

RAFAELLA DOS SANTOS BAPTISTA GONÇALVES

**USO DO ATP PARA SIMULAÇÕES DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS
EM PARA-RAIOS DE 15 kV DOS SERVIÇOS AUXILIARES DE
SUBESTAÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA.**

Guaratinguetá

2013

RAFAELLA DOS SANTOS BAPTISTA GONÇALVES

USO DO ATP PARA SIMULAÇÕES DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EM
PARA-RAIOS DE 15 kV DOS SERVIÇOS AUXILIARES DE SUBESTAÇÕES
DE ENERGIA ELÉTRICA.

Trabalho de Graduação apresentado ao Conselho de Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Agnelo Marotta Cassula

Guaratinguetá

2013

G635u	<p>Gonçalves, Rafaella dos Santos Baptista</p> <p>Uso do ATP para simulações de descargas atmosféricas em para-raios de 15 kV dos serviços auxiliares de subestações de energia elétrica / Rafaella dos Santos Baptista Gonçalves – Guaratinguetá : [s.n], 2013. 69 f : il.</p> <p>Bibliografia: f. 67-69</p> <p>Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2013.</p> <p>Orientador: Prof. Dr. Agnelo Marotta Cassula</p> <p>1. Subestações elétricas 2. Raio 3. Para-raios I. Título</p> <p>CDU 621.311.4</p>
-------	--

**USO DO ATP PARA SIMULAÇÕES DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS
EM PARA-RAIOS DE 15 kV DOS SERVIÇOS AUXILIARES DE
SUBESTAÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA**

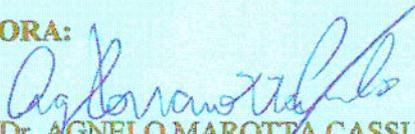
RAFAELLA DOS SANTOS BAPTISTA GONÇALVES

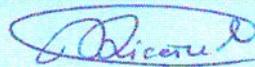
**ESTE TRABALHO DE GRADUAÇÃO FOI JULGADO ADEQUADO
COMO PARTE DO REQUISITO PARA A OBTENÇÃO DO DIPLOMA DE
GRADUADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

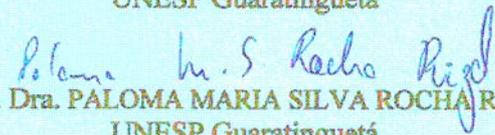
**APROVADO EM SUA FORMA FINAL PELO CONSELHO DE CURSO
DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Prof. Dr. Leonardo Mesquita
Coordenador

BANCA EXAMINADORA:


Prof. Dr. AGNELO MAROTTA CASSULA
Orientador/ UNESP Guaratinguetá


Prof. Dr. DURVAL LUIZ SILVA RICCIULLI
UNESP Guaratinguetá


Profª. Dra. PALOMA MARIA SILVA ROCHA RIZOL
UNESP Guaratinguetá

Dezembro 2013

de modo especial, à minha mãe, que mesmo junto ao Pai sempre foi minha grande incentivadora para que eu nunca desistisse dos meus sonhos por maiores que fossem as pedras no caminho

AGRADECIMENTOS

Agradeço em primeiro lugar a Deus por mais uma etapa cumprida, por me dar saúde, alegria e conforto nas horas mais difíceis.

Ao Prof. Dr. Durval Ricciulli, pela amizade e pelo apoio técnico dado para que este trabalho fosse realizado.

A todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica, que de alguma forma contribuíram para o êxito deste trabalho.

Aos meus grandes amigos Cristina Fukugauchi e Raysom Pereira que sempre me incentivaram a nunca desistir e a fazer as coisas com tranquilidade.

Aos demais e não menos importantes amigos, meu muito obrigado por todos os momentos de companheirismo, estudos, festas, alegrias e lágrimas que não foram poucas ao longo dessa caminhada.

À todos os amigos que conheci e que fazem parte de minha vida, em especial àqueles das repúblicas Docinhos, Moradia e agregados, que estiveram presentes em todos os momentos durante esses anos de FEG.

À empresa Alstom Brasil Energia e Transporte e também a Copem Engenharia Ltda., em particular aos colegas da Engenharia, que expandiram meus conhecimentos e auxiliaram no desenvolvimento da minha carreira.

Aos funcionários da Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá por fazerem parte de uma grande fase vivida, encontrando nas funcionárias Rosana Maciel, Silvia Carvalho, Suzanne Leite e Sônia Andrade, pessoas valiosíssimas que espero manter por toda a vida.

A todos vocês o meu mais sincero obrigado.

EPÍGRAFE

“Ninguém ignora tudo.

Ninguém sabe tudo.

Todos nós sabemos alguma coisa.

Todos nós ignoramos alguma coisa, por isso aprendemos sempre”.

Paulo Freire

GONÇALVES, R. S. B. Uso do ATP para Simulações de Descargas Atmosféricas em Para-Raios de 15 kV dos Serviços Auxiliares de Subestações de Energia Elétrica. 2013. 69 f. Trabalho de Graduação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2013.

RESUMO

Este trabalho aborda os tópicos necessários para a seleção dos para-raios utilizados, na saída dos autotransformadores, que protegem o sistema de Serviços Auxiliares (SA) de uma subestação elétrica (SE). Os para-raios utilizados fazem parte do Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas (SPDA). As linhas de transmissão em sua maioria atravessam regiões que possuem características orográficas bem diversificadas e apresentam constantes variações climáticas, o que ocasiona várias interações com fenômenos eletromagnéticos indesejáveis, como o que deu origem ao “blecaute” do dia 10 de novembro de 2009, que deixou nove estados brasileiros sem energia e que ocasionou desligamentos não programados no sistema que deixou milhões de pessoas sem energia elétrica. Este trabalho de conclusão de curso, visa verificar se o método empregado na seleção dos para-raios atendem as necessidades de proteção encontradas pelos serviços auxiliares de uma subestação, através do uso do *software* ATPDraw.

PALAVRAS-CHAVE: SPDA, ATPDraw, Descargas Atmosféricas, Para-Raios.

GONÇALVES, R. S. B. Use of ATP for simulations of surge arresters for 15 kV auxiliary services for electric power substations. 2013. 69 f. Graduate Work (Graduate in Electrical Engineering) – Faculdade de Engenharia de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2013.

ABSTRACT

This paper addresses the topics required for the selection of surge arresters used, the output of autotransformers, which protect the system Auxiliary Services (SE) of an electrical substation. Surge arresters used are part of the Protection System Lightning (SPDA). Transmission lines mostly run through regions with orographic well diversified and have constant weather changes, which lead to many undesirable interactions with electromagnetic phenomena, such as giving rise to "blackout" on 10 November 2009, which left nine states without power, which led to unplanned shutdowns in the system that left millions of people without electricity. This work of completion is to determine whether the method used in the selection of surge arresters meet the protection needs faced by a substation auxiliary services, through the use of software use ATPDraw.

KEYWORDS: SPDA, ATPDraw, Lightning, Surge Arresters.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Diagrama Unifilar do Sistema Elétrico de Potência.....	20
Figura 2 - Diagrama Trifilar dos Serviços Auxiliares.....	23
Figura 3 - Tipos de Raios.....	26
Figura 4 - Incidência de Raios no Mundo.....	27
Figura 5 - Mapa de Descargas Atmosféricas na América Latina.....	27
Figura 6 - Forma de onda da corrente de retorno obtida à partir do método da dupla exponencial.....	29
Figura 7 - Curva característica de tensão x corrente dos varistores SiC e ZnO.....	32
Figura 8 - Detalhes construtivos dos para-raios.....	34
Figura 9 - Para-raios de corpo polimérico.....	35
Figura 10- Ondas de tensão e corrente de descarga de um para-raio.....	36
Figura 11- Tela inicial do software ATPDraw.....	40
Figura 12- Tela de escolha dos componentes no ATPDraw.....	41
Figura 13- Ajustando os principais parâmetros da simulação.....	42
Figura 14- Diagrama geográfico do empreendimento de transmissão.....	43
Figura 15- Diagrama Unifilar Simplificado da Alternativa CC.....	44
Figura 16- Diagrama simplificado, alternativa CC, considerando os Lotes LA-CC ao LG-CC.....	45
Figura 17- Foto aérea da Subestação Araraquara 2.....	46
Figura 18- Linhão entre Porto Velho e Araraquara.....	47
Figura 19- Autotransformador de 1250 MVA – ATR2.....	48
Figura 20- Cubículo de Fechamento do Autotransformador CT2.....	49
Figura 21- Para-raios de 15 kV nas buchas do Terciário do Autotransformador.....	51
Figura 22- Diagrama de Conexões dos Enrolamentos.....	54
Figura 23- Tensão saída do terminal de 440 kV do autotransformador ATR-3.....	56
Figura 24- Tensão no Cubículo de Fechamento do Delta ATR-2.....	58
Figura 25- Tensão no Terminal do Terciário do ATR-3.....	59
Figura 26- Tensão no Terminal do Terciário do TR-AS1.....	60
Figura 27- Tensão no Cubículo de Fechamento de Delta.....	61
Figura 28- Tensão no Terminal do Terciário do ATR-3.....	61

Figura 29- Tensão no Terminal do Terciário do TR-SA1.....	62
Figura 30- Para-Raio Siemens instalado no terciário do ATR-4.....	64

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Diagrama de blocos do sistema	19
Quadro 2 – Impedâncias dos enrolamentos	54
Quadro 3 – Impedâncias de surto e velocidades de propagação	55

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
ATP	Alternative Transients Program
ATR	Autotransformador dos Serviços Auxiliares
BIL	Nível Básico de Impulso
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CT	Cubículo de Fechamento
CTEEP	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
MCOV	Tensão Máxima de Operação
MT	Média Tensão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
QP	Cubículos de Proteção
SA	Serviços Auxiliares
SE	Subestação Elétrica
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPDA	Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas

TOV	Tensão Temporária de Operação
TR-AS	Transformadores de Serviços Auxiliares
UHE	Usinas Hidrelétricas
Ur	Tensão nominal

LISTA DE SÍMBOLOS

I_0	Corrente de Pico	kA
R	Resistência	Ω
U_r	Tensão nominal	kV
U_{res}	Tensão Residual	kVef
V_p	Velocidade de propagação	m/ μ s
X_c	Capacitância	C
X_L	Indutância	S
Z_s	Impedância de surto	Ω

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	18
1.2	SERVIÇOS AUXILIARES	20
1.2.1	Conceituação Básica do Sistema de Serviços Auxiliares	21
2	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	24
2.1	CONCEITOS BÁSICOS	24
2.2	FORMAÇÕES DAS CARGAS NAS NUVENS	25
2.3	FORMAÇÃO DO RAIOS	26
3	SISTEMA DE PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	30
3.1	COMPOSIÇÕES DE UM SISTEMA SPDA	30
3.2	PARA-RAIOS	31
3.2.1	Resistores não-lineares	32
3.2.2	Corpo de porcelana	34
3.2.3	Corpo polimérico	34
3.2.4	Classificação e seleção dos para-raios	35
4	ALTERNATIVE TRANSIENT PROGRAM	38
4.1	ALTERNATIVE TRANSIENT PROGRAM DRAW	39
5	ESTUDO DE CASO	43
5.1	ESTUDO PARA A SELEÇÃO DOS PARA-RAIOS DE 15 kV	47
5.2	MÁXIMA TENSÃO DE OPERAÇÃO CONTÍNUA	49
5.3	TENSÃO NOMINAL DO PARA-RAIO	50
5.4	EFEITO DISTÂNCIA	51

5.4.1	Considerações Gerais	51
5.5	DADOS CONSIDERADOS NAS SIMULAÇÕES	52
5.5.1	Distâncias	52
5.6	PARÂMETROS ELÉTRICOS DOS CABOS	52
5.7	DADOS DOS AUTOTRANSFORMADORES DE 500/440/13,8 kV – 1.250 MVA	53
5.8	IMPEDÂNCIA DE SURTO E VELOCIDADES DE PROPAGAÇÃO EM LINHAS E CABOS	55
5.9	PARA-RAIOS	55
5.10	SIMULAÇÕES	56
5.10.1	Simulação considerando instalação de para-raios somente nos cubículos de fechamento de delta (um por fase).	57
6	CONCLUSÃO	65
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	67

1 INTRODUÇÃO

Em países de dimensões continentais, como o Brasil, onde as principais fontes de energia elétrica são de origem hidráulica, é necessária a construção de extensas linhas de transmissão (LTs) que interligam tais fontes aos principais centros consumidores. Desta forma, é necessário que os sistemas elétricos sejam projetados para suportar as descargas atmosféricas que, em determinadas condições podem provocar sobretensões elevadas no sistema (sobretensões de origem externa), ocasionando a queima de equipamentos, tanto os da companhia concessionária como os aparelhos do consumidor de energia elétrica.

A proteção elétrica é um dos mais complexos ramos da Engenharia Elétrica.

Com o aumento da dimensão, da complexidade e da potência das redes elétricas faz-se necessárias que as proteções elétricas sejam cada vez mais rápidas, seletivas e principalmente que tenham grande confiabilidade. (DELGADO, 2011)

Os sistemas elétricos de potência (SEP), têm a função precípua de fornecer energia elétrica aos usuários, grandes ou pequenos, com a qualidade adequada, no instante em que for solicitada.

No Brasil, conforme o Ministério de Minas e Energia, o serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias é feito por meio da Rede Básica, formada por 103.897 quilômetros (km) de linhas de transmissão.

Essa extensão inclui a rede básica, conexões de usinas, interligações internacionais e 550,6 km de sistemas isolados. Até 2014 está prevista a implantação de mais 21.498,6 km em linhas de transmissão.

A operação e a administração da rede básica é atribuição do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), regulado e fiscalizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e integrado pelos titulares de geração, transmissão, distribuição, comercialização e também pelos consumidores com conexão direta à rede básica.

O ONS, gerencia o despacho de energia elétrica das usinas em condições otimizadas envolvendo o uso dos reservatórios das hidrelétricas e o combustível das termelétricas do Sistema Interligado Nacional - SIN (ANEEL, 2012).

Com a crescente procura por uma energia de qualidade, o ONS, criou regras e determinou rígidos procedimentos para a confiabilidade e a continuidade do fornecimento de energia elétrica, e estes procedimentos normativos, têm sido objetivo de estudos e pesquisas tendo sua ênfase aumentada já que a dependência da qualidade de vida e do progresso econômico estão ainda mais atrelados à qualidade dos serviços relacionados a uma energia

elétrica de qualidade e principalmente o desenvolvimento sustentável e a responsabilidade ambiental.

Desta forma, se faz necessário que seja feito um estudo e que se desenvolvam os sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (SPDAs) para a proteção e coordenação de isolamento de linhas de transmissão, de distribuição e subestações contra desligamentos não programados em virtude, sobretudo, da incidência de descargas atmosféricas nos condutores ou nas torres de transmissão.

Os SPDAs, em sua totalidade são referenciados aos para-raios, que tem como principal função auxiliar o transporte da energia do raio, desde o momento que ele atinge o sistema que está sendo protegido, até o aterramento, da forma mais rápida e segura possível.

O Brasil tem uma geografia muito propícia para a ocorrência de descargas atmosféricas, segundo o Grupo de Eletricidade Atmosférica do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), que realizou um estudo junto às empresas do setor elétrico, de onde foi concluído que os raios causam prejuízos de aproximadamente um bilhão de dólares por ano.

Por este contexto, este trabalho de graduação visa estudar os para-raios para uma proteção eficiente do ponto de vista dos serviços auxiliares de uma subestação elétrica (SE), para a proteção dos terciários dos bancos de autotransformadores da SE Araraquara 2, que tem a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP) como operadora.

Os projetos de para-raios necessitam que sejam dimensionados de forma correta, pois o seu dimensionamento incorreto, pode levar a danos nos componentes como fissuras, quebra do resistor ou mesmo provocar uma instabilidade térmica.

Este trabalho é organizado em seis capítulos, que de forma sucinta, além deste, são apresentados a seguir.

O segundo capítulo apresenta os conceitos básicos necessários sobre as descargas atmosféricas e os principais problemas que estes distúrbios podem provocar no Sistema Elétrico.

O terceiro capítulo apresenta o sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDAs) e sua composição. Também serão apresentados os principais conceitos sobre os para-raios.

O quarto capítulo apresenta os principais conceitos sobre o *software Alternative Transient Program* (ATP) e sua versão mais atual o ATPDraw.

O quinto capítulo apresenta um estudo de caso, para que se verifique todo o procedimento a ser realizado para selecionar os para-raios para a proteção dos autotransformadores dos serviços auxiliares da Subestação Araraquara 2.

