



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação  
Departamento de Sistemas e Energia

**Carlos Alberto Fiori Castelli**

**PROJETO DE SUBESTAÇÕES COMPACTAS AO TEMPO, DE TENSÃO NOMINAL 138KV,  
ISOLADAS A AR, UTILIZANDO-SE APENAS EQUIPAMENTOS CONVENCIONAIS**

Campinas  
2022

**Carlos Alberto Fiori Castelli**

**PROJETO DE SUBESTAÇÕES COMPACTAS AO TEMPO, DE TENSÃO NOMINAL 138KV,  
ISOLADAS A AR, UTILIZANDO-SE APENAS EQUIPAMENTOS CONVENCIONAIS**

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas, como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica, na Área de Energia Elétrica.

**Orientador: Prof. Dr. José Pissolato Filho**

Este exemplar corresponde à versão final da tese defendida pelo aluno Carlos Alberto Fiori Castelli e orientada pelo Prof. Dr. José Pissolato Filho.

---

Campinas  
2022

Ficha catalográfica  
Universidade Estadual de Campinas  
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura  
Rose Meire da Silva – CRB 8/5974

Castelli, Carlos Alberto Fiori, 1957-

C276p Projeto de subestações compactas ao tempo, de tensão Nominal 138kV, isoladas a ar, utilizando-se apenas equipamentos convencionais / Carlos Alberto Fiori Castelli. – Campinas, SP : [s.n.], 2022.

Orientador: José Pissolato Filho.  
Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Subestações elétricas. I. Pissolato Filho, José, 1951-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Informações Complementares

**Título em outro idioma:** Compact outdoor air insulated substations project, rated voltage 138kV, using only conventional equipment

**Palavras-chave em inglês:**

Electrical substation

**Área de concentração:** Energia Elétrica

**Titulação:** Doutor em Engenharia Elétrica

**Banca Examinadora:**

José Pissolato Filho [Orientador]

Ricardo Augusto de Araujo

Anderson Ricardo Justo de Araújo

José Antônio Donizete Rossi

Valter Souza Blande

**Data de defesa:** 28-11-2022

**Programa de Pós-Graduação:** Engenharia Elétrica

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0002-5869-2965>

- Currículo Lattes do autor: <https://lattes.cnpq.br/5979158336702542>

## COMISSÃO JULGADORA – TESE DE DOUTORADO

Candidato: Carlos Alberto Fiori Castelli RA: 085.119

Data da defesa: 28 de novembro de 2022

Título da Tese: “PROJETO DE SUBESTAÇÕES COMPACTAS AO TEMPO, DE TENSÃO NOMINAL 138KV, ISOLADAS A AR, UTILIZANDO-SE APENAS EQUIPAMENTOS CONVENCIONAIS”

Prof. Dr. José Pissolato Filho (Presidente)

Prof. Dr. Ricardo Augusto de Araujo

Prof. Dr. Anderson Ricardo Justo de Araújo

Prof. Dr. José Antônio Donizete Rossi

Prof. Dr. Valter Souza Blande

A Ata de Defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no SIGA (Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese) e na Secretaria de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

À Cristina,  
pelo amor, paciência,  
dedicação e exemplo

## AGRADECIMENTOS

- Ao Prof. Dr. José Pissolato Filho, por ter me proposto o estudo de compactação de subestações, pela valiosa orientação durante o desenvolvimento deste trabalho e pela amizade e companheirismo ao longo destes anos.
- Ao Prof. Dr. Ricardo Augusto de Araújo, pela coordenação das atividades do P&D, pelas importantes discussões, assim como a indispensável interação que permitiram a transformação de desenhos preliminares em projetos, explorando os recursos do software “PRIMTECH 3D”.
- Ao “CGTI - Centro de Gestão de Tecnologia e Inovação”, por viabilizar o projeto de P&D CELESC / CGTI N° 05697-0918/2018 e em especial ao Eng. Adelfo Braz Barnabé, pelas importantes discussões no início dos estudos.
- À “CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina”, pelo suporte financeiro a este projeto, através do programa de P&D e ao Eng. Felipe Martins Daquino, pelas contribuições na análise das alternativas propostas, disponibilizando também informações sobre campos elétricos em instalações da CELESC, assim como estudos da CELESC sobre subestações compactas.
- Ao Eng. Danilo Martins de Mello, da Siemens Energy Brasil Ltda, pelos importantes esclarecimentos sobre detalhes de montagem e aplicação das chaves seccionadoras 3DN2, 145kV / NBI-650, critérios de segurança e aspectos relacionados à manutenção.
- Ao Eng. Lucas Alonso Zanchetta, da GE Renewable Energy, pelas informações e análises a respeito da aplicação das chaves seccionadoras de 145kV / NBI-650, modelos S3CV (abertura vertical) e S3CEVO (dupla abertura lateral) a projetos compactos.
- À minha esposa Cristina e à minha mãe Zélia (in memoriam).

## RESUMO

A redução da área ocupada por uma subestação é uma necessidade, que tem sido considerada em muitos países. Em resposta a esta necessidade, muitas técnicas têm sido utilizadas, tanto com uso de equipamentos convencionais quanto multifuncionais. Esta tese descreve o uso de técnicas de compactação, aplicáveis a projetos de subestações externas, isoladas a ar, de tensões nominais 138/13,8 kV (tensão operativa máxima do sistema 145kV), NBI 650kV, utilizando apenas equipamentos convencionais, permitindo que as concessionárias de energia usem equipamentos padronizados e de baixo custo, que podem ser fornecidos por diversos fabricantes. Como as soluções compactas são dependentes do arranjo da subestação, os estudos se limitaram a subestações com arranjo de barramento principal mais auxiliar de transferência no setor de alta tensão (AT), de acordo com projeto de P&D CELESC / CGTI N° 05697-0918/2018, pois este é o arranjo padrão adotado pela “CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina”, em sua rede de subtransmissão de tensão nominal 138kV. Foi apresentado um levantamento das técnicas de compactação encontradas na literatura, aplicáveis a Subestações Isoladas a Ar (“AIS – Air Insulated Substations”), utilizando equipamentos convencionais, a partir das quais foram desenvolvidas três alternativas de projeto de subestação compacta. É apresentada também uma descrição da aplicação de modelo em escala reduzida a subestações, embora as medições em laboratório tenham sido feitas apenas no modelo reduzido da subestação convencional de referência, uma vez que o modelo da subestação compacta não chegou a ser construído. Os desenhos dos projetos compactos foram gerados utilizando-se o programa PRIMTECH 3D, software baseado em AUTOCAD, específico para projeto de subestações, que permite a seleção de equipamentos disponíveis em sua biblioteca e visualização 3D da subestação. A comparação entre as três alternativas, para escolha da mais adequada, foi efetuada com base em características como percentual de redução de área, confiabilidade, segurança, modularidade dos bays para atender futuras expansões e possibilidade de manutenção com equipamentos padronizados disponíveis em estoque. A solução adotada passou ainda por um processo de refinamento, até a obtenção do projeto final, incluindo verificações de afastamentos (tanto do ponto de vista de suportabilidade dielétrica quanto de segurança para manutenção), nível máximo de intensidade de campos elétrico e magnético para exposição humana e proteção contra raios diretos (falha de blindagem).

