquina – Hz = 60 Hz.

### 3.6.1 Simulação de Aplicação de Curto Circuito em Barra Geração

Após as simulações em regime permanente, foram realizadas simulações dos casos mais críticos para verificação da variação momentânea de tensão. No primeiro caso foi aplicado um curto circuito franco na barra de geração conforme pode ser observado na Figura 16. O tempo para eliminação do curto circuito foi de 200 ms. Observa-se uma variação momentânea de tensão da ordem de 0,985 e 1,025 pu, muito aquém dos limites mínimo e máximo estabelecido pelo PRODIST – Módulo 8. Esses valores podem ser observados nas Figuras 17 e 18 para as barras de 13,8 kV e 34,5 kV da subestação Tafisa 138 kV.

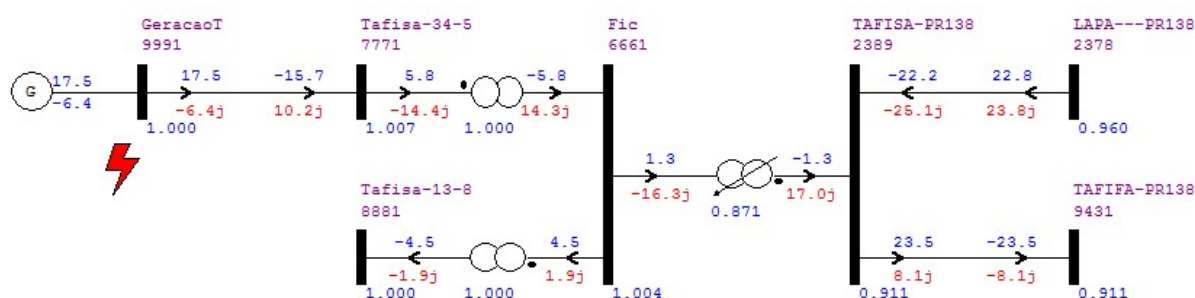


Figura 16 – Diagrama unifilar – curto circuito aplicado na barra de geração  
Fonte: ANAREDE

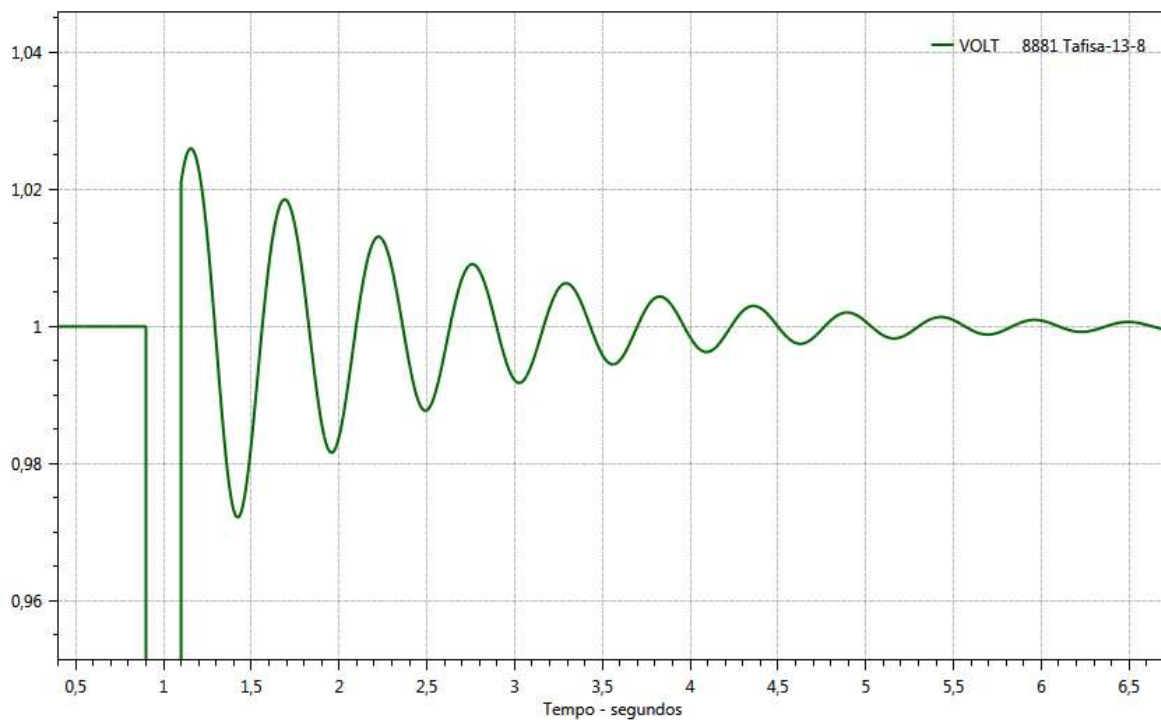


Figura 17 – Forma de onda na barra de 13,8 kV resultante da exposição ao curto circuito na barra de geração  
Fonte: ANATEM