O último capítulo apresenta as conclusões em relação ao estudo de seleção dos parâmetros.

1.1 SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Segundo Kagan, Oliveira e Robba (2010), os sistemas elétricos de potência têm a função principal de fornecer energia elétrica aos usuários, grandes ou pequenos, com a qualidade adequada, no instante em que for solicitada.

No Brasil, devido ao seu grande potencial hídrico existente, é predominante a produção de energia elétrica pela transformação de energia hidráulica em elétrica, e essa transformação que é realizada pelas usinas hidrelétricas (UHE), precisa ser entregue para as fontes consumidoras que em sua grande maioria ficam bem distantes da fonte geradora, sendo necessário um sistema de ligação entre ambas as fontes.

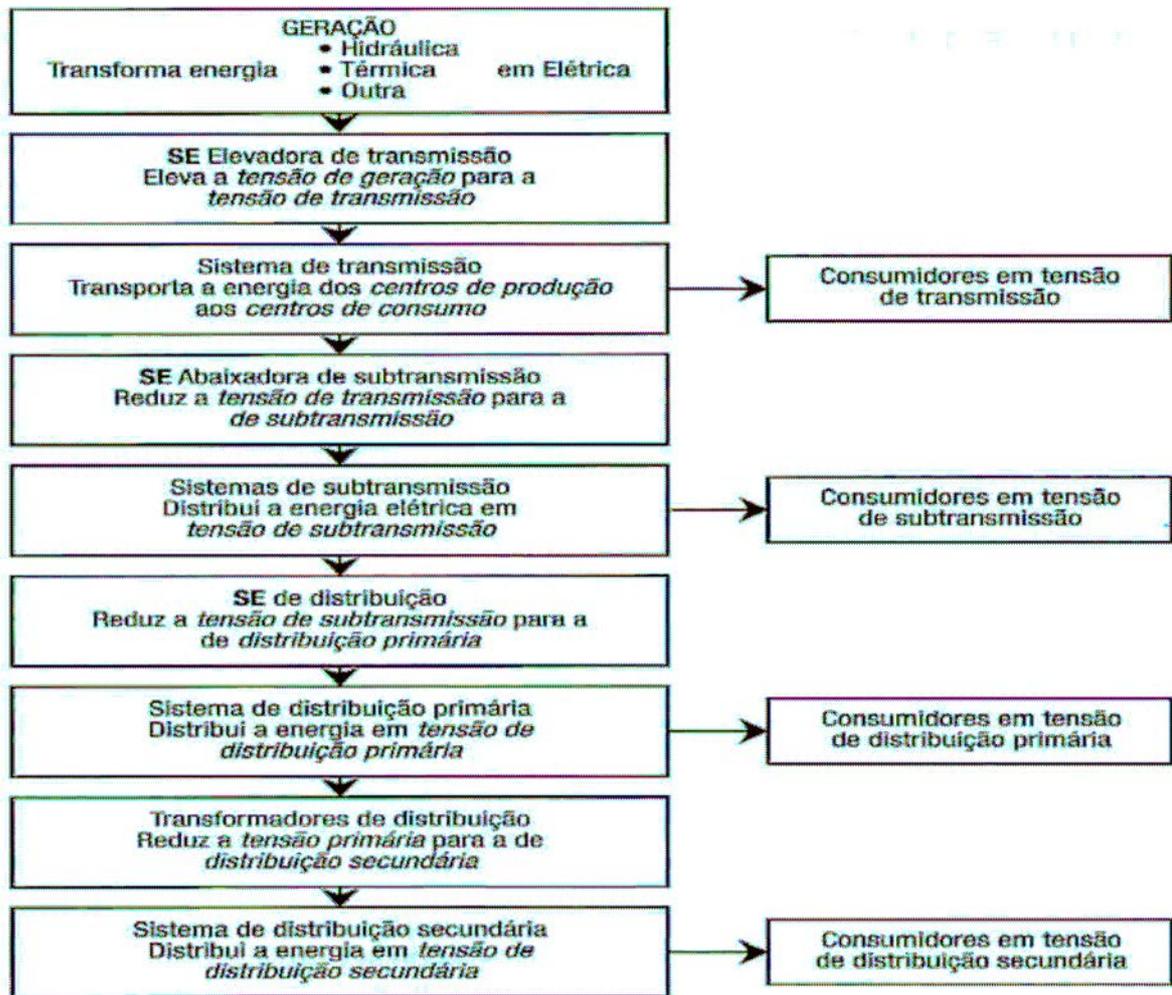
Como essas distâncias são elevadas, para não se ter perda de potência, a energia produzida não é transportada na sua tensão de geração. Assim, no diagrama de blocos do Quadro 1, têm-se a estrutura de transporte da energia, desde a sua produção até a sua entrega aos centros consumidores (KAGAN, OLIVEIRA e ROBBA, 2010).

Essa tensão na geração tem um valor mínimo, e esta deve ser elevada para que se possa ser realizado o transporte, essa transformação é realizada dentro das subestações (SE), que podem ser tanto elevadoras ou abaixadoras.

O valor da tensão de transmissão é estabelecido em função da distância a ser percorrida e do montante de energia a ser transportado.

Atualmente, o Brasil possui 63 concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, além de um conjunto de permissionárias (concessionárias de eletrificação rural que passaram pelo processo de enquadramento como permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica) (ANEEL, 2012).

Quadro 1- Diagrama de blocos do sistema



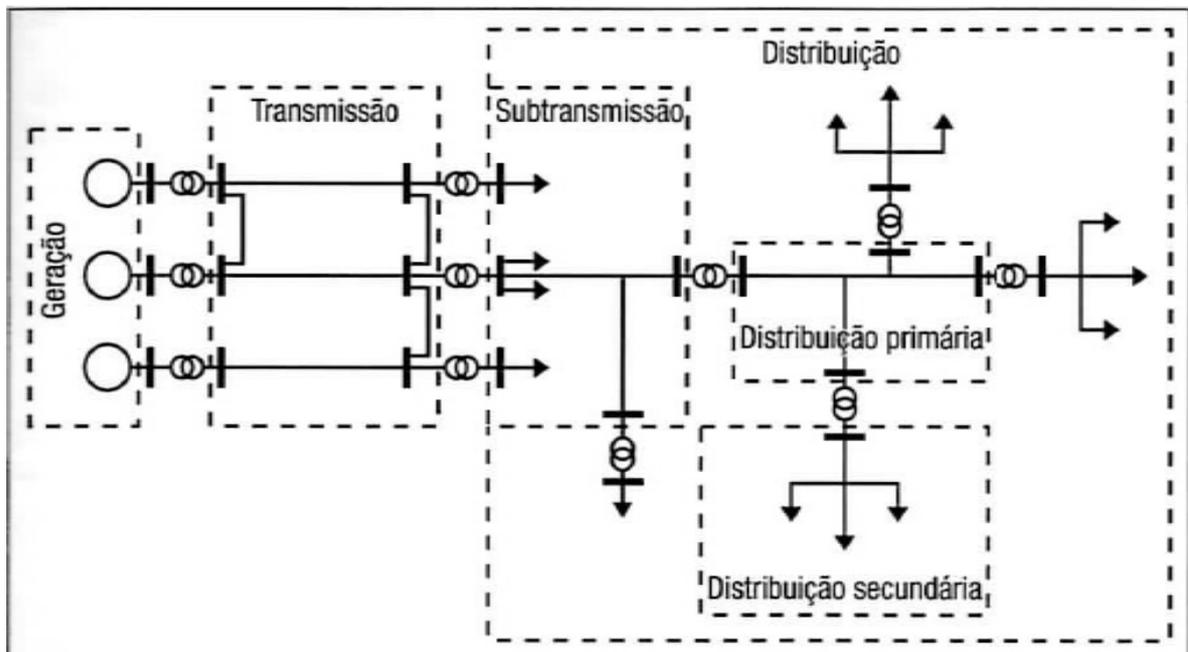
Fonte: (KAGAN, OLIVEIRA e ROBBA, 2010).

Segundo Kagan, Oliveira e Robba (2010), os sistemas elétricos de potência podem ser subdivididos em três grandes blocos.

- **Geração:** que perfaz a função de converter alguma forma de energia em energia elétrica.
- **Transmissão:** que é responsável pelo transporte da energia elétrica dos centros de produção aos de consumo.
- **Distribuição:** que distribui a energia elétrica recebida do sistema de transmissão aos grandes, médios e pequenos consumidores.

O segmento de distribuição se caracteriza como o segmento do setor elétrico dedicado à entrega de energia elétrica para um usuário final. Como regra geral, o sistema de distribuição pode ser considerado como o conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam geralmente, em tensões inferiores a 230 kV, incluindo os sistemas de baixa tensão.

Figura 1 - Diagrama Unifilar do Sistema Elétrico de Potência



Fonte: (KAGAN, OLIVEIRA e ROBBA, 2010).

1.2 .SERVIÇOS AUXILIARES

Os serviços auxiliares (SA) de uma subestação (SE) são constituídos por um conjunto de fontes e circuitos de energia, uns em corrente alternada e outros em corrente contínua, necessários ao funcionamento dos principais equipamentos dentro de uma SE.

Este sistema abrange as cargas, as fontes de alimentação e também os subsistemas de manobra que interligam fontes e cargas. Um serviço auxiliar confiável eleva a confiabilidade da subestação no que se diz respeito às possíveis faltas no fornecimento.

A confiabilidade nos Serviços Auxiliares se deve muitas vezes a forma pela qual o projeto da SE foi desenvolvido, de forma que se possam ter manobras rápidas e seguras, e que visem sempre à facilidade de operação.

Os principais requisitos dos SA abrangem: as escolhas das fontes, dos níveis de tensão, o levantamento e classificação das cargas, a necessidade de fonte de emergência para o subsistema em corrente alternada (geradores) e também na necessidade de automatização da transferência de fontes (ISONI, 2009).

Os serviços auxiliares, em sua grande maioria, são constituídos por:

- Transformadores de Serviços Auxiliares (TSA) ligados aos terciários dos transformadores de distribuição;
- Quadros de distribuição de corrente alternada onde estão os contatos de potência para as chegadas das linhas externas, os barramentos de distribuição e a respectiva interligação entre eles (*bays*);
- Sistema de emergência;
- Os retificadores e baterias de 125 Vcc;
- Quadros de distribuição de corrente contínua que irão acionar todos os sistemas de proteção da SE.

1.2.1 Conceituação Básica do Sistema de Serviços Auxiliares

1.2.1.1 Fontes

Para subestações que necessitem de um maior grau de confiabilidade é necessário que seja instalado, no mínimo duas fontes confiáveis e independentes, essa fontes jamais poderão operar simultaneamente. Essas fontes são instaladas de modo a haver redundância, onde uma fica como fonte principal e a outra fonte é a reserva, se a principal sofrer algum tipo de problema, o operador automaticamente já faz a comutação, fazendo com que a fonte reserva entre no sistema não deixando que nenhum equipamento fique sem operação, evitando assim prejuízos desnecessários tanto para a concessionária, quanto ao usuário final.

1.2.1.2 Classificação das Cargas

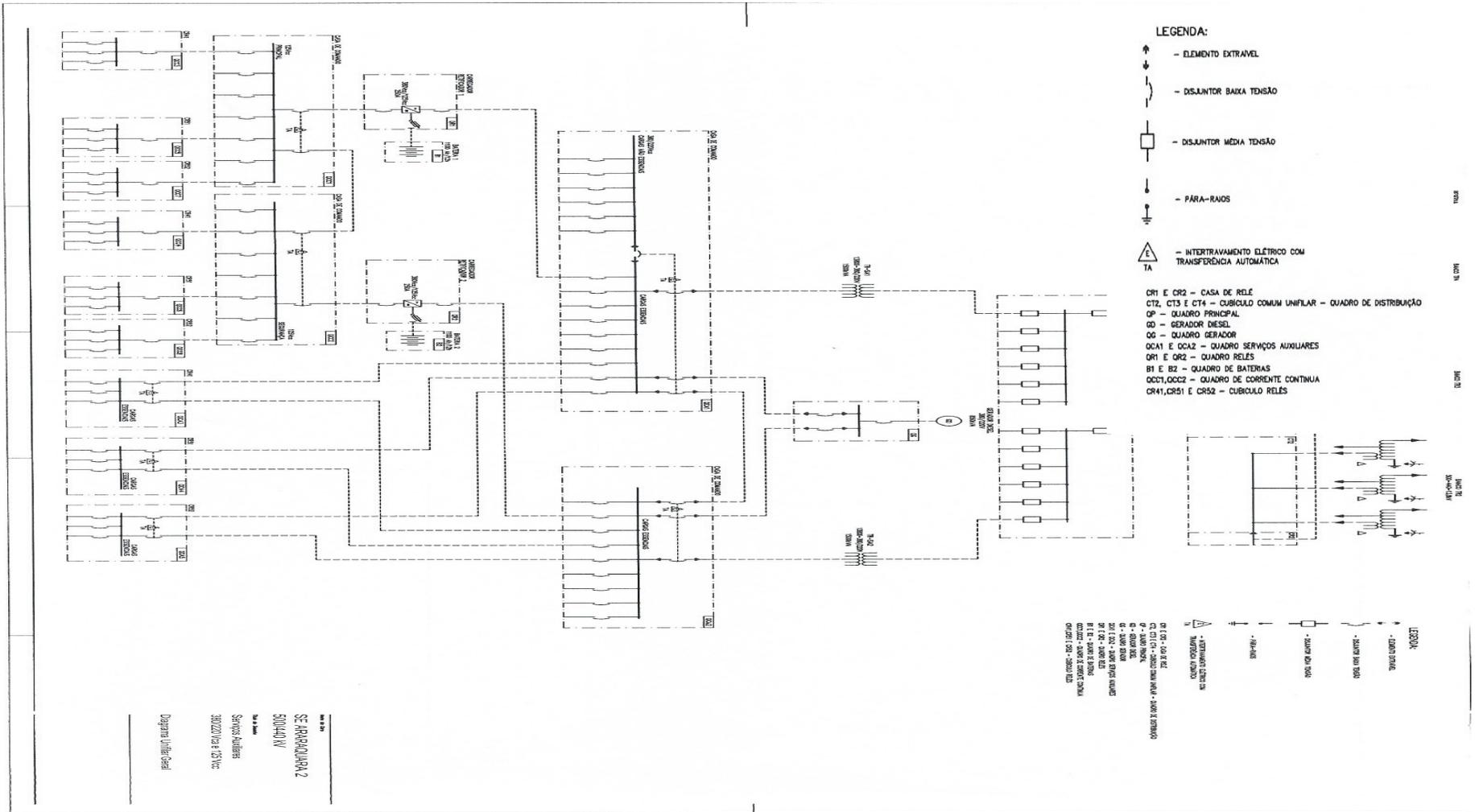
As cargas que contemplam os Serviços Auxiliares, são geralmente agrupadas de acordo com o grau de continuidade que as mesmas exigem da fonte. Essas cargas segundo Isoni (2010) podem ser classificadas em:

- **Cargas Permanentes:** que são aquelas que não podem sofrer interrupções e estão relacionadas à continuidade operacional do sistema principal e à segurança de pessoas e instalações. Podem ser dadas como exemplos de cargas permanentes, as resistências de aquecimento dos equipamentos, as bobinas dos disjuntores, dos seccionadores e geradores.
- **Cargas Essenciais:** são as cargas principais dos serviços auxiliares, e elas são ligadas a uma bateria para que mesmo que ocorra uma interrupção mesmo que breve, não fiquem sem fornecimento, de modo a não provocar o desligamento da SE. São consideradas cargas essenciais os carregadores de baterias, a iluminação de emergência, os equipamentos de proteção, o sistema de resfriamento dos transformadores.
- **Cargas Não Essenciais:** são as cargas que admitem interrupções por um tempo prolongado sem afetar o funcionamento da SE. São as cargas de iluminação não essencial, o sistema de ar condicionado, tomadas de uso geral, etc.

Na Figura 2, é possível identificar que nos sistemas auxiliares, existe uma distinção entre o fornecimento de cargas essenciais e as cargas não essenciais, onde na maioria das vezes, os Sistemas de Corrente Contínua, são utilizados nos equipamentos de comando e controle, por serem sensíveis. Pois muitas vezes, esses sistemas são compostos por fontes de alimentação confiáveis, formadas por baterias de acumuladores operando em regime de flutuação, associadas a retificadores-carregadores de baterias. Usualmente possuem tensões de 125 Vcc e ou 220 Vcc.