Palavras-chave: Subestação Compacta, Equipamentos Convencionais, Subestação Externa 145kV, Subestação Isolada a Ar

## ABSTRACT

The reduction of substation footprint is a demanding need that has been considered in many countries. For responding to this need, many techniques have been used, employing both multifunctional and conventional equipment. This thesis describes the use of compaction techniques, applicable to projects of outdoor, air-insulated substations, rated voltages 138/13.8 kV (highest voltage of the system 145kV), 650kV BIL (Basic Insulation Level), using only conventional equipment, allowing utilities to use standardized, lower-cost equipment that can be supplied by various manufacturers. Since compact solutions are layout arrangement dependable, the studies were limited to substations with main and transfer bus arrangement in the high voltage (HV) sector, according to the R&D program CELESC / CGTI N° 05697-0918/2018, as this is the standard arrangement adopted by “CELESC - Electric Power Plants of Santa Catarina” in its 138kV sub-transmission network. It was presented a survey of the compaction techniques found in the literature, applicable to AIS (Air Insulated Substations) using conventional equipment. Based on these techniques, three alternative solutions have been developed to this project. The use of scale model technique is also described, although the measurements were made only on the conventional substation model, adopted as reference, since the compact substation model was not built. The drawings of the compact substations were generated using the AUTOCAD-based substation design software PRIMTECH 3D, allowing the selection of equipment available in its library and 3D view of the substation. A comparison among the three alternatives was made in order to choose the more suitable one, based on features like the percentage of area reduction, reliability, security, modularity of the bays to meet future expansions and possibility of maintenance using standard equipment. The adopted solution was still submitted to a refinement process, until obtaining the final compact substation design, including clearances checks (both from dielectric supportability and safety for maintenance points of view), maximum level of electric and magnetic field strength for human exposure and protection against direct lightning (shielding failure).

Keywords: Compact Substation, Conventional Equipment, 145kV Outdoor Substation, Air Insulated Substation

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - “Compact Air Insulated Switchgear” (CAIS). Módulo compacto, extraída de apresentação da AREVA em seminário ABINEE TEC ( <a href="http://www.tec.abinee.org.br/2005/arquivos/s501.pdf">http://www.tec.abinee.org.br/2005/arquivos/s501.pdf</a> ) .....	22
Figura 2 - “Compact Prefabricated Air Insulated Substation” (COMPASS) Módulo compacto, extraído de catálogo da ABB ( <a href="https://library.e.abb.com/public/f07c78c343fa2398c125785d0050c5db/BR_COMPASS(EN)B_2GJA708397-1102.pdf">https://library.e.abb.com/public/f07c78c343fa2398c125785d0050c5db/BR_COMPASS(EN)B_2GJA708397-1102.pdf</a> ) .....	22
Figura 3 – “Highly Integrated Switchgear”(SIEMENS) - Exemplo de módulo SF <sub>6</sub> para Arranjo Barra Dupla, extraído do catálogo da SIEMENS “HIS – Highly Integrated Switchgear up to 550kV, 63kA, 5.000A, Type 8DQ1”, 2014 .....	23
Figura 4 – Subestação blindada isolada a gás SF6 (GIS) Subestação abrigada, extraída de apresentação da AREVA em seminário ABINEE TEC ( <a href="http://www.tec.abinee.org.br/2005/arquivos/s501.pdf">http://www.tec.abinee.org.br/2005/arquivos/s501.pdf</a> ) .....	23
Figura 5 – Subestação Compacta de 138/13,8kV ao tempo, NBI 650kV (Distância entre fases de 1,75m, barramentos de tubos rígidos). Planta, extraída da tese de doutorado de Castro Neto, G.L. [8] .....	29
Figura 6 – Barramentos com configuração geométrica alternativa (figura extraída da referência [7]).....	30
Figura 7 – Disjuntor 145kV / 3.150A nominal / 40kA capacidade de interrupção (Extraída do catálogo GE, modelo LW25A-145 – Live Tank).....	31
Figura 8 – Chave Seccionadora de Abertura Central Horizontal (Extraída do catálogo ABB, chave tipo SDF, até 550kV).....	32
Figura 9 - Chave Seccionadora de Abertura Vertical (AV) (Extraída do catálogo Siemens).....	33
Figura 10 - Chave Seccionadora Semi-pantográfica Vertical (Extraída do catálogo WEG – modelo WSSPV).....	34
Figura 11 - Chave Seccionadora de Dupla Abertura Lateral Horizontal (Extraída do catálogo ABB – modelo eDB).....	35
Figura 12 - Chave Seccionadora de Dupla Abertura Lateral Horizontal (GE – modelo S3CEVO / S3CD).....	36
Figura 13 – Montagem de para-raios e TP na mesma estrutura (Subestação com arranjo barra simples (H), extraída da referência [5]).....	37
Figura 14 – Montagem de para-raios no tanque do transformador (Subestação com arranjo barra simples (H), extraída da referência [5]).....	38