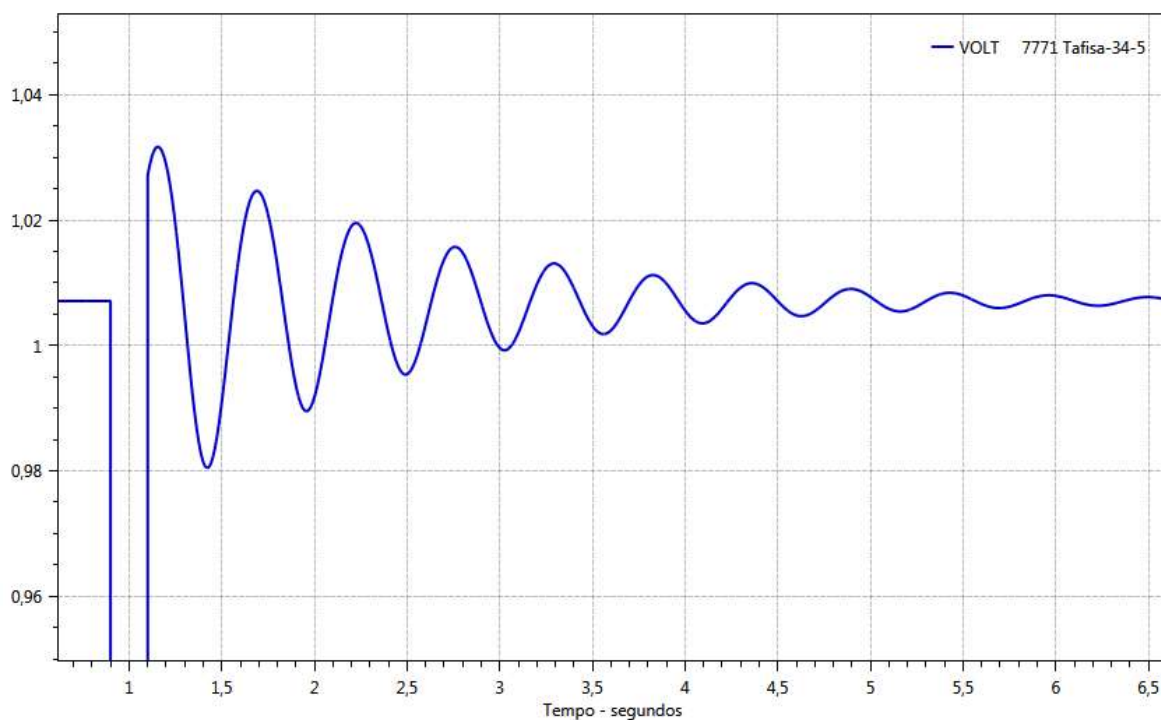


Figura 18 – Forma de onda barra de 34,5 kV resultante da exposição ao curto circuito na barra de geração  
Fonte: ANATEM

### 3.6.2 Simulação de Aplicação de Curto Circuito em Barra Carga

No segundo caso avaliado foi aplicado um curto circuito franco na barra de carga conforme pode ser observado na Figura 19. O tempo para eliminação do curto circuito foi de 200 ms. Observa-se uma variação momentânea de tensão da ordem de 0,900 e 1,040 pu. Embora seja um defeito mais crítico do que o simulado no item 3.5.1 os valores observados ainda estão dentro dos limites mínimo e máximo estabelecido pelo PRODIST – Módulo 8. Esses valores podem ser observados nas Figuras 20 e 21 para as barras de 13,8 kV e 34,5 kV da subestação Tafisa 138 kV.

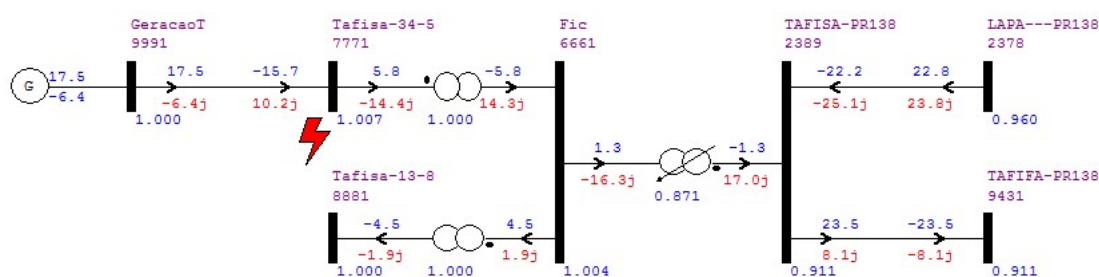


Figura 19 – Diagrama unifilar – curto circuito aplicado na barra de carga  
Fonte: ANAREDE/ANAFAS

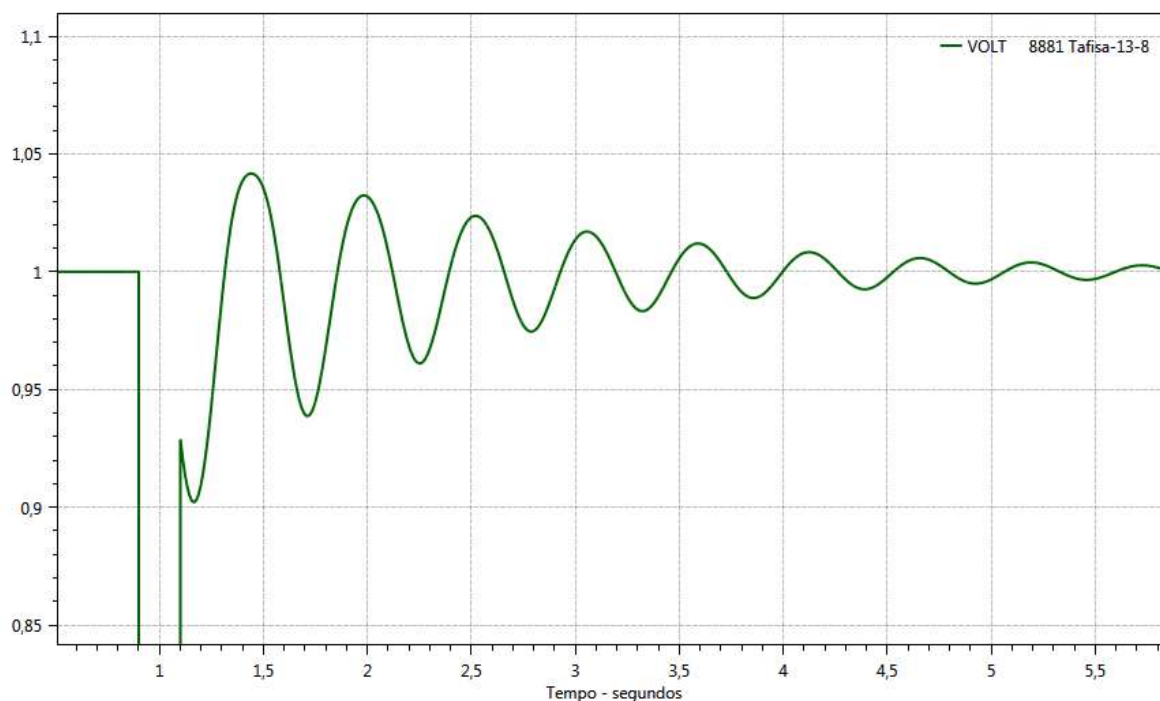


Figura 20 – Forma de onda na barra de 13,8 kV resultante da exposição ao curto circuito na barra de carga  
Fonte: ANATEM