Os sistemas que operam em corrente alternada (CA), são os sistemas mais importantes da SE, essa alimentação é responsável pelo funcionamento das cargas essenciais e não essenciais da SE. Esse sistema de alimentação pode alimentar diretamente o transformador de serviços auxiliares (TSA), que também pode ser alimentado pelo sistema de geração se o mesmo existir.

FIGURA 2 – Diagrama Unifilar Geral dos Serviços Auxiliares



2 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Segundo o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE, 2013), descargas atmosféricas são descargas elétricas de grande extensão (alguns quilômetros) e de grande intensidade (picos de intensidade de corrente acima de um quiloampére (kA), que ocorrem devido ao acúmulo de cargas elétricas em regiões localizadas da atmosfera, em geral dentro de tempestades. A descarga se inicia quando o campo elétrico produzido por estas cargas excede a capacidade isolante, também conhecida como rigidez dielétrica do ar em um dado local na atmosfera, que pode ser dentro da nuvem ou próximo ao solo. Quebrada a rigidez, tem início um rápido movimento de elétrons de uma região de cargas negativas para uma região de cargas positivas. Existem diversos tipos de cargas, classificadas em função do local onde se originam e do local onde terminam.

O Brasil é campeão mundial em incidência de raios, mas não em mortes. Ocorreram no território brasileiro 100 mortes causadas por descargas elétricas e mais de 200 feridos por ano, entre 2000 e 2011.

2.1 CONCEITOS BÁSICOS

- **Raio:** um dos impulsos elétricos de uma descarga atmosférica para a terra.
- **Relâmpago:** luz gerada pelo arco elétrico do raio.
- **Trovão:** ruído produzido pelo deslocamento do ar devido ao súbito aquecimento causado pela descarga do raio.
- **Índice Ceraúnico (IC):** é por definição o número de dias de trovoadas, em determinado lugar, por ano.
- **Isoceraúnicas:** são linhas (curvas) que ligam pontos (localidades) que têm o mesmo índice ceraúnico.
- **Densidade de Raios (DR):** é a quantidade de raios que caem por ano em 1 km² de área, e é calculado pela fórmula (1)

$$D_R = 0,0024 \times IC^{1,63} \quad (1)$$

2.2 FORMAÇÕES DAS CARGAS NAS NUVENS

Descargas atmosféricas podem ocorrer da nuvem para o solo, do solo para a nuvem, dentro da nuvem, da nuvem para um ponto qualquer na atmosfera, denominados descargas no ar, ou ainda entre nuvens.

De todos os tipos de descargas, as intra-nuvem são as mais frequentes, em parte devido ao fato da capacidade isolante do ar diminuir com a altura em função da diminuição da densidade do ar, em parte devido às regiões de cargas opostas dentro da nuvem estarem mais próximas que no caso dos outros relâmpagos. Globalmente, elas representam cerca de 70% do número total de descargas. Este percentual varia com a latitude geográfica, sendo em torno de 80-90% em regiões próximas ao equador geográfico e em torno de 50-60% em regiões de médias latitudes.

Segundo Araújo (2010), discute-se que a Terra possui cargas negativas em excesso o que a torna um referencial negativo, e as correntes de ar ascendentes levam consigo uma grande quantidade de umidade que ao encontrar-se com temperaturas mais baixas em regiões mais altas tendem a se condensar, o que leva à formação de gotículas de água suspensas na atmosfera, que vão se agrupando até formarem gotas maiores. Nessas gotas são induzidas cargas positivas na sua parte inferior e cargas negativas na sua parte superior. Ao colidirem com as correntes de ar e que passam a ter uma energia cinética elevada, fazendo com que elas cheguem até a parte superior das nuvens, assim as nuvens passam a ficar carregadas dessa forma.

Como as nuvens são geralmente bem vastas, acabam formando vários conglomerados de cargas elétricas, podendo dar origem a outros tipos de nuvens. (INPE, 2012).

Para D'Auz Ary (1987), uma descarga atmosférica tem entre 15 a 50 metros, não é reta, mas tem diferentes direções, aparecendo ramos que podem terminar no ar causando aspecto tortuoso característico das descargas atmosféricas. Quando a descarga atinge a terra, aparece uma corrente de retorno brilhante, que se propaga agora da terra em direção à nuvem e desenvolve-se devido a uma elevada diferença de potencial entre este centro de cargas na terra e um outro centro qualquer dentro da nuvem. Assim, são criados canais pelos quais essas regiões ligadas ao caminho ainda ionizado da primeira descarga. Um novo raio é produzido entre a nuvem e a terra, seguindo um caminho agora sem ramificações e, com uma velocidade maior do que a da primeira descarga. Depois de atingir a terra, uma segunda corrente de retorno volta para a nuvem. Esse processo pode repetir-se várias vezes. Aproximadamente

80% dos raios apresentam no mínimo dois componentes luminosos, em torno de 20% tem de três a cinco componentes, mas existe registro de descargas múltiplas com até 40 componentes.

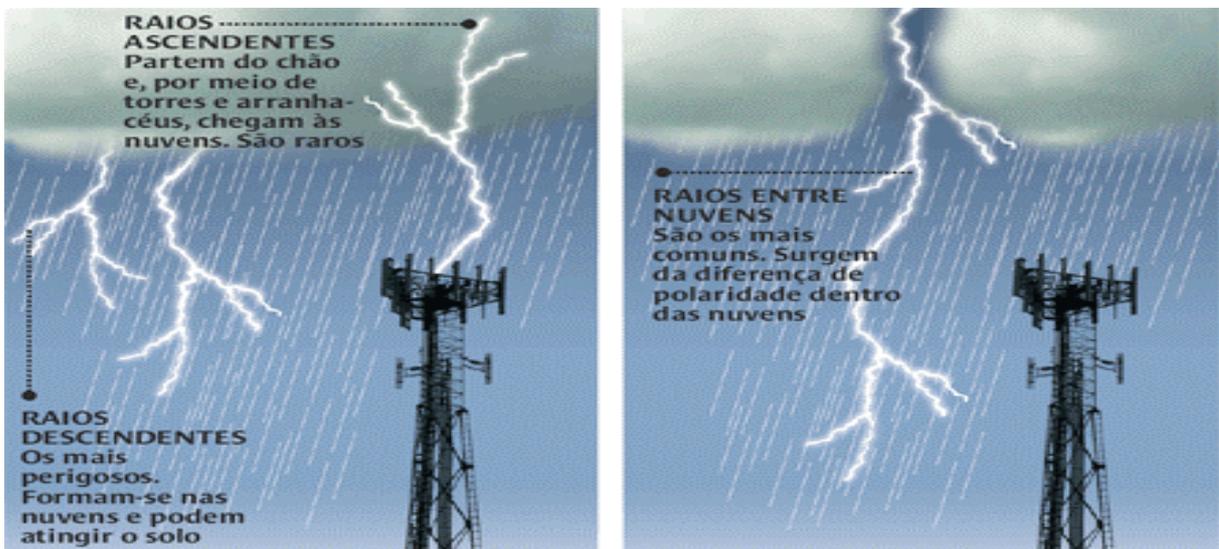
Grande parte das descargas atmosféricas acontece dentro da própria nuvem (ou entre nuvens).

2.3 FORMAÇÃO DO RAIOS

Os raios são descargas elétricas com alta intensidade e ocorrem quando a concentração de cargas nos centros positivo e negativo da nuvem é muito elevada, fazendo com que o ar que é se movimenta entre essas cargas não possa mais isolá-las, já que o ar é um excelente isolante (ARAÚJO, 2010).

Existem três tipos de raios, conforme mostra a Figura 3: nuvem para o solo, do solo para a nuvem e entre nuvens. Existem também diversos fatores que podem influenciar a formação do raio que são: a altitude, a proximidade do mar, a umidade do ar e principalmente a ocorrência de frentes frias.

Figura 3 - Tipos de Raios

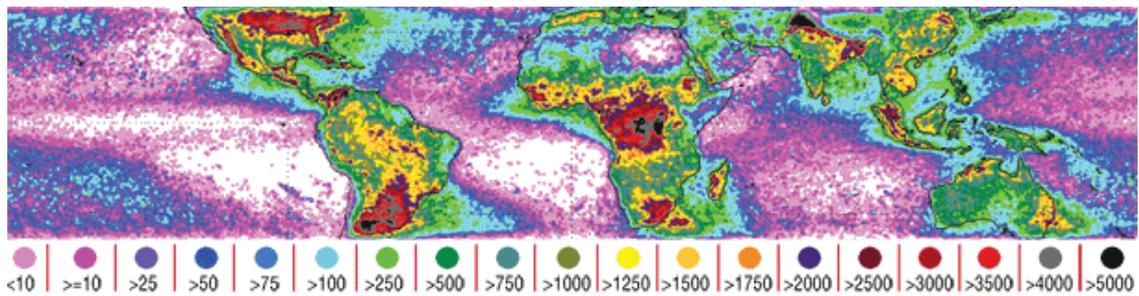


Fonte: (INPE, 2012)

O Brasil é um país que apresenta grande incidência de raios, por isso sua densidade de raios (DR) é altíssima.

A incidência de raios no mundo pode ser verificada na Figura 4. Com isso é possível verificar que o Brasil se encontra em uma região geográfica privilegiada por uma alta densidade de raios.

Figura 4 – Incidência de Raios no Mundo



Fonte:(INPE, 2012)

Analisando a taxa de tempestades para a América Latina, é possível verificar na Figura 5, que o Estado de São Paulo, Minas Gerais e Mato Grosso do Sul, ficam em zonas com maior incidência de descargas atmosféricas.

Figura 5 - Mapa de Descargas Atmosféricas na América Latina



Fonte: (INPE, 2012)

Nas descargas atmosféricas, é importante analisar a corrente de descarga, pois ela é de fundamental importância para o bom desempenho das linhas de transmissão e também no bom funcionamento dos equipamentos elétricos.

Para que a corrente de descarga seja caracterizada, é necessário que se leve em consideração alguns parâmetros: valor de pico [kA]; tempo de frente de onda [μ s]; tempo de meia onda [μ s]; taxa de variação da corrente em relação ao tempo [kA/ μ s]; forma de onda; e polaridade (positiva ou negativa) (ARAÚJO, 2010).

O valor de pico (I_0), é dado em kA, que normalmente acontece no primeiro impulso, ou na primeira corrente de retorno, os surtos subsequentes possuem amplitudes menores. Em média a primeira corrente de retorno toma valores médios de 30 a 50 kA, podendo chegar a 300 kA (SOLARI FILHO, 2006).

O valor de pico ocorre em torno de 1,2 μ s após o início da corrente de retorno, valor de tempo normalizado pelo IEEE para descargas atmosféricas. (IEEE, 2004)

A forma de onda da corrente de retorno é também muito importante e deve ser observado. À partir dela, pode-se determinar vários outros parâmetros, além de se verificar a característica da corrente por todo o tempo em que a descarga acontece.

O tempo de frente de onda ou tempo de crista (t_{cr}), é o intervalo de tempo entre o início da corrente de retorno e o seu pico, dado em microssegundos (μ s).

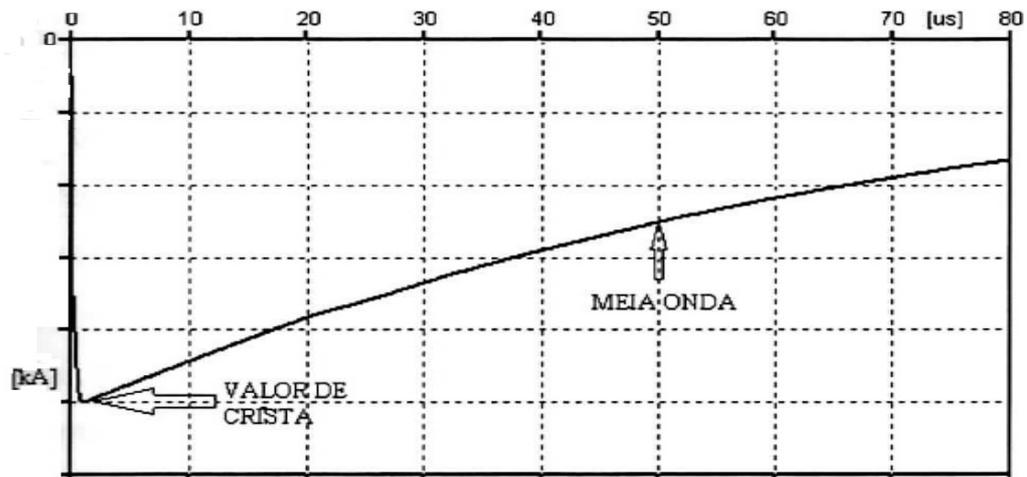
Já o tempo de meia onda ou também como é comumente chamado de tempo de cauda (t_{cl}), é o tempo dado entre o início da descarga e o ponto da cauda em que a amplitude cai de 50 % do valor máximo, também é expresso em microssegundos (μ s).

Agora a melhor caracterização do surto de corrente, é mensurado através da taxa de variação da corrente em relação ao tempo [kA/ μ s], que é dado pela derivada, no tempo, da onda da corrente de descarga em um ponto de interesse, assim pode-se analisar a intensidade da descarga e a melhor caracterização do surto de corrente.

A forma de onda da corrente de retorno pode ser modelada matematicamente de forma computacional, por isso o uso de *softwares* como o ATP/EMTP é imprescindível para uma análise fidedigna da mesma.

Através do método de dupla exponencial, que é encontrado no software ATPDraw, é possível simular a forma de onda da corrente de retorno, como podemos analisar na Figura 6.

Figura 6 - Forma de onda da corrente de retorno obtida a partir do método da dupla exponencial



Fonte: (Araújo, 2010)

3 SISTEMA DE PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Os sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA) são sistemas complexos, destinados a proteger uma estrutura contra os efeitos das descargas atmosféricas, e geralmente é composto de um sistema externo e de um sistema interno de proteção, esses sistemas são amparados pela norma brasileira NBR 5419/2005 – Sistemas de Proteção Contra Descargas Atmosféricas.

- **Sistema externo de proteção:** sistema que consiste em um subsistema de captadores, subsistema de condutores de descida e subsistema de aterramento.
- **Sistema interno de proteção:** conjunto de dispositivos que reduzem os efeitos elétricos e magnéticos da corrente de descarga atmosférica dentro do volume a proteger, são os chamados dispositivos de proteção contra surtos (DPS).

Adiante, são contemplados alguns conceitos básicos sobre para-raios, as suas principais características construtivas dos para-raios a óxido de zinco (ZnO), que são os para-raios mais utilizados em sistemas de potência por sua alta eficiência, assim como, alguns conceitos e fatores que influenciam diretamente em um bom sistema de aterramento.

O SPDA tem duas funções principais, que devem ser garantidas quando da sua instalação, onde a primeira é a de neutralizar, pelo poder de atração das pontas, o crescimento do gradiente de potencia elétrica entre o solo e as nuvens, por meio do permanente escoamento de cargas elétricas do meio ambiente para a terra, e segunda, a de oferecer à descarga elétrica, que for cair em suas proximidades um caminho preferencial, reduzindo os riscos de sua incidência sobre as estruturas (GRAÇA, 2006).

3.1 COMPOSIÇÕES DE UM SISTEMA SPDA

Tomando como referência Araújo (2010), o SPDA é formado pelos subsistemas de captação, descida e aterramento, os quais são descritos a seguir:

Captação:

- Têm como função receber as descargas que incidam sobre o topo das estruturas e distribuí-las pelas descidas;

- Compõem-se por elementos metálicos, geralmente mastros ou condutores metálicos adequadamente dimensionados.

Descidas:

- Têm como função receber as correntes distribuídas pela captação encaminhando-as para o solo o mais rápido possível;
- As descidas deverão ser interligadas no nível do solo com cabo de cobre nu de seção 50 mm^2 no mínimo, norma ABNT NBR-5419:2005.

Aterramento:

- Tem a função de receber as correntes elétricas das descidas e dissipá-las no solo;
- Deve ser dimensionado para equalizar os potenciais das descidas e do solo observando-se os locais de frequência de pessoas onde se deve procurar minimizar as tensões de passo.
- É necessário realizar a prospecção da resistividade de solo a fim de realizar o adequado dimensionamento da malha de aterramento.

3.2 PARA-RAIOS

Para-raios são equipamentos apropriados que reduzem o nível de sobretensão a valores compatíveis com a suportabilidade dos equipamentos instalados em sistemas de distribuição como forma de proteção de linhas de transmissão e transformadores, além de proteger contra sobretensões de manobra, os quais podem causar *flash over* em cadeia de isoladores ou danificar equipamentos (MAMEDE, 2009).

Existem dois tipos de para-raios, os de carbonato de silício (SiC) e os de óxido de zinco (ZnO).