Figura 15 – Subestação Convencional de 138kV da CELESC – bay do transformador- Corte e planta – medidas conforme referências [15][16].....	39
Figura 16 – Subestação Compacta de 138kV bay de transformador – planta.....	40
Figura 17 – Subestação compacta de 138kV ODATA, em Hortolândia-SP, ligada à rede da CPFL, com equipamentos de alta tensão (exceto o transformador) montados sobre uma laje. (Adaptado da Internet, disponível em “Google Maps - StreetView – set. 2021”) .....	42
Figura 18 – Trecho do diagrama unifilar [17] da rede de 138kV CPFL, mostrando o ponto de conexão da subestação compacta ODATA, construída sobre laje.....	43
Figura 19 – Foto da maquete com modelo reduzido da Subestação Convencional de Referência, escala 1:15 (LAT – Laboratório de Alta Tensão da Unicamp) .....	47
Figura 20 - Diagrama unifilar de manobra do setor de alta tensão da subestação convencional de referência [Configuração com 2 bays de linha, 1 bay de transformador, 1 bay de transferência, BP (barra principal) e BA (Barra auxiliar)]......	50
Figura 21 - Planta e corte do setor de alta tensão da subestação convencional de referência CELESC.....	51
Figura 22 – Solução de Compactação com uso de Chaves Seccionadoras Semi-pantográficas (“croquis” da planta do setor de AT da subestação. Corte B-B na Figura 24 .....	52
Figura 23 - Solução de Compactação com uso de Chaves Seccionadoras Semi-pantográficas (planta do setor de AT da subestação).....	53
Figura 24 - Solução de Compactação com uso de Chaves Seccionadoras Semi-pantográficas (corte B-B: - Bay de Linha).....	53
Figura 25 - Solução de Compactação com uso de Chaves Seccionadoras Semi-pantográficas (corte A-A: - Bay de Transformador).....	54
Figura 26 - Solução de Compactação com uso de Laje. (corte: - Bay de Linha ou de transformador).....	55
Figura 27 - Solução de compactação com chaves seccionadoras DAL em montagem vertical (planta do setor de alta tensão da subestação).....	56
Figura 28 - Solução de compactação com chaves seccionadoras de DAL em montagem vertical (trecho de planta do setor de alta tensão da subestação, mostrando os quadros de comando e tubos de acionamento do mecanismo motorizado na cor roxa).....	57

Figura 29 - Solução de compactação com chaves seccionadoras DAL em montagem vertical (corte A-A: bay de linha à esquerda e bay de transformador à direita).....	57
Figura 30 - Variação do Campo Elétrico (V/m) com a altura .....	62
Figura 31 - Variação do Campo Elétrico (V/m) com a distância entre fases.....	63
Figura 32 - Variação do Campo Magnético ( $\mu\text{T}$ ) com a altura .....	64
Figura 33 - Variação do Campo Magnético ( $\mu\text{T}$ ) com a distância entre fases.....	64
Figura 34 – Sonda tipo monopolo (extraída da referência [29]) .....	70
Figura 35 – Comparação de valores medidos com valores calculados pelo “Método de Simulação de Cargas”, para condutores energizados a 0,353 m de altura no modelo reduzido.....	72

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparativo entre a subestação padrão de referência e as alternativas de compactação estudadas.....	59
Tabela 2 – Fatores de escala para representação de para-raios no modelo reduzido.....	68
Tabela 3 - Níveis de referência para campos elétricos e magnéticos variantes no tempo nas frequências de 50 e 60Hz. (extraída da referência [20]).....	73
Tabela 4 – Fatores de escala do modelo reduzido: – relação entre as grandezas do modelo e as do sistema real. (Extraída da referência [26]) .....	76

## LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

**SE:** - Subestação

**LT:** - Linha de Transmissão

**NBI:** - Nivel Básico de Impulso Atmosférico

**“Bay”:** - Seção de uma subestação contendo equipamentos de uma única linha ou transformador

**Barramento:** - Conjunto de condutores elétricos destinados a interligar os diversos “bays” de uma subestação

**BP:** - Barramento Principal

**BA:** - Barramento Auxiliar ou de Transferência

**AT:** - Alta Tensão

**MT:** - Média Tensão

**CELESC:** - Centrais Elétricas de Santa Catarina

**ELETROPAULO:** - Atualmente “ENEL Distribuição São Paulo”, foi uma concessionária estatal (São Paulo) de distribuição de energia elétrica. A partir de 1995, foi dividida em quatro empresas, atendendo ao PED – Programa Estadual de Desestatização

**CPFL:** - Companhia Paulista de Força e Luz – Concessionária de energia elétrica, sob controle estatal (São Paulo) até novembro de 1997. Atualmente, sob controle privado, expandiu sua área de atuação, estando presente também no Rio Grande do Sul, Paraná e Minas Gerais.

**AIS:** - Subestação isolada a ar (“Air Insulated Substation”).

**HIS:** - Subestação de isolamento híbrida, SF<sub>6</sub> e ar (“Híbrid Insulated Substation”).

**GIS:** - Subestação isolada a gás (SF<sub>6</sub>) (“Gas Insulated Substation”).

**SF<sub>6</sub>:** - Gás usado como meio isolante de equipamentos elétricos (SF<sub>6</sub>: - Hexafluoreto de Enxofre).

**CAIS:** - Módulo Compacto de Chaveamento isolado a ar, de fabricação AREVA (CAIS: - “Compact Air Insulated Switchgear”)

**COMPASS:** - Módulo Compacto de Chaveamento isolado a ar, de fabricação ABB (COMPASS: - “ Compact Prefabricated Air Insulated Substation”)

**ATP:** - Programa de Transitórios Eletromagnéticos (ATP: -“Alternative Transients Program”), desenvolvido pelo Leuven EMTP Center (LEC)

**PRIMTECH 3D:** - Programa baseado em AutoCAD, para projeto de subestações de alta tensão

**Afastamentos:** - distâncias metal-para-metal entre condutores energizados ou entre partes aterradas e condutores energizados. Os afastamentos mínimos devem garantir o isolamento entre as partes.