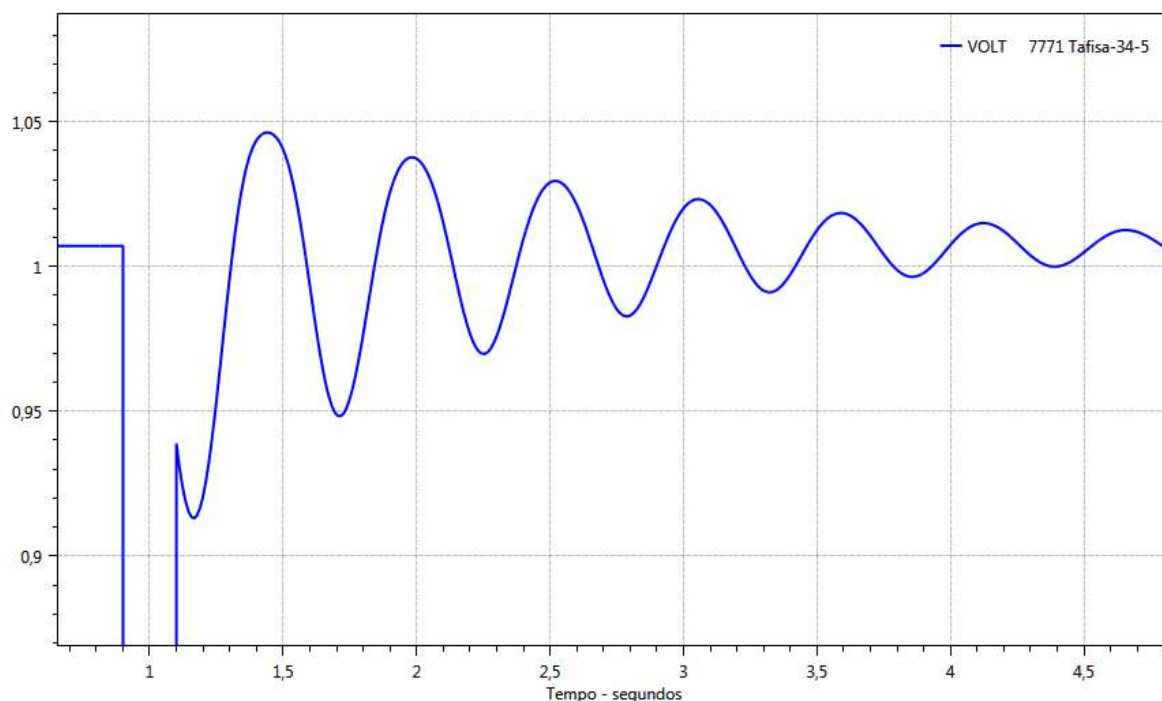


Figura 21 – Forma de onda na barra de 34,5 kV resultante da exposição ao curto circuito na barra de carga  
Fonte: ANATEM

### 3.6.3 Simulação de Aplicação de Curto em Linha CA

No terceiro caso avaliado foi aplicado um curto circuito na linha que alimenta a usina (50%) conforme pode ser observado na Figura 22. O tempo para eliminação do curto circuito foi de 200 ms. Observa-se uma variação momentânea de tensão da ordem de 0,960 e 1,020 pu. Percebe-se que esse é um defeito mais crítico do que o simulado no item 3.6.1, mas mais ameno que o simulado no item 3.6.2 e verifica-se que os valores observados ainda estão dentro dos limites mínimo e máximo estabelecido pelo PRODIST – Módulo 8. Esses valores podem ser observados nas Figuras 23 e 24 para as barras de 13,8 kV e 34,5 kV da subestação Tafisa 138 kV.

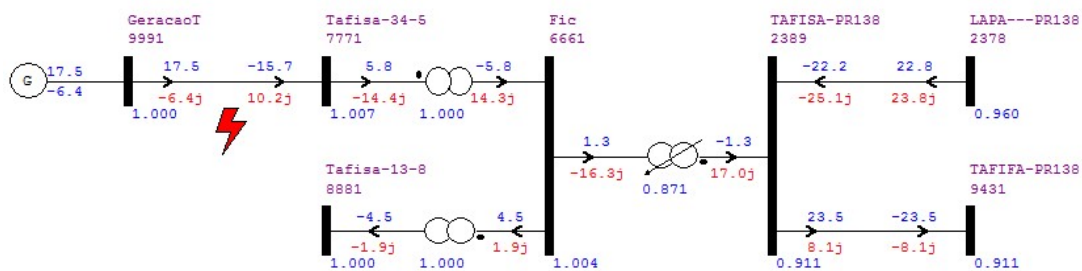


Figura 22 – Diagrama unifilar – curto circuito aplicado na linha  
Fonte: ANAREDE/ANAFAS