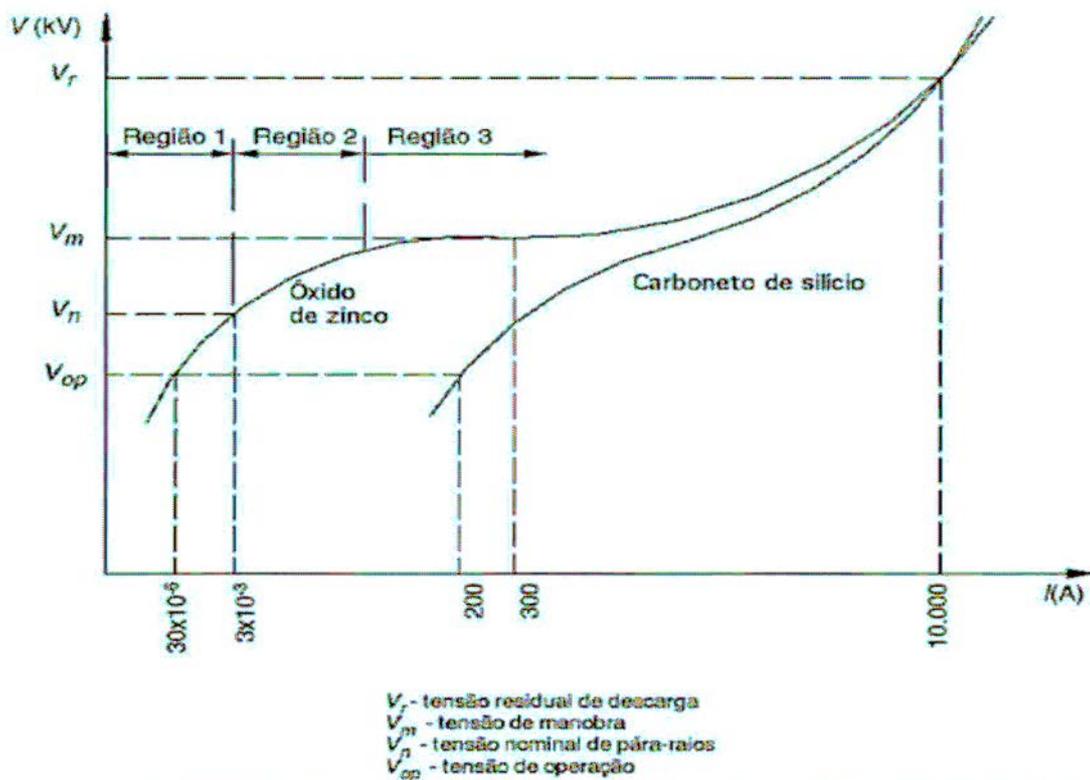
A principal diferença entre eles é em sua composição estrutural. Os para-raios de SiC, fazem uso de centelhadores em série a sua resistência não linear, este centelhador é formado por vários gaps (espaços vazios) que asseguram, sob quaisquer condições, uma rápida extinção da corrente de sobretensão fornecida, por exemplo, por uma descarga atmosférica.

O centelhador nos para-raios de SiC, pode ser considerado como uma chave de interrupção da corrente que segue a corrente de descarga do para-raios (corrente subsequente) (MAMEDE, 2009).

A tecnologia mais moderna empregada atualmente no SPDA das SEs, fazem jus ao uso de para-raios de ZnO, pois estes equipamentos, não fazem mais uso dos centelhadores que eram encontrados nos para-raios de SiC.

Na Figura 7 são apresentadas as curvas de operação entre os dois modelos de para-raios.

Figura 7: Curva característica de tensão x corrente dos varistores SiC e ZnO



Fonte: (MAMEDE, 2009)

Os para-raios de ZnO são constituídos basicamente por três partes: os resistores não-lineares, o corpo de porcelana e o corpo polimérico.

3.2.1 Resistores não-lineares

São blocos cerâmicos compostos a partir de uma mistura de ZnO, em maior proporção, e outros óxidos metálicos, como o antimônio, o manganês, o bismuto e o cobalto.

Esses compostos são prensados nas dimensões desejadas, depois são submetidos a um tratamento térmico, fazendo com que o bloco se transforme em um elemento cerâmico, submetendo-se este material a uma temperatura de aproximadamente 1300°C.

Após esse tratamento térmico, a superfície de contato da cerâmica é encoberta por um elemento metálico, onde este é submetido a vários testes, só depois desses testes que este elemento será classificado e se aprovado, será utilizado nos para-raios.

“O óxido de zinco apresenta uma elevada capacidade de condução de corrente de surto, o que resulta em baixas tensões durante a passagem da corrente de descarga, ao mesmo tempo em que impede a passagem da corrente subsequente, fornecida pelo sistema. Por apresentar características de tensão x corrente de acordo com a Figura 7, o ZnO se torna mais eficiente do que o de carboneto de silício, pois quando submetidos à tensão de operação, ele conduz à terra uma corrente elétrica de valor muito baixa, cerca de 30×10^{-6} A, por isso que ele não necessita de centelhadores como os apresentados nos para-raios de carboneto de silício, pois nos para-raios de óxido de zinco, o bloco cerâmico não chega a apresentar altas temperaturas, dada a baixa corrente passante por ele” (MAMEDE, 2009).

Por isso, pode-se salientar as seguintes vantagens técnicas e operacionais ao para-raio de óxido de zinco:

- não existe corrente subsequente nos para-raios a óxido de zinco;
- apresentam maior capacidade de absorção de energia;
- são dotados de um nível de proteção melhor definido, o que resulta na redução da margem de segurança do isolamento dos equipamentos;
- por não possuírem centelhadores, a curva de atuação dos para-raios a óxido de zinco não apresenta transitórios.

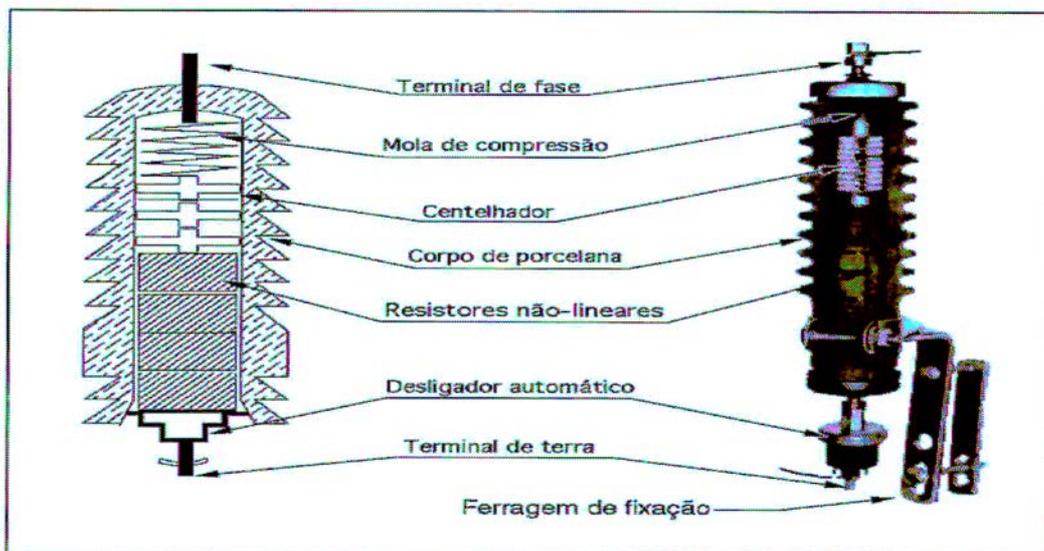
Quando o para-raio entra em operação, que é conduzindo a corrente de descarga para a terra, existe uma elevada dissipação de calor devido à resistência não-linear do bloco cerâmico. O valor dessa energia dissipada foi estabelecido, através de ensaios de capacidade de energia pela Comissão de Eletrotécnica Internacional (IEC), que estabeleceu o formato da onda de corrente de 4/10 μ s. Com esses valores, chegou-se a um valor de energia dissipada para a forma de onda anteriormente mencionada de 29 kJ para uma corrente de crista de 40 A e de 52 kJ para uma corrente de 65 kA.

3.2.2 Corpo de porcelana

Ainda segundo Mamede (2009), conforme mostrado na Figura 8, o para-raios é constituído de uma peça de cerâmica que no seu interior estão instalados os varistores de óxido metálico. Devido a sua disposição, o volume interno do involucro de porcelana é superior ao volume ocupado pelos varistores, permitindo assim um espaço interno satisfatório. Se houver uma falha na vedação das gaxetas superiores ou inferiores, o ar úmido pode penetrar no interior desse involucro alterando assim, as características elétricas dos varistores.

Como os para-raios ficam o tempo todo energizados, se houver esse tipo de falha em sua estrutura, os para-raios podem não atuar de forma correta, e também podem provocar um fluxo de corrente entre a fase e o terra, o que leva o acionamento do sistema de proteção do neutro do sistema de potência.

Figura 8 - Detalhes construtivos dos para-raios



Fonte: (MAMEDE, 2009)

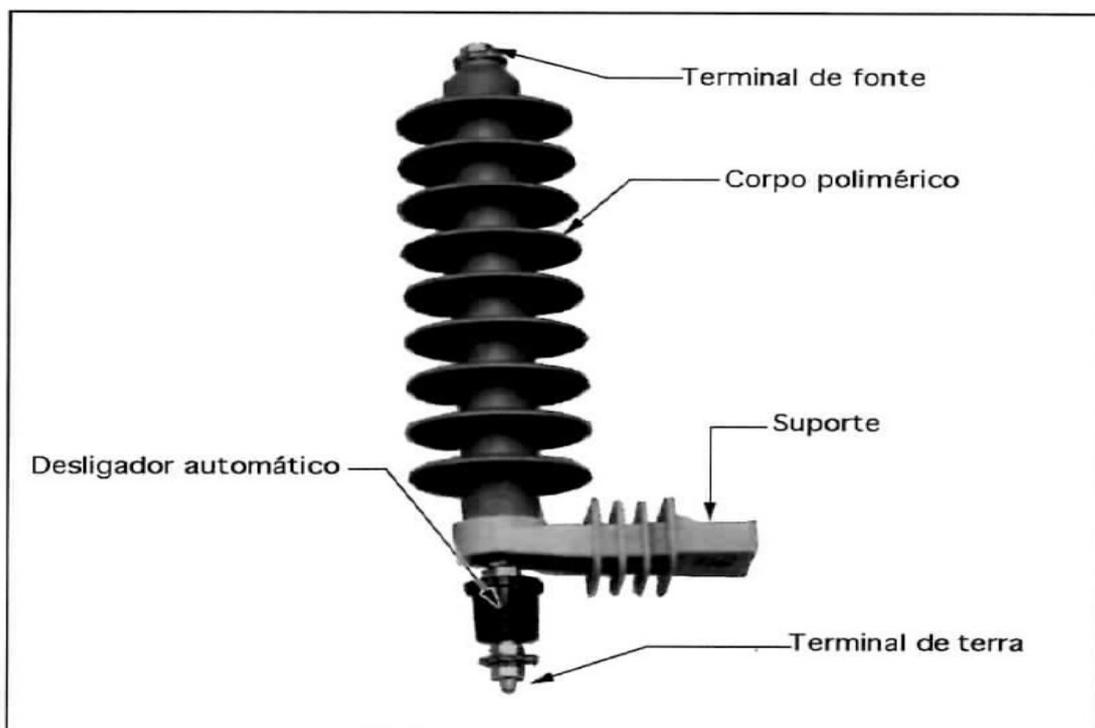
3.2.3 Corpo polimérico

Segundo Mamede (2009), o corpo polimérico nada mais é do que discos de borracha de silicone que possuem diversas propriedades químicas, que variam de fabricante para fabricante, conforme pode-se verificar na Figura 9.

Os para-raios que possuem invólucros poliméricos têm como vantagens a ausência de vazios no seu interior como ocorre com os para-raios de corpo de porcelana. E este modelo deve ser dotado de excelente sistema de vedação.

A sua maior vantagem em relação ao corpo de porcelana, é que no caso de falhas o corpo de porcelana pode liberar gases tóxicos, até que ocorra o rompimento do corpo de porcelana. No corpo polimérico, devido a tecnologia desse material este risco é praticamente remoto. Outra vantagem do corpo polimérico, é que ele é excelente para o uso em áreas com muita poluição.

Figura 9 - Para-raios de corpo polimérico



Fonte:(MAMEDE, 2009)

3.2.4. Classificação e seleção dos para-raios

Os para-raios podem ser classificados de acordo com os seguintes parâmetros, com base na NBR5424:1981 – Guia de Aplicação de Para-raios de Resistor Não-Linear em Sistemas de Potência.

- classe de tensão: 20,15,10 kA (serviço leve) e 10 kA (serviço pesado);
- classe de distribuição: 5 kA séries A e B;

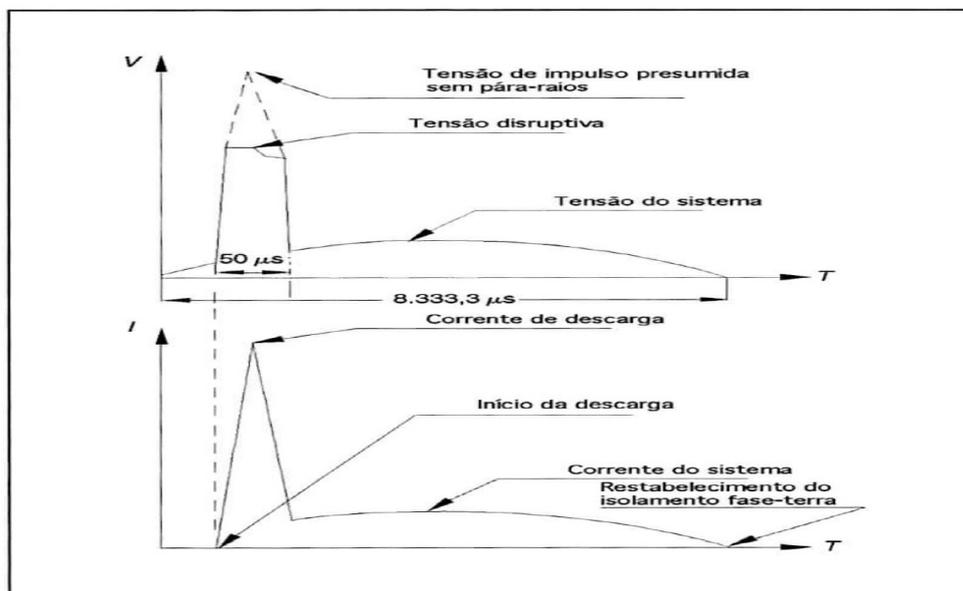
- classe secundária: 1,5 kV.

Ainda segundo a NBR 5424:1981, pode-se acrescentar que:

- em sistemas de até 230 kV, os para-raios de resistor não-linear de 10 kA asseguram os melhores níveis de proteção, seguindo das classes 5 kA, série A, e por fim, os para-raios 5 kA, série B;
- como regra geral, os para-raios de 10 kA são aplicados a sistemas acima de 69 kV, e a subestações de sistemas de tensões mais baixas, consideradas suficientemente importantes para justificar melhor proteção;
- os para-raios de 5 kA série A são usados em sistemas de transmissão abaixo de 69 kV e os para-raios de 5 kA série B são usados na proteção de transformadores de distribuição.

Para seleccionar para-raios, deve-se proceder com uma análise prévia que possa definir suas principais características, como as mostradas na Figura 10.

Figura 10 - Ondas de tensão e corrente de descarga de um para-raio



Fonte: (MAMEDE, 2009)

Um dos fatores que se deve levar em consideração na hora de seleccionar um pára-raio é a sua tensão nominal.

Ela deve ser definida em função da sobretensão prevista para o sistema, ou seja, deve ser prevista a sobretensão que ele deverá suportar no caso de uma descarga atmosférica, ou no caso, de uma descarga de manobra, por exemplo, no chaveamento de um disjuntor.

É necessário que se faça um estudo prévio, comparando-se a amplitude da sobretensão temporária do sistema com os valores de sobretensão temporária suportáveis pelo pára-raio. No caso dessa sobretensão temporária da rede for muito mais elevada do que a tensão máxima permitida pelo para-raio, deve-se re-escolher um outro tipo de para-raios que atenda a passagem dessa sobretensão.

O estudo de para-raios também pode ser analisado do ponto de vista computacional, através de programas computacionais como o ATP/EMTP e o ATPDraw que é visto no Capítulo 4.