**“Clerances”:** - Termo em inglês para afastamentos.

**“Gap”:** - menor distância de arco entre duas partes metálicas energizadas ou entre uma parte energizada e a terra

**Envelope de movimento:** - Conforme definição da norma NESC C2-2017, para cabos aéreos fixados em estruturas, o envelope é uma região onde os mesmos podem estar posicionados, em função da ação de temperatura, ventos e neve.

**TP:** - Transformador de Potencial

**TC:** - Transformador de Corrente

**PR:** - Para-raios

**PR Z<sub>N</sub>O:** - Para-raios sem centelhadores, usando internamente blocos de Z<sub>N</sub>O (Óxido de Zinco: - elementos semicondutores com elevada não-linearidade na “característica tensão versus corrente”). Também são chamados de “MOV”

**MOV:** - Varistores de Óxido Metálico (MOV: - “Metal Oxide Varistor”)

**“DT”:** - Disjuntores “DT” (“Dead Tank”), são disjuntores cujos contatos ficam dentro de um invólucro metálico aterrado

**P&D:** - Pesquisa e Desenvolvimento

**LAT:** - Laboratório de Alta Tensão da UNICAMP

**CGTI:** - Centro de Gestão de Tecnologia e Inovação

**IEE-USP:** - Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (antigo Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP)

**AV:** - Abertura vertical, referindo-se ao tipo de abertura de chave seccionadora, sendo que cada polo possui três colunas de isoladores, sendo duas fixas e uma giratória, que opera a lâmina tubular, fazendo a extremidade oposta da mesma se elevar.

**DAL:** - Dupla abertura lateral, referindo-se ao tipo de abertura de chave seccionadora. Cada polo deste tipo de chave seccionadora possui três isoladores, sendo um central, o qual, através de movimento de rotação, faz a lâmina retangular instalada na parte superior do mesmo se afastar horizontalmente dos contatos nas suas duas extremidades.

**IEEE Std:** - Norma técnica da organização IEEE - “Institute of Electrical and Electronics Engineers”

**ANSI:** - “American National Standards Institute”

**IEC:** - “International Electrotechnical Commission” – organização internacional que prepara e publica normas nas áreas eletrônica e eletrotécnica

**NESC:** - “National Electrical Safety Code” – marca registrada da IEC, usada para normas relacionadas a segurança

**TRI:** - Tensão de Rádio Interferência

**RIV:** - Sigla em inglês (“Radio Interference Voltage”) para TRI

**Falha de Blindagem:** - Ocorrência de descargas diretas em condutores das fases de uma Subestação ou Linha de Transmissão. Em condições normais, sem falha de blindagem, as descargas devem atingir os cabos-guarda ou o solo.

**Modelo Eletrogeométrico:** - Teoria usada no Método das Esferas Girantes, para estudo e projeto de blindagem de subestações, na qual as envoltórias que determinam a proteção contra descargas diretas tem seu raio determinado pela corrente de descarga, sendo calculado por  $r = 10 \times I^{0,65}$

**MSC:** - Método de Simulação de Cargas, usado para cálculo de campo elétrico

**“CSM”:** - Sigla em inglês (“Charge Simulation Method”) para MSC

**Pátio de uma subestação:** - Área da Subestação onde estão instalados os equipamentos

**BNC:** - Conector para cabos coaxiais, que precisa ser empurrado e girado para travamento (BNC = “Bayonet Neill Concelman”)

**CAPEX:** - Custo de implantação de uma subestação (“Capital Expenditure”)

**OPEX:** - Custo de operação e manutenção de uma subestação (“Operational Expenditure”)

**V<sub>50%</sub>:** - Tensão crítica de descarga disruptiva a impulso atmosférico, correspondendo ao valor presumido de tensão com 50% de probabilidade de ocorrência de descarga.

**kV:** - Quilovolt

**mV:** - Milivolt

$\vec{E}$  : - vetor campo elétrico (V/m)

$\vec{H}$  : - vetor intensidade de campo magnético (A/m)

$\vec{B}$  : - vetor campo magnético (T)

$\sigma$  : - condutividade (S/m ou mho/m)

$\epsilon$  : - permissividade (F/m)

$\mu$  : - permeabilidade (H/m)

**p** : - fator de escala do modelo reduzido para distâncias

$\alpha$  : - fator de escala do modelo reduzido para campo elétrico

$\beta$  : - fator de escala do modelo reduzido para campo magnético

$\gamma$  : - fator de escala do modelo reduzido para tempo

# SUMÁRIO

<b>1- INTRODUÇÃO .....</b>	<b>19</b>
<b>2- REVISÃO DA LITERATURA .....</b>	<b>21</b>
<b>2.1- Tecnologia dos equipamentos .....</b>	<b>21</b>
<b>2.2- Subestações Compactas, isoladas a ar (AIS), com uso de equipamentos         convencionais não abordadas nesta tese .....</b>	<b>24</b>
<b>2.3- Principais publicações sobre o tema deste trabalho .....</b>	<b>25</b>
<b>2.4- Técnicas de Compactação aplicáveis a Subestações Externas, de         tecnologia AIS, com uso apenas de equipamentos convencionais .....</b>	<b>26</b>
<b>2.5- Afastamentos fase-fase e fase- terra .....</b>	<b>27</b>
<b>2.6- Geometria dos barramentos .....</b>	<b>28</b>
<b>2.7- Chaves Seccionadoras .....</b>	<b>30</b>
2.7.1 - Chaves Seccionadoras e Compactação de Subestações.....	30
2.7.2 - Chaves Seccionadoras de Abertura Central .....	33
2.7.3 - Chaves Seccionadoras de Abertura Vertical (AV) .....	33
2.7.4 - Chaves Seccionadoras Semi-pantográficas .....	34
2.7.5 - Chaves Seccionadoras de Dupla Abertura Lateral (DAL) .....	35
2.7.6 – Posição de Montagem de Chaves Seccionadoras .....	36
<b>2.8 - Montagem de equipamentos na mesma estrutura .....</b>	<b>37</b>
<b>2.9– Cabos subterrâneos e transformador com MT voltada para o lado do         Setor de AT da Subestação .....</b>	<b>38</b>
<b>2.10 – Redução de NBI com uso de Para-raios .....</b>	<b>40</b>
<b>2.11– Uso de Laje.....</b>	<b>41</b>
<b>3– METODOLOGIA .....</b>	<b>44</b>
<b>3.1- Procedimento proposto para a compactação de subestações.....</b>	<b>44</b>
<b>3.2 - Ferramentas de suporte ao projeto .....</b>	<b>46</b>
3.2.1 - Modelo Reduzido .....	46
3.2.2 – Software “PRIMTECH-3D” .....	48