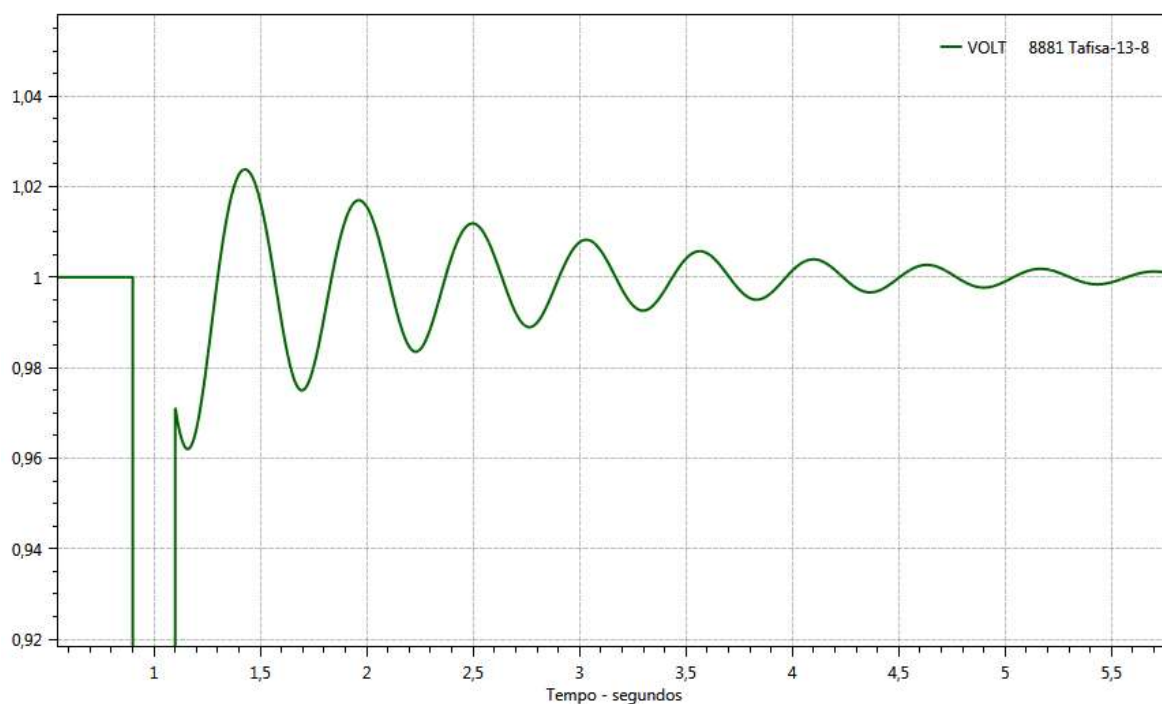


Figura 23 – Forma de onda na barra de 13,8 kV resultante da exposição ao curto circuito na linha  
Fonte: ANATEM

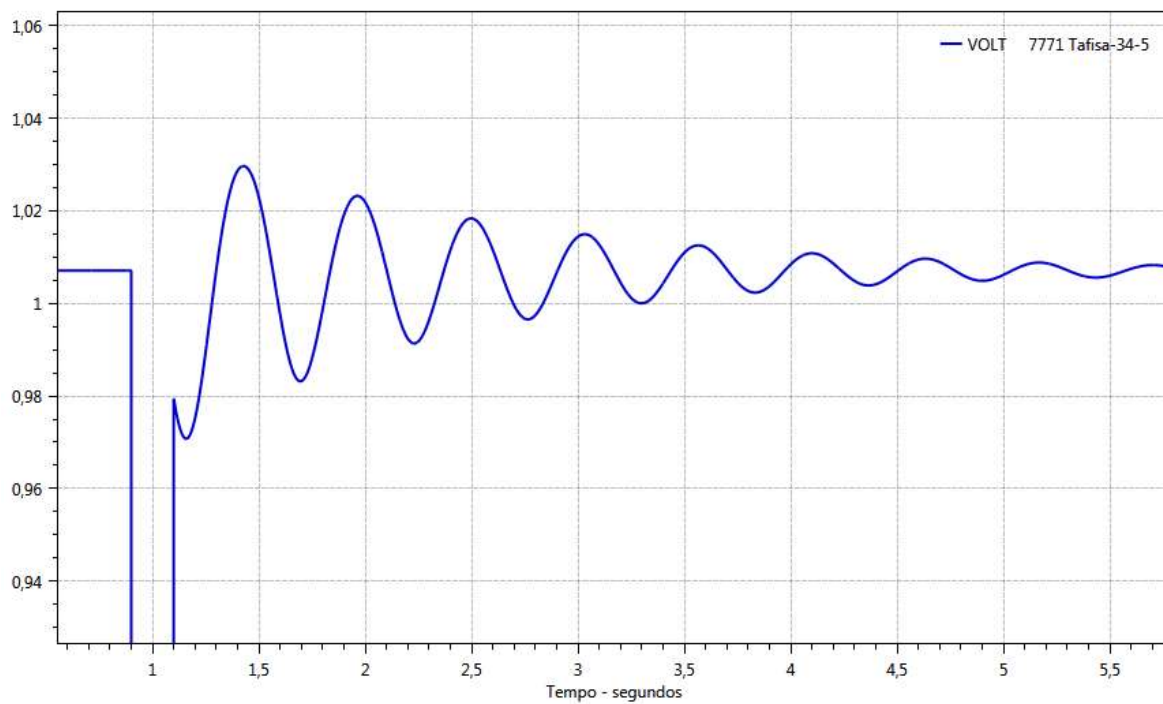


Figura 24 – Forma de onda na barra de 34,5 kV resultante da exposição ao curto circuito na linha  
Fonte: ANATEM