4. ALTERNATIVE TRANSIENT PROGRAM

Inicialmente, à primeira vista, o ATPDraw apresenta uma interface gráfica muito similar a vários softwares de simulação, e por possuir uma interface muito semelhante ao utilizado pelo sistema operacional Windows, acaba facilitando a interação entre usuário e o programa.

Mas, mesmo com toda essa flexibilidade, o software ATPDraw, possui as suas peculiaridades, e por ser uma ferramenta de grande importância na realização de estudos de transitórios em sistemas de potência, ou mesmo de estudos em regime permanente onde a topologia do que se quer que seja implementado não suporta uma simples representação monofásica.

O ATP utiliza a simulação como técnica principal, à simulação estuda o comportamento e as reações de um determinado sistema através de modelos, que imitam na totalidade ou em partes as propriedades e comportamentos que o sistema simulado apresenta.

Para se compreender os dados apresentados pelo ATP é necessário que os fenômenos em análise sejam bem compreendidos, possuir conhecimento sobre as principais características dos equipamentos a serem analisados e principalmente saber modelar definindo com clareza o circuito a ser modelado e principalmente as condições operativas críticas do sistema a ser modelado.

O programa de transitórios eletromagnéticos da *Bonneville Power Administration* (BPA), denominado *Electromagnetic Transients Program* (EMTP), foi desenvolvido por Herman W.Dommel na década de 60, com base no trabalho de Frey e Althammer (Brown Boveri, Switzerland), em Munique, na Alemanha.

O programa inicial só permitia a modelagem de circuitos monofásicos através de modelos de indutâncias, resistências, capacitâncias e linhas de transmissão sem perdas, incluindo uma chave e uma fonte de excitação. Os elementos concentrados utilizavam a regra de integração trapezoidal e as linhas de transmissão o método de Bergeron (PEREIRA, 2012)

Atualmente o programa é uma ferramenta de grande flexibilidade e de grande importância para a realização de estudos de transitórios em sistemas de potência, ou mesmo de estudos de regime permanente onde a topologia da rede ou o problema a ser estudado não permite uma simples representação monofásica. O programa dispõe de praticamente todos os modelos necessários a qualquer tipo de estudo de transitórios e rotinas auxiliares para a representação de sistemas de controle e de componentes não convencionais.

Em 1975, Furnas instala a primeira versão do EMTP, que não passava de 5.000 linhas de comandos, tendo sido necessário incluir a possibilidade de realizar estudos de chaveamento estatístico. Desde então, ela passa a ser a responsável pela distribuição do ATP a nível nacional.

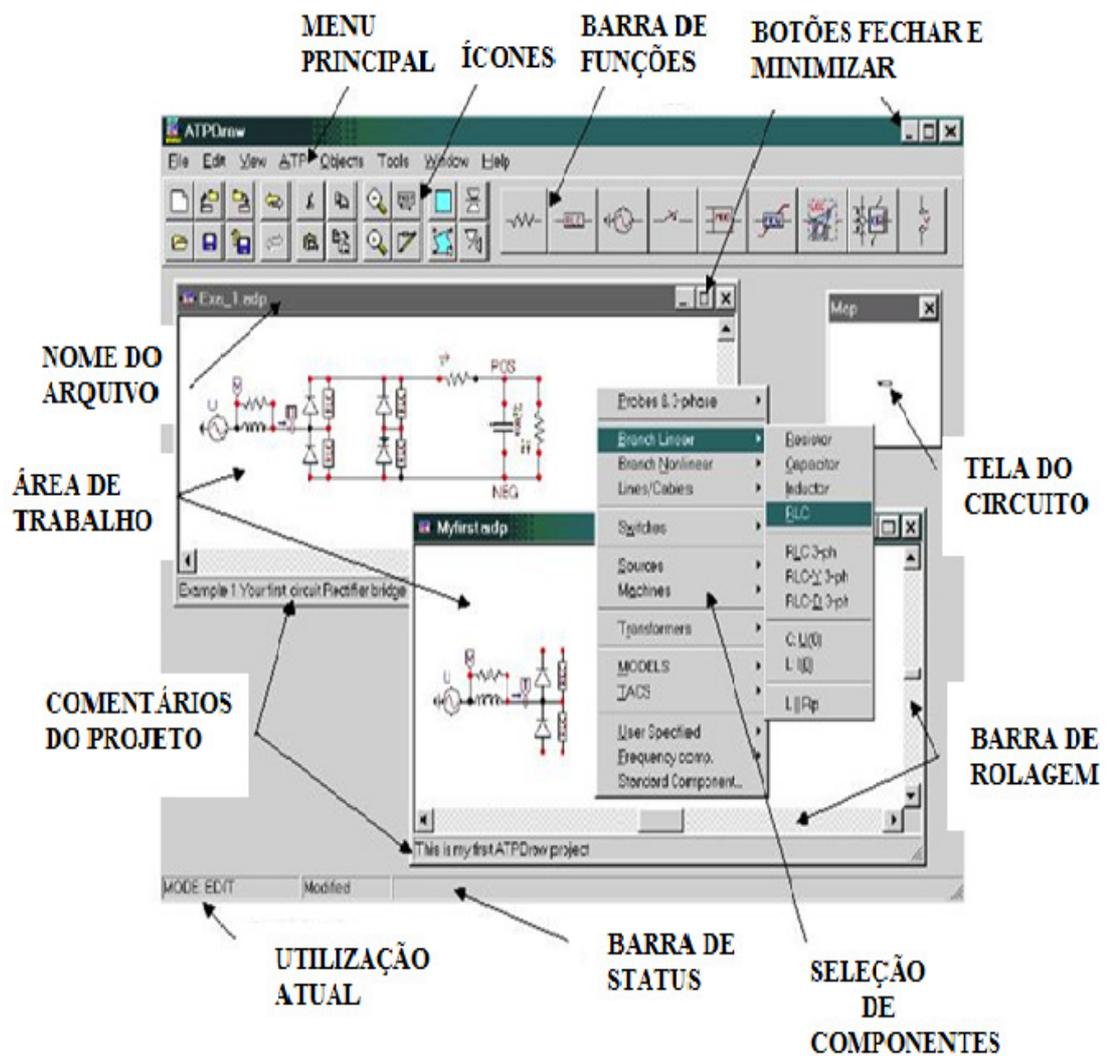
O ATP (Alternative Transients Program) é um programa computacional, que consiste em uma versão do EMTP adaptada para a utilização em microcomputadores, completamente livre de taxas de utilização. O programa permite que seja simulado transitórios eletromagnéticos em redes polifásicas, com configurações arbitrárias, por um método que utiliza a matriz de admitância de barras.

4.1 ALTERNATIVE TRANSIENT PROGRAM DRAW

O ATPDraw (*Alternative Transient Program Draw*), possibilita ao usuário criar o arquivo de dados para ser simulado no programa ATP, usando mouse e selecionando os componentes necessários. Dessa forma o usuário pode construir o modelo do circuito a ser simulado. O arquivo de dados gerado pelo ATPDraw (*.Atp) geralmente é gravado na pasta c:\atp\work.

A Figura 11 mostra a tela do ATPDraw já preparado para iniciar uma simulação.

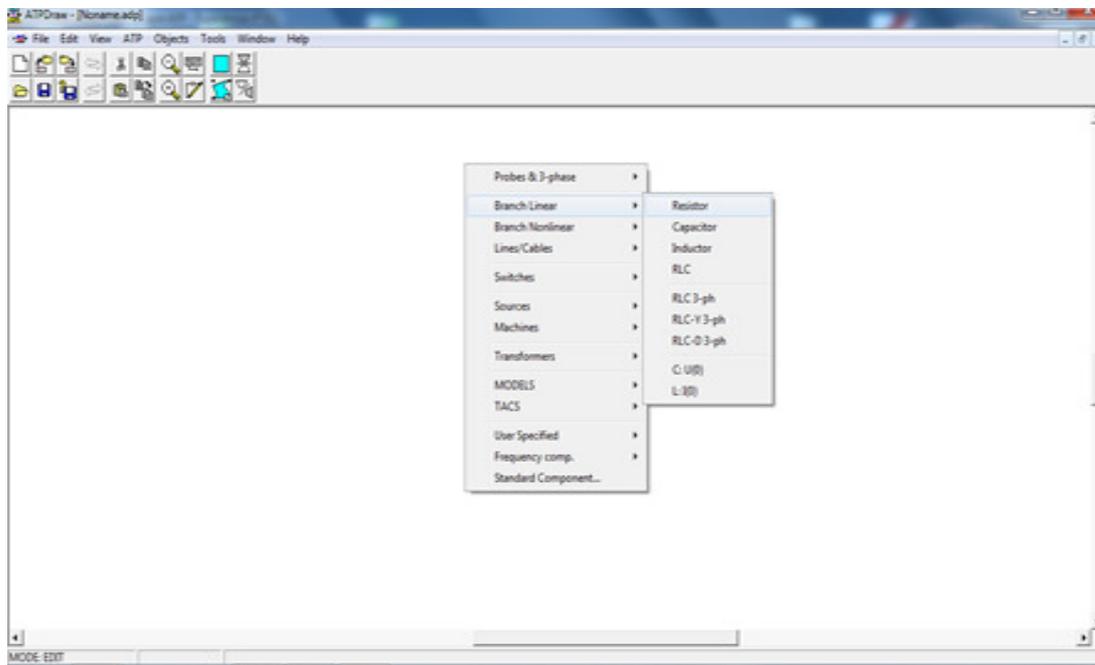
Figura 11 - Tela Inicial do Software
ATPDraw



Fonte:(ATP Rule-Book, 2013).

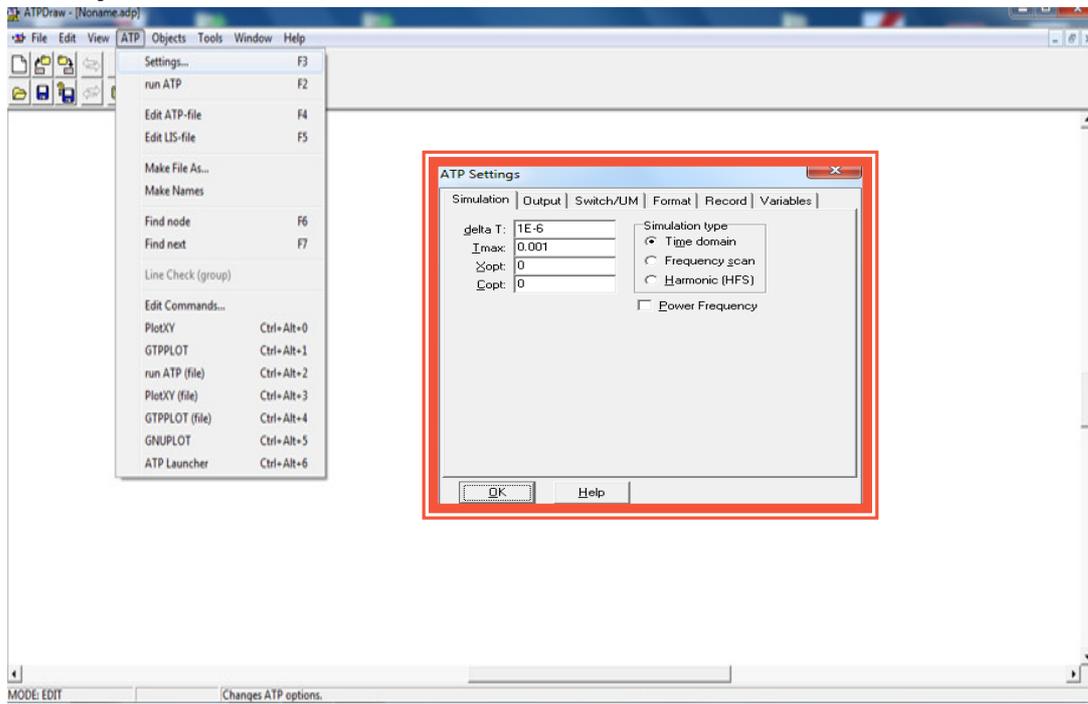
A especificação dos componentes é feita com um duplo "click" com o botão esquerdo do mouse ou um simples "click" com o botão direito sobre o componente, como pode ser visto na Figura 12.

Figura 12 - Tela de escolha dos componentes no ATPDraw



Antes de se realizar a simulação é necessário que seja ajustado os parâmetros principais para que a simulação tenha sucesso, Figura 13. O campo delta T corresponde ao passo de integração, informado ao programa para a realização dos cálculos gráficos através do método de integração trapezoidal. O valor de delta T é dado em segundos e deve ser mais ou menos 1/10 da menor constante de tempo do sistema. O campo Tmax corresponde ao tempo máximo de simulação.

Figura 13 - Ajustando os principais parâmetros da simulação



5. ESTUDO DE CASO

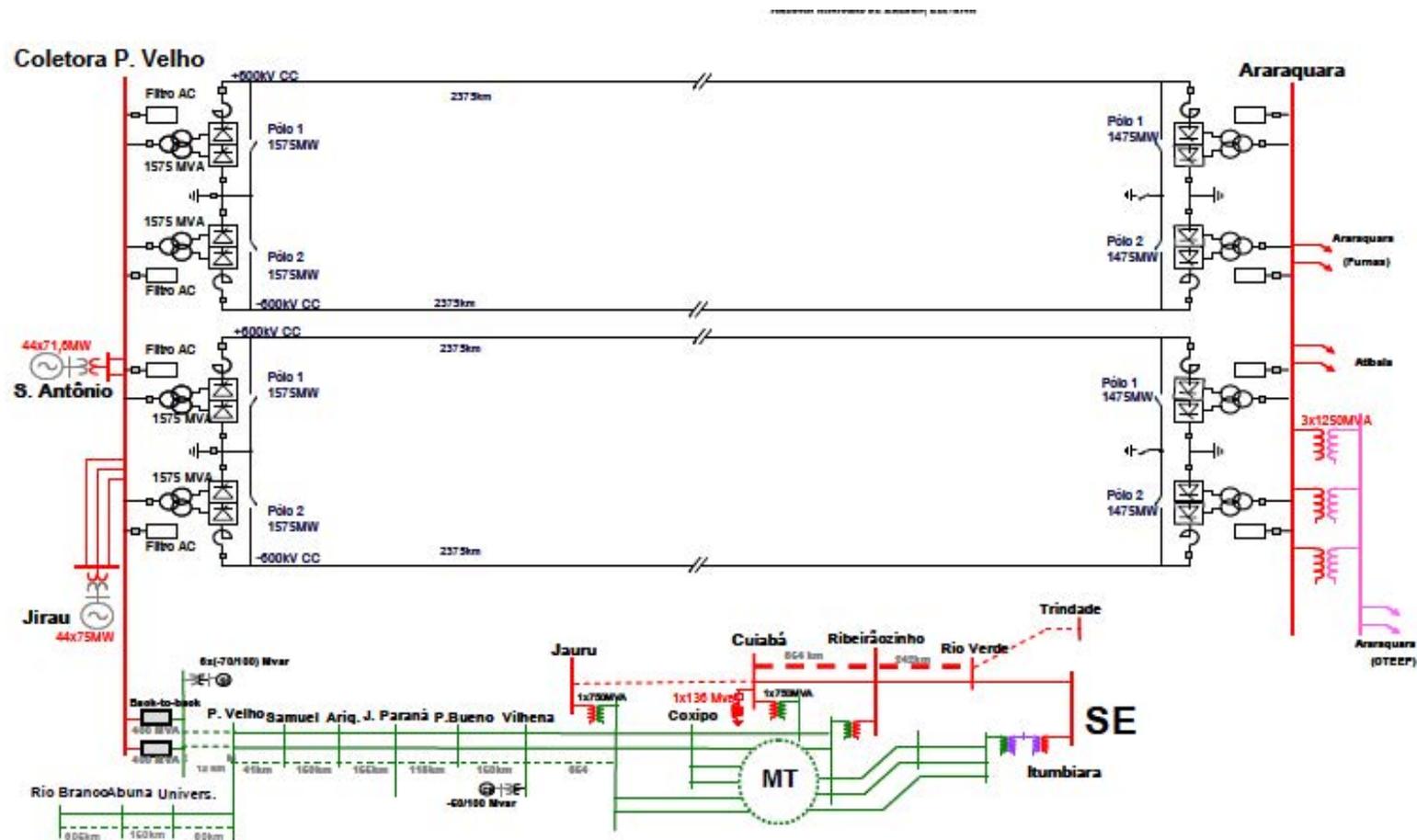
A demanda de energia no país é uma constante, por isso existiu a necessidade de mais duas alternativas de transmissão de energia, a partir da integração das novas usinas hidrelétricas, oriundas do Rio Madeira. Com isso, e após estudos para a transmissão em corrente contínua (CC), a energia produzida pelas usinas de Jirau e Santo Antônio que se interligam ao Sistema Interligado Nacional – SIN, e a partir dessa necessidade foram projetadas duas SE's para atender essa demanda, é constituída por dois bipolos de corrente contínua ($2 \times 3.150 \text{ MW} \pm 600 \text{ kV}$), entre as subestações Coletora Porto Velho (RO) e Araraquara (SP), com uma extensão aproximada de 2.375 km, dois *back-to-back* ($2 \times 400 \text{ MW}$), duas linhas de transmissão em 230 kV entre as Subestações Coletora Porto Velho e a SE Araraquara e suas interligações, conforme ilustrado nas Figuras 14, 15 e 16.