<b>4- ANÁLISE DE DADOS: - ESTUDO DE ALTERNATIVAS E REFINAMENTO DA SOLUÇÃO .....</b>	<b>50</b>
<b>4.1- Alternativas de compactação propostas.....</b>	<b>50</b>
4.1.1- Descrição da subestação convencional de referência .....	50
4.1.2- Solução de compactação com chaves seccionadoras semi-pantográficas.....	51
4.1.3- Solução de compactação com uso de laje .....	54
4.1.4- Solução de compactação com chaves seccionadoras de dupla abertura lateral (DAL) em montagem vertical .....	55
<b>4.2- Escolha da melhor alternativa .....</b>	<b>58</b>
<b>4.3- Refinamento da Solução .....</b>	<b>60</b>
4.3.1- Verificação da alternativa de solução de compactação adotada .....	60
4.3.2- Detalhamento da montagem das seccionadoras e verificação de afastamentos .....	60
4.3.3- Verificação de falha de blindagem .....	61
4.3.4- Campo elétrico .....	61
4.3.5- Campo magnético.....	63
<b>5- MEDIÇÕES EFETUADAS COM MODELO REDUZIDO.....</b>	<b>66</b>
<b>5.1– Considerações Gerais .....</b>	<b>66</b>
<b>5.2– Fatores de escala no Modelo Reduzido .....</b>	<b>66</b>
<b>5.3– Ensaio de Impulso Atmosférico no Modelo Reduzido .....</b>	<b>66</b>
<b>5.4– Medição de Campo Elétrico no Modelo Reduzido .....</b>	<b>69</b>
5.4.1– Campo Elétrico em Subestações Compactas .....	69
5.4.2– Sondas para medição de Campo Elétrico .....	70
5.4.3- Calibração da sonda .....	71
5.4.4– Medições efetuadas no laboratório e comparação com medições de subestações reais de 138kV .....	73
<b>5.5– Equações de Maxwell aplicadas a Modelo Reduzido .....</b>	<b>73</b>
<b>6- CONCLUSÃO E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS.....</b>	<b>77</b>
<b>6.1- Discussão dos resultados.....</b>	<b>77</b>
<b>6.2- Conclusão .....</b>	<b>79</b>
<b>6.3- Desenvolvimentos futuros .....</b>	<b>79</b>
<b>REFERÊNCIAS. ....</b>	<b>80</b>

## 1- INTRODUÇÃO

A necessidade de expansão de redes de distribuição e subtransmissão em áreas urbanas cada vez mais congestionadas, com baixa disponibilidade de terrenos, assim como os preços elevados dos mesmos, tem estimulado o desenvolvimento de técnicas de compactação de subestações. Em particular, a compactação de subestações externas (ao tempo), utilizando apenas equipamentos convencionais, continua sendo importante objeto de pesquisa, devido ao fato destas subestações terem em geral custo mais baixo, além de permitirem que as concessionárias de energia possam fazer a manutenção das mesmas com equipamento padronizado e mão de obra própria, sem necessidade de recorrer a serviços específicos dos fabricantes, reduzindo também a quantidade e diversidade de equipamentos em estoque para reposições.

Este trabalho teve como objetivo o estabelecimento de um procedimento para compactação de subestações, utilizando-se das técnicas encontradas na literatura sobre este tema, ensaios de modelo reduzido em laboratório de alta tensão (LAT – UNICAMP) e também verificações com uso de “software” comercial (PRIMTECH 3D), específico para projetos de subestações.

As publicações sobre este tema geralmente apresentam a solução para cada caso estudado, a área necessária à construção do projeto compacto e comparação com a subestação convencional correspondente, em alguns casos também uma avaliação de custos, mas não descrevem o processo da obtenção da solução compacta. Considerando que a solução de compactação depende do arranjo da subestação, este estudo buscou o estabelecimento de um procedimento, visando sistematizar a obtenção destas soluções particulares.

A metodologia de compactação foi aplicada ao arranjo padrão de subestação de subtransmissão de 145kV da CELESC, em atendimento ao Projeto de P&D CELESC / CGTI N° 05697-0918/2018, com participação da UNICAMP. Foi estabelecido também, que a solução de compactação desenvolvida no P&D seria detalhada em um projeto e que a subestação compacta seria construída em um terreno disponibilizado pela CELESC, para conexão à sua rede de subtransmissão.

No capítulo-2 é feita uma revisão da literatura, sendo apresentados os principais conceitos relacionados à compactação de subestações, assim como as referências mais relevantes na compactação de subestações externas isoladas a ar (AIS). O capítulo-3 descreve a metodologia que foi usada para o desenvolvimento de alternativas de subestações compactas, assim como o uso do “software” PRIMTECH 3D e os ensaios em laboratório com modelo reduzido. Com relação ao modelo reduzido, as medições realizadas e a dedução das equações utilizadas encontram-se no capítulo-5.

No capítulo-4 são apresentadas as três alternativas propostas de solução para a subestação compacta, a seleção da melhor alternativa e também as verificações e correções efetuadas no projeto compacto adotado.

No capítulo-5 são apresentados os conceitos teóricos sobre o uso de modelo reduzido em testes de laboratório, assim como os principais resultados das medições efetuadas na maquete da subestação de referência.

No capítulo-6 é feita uma discussão dos resultados obtidos, das contribuições deste trabalho na compactação de subestações e sugestões de desenvolvimentos futuros.