Tabela 8 – Níveis de Curto Circuito das Barras de 138 kV – Fonte: o autor

RELATORIO DE NIVEIS DE CURTO-CIRCUITO											
IDENTIFICAÇÃO		VBASE	TRIFASICO			MONOFASICO			BIFASICO-TERRA		
NUMERO	NOME		MOD(MVA)	ANG(gr)	X/R	MOD(MVA)	ANG(gr)	X/R	MOD(MVA)	ANG(gr)	X/R
30032	TAFISAF 138	138	329,07	-73,69	3,42	371,96	-76,4	4,13	373,91	50,83	3,88
<b>30220</b>	<b>TAFISA 138</b>	<b>138</b>	<b>329,89</b>	<b>-73,71</b>	<b>3,42</b>	<b>373,89</b>	<b>-76,41</b>	<b>4,14</b>	<b>375,76</b>	<b>50,96</b>	<b>3,89</b>
31174	MARGMIN 138	138	340,04	-74,51	3,61	495,02	-61,11	1,81	608,31	169,5	1,51
30830	PRUDENT 138	138	360,9	-72,11	3,1	328,31	-76,23	4,08	363,98	42	3,43
30893	NOVO HORIZ	138	364	-75,92	3,99	425,66	-74,88	3,7	414,73	155,99	3,76
30287	PITANGA 138A	138	384,73	-74,14	3,52	389,9	-77,61	4,55	407,16	44,53	3,99
30834	S HELENA 138	138	387,26	-73,07	3,28	442,76	-75,59	3,89	443,33	52,25	3,7
31203	SEPAC 138	138	437,44	-70,27	2,79	520,02	-73,55	3,39	528,15	56,41	3,25
31231	UBIRATA 138	138	440,95	-72,84	3,24	460,95	-75,9	3,98	473,47	47,49	3,62
30742	SANTONIO138	138	454,83	-72,86	3,24	419,14	-76,12	4,05	456,91	42,09	3,53
30649	FLORESTO138	138	463,59	-73,13	3,3	456,83	-75,94	3,99	478,58	44,72	3,6
30891	TUNAS 138B	138	507,79	-76,28	4,09	1696,18	-31,09	0,6	709,24	-142,56	1,3
<b>30762</b>	<b>IMBITUVA 138</b>	<b>138</b>	<b>516,33</b>	<b>-75,28</b>	<b>3,81</b>	<b>557,31</b>	<b>-77,68</b>	<b>4,58</b>	<b>561,8</b>	<b>47,08</b>	<b>4,24</b>
31243	CARGILL 138	138	526,49	-74,7	3,66	544,25	-76,96	4,32	554,81	45,64	3,99
30848	CHOPINZIN138	138	539,05	-74,53	3,61	534,53	-77,32	4,44	558,22	43,6	3,98
31172	ICELULOS138	138	543,48	-75,56	3,88	542,83	-77,89	4,66	561,62	43,15	4,24
31247	PCHCANTU2138	138	596,25	-76,45	4,15	512,41	-78,15	4,76	573,61	36,55	4,35
30025	SINACIO138	138	615,66	-77,43	4,48	591,39	-80,2	5,79	626,92	39,37	5
30714	RIO AZUL138	138	624,48	-69,69	2,7	710,04	-72,3	3,13	712,29	55,24	2,99
30897	S LUZIA 138	138	640,63	-75	3,73	701,19	-77,76	4,61	708,6	47,79	4,24
30278	PALMEIRA138	138	655,12	-75,55	3,88	546,24	-77,45	4,49	625,91	36,37	4,06
30121	LAPA 138	138	658,33	-75,5	3,87	665,97	-77,64	4,56	683,55	43,89	4,2
30964	VBADAMI138	138	661,92	-72,11	3,1	757,79	-74,65	3,64	758,94	53,26	3,47
30731	UVITORIA138	138	669,05	-75,82	3,96	754,95	-77,78	4,62	749,52	49,28	4,39
30396	SCAMPOS 138	138	686,77	-73,27	3,33	720,54	-76,11	4,04	737,04	47,39	3,7
30852	DITBORBA 138	138	700,18	-73,95	3,48	755,78	-76,43	4,14	762,83	48,36	3,86
30313	TBORBA 138	138	701,03	-73,42	3,36	827,09	-75,96	4	828,77	53,65	3,84
30885	PIGUACU 138	138	706,84	-76,7	4,23	751,9	-77,93	4,68	747,24	45,75	4,48
30023	LUDESA 138	138	722,58	-75,59	3,89	794,13	-78,28	4,82	801,13	47,47	4,44
30628	BPARAISO138	138	728,39	-73,63	3,4	748,29	-76,69	4,23	773,24	45,9	3,8
30392	SPLATINA138	138	747,34	-71,79	3,04	742,07	-74,9	3,71	777,8	46,22	3,34
30662	IVAIPORA138	138	748,91	-73,76	3,43	691,1	-76,64	4,21	749,61	41,41	3,72
30520	CVALE 138	138	751,95	-75,14	3,77	628,61	-76,85	4,28	717,53	36,92	3,92
30245	CASTRO 138	138	759,67	-76,32	4,11	837,33	-78,27	4,82	834,26	47,49	4,54
30800	SENGES 138	138	760,79	-76,26	4,09	766,74	-78,48	4,91	789,02	42,91	4,47
30368	FAXINAL 138	138	799,31	-73,5	3,38	662,55	-76,82	4,27	772,97	37,81	3,63
30658	IRATI 138	138	807,21	-70,53	2,83	920,2	-73,27	3,33	924,92	54,42	3,17
30676	MEDIANEI138	138	810,11	-75,36	3,83	855,18	-77,38	4,47	862,56	46,15	4,17
30720	SOCORRO 138	138	838,07	-69,83	2,72	766,46	-73,46	3,37	842,65	44,68	2,95
30667	LARANJEI138	138	842,45	-74,18	3,53	798,23	-76,53	4,18	847,7	42,26	3,79

RELATORIO DE NIVEIS DE CURTO-CIRCUITO (continuação – Tabela 6)

IDENTIFICAÇÃO		VBASE	TRIFASICO			MONOFASICO			BIFASICO-TERRA		
NUMERO	NOME		MOD(MVA)	ANG(gr)	X/R	MOD(MVA)	ANG(gr)	X/R	MOD(MVA)	ANG(gr)	X/R
30654	GUARATU 138	138	842,73	-77,06	4,35	966,42	-78,58	4,95	950,79	49,37	4,77
30680	MATINHOS138	138	857,33	-77,09	4,36	996,72	-78,4	4,87	976,25	50,37	4,74
30206	ALEGRE 138B	138	863,61	-76,8	4,26	828	-79,12	5,2	873,56	40,14	4,64
30713	REALEZA 138	138	869,4	-74,55	3,62	927,25	-76,95	4,31	937,64	47,21	4
<b>30417</b>	<b>ALTONIA 138</b>	<b>138</b>	<b>871</b>	<b>-74,03</b>	<b>3,49</b>	<b>708,69</b>	<b>-77,26</b>	<b>4,42</b>	<b>836,94</b>	<b>36,74</b>	<b>3,74</b>
30650	GOIOERE 138	138	886,12	-73,91	3,47	784,19	-77,09	4,36	874,88	39,61	3,76
30625	BANDEIRA138A	138	888,98	-68,76	2,57	823,19	-72,61	3,19	901,03	46,11	2,8
31222	ATAMAND 138	138	891,23	-76,84	4,28	890,34	-76,42	4,14	896,38	163,42	4,21
30638	CEU AZUL138	138	910,97	-74,74	3,66	842,09	-76,7	4,23	902,61	40,88	3,88
30690	PALOTINA138	138	916,28	-74,64	3,64	829,36	-77,33	4,45	907,77	39,88	3,92
30803	BFERRAZ 138	138	934,73	-73,96	3,48	806,31	-75,89	3,98	902,57	39,1	3,64
30447	COLORADO138	138	936,4	-77,02	4,34	901,96	-79,1	5,19	946,3	40,24	4,69
30522	CAVERNOSO138	138	941,67	-75,12	3,76	858,99	-77,22	4,41	929,46	39,93	4
30644	CROCOPI138A	138	951,86	-68,17	2,5	940,67	-72,51	3,17	1003,3	48,94	2,79
30815	IBAITI 138	138	969,15	-76,2	4,07	818,51	-77,89	4,66	927,37	36,21	4,25
30807	STAPCITY138	138	974,8	-76,94	4,31	823,27	-78,86	5,08	935,04	35,4	4,54
30678	MCRONDON138	138	976,73	-71,92	3,06	914,25	-75,55	3,88	992,43	43,45	3,37
30205	ALEGRE 138A	138	981,97	-77,79	4,62	950,01	-79,6	5,45	991,1	39,78	4,97
30117	BATAVIA 138B	138	982,44	-76,9	4,3	948,24	-77,79	4,62	978,4	41	4,44
30427	ASTORGA 138	138	1015,5	-74,89	3,7	829,11	-77,09	4,36	967,42	36,27	3,89
30021	USACIGA 138	138	1028,46	-76,03	4,02	1003,76	-79,08	5,18	1059,55	41,29	4,5
30531	COPACOL 138B	138	1030,72	-73,94	3,47	742,51	-75,09	3,76	947,21	33,89	3,54
31165	COOPCANA 138	138	1031,85	-75,15	3,77	894,56	-77,5	4,51	1002,42	37,95	4,01
30533	CLEVELAN138	138	1033,43	-74,79	3,68	1034,22	-76,77	4,25	1063,95	44,2	3,95
30000	STA TEREZ138	138	1035,07	-72,37	3,15	923,65	-75,4	3,84	1023,58	41,5	3,38
30732	VYOLANDA138	138	1044,62	-81,24	6,49	1252,6	-81,64	6,8	1205,82	49,17	6,75
30733	VCARLI 138	138	1045,01	-74,22	3,54	986,65	-77,23	4,41	1058,39	41,78	3,87
30811	ARAPOTI 138	138	1045,8	-77,86	4,65	961,07	-79,12	5,21	1025,01	37,81	4,86
30651	GUARAPUA138	138	1046,25	-74,51	3,61	1065,99	-77,16	4,39	1098,81	44,9	3,98
31151	SUMITOMO 138	138	1055,88	-81,76	6,91	1153,75	-82,05	7,16	1119,47	42,84	7,07
30785	ASSAÍ 138	138	1066,31	-73,84	3,45	1014,5	-75,87	3,97	1070,82	42,92	3,66
30614	ACHATEAU138	138	1068,73	-74,11	3,51	1082,87	-76,72	4,24	1117,91	45,07	3,86
30616	ANDIRA 138	138	1069,02	-70,61	2,84	1031	-74,06	3,5	1099,89	46,01	3,11
30685	PLESTE 138	138	1091,76	-78,46	4,9	1110,8	-79,16	5,22	1113,53	42,03	5,06
30107	SADIA 138	138	1096,66	-75,32	3,82	1192,89	-77,59	4,54	1197,96	47,54	4,24
30116	BATAVIA 138A	138	1096,93	-77,6	4,55	1100,35	-78,47	4,9	1112,95	42,1	4,72
30648	FIGUACU 138	138	1097,12	-81,49	6,68	1333,99	-81,81	6,94	1284,19	49,99	6,91
31253	FAZRIOG 138	138	1101,08	-82,29	7,38	1193,36	-82,3	7,39	1155,91	42,11	7,39
30639	CGAUCHA 138	138	1111,44	-75,89	3,98	1091,76	-78,82	5,06	1147,1	41,76	4,43