Figura 14 - Diagrama geográfico do empreendimento de transmissão



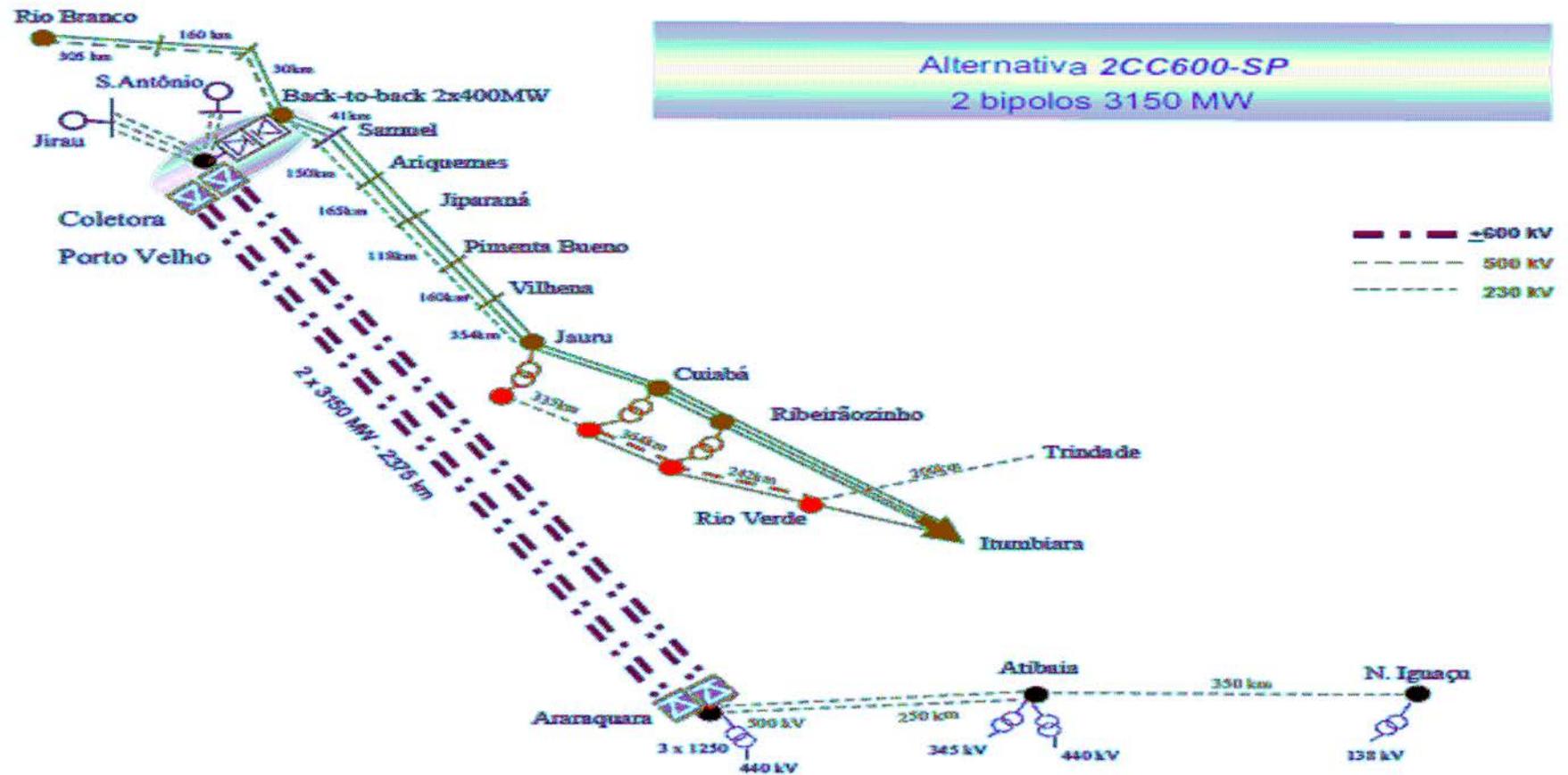
Fonte: (ANEEL, 2008)

Figura 15 - Diagrama Unifilar Simplificado da Alternativa CC



Fonte: (ANEEL, 2008)

Figura 16 - Diagrama simplificado, alternativa CC, considerando os Lotes LA-CC ao LG-CC.



Fonte: (ANEEL, 2008)

Do projeto de construção destes bipolos, selecionou-se para o estudo de caso, a verificação das especificações dos para-raios de 15 kV para a SE ARARAQUARA 2, Figura 17, por ser uma das mais modernas subestações a ser energizada. Por ser uma das mais importantes subestações em ampliação, principalmente por atender as principais linhas de transmissão de FURNAS – FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A., que é uma das divisões de energia da ELETROBRAS – CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.

Figura 17 - Foto aérea da Subestação Araraquara 2



Fonte: (Prefeitura Municipal de Araraquara, 2009)

A Subestação Araraquara Transmissora de Energia já distribui diariamente uma média de 800 Megawatts (MW) no sistema nacional, o que equivale ao abastecimento de cinco cidades de porte médio com 200 mil habitantes, atingindo 1 milhão de pessoas. A interligação da nova subestação a Furnas e Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (Cteep) foi feita em agosto do ano passado. A proximidade da nova subestação com as subestações de Furnas e da Cteep, e mais a posição privilegiada de Araraquara no centro do Estado de São Paulo foram pontos fundamentais na escolha do empreendimento de grande porte que aumentará a oferta nacional de energia em 5,2 % e mais 2 % na capacidade de transformação existente, por ser um projeto de ampliação da SE Araraquara já existente.

Os operadores de controle da subestação de Araraquara 2 trabalham 24 horas na interligação do sistema com Furnas e Cteep, auxiliando a estabilidade na distribuição, elevando ou reduzindo a tensão, que varia entre o máximo de 500 kV (Furnas) e 440 kV (Cteep). Os técnicos aguardam as linhas de transmissão que chegarão das usinas hidrelétricas de Santo Antonio e Jirau, ambas em Porto Velho (RO).

No trajeto de 2.345 km, entre Porto Velho e Araraquara, estão sendo construídas 4.327 torres de transmissão a uma distância de 550 m entre uma e outra, que atravessarão cinco estados e 85 municípios.

Com a chegada do linhão, Figura 18, a SE Araraquara 2 distribuirá 4.000 MW até o final de 2013 para o Sistema Interligado Nacional, beneficiando a Região Sudeste, Sul de Minas Gerais e parte do Rio e Janeiro.

Figura 18 – Linha de Transmissão entre Porto Velho e Araraquara



Fonte: (COPEM ENGENHARIA, 2011)

5.1 ESTUDO PARA A SELEÇÃO DOS PARA-RAIOS DE 15 kV

Como visto anteriormente, os serviços auxiliares é a parte vital de uma subestação, por isso o sistema de proteção que vai atuar em caso de falha deverá ser muito bem dimensionado.

Por este motivo, este trabalho de conclusão de curso, visou analisar do ponto de vista dos serviços auxiliares, a melhor forma de simular a utilização de para-raios visando proteger os terciários dos bancos de autotransformadores que estão instalados na SE Araraquara 2.

A SE Araraquara 2, é uma das maiores subestações já projetadas e construídas da América Latina.

Ao todo foram instalados três bancos de autotransformadores, denominados por ATR-2, ATR-3 e ATR-4, de 500/400/13,8 kV, Figura 19, onde cada banco fornecera 416,67 MVA, com previsão de mais um banco futuro, de igual capacidade.

Figura 19 - Autotransformador de 1.250 MVA - ATR-2



Fonte: (COPEM ENGENHARIA, 2012)

Os terciários de 13,8 kV de cada um destes três bancos, serão ligados em delta através dos cubículos de fechamento CT2, CT3 e CT4, respectivamente, onde serão instalados um para-raio por fase, para proteção contra surtos. No Anexo A, é possível verificar a existência desses para-raios e entender o porquê dos para-raios de 15 kV serem tão importantes na proteção dos autotransformadores.

O cubículo CT2 apenas fechará o terciário do ATR2, não alimentando carga alguma. Os cubículos CT3 e CT4 alimentarão os cubículos de média tensão (MT) QP6 e QP1, respectivamente, a partir dos quais é feita a derivação para os demais cubículos de média tensão.

Entre as cargas alimentadas à partir destes cubículos, estão os transformadores de serviços auxiliares TR-SA1 e TR-SA2 de 1500 kVA. O cubículo QP5 (alimentado a partir de ATR3/CT3/QP6) será ligado ao transformador de serviços auxiliares TR-SA1 e o QP10 (alimentado a partir de ATR4/CT4/QP1) serão ligados ao TR-SA2.

Por ser de tamanha importância essas cargas, por isso se faz necessário este estudo de coordenação de isolamento dos para-raios, para dar subsídios para a escolha mais apropriada dos para-raios a serem instalados nos cubículos CT2, CT3 e CT4, Figura 20.

Figura 20 - Cubículo de Fechamento do Autotransformador CT2



Fonte: (COPEM ENGENHARIA, 2012)

5.2 MÁXIMA TENSÃO DE OPERAÇÃO CONTÍNUA

Consiste no maior valor eficaz de tensão de frequência fundamental que permanentemente é aplicado aos terminais de um para-raios de ZnO sem centelhadores, e que permite que esse opere continuamente e sem alteração em suas propriedades térmicas e elétricas.

Nas especificações técnicas de para-raios, esta tensão é comumente denominada como MCOV (Máxima Tensão de Operação Contínua). Este valor de tensão é fornecido pelo fabricante, sendo da ordem de 80% a 90% da tensão nominal do para-raio.

No caso do terciário fechado em delta, alimentando serviço auxiliar, temos o 13,8 kV caracterizando um sistema isolado. A proteção de sobretensão de seqüência zero (relé 59G) não provoca *trip*, no caso de um curto fase-terra na rede de 13,8 kV, apenas sinalizando com alarme, para permitir deslocamento da equipe de manutenção para localização e eliminação da

falta. A condição de falta à terra pode permanecer por um tempo significativo, podendo atingir a duração de uma hora ou mais.

Nos para-raios de 10 kA a 20 kA, aplicados a sistemas com tensões máximas inferiores a 245 kV, o valor de crista da tensão de ensaio, aplicado durante 60 s, deve ser igual ao nível de proteção a impulso de manobra, multiplicado por um fator de correção de 1,05 (ABNT NBR 16050:2012).

Nesta condição, os para-raios das fases sãs podem ser submetidos continuamente à tensão conforme a expressão (2):

$$1,05 \times 13,8 = 14,49 \text{ kV.} \quad (2)$$

Portanto, o para-raio selecionado deve satisfazer à expressão (3):

$$\text{MCOV} \geq 14,49 \text{ kV} \quad (3)$$

5.3 TENSÃO NOMINAL DO PARA-RAIO

Em para-raios de ZnO sem centelhadores, a tensão nominal consiste no valor de tensão eficaz à frequência fundamental que é aplicado aos terminais do para-raios e para o qual o para-raios é projetado para operar corretamente e manter a sua estabilidade térmica sob condições de sobretensão temporária durante 10 s, após a absorção de uma energia prévia, conforme estabelecido no ensaio de ciclo de operação.

Pode-se assumir que pode ocorrer sobretensão devido à energização do transformador ou a uma rejeição de carga (valores de até 1,25 pu. por 10 s), coincidente com a condição de curto fase-terra no terciário (1,73 pu. continuamente, por tratar-se de sistema isolado) (NBR 5424:2011).

Neste caso, conforme a equação (4), as tensões temporárias podem ser obtidas por:

$$\text{TOV} = (\text{Tensão Nominal} / \sqrt{3}) \times \sqrt{3} \times 1,25 \quad (4)$$

Resultando na expressão (5):

$$\text{TOV} = (13,8 / \sqrt{3}) \times \sqrt{3} \times 1,25 = 17,25 \text{ kV por 10 s} \quad (5)$$

A tensão nominal do para-raios selecionado deve, portanto satisfazer à expressão (6).

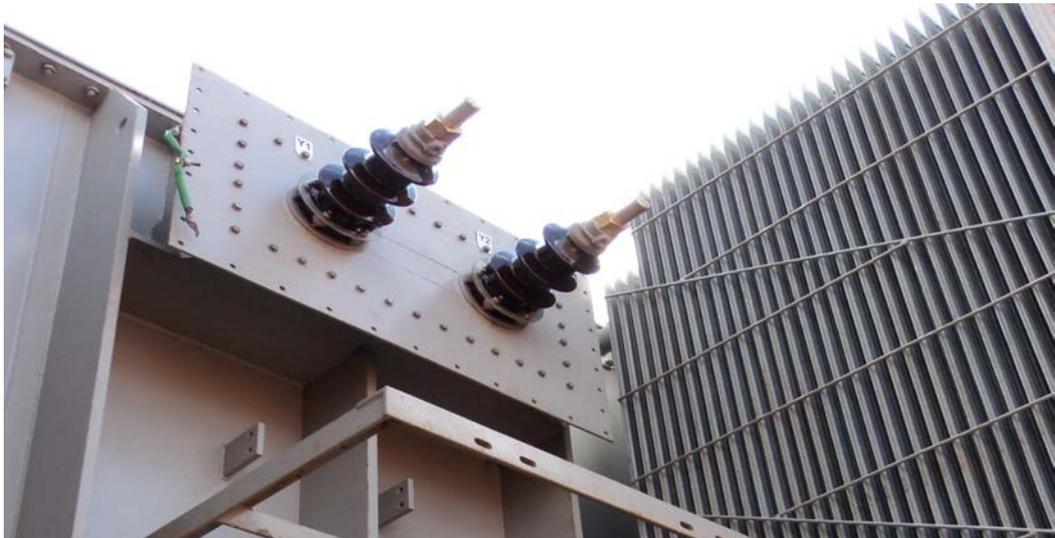
$$U_r \geq 17,25 \text{ kV} \quad (6)$$

5.4 EFEITO DISTÂNCIA

5.4.1 Considerações Gerais

No ponto de instalação dos para-raios (no cubículo de fechamento do delta), a tensão será limitada pela atuação do para-raios, atingindo neste ponto o valor mais baixo.

Figura 21 - Para-Raios de 15 kV nas Buchas do Terciário do Autotransformador



Fonte: (COPEM ENGENHARIA, 2012)

Como visto na Figura 21, as buchas do terciário (13,8 kV) das unidades dos bancos de 3 x 416,67 MVA e também no primário do transformador de serviços auxiliares, as tensões terão amplitudes maiores, devido ao efeito distância. Nestes pontos deve-se garantir o máximo valor da tensão residual, seja menor ou igual ao nível básico de impulso (BIL) especificado (informado pelo fabricante do equipamento) dividido pelo fator de segurança de 20% especificado em norma (fator 1,2) conforme recomenda a IEC60.099-4 conforme pode ser visto na equação (7):

$$U_r \leq (\text{BIL} / 1,2) = 110 / 1,2 = 91,7 \text{ kV} \quad (7)$$

Este estudo visa verificar esta condição por simulação no programa ATP. As simulações contemplam as condições mais prováveis, que são as ocorrências de surtos atmosféricos atingindo as redes de 500 ou 440 V, próximo ao transformador, provocando um surto transferindo também para o lado do enrolamento terciário.

5.5 DADOS CONSIDERADOS NAS SIMULAÇÕES

5.5.1 Distâncias

- Entre o banco ATR2 e o cubículo de fechamento de delta CT2: 120 m;
- Entre o banco ATR3 e o cubículo de fechamento de delta CT3: 80 m;
- Entre o banco ATR4 e o cubículo de fechamento de delta CT4: 30 m;
- Entre o cubículo de fechamento de delta CT3 e o cubículo de MT QP6: 50 m;
- Entre o cubículo de fechamento de delta CT4 e o cubículo de MT QP1: 50 m;
- Entre o cubículo MT QP6 e MT QP5: desprezível (barramento entre cubículos);
- Entre o cubículo MT QP1 e MT QP10: desprezível (barramento entre cubículos);
- Entre cubículo de MT QP5 e o TR-SA1 : 15 m;
- Entre cubículo de MT QP10 e o TR-SA2: 15 m.