## 2- REVISÃO DA LITERATURA

### 2.1- Tecnologia dos equipamentos

Embora o objetivo desta tese se restrinja à compactação de subestações isoladas a ar (AIS – “Air Insulated Substation”), é importante apresentar uma breve descrição das diversas soluções que têm sido disponibilizadas no mercado pelos fabricantes de equipamentos, com o objetivo de permitir a compactação de subestações, através de tecnologias não convencionais, que usam gás SF<sub>6</sub> pressurizado, módulos integrados de equipamentos isolados a ar, ou ainda, a combinação dos dois meios isolantes na mesma solução.

Com relação à forma de isolamento, as tecnologias disponíveis podem ser classificadas como [1]:

- Tecnologia GIS (“Gas Insulated Substation”): Meio isolante: SF<sub>6</sub>
- Tecnologia HIS (“Híbrido Insulated Substation”): Meio isolante: Híbrido (Ar e SF<sub>6</sub>)
- Tecnologia AIS (“Air Insulated Substation”): Meio isolante: Ar

Além do tipo de isolamento, as tecnologias podem ser classificadas também quanto à funcionalidade [2], a partir da utilização do recurso da integração de várias funções e equipamentos em um único conjunto (equipamentos multifuncionais). Como exemplos de equipamentos multifuncionais, podemos citar:

- Módulos de chaveamento compactos isolados a ar (“Compact Air Insulated Switchgear” - CAIS – AREVA). Na figura 1, desenho de um módulo compacto CAIS, extraído de catálogo da AREVA.
- Subestação compacta pré-fabricada isolada a ar (“Compact Prefabricated Air Insulated Substation” - COMPASS – ABB.), conforme figura 2.
- Módulos de chaveamento altamente integrados (“Highly Integrated Switchgear” - SIEMENS). Na figura 3, exemplo de módulo para subestação com arranjo barra dupla.

Subestações projetadas com equipamentos como os descritos anteriormente terão redução de área ocupada, obtida tanto pela diminuição das distâncias entre fases, viabilizada pelo meio isolante utilizado, quanto também pela integração de várias funções e equipamentos em um único conjunto.

Com relação à tecnologia GIS (Subestação blindada isolada a gás SF<sub>6</sub>), esta é usualmente empregada no projeto de subestações abrigadas, onde todos os equipamentos ficam dentro de invólucro metálico pressurizado com este gás isolante, como se vê, por exemplo, na subestação da foto exibida na figura 4, de tensão nominal 72,5kV, com arranjo de barra dupla, extraída de catálogo da AREVA.

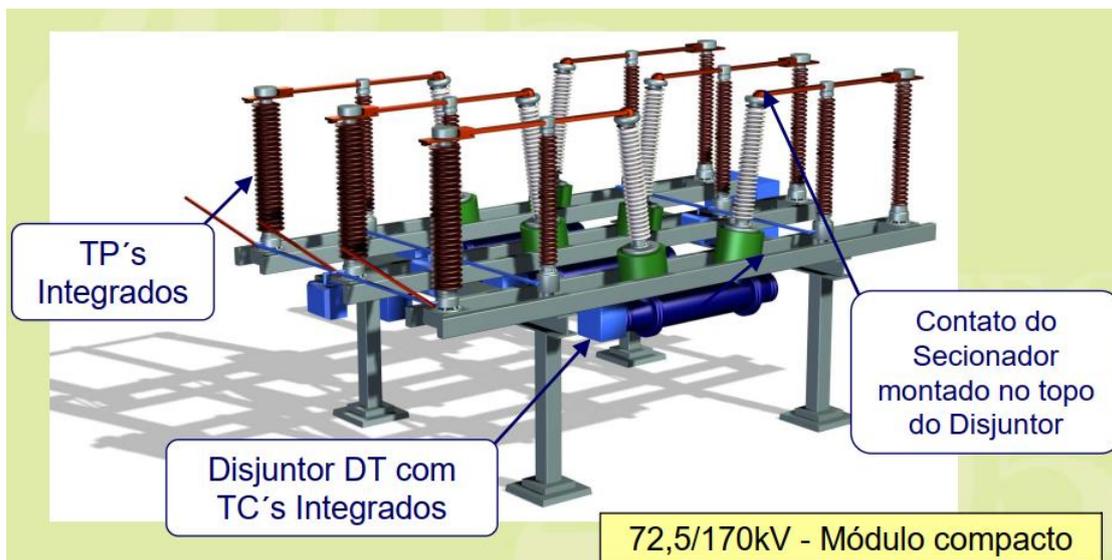


Figura 1- "Compact Air Insulated Switchgear" (CAIS).

Módulo compacto, extraída de apresentação da AREVA em seminário ABINEE TEC  
(<http://www.tec.abinee.org.br/2005/arquivos/s501.pdf>)