RELATORIO DE NIVEIS DE CURTO-CIRCUITO (continuação – Tabela 6)											
IDENTIFICAÇÃO		VBASE	TRIFASICO			MONOFASICO			BIFASICO-TERRA		
NUMERO	NOME		MOD(MVA)	ANG(gr)	X/R	MOD(MVA)	ANG(gr)	X/R	MOD(MVA)	ANG(gr)	X/R
30255	INPACEL 138	138	1115,12	-79,77	5,54	1329,16	-81,35	6,57	1309,81	48,96	6,35
30112	FAZIGUA 138	138	1120,79	-82,3	7,39	1259,06	-82,72	7,83	1218,3	43,93	7,69
30647	FBELTRAO138	138	1146,84	-75,51	3,87	1256,59	-77,76	4,61	1259,43	47,75	4,31
30599	PALMAS 138	138	1147,65	-69,31	2,65	1159,24	-74,07	3,5	1232,2	48,42	3,03
30793	PORTAL 138	138	1163,24	-81,61	6,78	1389,65	-81,92	7,05	1335,25	48,63	7
30672	MAMBORE 138	138	1171,17	-75,61	3,9	1054,32	-77,25	4,42	1143,95	39,11	4,09
30856	NESPER 138	138	1180,49	-71,29	2,95	1079,44	-74,52	3,61	1181,55	43,38	3,19
31183	MORRETES 138	138	1203,42	-78,82	5,06	1131,59	-79,55	5,42	1182,33	38,02	5,21
30621	APARANA 138	138	1219,09	-71,52	2,99	1101,31	-74,48	3,6	1210,39	42,82	3,21
30970	CONCORDIA138	138	1225,92	-73,62	3,4	1212,27	-76,21	4,07	1264,23	44,5	3,7
30151	COPACOL 138A	138	1228,64	-74,5	3,61	937,23	-75,31	3,81	1137,53	34,94	3,66
30671	MANGUARI138	138	1246,69	-71,81	3,04	1209,45	-73,97	3,48	1265,84	45,71	3,23
30336	MASISA 138B	138	1248,27	-79,28	5,28	1250,37	-79,64	5,47	1256,12	40,62	5,38
30640	CIANORTE138	138	1260,34	-70,42	2,81	1315,83	-73,91	3,47	1360,57	49,56	3,14
30645	DVIZINHO138	138	1274,55	-76,01	4,02	1275,13	-78,18	4,78	1315,44	42,86	4,37
30880	CROWN 138B	138	1279,15	-79,68	5,49	1307,57	-80,1	5,73	1302,41	41,2	5,62
30717	QIGUACU 138	138	1282,37	-75,43	3,85	1129,4	-76,93	4,31	1240,92	38,52	4,01
30335	CROWN 138A	138	1282,67	-79,73	5,52	1312,93	-80,14	5,75	1306,76	41,23	5,64
30715	SABARA 138	138	1328,83	-75,66	3,91	1295,22	-76,26	4,09	1323,88	42,82	3,99
30243	BELEM 138	138	1348,41	-79,25	5,27	1413,15	-79,82	5,57	1396,58	42,84	5,43
30882	VOLKS 138	138	1405,96	-84,99	11,41	1589,72	-84,67	10,71	1534	148,3	10,91
30860	TAMOIO 138	138	1430,53	-74,76	3,67	1240,07	-76,86	4,28	1386,1	38,42	3,87
30559	FRIGOBR 138B	138	1441,06	-72,89	3,25	1381,91	-75,65	3,91	1465,93	43,85	3,52
30162	PORTO 138	138	1467,14	-80,92	6,26	1575,19	-81,01	6,32	1532,15	42,87	6,29
30558	FRIGOBR 138A	138	1472,57	-72,95	3,26	1434,15	-75,72	3,93	1510	44,43	3,54
30681	UVARANAS 138	138	1495,32	-79,49	5,39	1621,57	-80,03	5,69	1583,92	44,49	5,57
30727	TOLEDO 138	138	1498,07	-73,37	3,35	1521,07	-76,34	4,12	1576,78	45,69	3,71
30105	ITAMBE 138A	138	1518,68	-78,76	5,03	1601,91	-79,52	5,41	1585,49	43,61	5,24
30164	PPARANA 138	138	1522,52	-81,05	6,35	1441,38	-79,88	5,6	1508,88	162,01	6
31248	DAF 138	138	1532,27	-79,47	5,38	1584,62	-79,77	5,54	1567,61	42,09	5,46
30692	PARANAGU138	138	1532,51	-81,26	6,51	1687,26	-81,47	6,67	1632,81	43,91	6,61
30669	LOANDA 138	138	1547,73	-76,12	4,05	1328,53	-78,69	5	1502,26	36,56	4,34
30643	CRISTO 138	138	1550,58	-73,53	3,38	1240,21	-76,39	4,13	1478	36,83	3,58
30620	STACLARA138	138	1560,72	-81,01	6,32	1744,21	-82,13	7,23	1708,96	44,26	6,91
30633	CSegredo138	138	1584,94	-79,11	5,2	1552,43	-79,14	5,21	1570,05	39,87	5,2
30822	MARIALVA 138	138	1645,93	-74,4	3,58	1530,32	-76,1	4,04	1629,46	41,57	3,76
30703	FUNDAO 138	138	1656,71	-81,1	6,38	1858,24	-82,11	7,22	1816,23	44,47	6,93
30697	PARANAVA138	138	1730,6	-76,35	4,12	1648,14	-78,51	4,92	1741,56	40,39	4,44
30173	COAMO 138	138	1831,04	-77,91	4,67	1814,41	-78,73	5,02	1845,87	41,28	4,83