5.6 PARÂMETROS ELÉTRICOS DOS CABOS

Entre os terciários dos autotransformadores e os cubículos de fechamento do delta, as conexões serão feitas através de 1(um) cabo de seção 185 mm² por fase, unipolar, isolamento EPR 90°C 12/20 kV, em banco de dutos com um cabo por duto, cujas características são:

$$R = 0,1273 \text{ ohm/km}$$

$$XL = 0,2700 \text{ ohm/km}$$

$$Xc = 7.869 \text{ ohm/km}$$

Entre os cubículos de fechamento do delta e os cubículos de média tensão, as conexões são feitas através de 2(dois) cabos de seção 240 mm² por fase, unipolar, isolamento EPR 90°C 12/20 kV, em trifólio, cujas características de cada cabo são:

$$R = 0,0989 \text{ ohm/km}$$

$$XL = 0,1318 \text{ ohm/km}$$

$$Xc = 7.119 \text{ ohm/km}$$

Entre os cubículos de média tensão e os transformadores de serviços auxiliares, as conexões serão feitas através de 1(um) cabo de seção 185 mm² por fase, unipolar, isolamento EPR 90°C 12/20 kV, em trifólio, cujas características são:

$$R = 0,1287 \text{ ohm/km}$$

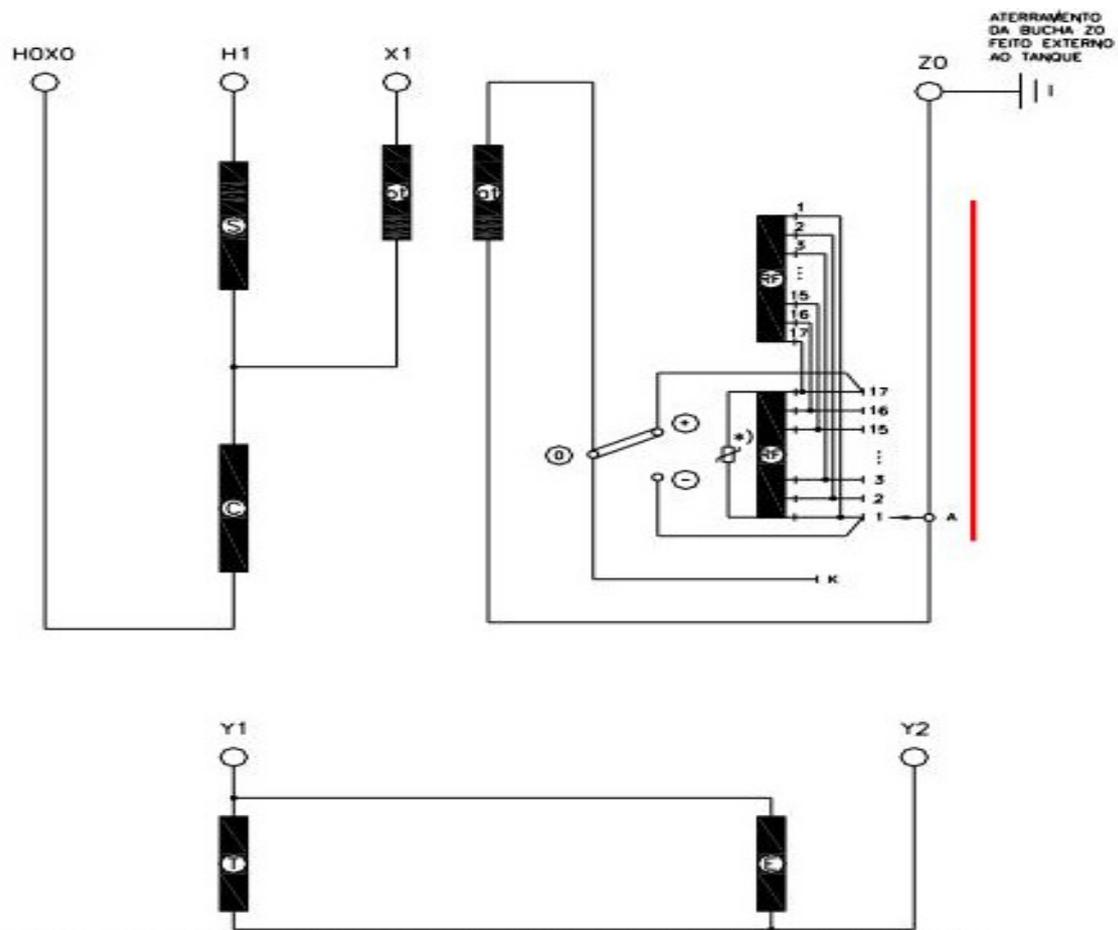
$$XL = 0,1372 \text{ ohm/km}$$

$$Xc = 7869 \text{ ohm/km}$$

5.7 DADOS DOS AUTOTRANSFORMADORES DE 500/440/13,8 kV – 1.250 MVA

Cada unidade monofásica tem potência nominal máxima de 416,67 MVA e tensões nominais de seus terminais de $(500 / \sqrt{3})$; $(440 / \sqrt{3}) \pm 10\%$ e (13,8) kV, conforme diagrama de conexões, apresentado na Figura 22.

Figura 22 - Diagrama de Conexões dos Enrolamentos



Fonte: (SIEMENS, 2012)

No Quadro 2, são apresentadas as impedâncias dos enrolamentos do autotransformador.

Quadro 2 - Impedâncias dos enrolamentos

Potência base [MVA]	Tensão base [kV]	Impedância em 85 °C [%]	
		Calculado	Garantido
416,67	$500/\sqrt{3}-484/\sqrt{3}$	15,9	-
416,67	$500/\sqrt{3}-440/\sqrt{3}$	11,4	≤ 12
416,67	$500/\sqrt{3}-396/\sqrt{3}$	16,3	-
416,67	$500/\sqrt{3}-13,8$	371,5	-
416,67	$484/\sqrt{3}-13,8$	292,5	-
416,67	$440/\sqrt{3}-13,8$	352,8	-
416,67	$396/\sqrt{3}-13,8$	437,0	-

Fonte: (Siemens, 2012)

5.8 IMPEDÂNCIA DE SURTO E VELOCIDADES DE PROPAGAÇÃO EM LINHAS E CABOS

No Quadro 3, são apresentados os valores referenciados pelo fabricante para que sejam utilizados nos cálculos de verificação das tensões suportáveis pelo para-raio.

Quadro 3 - Impedâncias de surto e velocidades de propagação

	Zs (Ω)	Vp (m/μs)
Linhas de 440 e 500kV	238,0	300
1 cabos 185 mm ² por fase em bancos de dutos (1 cabo por banco)	46,0	64
2 cabos 240 mm ² por fase em trifólio	15,5	88
1 cabos de 185 mm ² por fase em trifólio	33,0	90

Fonte: (Siemens, 2012)

5.9 PARA-RAIOS

Os modelos de para-raios escolhidos para esta simulação são os modelos a serem utilizados nos Sistemas de 500 kV, 440 kV e 13,8 kV.

Para o sistema de 500 kV e 440 kV, foram utilizados os seguintes modelos comerciais de para-raios:

- **Para-raios SIEMENS 3EP420**, com os seguintes dados técnicos:

$$U_c = 336$$

$$U_r = 420$$

$$U_{res} = 885 \text{ kVpico (10kA)}$$

- Para o sistema de 13,8 kV:

- **Para-raios ABB POLIM-S**, com os seguintes dados técnicos:

$$U_c = 15$$

$$U_r = 18.8$$

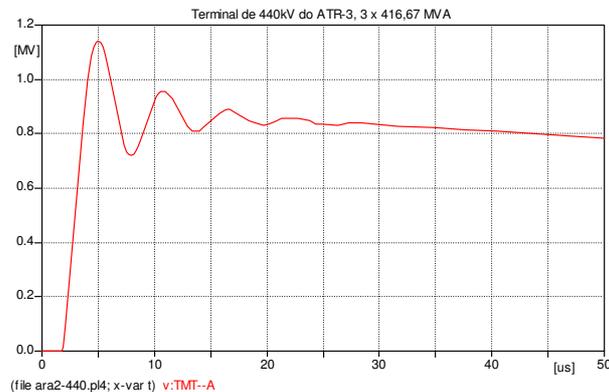
$$U_{res} = 45 \text{ kVpico (10kA)}$$

5.10 SIMULAÇÕES

Verifica-se que os surtos transferidos para o terciário assumem valores maiores, para descargas atmosféricas, atingindo os terminais de 440 kV do ATR-3.

Para a simulação, parte-se da premissa que a onda que atinge a bucha de 440 kV do transformador pode assumir valores de pico de até $NBI/1,25$, que é o maior valor admissível dentro da margem de proteção usual nesta classe de tensão. Para $NBI=1425$ kV, obtém-se 1240 kV ($1425/1,25$) para o valor de crista, conforme Figura 23.

Figura 23 - Tensão Saída do Terminal de 440 kV do autotransformador ATR-3



Na Figura 23 o surto proveniente no terminal de saída do 440 kV foi suprimido pelo para-raio que atuou perfeitamente dentro da faixa de tempo solicitado pela norma, como também não houve uma corrente de retorno elevada. Para esta simulação proposta o equipamento realizou eficientemente o que lhe foi solicitado.

O surto transferido para o terciário é função das características do transformador. Nas simulações foram modelados para-raios de ZnO para o sistema de 13,8 kV, com tensões residuais de 45 kV para impulso de corrente 10kA, onda 8/20 μ s.

No sistema de 13,8 kV, desde os terminais do terciário do ATR-3 até o transformador de serviços auxiliares, passando pelos cubículos de média tensão, deve-se garantir, em qualquer ponto, que os surtos não ultrapassem o nível básico de impulso especificado, com uma margem de segurança de 20%, como pode ser visto na expressão (7).

$$U_p \leq (BIL / 1,2) = 110 / 1,2 = 91,7\text{kV} \quad (7)$$

Na condição anteriormente descrita (surtos provenientes do 440 kV do ATR3), foram simulados dois casos:

- **Caso-1:** - para-raios instalados apenas nos cubículos de fechamento de delta (um por fase)
- **Caso-2:** - para-raios instalados nos cubículos de fechamento de delta e também para-raios adicionais diretamente nos terminais y1 e y2 dos terciários do autotransformador.

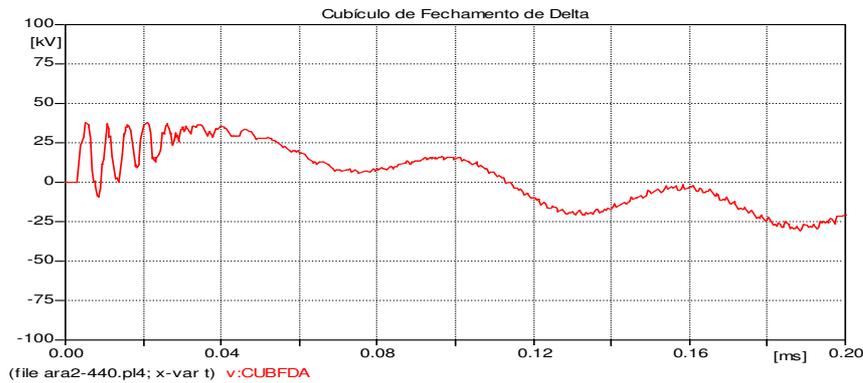
5.10.1 Simulação considerando instalação de para-raios somente nos cubículos de fechamento de delta (um por fase).

Os resultados obtidos nas simulações anteriores encontram-se resumidos abaixo:

- - Máxima tensão no cubículo de fechamento de delta: **37,8 kV**
- - Máxima tensão no terciário do banco 3 x 416,67MVA : **132,9 kV**
- - Máxima tensão no transformador de serviços auxiliares: **57,2 kV**

Nesta condição, observa-se que o surto no terciário do banco ATR-3 supera o NBI especificado, que é de 110 kV, conforme mostra as Figuras 24, 25 e 26.

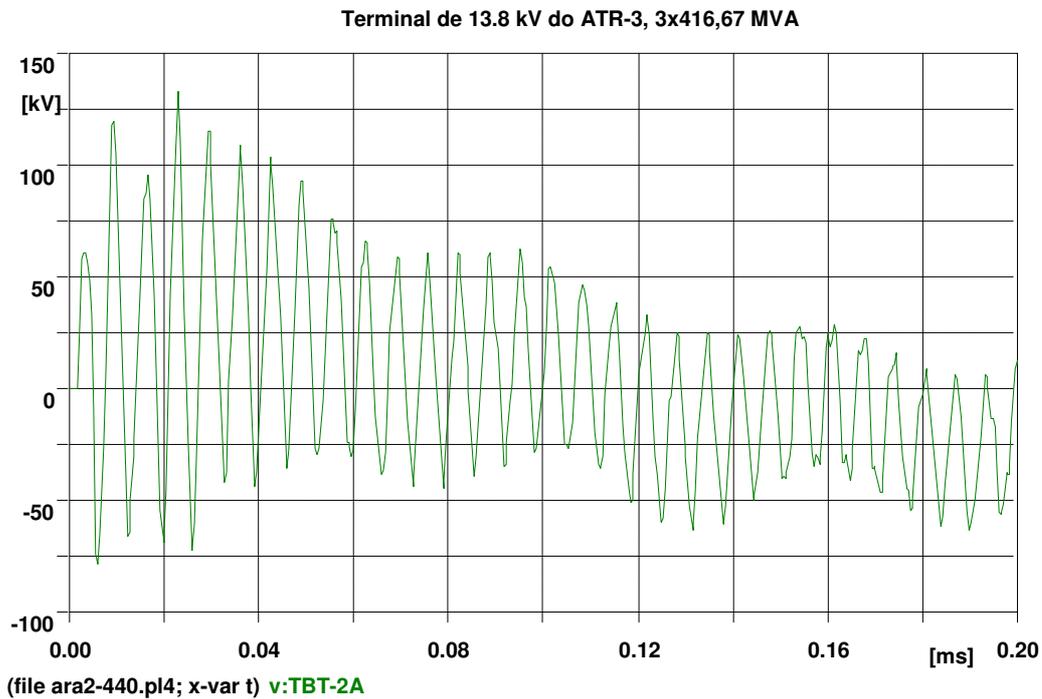
Figura 24 - Tensão no Cubículo de Fechamento do Delta ATR-2



Na Figura 24 pode-se notar que o para-raio conseguiu atuar, mas ele teve sérios problemas em relação ao tempo de atuação para extinguir a sobretensão proveniente do surto atmosférico. A NBI exigida permaneceu inalterada mas o tempo se aproximou muito do tempo limite estabelecido pela norma, mas mesmo assim o para-raio conseguiu atender a solicitação da simulação.

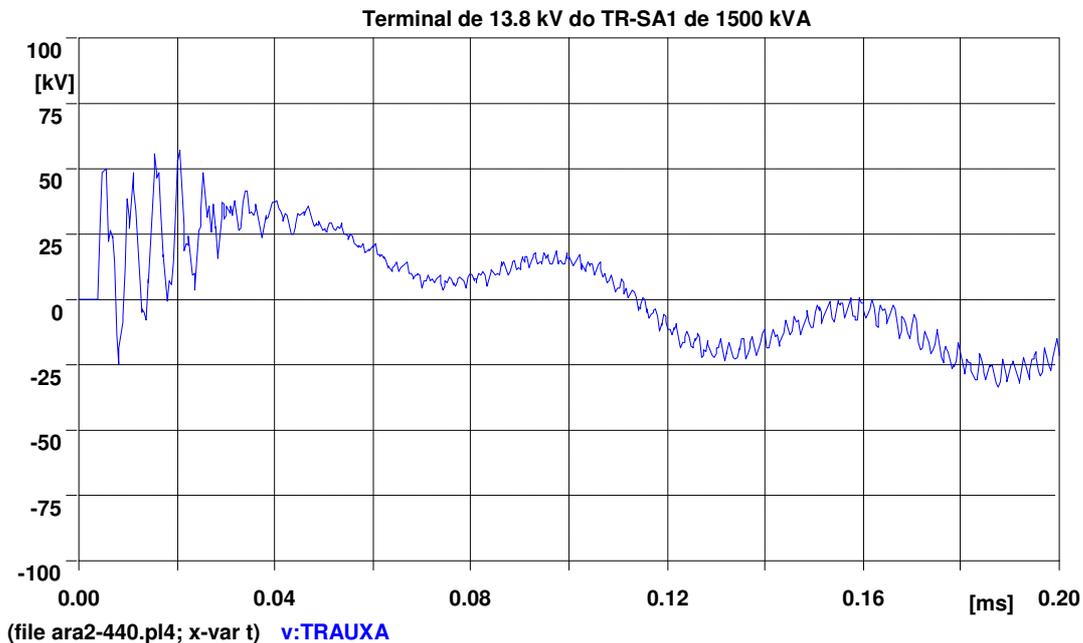
Na Figura 25, pode-se analisar que o para-raio não conseguiu extinguir a descarga atmosférica, pois ele além de estar acima do NBI admissível, o para-raio não foi eficaz em jogar para a terra, a corrente de surto. Com esse fato, esta configuração está descartada para a sua utilização real. Pois não propicia nenhuma segurança ao autotransformador-ATR3.