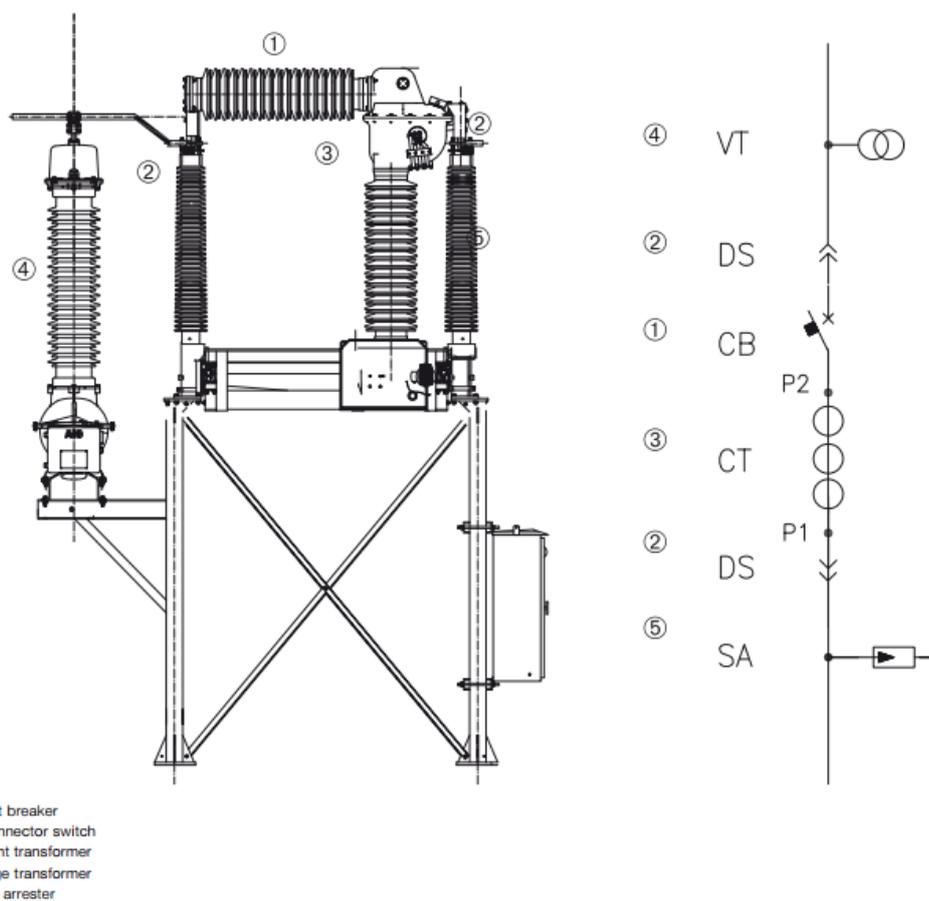
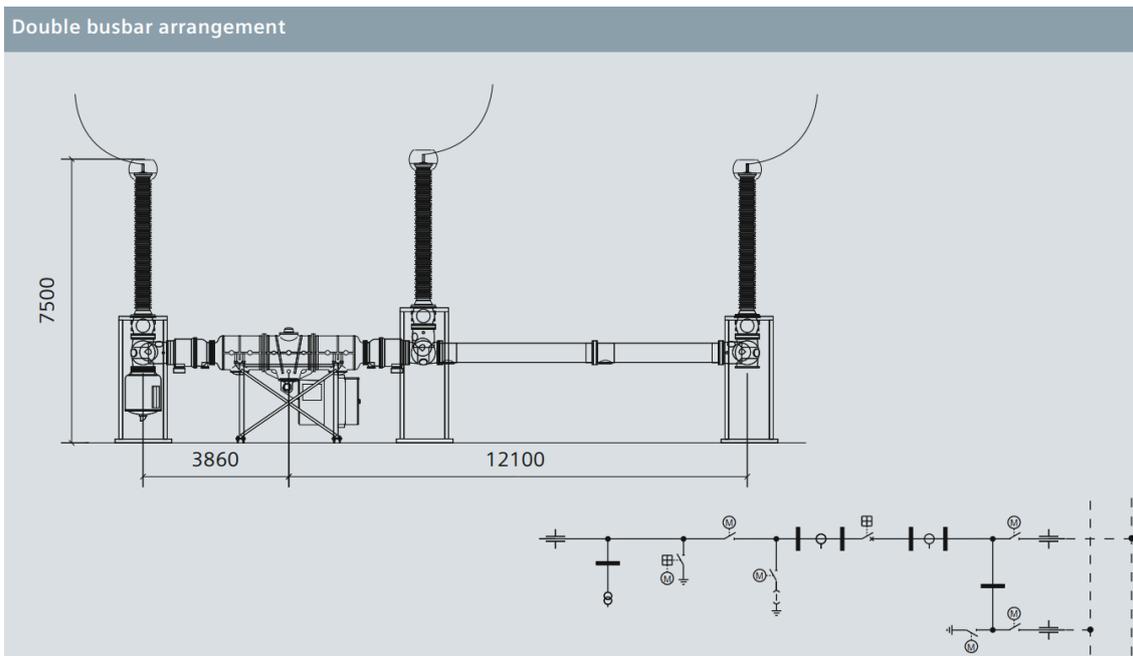


Figura 2- "Compact Prefabricated Air Insulated Substation" (COMPASS)

Módulo compacto, extraído de catálogo da ABB  
([https://library.e.abb.com/public/f07c78c343fa2398c125785d0050c5db/BR\\_COMPASS\(EN\)B\\_2GJA708397-1102.pdf](https://library.e.abb.com/public/f07c78c343fa2398c125785d0050c5db/BR_COMPASS(EN)B_2GJA708397-1102.pdf))



**Figura 3—“Highly Integrated Switchgear”(SIEMENS) - Exemplo de módulo SF<sub>6</sub> para Arranjo Barra Dupla, extraído do catálogo da SIEMENS “HIS – Highly Integrated Switchgear up to 550kV, 63kA, 5.000A, Type 8DQ1”, 2014**



**Figura 4 – Subestação blindada isolada a gás SF<sub>6</sub> (GIS)  
Subestação abrigada, extraída de apresentação da AREVA em seminário ABINEE TEC  
(<http://www.tec.abinee.org.br/2005/arquivos/s501.pdf>)**

Todos os exemplos anteriormente descritos envolvem o uso de equipamentos não convencionais. Subestações que usam essas tecnologias, de uma maneira geral, apresentam vantagens e desvantagens, quando comparadas às subestações convencionais.

Entre as vantagens, além de oferecerem um bom grau de compactação, podemos enumerar:

- Redução do custo para aquisição do terreno da subestação
- Diminuição do tempo e custo de construção e montagem, em função de módulos com diversas funções, que já são transportados à obra montados e pré-comissionados e com mínimos requisitos de obras civis para sua instalação.
- Redução do número de intervenções para manutenção. Equipamentos de tecnologia GIS, por exemplo, são apontados pelos fabricantes como sendo livres de manutenção ao menos nos primeiros 20 anos [1].
- Maior confiabilidade, quando comparadas a subestações convencionais com mesmo arranjo.

Como desvantagens, temos:

- Alto custo dos equipamentos, de tal forma que o custo total da subestação só pode ser reduzido quando o preço dos terrenos é muito elevado.
- Geram, para as concessionárias, dependência dos fornecedores, considerando que cada fabricante tem soluções de compactação diferentes, e desta forma, equipamentos reserva têm que ser adquiridos do mesmo fornecedor. Até mesmo com relação à mão de obra para manuseio destes equipamentos durante as manutenções, os respectivos fabricantes podem precisar ser acionados.