RELATORIO DE NIVEIS DE CURTO-CIRCUITO (continuação – Tabela 6)											
IDENTIFICAÇÃO		VBASE	TRIFASICO			MONOFASICO			BIFASICO-TERRA		
NUMERO	NOME		MOD(MVA)	ANG(gr)	X/R	MOD(MVA)	ANG(gr)	X/R	MOD(MVA)	ANG(gr)	X/R
30737	COOPAVEL138	138	1862,39	-77,79	4,62	1424,93	-77,9	4,66	1715	31,91	4,63
30718	SDUMONT 138	138	1880,73	-77,18	4,4	1880,87	-78,42	4,88	1916,29	42,22	4,63
30283	PISA 138	138	1909,08	-83,55	8,84	2030,3	-83,16	8,34	1990,01	153,45	8,54
30216	CHOPIM 138	138	1928,02	-79,19	5,24	1779,47	-78,74	5,02	1873,73	164,65	5,15
30238	DICLARGO138	138	1997,57	-84,12	9,71	2226,69	-83,56	8,86	2163,22	150,24	9,12
30730	UMUARAMA138	138	2048,33	-77,8	4,63	2049,15	-78,9	5,1	2082,33	41,65	4,85
30403	USFIGUEI138	138	2073,95	-85,26	12,06	2131,79	-84,48	10,35	2130,29	153,78	11,08
30863	TANGAR-PR138	138	2078,36	-76,47	4,16	1877,55	-77,66	4,57	2022,1	38,55	4,31
30060	CLARGO 138	138	2104,66	-84,67	10,71	2339,84	-83,86	9,3	2281,2	149,96	9,73
30712	JTROPIC 138	138	2123,08	-76,54	4,18	2222,46	-77,51	4,51	2211,58	45,24	4,36
30789	S CRISTOV138	138	2243,57	-79,33	5,31	1905,18	-79,34	5,31	2112,91	33,78	5,31
30663	JALVORAD138	138	2317,79	-76,7	4,23	2503,71	-77,82	4,63	2472,32	46,65	4,47
30005	ROLANDIA138	138	2326,11	-76,99	4,33	2111,27	-78,14	4,76	2265,94	38,22	4,49
30977	MANDACARU138	138	2356,66	-77,53	4,52	2397,63	-77,24	4,42	2388,21	161,76	4,47
30349	ARAPONGA138	138	2376,57	-77,52	4,52	2199,61	-78,87	5,08	2338,21	38,4	4,74
30683	OLIMPICO138	138	2432,08	-78,56	4,94	2268,89	-78,94	5,11	2371,02	38,08	5,01
30657	HORIZON 138	138	2468,15	-78,98	5,14	2618,38	-79,28	5,28	2564,92	43,94	5,22
30410	DIXIE 138B	138	2538,56	-77,16	4,39	2111,91	-77,64	4,56	2388,95	35,07	4,44
30445	COCAMAR 138	138	2696,9	-79,58	5,44	2873,29	-79,87	5,6	2809,9	43,58	5,53
30892	JCANAD 138	138	2777,37	-78,56	4,94	2730,16	-78,86	5,08	2766,47	40,46	5,01
30689	PALERMO 138	138	2796,42	-79,54	5,42	2711,99	-79,26	5,27	2767,31	162,06	5,35
30751	IGAPÓ 138 KV	138	2836,45	-77,6	4,55	2824,71	-77,92	4,67	2844,35	42,03	4,61
30782	J BAND 2 138	138	2924,25	-79,43	5,36	2875,45	-79,69	5,5	2911,66	39,63	5,42
30838	SEMIRAMIS138	138	2926,92	-78,42	4,88	2715,86	-78,62	4,97	2841,09	38,05	4,92
30710	RDAVIDS 138	138	2976,48	-77,02	4,34	2798,11	-78,1	4,75	2937,6	39,66	4,51
30980	CACIQUE 138	138	3057,83	-80,69	6,1	2926,88	-79,73	5,52	3036,47	161,8	5,83
30734	VERACRUZ138	138	3452,13	-79	5,14	3130,85	-79,58	5,44	3338,51	36,39	5,26
30706	PINHEIROS138	138	3632,34	-81,19	6,45	3554,04	-80,96	6,29	3604,21	159,92	6,37

O levantamento de dados leva ao desenvolvimento de uma diretriz para a conexão de acessantes de geração ao sistema de distribuição de energia a partir de barramentos de média tensão de subestações de alta tensão.