Figura 25 - Tensão no Terminal do Terciário do ATR-3



A configuração montada para a simulação de um surto no Terminal do Terciário do Transformador de Serviços Auxiliares 1, mostrou que apesar do tempo, o NBI solicitado permaneceu-se abaixo do recomendado pelo fabricante e que a tensão de curto foi sendo cessada ao longo do tempo. O para-raio nesta configuração atendeu ao solicitado.

Figura 26 - Tensão no Terminal do Terciário do TR-SA1



5.10.2 Simulação considerando instalação de para-raios nos cubículos de fechamento de delta (um por fase) e também nos terminais y1 e y2 dos transformadores do banco de 3 x 416,67 MVA.

Neste caso, são usados nove para-raios no total, seis unidades nos terminais dos enrolamentos terciários do banco e três unidades no cubículo de fechamento de delta.

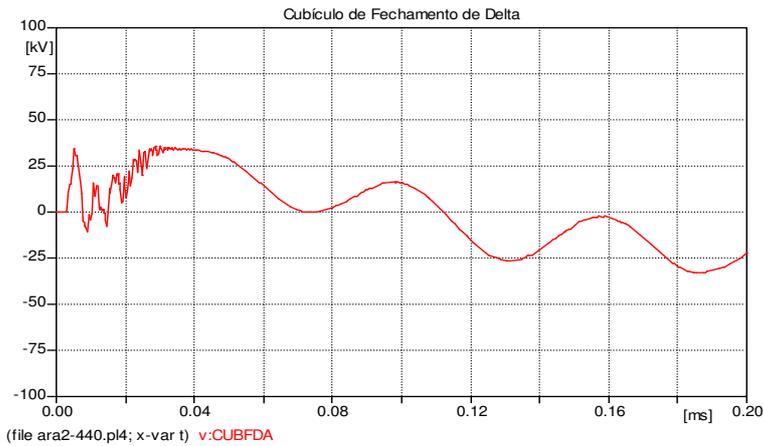
Os resultados obtidos encontram-se resumidos à seguir:

- - Máxima tensão no cubículo de fechamento de delta: 36,0kV
- - Máxima tensão no terciário do banco 3 x 416,67MVA: 37,8kV
- - Máxima tensão no transformador de serviços auxiliares: 41,8kV

Nesta condição, observa-se que o surto transferido ao sistema de 13,8kV apresenta boa margem de proteção em qualquer ponto do sistema, em relação ao NBI especificado (110kV).

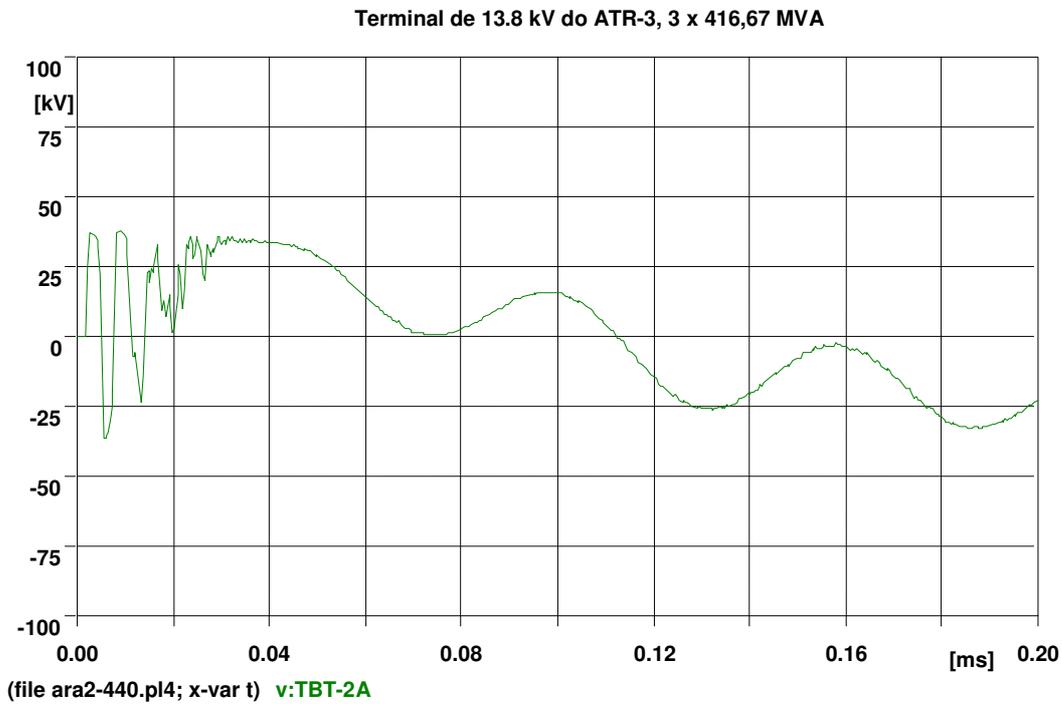
Na Figura 27, nota-se que o surto apresentou uma estabilização muito próxima do esperado, através dos dados do fabricante. Atendeu ao NBI exigido e principalmente o surto começou a se aproximar do zero, muito antes do tempo exigido em norma que é de 50 μ s.

Figura 27 - Tensão no Cubículo de Fechamento de Delta



Na Figura 28, nota-se que a Tensão aplicada no Terminal do Terciário do Autotransformador ATR-3, foi sendo eliminada satisfatoriamente pelo para-raio. Extinguiu o surto dentro do tempo exigido em norma e principalmente permaneceu abaixo do NBI solicitado.

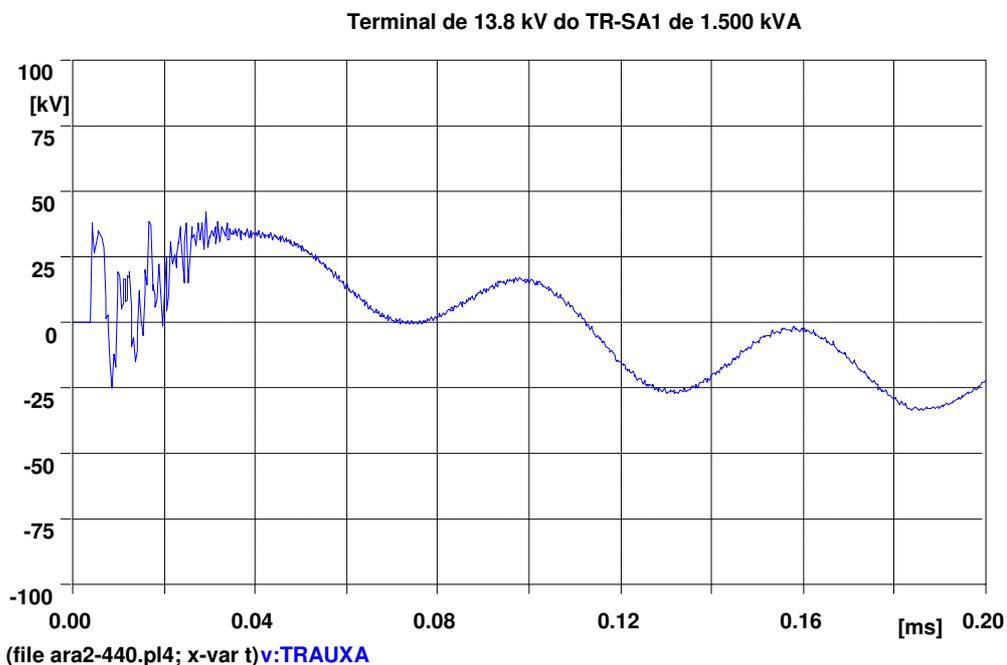
Figura 28 - Tensão no Terminal do Terciário do ATR-3



Na Figura 29, é possível notar que o funcionamento do para-raio atendeu ao solicitado. Manteve a tensão de surto controlada dentro da sua faixa de atuação e principalmente estava extinguindo o surto dentro do tempo determinado em norma.

Para este tipo de configuração, o modelo utilizado de para-raio atendeu as exigências solicitadas em norma e se manteve principalmente dentro dos limites de operação, preservando assim o tempo útil do equipamento.

Figura 29 - Tensão no Terminal do Terciário do TR-SA1



5.11 ESPECIFICAÇÃO DOS PARA-RAIOS

Analisando alguns modelos de para-raios disponíveis no mercado, foram selecionados os para-raios da ABB, tipo POLIM-S (*), por satisfazerem aos critérios anteriormente descritos, possuindo as seguintes características:

- **MCOV = 15kVef** (satisfaz $MCOV \geq 14,49kV$)
- **Ur = 18,8kVef** (satisfaz $Ur \geq TOV 10s = 17,25kV$)
- **Ures 10kA 8/20 μ s = 45kVpico** (**)
- **Classe-4** (para-raios tipo estação classe 3 ou superior)

(*) Outros modelos de outros fabricantes podem ser selecionados, desde que satisfaçam às restrições descritas neste relatório.

(**) Considerando que as margens de proteção obtidas apresentaram boa folga (simulação 5.10.2), valores superiores de tensão residual podem ser aceitos, como por exemplo para tensão residual de 10 kA é equivalente a uma tensão de pico de 63 kV.

Quando se usa o terciário de um banco de autotransformadores para alimentar cargas, deve-se garantir proteção contra surto não só de seus terminais, mas também dos equipamentos do cubículo de fechamento de delta e do transformador de serviços auxiliares. Neste caso, deve-se verificar por simulação se as margens de proteção são observadas em todos os pontos do sistema, em função das distâncias dos equipamentos protegidos aos pontos de instalação dos para-raios.

Observou-se que, instalando-se para-raios apenas nos cubículos de fechamento de delta, não se consegue proteção adequada, podendo ser superado o valor de NBI nos terminais de 13,8 kV do autotransformador, quando da incidência de descargas atmosféricas no sistema de 440 kV (simulação 5.10.1)

Simulou-se novamente o mesmo caso, porém com um para-raio também em cada terminal de 13.8 kV do terciário das unidades monofásicas que compõem o banco de autotransformadores, instalados diretamente no corpo dos mesmos (Figura 30), além dos para-raios dos cubículos de fechamento do delta, totalizando nove unidades de para-raios. Os resultados indicaram que esta configuração possibilita proteção com a margem de segurança desejada ($NBI / 1,2$) em todos os pontos. O pára-raio selecionado deve atender às características abaixo:

- **MCOV $\geq 14,49$ kV**
- **Ur $\geq 17,25$ kV**
- **Ures ≤ 63 kVpico**
- **Classe 3**

Figura 30 - Para-raio Siemens instalado no terciário do ATR-4



FONTE: (COPEM ENGENHARIA, 2012)

6 CONCLUSÃO

Através dos estudos bibliográficos realizados, pode-se adquirir um vasto conhecimento e entendimento sobre a importância do estudo dos serviços auxiliares, partindo do ponto de vista de um dos maiores problemas encontrados neste tipo de instalação, que são os surtos atmosféricos.

Os serviços auxiliares, por ser um dos principais elementos do sistema de distribuição de energia elétrica, deve-se ter em seu projeto um dimensionamento muito bem elaborado, de modo que falhas provocadas no sistema, causem os menores danos possíveis ao usuário final.

A apresentação dos conceitos básicos sobre descargas atmosféricas, auxilia no entendimento de como ocorre uma formação de descarga nuvem/terra e os tipos de surtos que podem causar.

Dessa forma, para o desenvolvimento de SPDAs foi de essencial importância o estudo sobre cada função e composição dos para-raios, de forma a se concluir que os para-raios à óxido de zinco se comportam de maneira mais eficiente que os de carboneto de silício.

Através dessa escolha deu-se o estudo de como construir no software ATPDraw o modelo de um para-raio e realizar os estudos de surtos sobre o mesmo.

Com estas simulações, é possível concluir que quando se usa o terciário de um banco de autotransformadores para alimentar cargas, deve-se garantir proteção contra surto não só de seus terminais, mas também dos equipamentos do cubículo de fechamento de delta e do transformador de serviços auxiliares, que são alimentados pelo cubículo de fechamento do delta.

Com as simulações é possível verificar que a utilização da margem de proteção (NBI) estava sendo empregado em todos os pontos do sistema, em função das distâncias dos equipamentos a serem protegidos até o ponto de conexão com o para-raio.

Com os três tipos de simulação pode-se verificar que muitas vezes é necessário testar vários tipos de configuração para conseguir uma proteção contra descargas atmosféricas bem eficientes.

Na simulação foram usados conjuntos com apenas um para-raio por fase, depois com três para-raios e por último com nove para-raios interligados para cada conjunto de transformador ou cubículo.

Quando comparado os valores encontrados através da simulação com os valores fornecidos pelos fabricantes dos equipamentos, verifica-se que o ATPDraw é um software de

excelência para o estudo de transitórios eletromagnéticos e que os dados simulados se mostraram fidedignos aos dados suportados pelos equipamentos analisados.

Este estudo de caso, serviu para mostrar o quão importante deve ser um projeto de um SPDA para a proteção dos serviços auxiliares, e principalmente, mostrou que o software ATPDraw é uma ferramenta poderosa para a análise de transitórios e a análise de estudos de falta, de forma rápida e confiável.

REFERÊNCIAS

ARAÚJO, M. A. **Projeto de um Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas para uma Linha de Transmissão de 69 kV**. 2010. 119 f. Trabalho de Graduação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da USP – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Para-raios de resistor não linear de óxido metálico sem centelhadores, para circuitos de potência de corrente alternada: ABNT NBR 16050. Rio de Janeiro, 2012.

COUTINHO F.N, ALTOÉ C.A. **Levantamento de Estruturas que Necessitam de SPDA na UNB e Análise de seus Efetivos Sistemas de Proteção**. 2003. 95 f. Trabalho de Graduação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Tecnologia – Universidade de Brasília, Brasília, 2003.

D'AUZ. A. **Transitórios elétricos e coordenação de isolamento** – aplicação em sistemas de potência de alta tensão. Rio de Janeiro, FURNAS, Niterói. Universidade Federal Fluminense, 1987.

Delgado, M. **Proteção das redes elétricas de distribuição, transporte e interligação: Fundamentos e aplicações práticas**. 1ed. Cidade do Porto: Publindústria, 2011. 500 f.
FURNAS, **Descargas Atmosféricas**. Disponível em: www.furnas.gov.br/rindat/descargas.htm
Acesso em: 16 de jun. de 2012.

IEEE, **Std 1100-2004 - IEEE RECOMMEND PRACTICES FOR POWERING AND GROUNDING SENSITIVE ELECTRONIC EQUIPMENT**. Durham: ISA, 2004. 119 f.
INPE, **Núcleo de Monitoramento e Previsão de Descargas**. Disponível em: www.inpe.br/webelat/nucleo/ .Acesso em 16 de jun. de 2012.

Kagan, N.; Oliveira, C. C.B.; Robba, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2ed. São Paulo: Blucher, 2011. 328 f.
LEITE, D.M; LEITE, C.M. **Proteção contra descargas atmosféricas**. 3ed. São Paulo: Oficina de Mydia, 1977. 294 p.

MAMEDE, J. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 3ed. São Paulo, LTC, 2009. 778 f.
MARTINEZ, M.L.B. Para-raios para sistema de média Tensão. Características Técnicas e Aplicação a Sistemas de Potência: Dissertação de Mestrado – EFEI, 1993

MIGUEZ, O. V. Para-raios para aplicação em Subestações. Espírito Santo, 2007. 88 p.

XII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, 1994, Recife. **Considerações sobre a escolha da tensão nominal de um para-raio para sistemas de média tensão.** Itajubá:EFEL,1994. 24 f.

XL Congresso Brasileiro de Educação em Engenharia, 2012, Belém. **ATPDraw aplicado à análise básica de circuitos elétricos – Um preparo para a pós-graduação.** Campo Grande, UFMS,2012. 8 f.

ANEXO