#### **4 DIRETRIZES PARA CRITÉRIO DE CONEXÃO DE PCHS**

No processo de conexão de Pequenas Centrais Hidroelétricas ao sistema de distribuição de concessionárias de energia, alguns requisitos devem ser atendidos, especialmente no tocante a qualidade do fornecimento da energia. Este trabalho visou estabelecer uma diretriz básica para a conexão de centrais geradoras estabelecendo um critério para conexão com base na variação de tensão nas barras de carga, em regime normal de operação e em contingência, ou seja, na perda da geração.

Observa-se, pela Tabela 5, que quanto maior for a distância da subestação ao qual a geração será conectada e a potência instalada da usina, maior o impacto na variação de tensão. A criticidade dessas violações se repete para os patamares de carga leve e pesada, observada através dos casos 9 e 18. Dentro deste parâmetro, o nível de potência de curto-circuito da barra de 138 kV da subestação ao qual a geração será conectada também desempenha um papel importante, haja visto que quanto menor for o nível de curto-circuito maior o impacto na tensão.

Por outro lado, percebe-se que gerações de menor potência, mais próximo da subestação ao qual será conectada tendem a provocar um impacto menor na tensão da barra para os defeitos simulados.

A partir daí, é imperativo que as concessionárias de energia atentem para estas variáveis com certa parcimônia, uma vez que o seu estabelecimento é de fundamental importância para que sejam evitados eventuais problemas à consumidores conectados naquele sistema, assim como para a própria geração em questão.

## 5 CONCLUSÕES

O Brasil possui um grande potencial hidroelétrico ainda não explorado. Em especial, o estado do Paraná é um dos estados da federação com o maior número de aproveitamentos hidroelétricos inventariados que ainda não se conectaram ao sistema interligado nacional. Cabe destacar aqui o grande volume de Centrais Geradoras Hidrelétricas e Pequenas Centrais Hidrelétricas, cuja exploração se dá de forma bastante simplificada, dando liberdade ao empreendedor para negociação da comercialização da energia produzida.

A conexão dessas usinas, notadamente das Pequenas Centrais Hidrelétricas ao sistema de elétrico de média tensão das concessionárias de energia mostra-se uma preocupação recorrente dos agentes de distribuição, uma vez que são eles os responsáveis pela manutenção da qualidade do produto fornecido.

Neste contexto, a qualidade da energia entregue aos consumidores é um tema de importância crescente. As medições de harmônicos, de flutuação de tensão, de variação de tensão de curta duração (VCTD) e de desequilíbrio são de fundamentais importância para a caracterização do evento. Tais análises permitem qualificar a energia em um determinado ponto do sistema elétrico, avaliar causas de eventuais problemas, ensaiar analisadores, verificar a imunidade de diversos tipos de equipamentos, identificar e diagnosticar problemas de consumidores ou da rede elétrica.

No que concerne ao objetivo deste trabalho, verifica-se que para todos os casos simulados, em condição normal de operação, não se observou qualquer problema relacionado ao controle de tensão nas barras.

Na perda da geração, para qualquer defeito simulado, a barra com menor nível de curto circuito é a que apresenta a maior variação de tensão momentânea.

Por outro lado, a barra com maior nível de curto circuito é a que apresenta a menor variação de tensão momentânea no momento da perda da geração.

Dentre as variáveis analisadas, as de maior impacto na variação da tensão são, em ordem de importância: nível de curto na barra (quanto menor o nível de curto maior o impacto), potência de geração (quanto maior a potência de geração maior o

impacto), distância da fonte (quanto mais distante da fonte maior o impacto) e patamar de carga (carga pesada com maior impacto).

O pior cenário avaliado foi do de carga pesada, com potência de geração de 17,5 MW e distância de 35 km até o ponto de conexão, localizado na SE Tafisa 138 kV.

Em nenhum dos cenários avaliados entretanto houve violação dos limites estabelecidos pelo PRODIST – Módulo 8 (maior variação simulada em torno de 4,56 %, sendo o limite regulatório 10 %), tanto em regime permanente quanto em regime transitório.

Embora estas conclusões desta monografia tenham levado a uma diretriz básica para conexão de centrais geradoras ao sistema de distribuição das concessionárias de energia, é de suma importância que as usinas e seus impactos sejam estudados caso a caso, seguindo os critérios de estudo apontados nos módulos do PRODIST.

Como um aprofundamento das investigações apresentadas neste trabalho, outras variáveis podem ser contempladas nas análises computacionais, tal como a bitola do cabo a ser utilizado na conexão.

## 6 REFERENCIAL BIBLIOGRÁFICO

ABREU, J. P. G.; FILHO J. M. C.; CARVALHO, P. L. Análise do impacto de voltage sags sobre equipamentos eletrônicos, 140 SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belém, PA, 1997.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. CEDOC. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/inventario-hidreletricos>> Acesso em: 04/03/2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST - Módulo 8 – Qualidade da energia elétrica - Janeiro de 2010.

BONATTO, B. D.; et al, A qualidade da energia em consonância com a segurança industrial, 140 SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu, PR, 2000.

CARVALHO, P. L. Uma contribuição ao estudo da depressão de tensão, MSc, UNIFEI, Itajubá, MG, 1997.

CHOUHY, R. Uma contribuição à caracterização da sensibilidade de processos industriais frente a afundamentos de tensão, MSc, UNIFEI, Itajubá, MG, 2003.

COSTA, A e SILVA, A. Controle e Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência, UFSC, Florianópolis, SC, 2000.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Balanço Energético Nacional. 2016.

LIMA, A. G.; et al, Análise e medição da qualidade de energia, 140 SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belém, PA, 1997.

NOVAES, E. G. C. Validação de ferramentas de simulação de afundamentos através de medições, MSc, UNIFEI, Itajubá, MG, 2007.

OLIVEIRA T. C. Desenvolvimento e aplicação de um sistema de software para estudos de afundamentos de tensão, MSc, UNIFEI, Itajubá, MG, 2004.

SILVEIRA, M. Qualidade de energia em estabelecimentos assistenciais de saúde, MSc, Universidade Salvador, Salvador, BA, 2002.

SIMAS, Henrique. Ajuste de TAP de Transformadores para Controle de Tensão de Subestações de Energia Elétrica Usando Controlador Fuzzy. Univali, São José, SC.