## **2.2- Subestações Compactas, isoladas a ar (AIS), com uso de equipamentos convencionais não abordadas nesta tese**

As subestações compactas que utilizam somente equipamentos convencionais mais comuns são:

- Subestações abrigadas, com exploração do espaço vertical através de pórticos e estruturas.
- Subestações com apenas um transformador, com arranjo simplificado, aplicável a derivações ou a subestações instaladas na extremidade final de uma linha radial. Estas subestações podem ser concebidas para utilizar equipamentos convencionais, mas também equipamentos multifuncionais.

As soluções referentes a subestações abrigadas não foram exploradas nesta pesquisa, pois foi previamente estabelecido que a compactação estudada para o P&D, e também nesta tese, seria aplicada exclusivamente a subestações externas, isto é, instaladas ao tempo.

Com relação às subestações em derivação, com apenas um bay de transformador, a sua aplicação pressupõe que várias subestações deste tipo sejam conectadas à rede de forma distribuída, sendo que o sistema de supervisão e controle deve tratar as situações de contingência de forma global, para que a perda de uma subestação não implique no desligamento de sua carga [3][4]. Portanto, este tipo de subestação deve vir acompanhado de uma mudança de filosofia na supervisão, controle e proteção, a ser efetuado pela concessionária de energia, para evitar que subestações compactas com arranjos mais simples venham a reduzir a continuidade de fornecimento de energia aos consumidores. Este tipo de estudo também foge ao escopo previamente estabelecido, que se restringe ao estudo da subestação em si, sem impor outras providências ou adequações por parte da concessionária.

### **2.3- Principais publicações sobre o tema deste trabalho**

Antes de detalharmos as principais técnicas de compactação, vamos apresentar a seguir uma breve descrição das publicações mais relevantes nesta área.

Em 2011, Vadiati et al. [5] apresentaram diversas ideias de compactação e aplicaram estes conceitos na obtenção de uma solução compacta em um projeto para ser integrado à rede de operação da “Tehran Regional Electric Company” (TREC). Entre as principais técnicas, destaca-se a montagem de diversos equipamentos na mesma estrutura sempre que possível, tendo sido inclusive utilizada uma laje para suportar os equipamentos mais leves.

O artigo de 2018, de Albano, M.; Haddad, A.M; Griffiths, H.; Coventry, P. [7], embora seja mais voltado para sistemas de 400kV e 275kV e não tenha feito restrições com relação ao uso de equipamentos multifuncionais, trouxe interessantes contribuições com relação à geometria dos barramentos, ao explorar arranjos compactos com barramentos verticais e em delta. Faz também uso de montagem de mais de um equipamento na mesma estrutura e propõe redução do NBI através de para-raios de óxido metálico (ZnO), com alta capacidade de absorção de energia, possibilitando redução correspondente nos espaçamentos.

Na referência [8], Castro Neto, G.L, em sua Tese de Doutorado na Escola Politécnica da USP, com defesa em 1996, explorou a Compactação de Subestações de máxima tensão operativa de 145kV, através principalmente da redução das distâncias entre fases, a partir da constatação de que a maioria dos projetos adota distâncias muito conservadoras. Esta redução de distâncias tornou-se possível, empregando-se chaves seccionadoras semi-pantográficas e também chaves de abertura vertical, combinadas com a utilização de barramentos de tubos rígidos. Para comprovar a viabilidade das distâncias propostas (1,75m entre fases), um protótipo de NBI 650kV foi ensaiado no Laboratório de Alta Tensão do IEE-USP, com a participação da então Concessionária de Energia ELETROPAULO e diversos fabricantes de equipamentos.

Importante destacar que a maioria dos artigos sobre compactação de subestações se referem a tecnologias que usam dispositivos multifuncionais ou equipamentos com isolamento a gás SF<sub>6</sub> ou híbrida, havendo poucas publicações, principalmente recentes, que tratam da compactação de subestações AIS, ao tempo e apenas com equipamentos convencionais.

#### **2.4 - Técnicas de Compactação aplicáveis a Subestações Externas, de tecnologia AIS, com uso apenas de equipamentos convencionais**

A seguir estão relacionadas as principais técnicas encontradas na literatura, aplicáveis à compactação do tipo de subestação objeto desta tese. Juntamente com as técnicas, foram incluídos alguns equipamentos, como por exemplo, chaves seccionadoras, cujo uso em si oferece grande potencial de redução da área ocupada pela subestação.

- Redução de espaços entre fases e de fase para a terra [5][8].
- Utilização de tubos de alumínio rígidos ao invés de cabos flexíveis nos barramentos e/ou nas conexões entre equipamentos dos bays [5][8].
- Uso de configurações geométricas alternativas para os barramentos [7].
- Uso de chaves seccionadoras semi-pantográficas [8].
- Uso de chaves seccionadoras de abertura vertical (AV) [5][8].
- Uso de chaves seccionadoras de dupla abertura lateral (DAL).
- Montagem de chaves seccionadoras na posição vertical.
- Montagem dos para-raios dos bays dos transformadores nos tanques dos mesmos.
- Instalação de para-raios nas estruturas de chegada das linhas, permitindo melhor aproveitamento do espaço vertical.
- Montagem de equipamentos na mesma estrutura, como por exemplo, TP e para-raios ou diversas chaves seccionadoras [5].
- Transformador com lado das buchas de média tensão (MT) voltada para a parte interna do pátio de AT da Subestação (lado dos barramentos de AT) [5].
- Média tensão (MT) com cabos subterrâneos [5]
- Redução do NBI através de uso de para-raios com maior capacidade de absorção de descargas, possibilitando correspondente redução das distâncias mínimas entre fases e longitudinal [7].
- Uso de laje no projeto da subestação, com os equipamentos mais pesados sob a laje (nível térreo) e a sala de comando e equipamentos mais leves sobre a laje [5].
- Cabos isolados subterrâneos de AT na entrada do bay de linha e na saída para conexão aos transformadores [5].

Nos itens que se seguem, de 2.5 a 2.11, serão descritos os principais conceitos associados a estas técnicas e como elas são usadas na obtenção de projetos compactos, acompanhadas de exemplos.

## 2.5- Afastamentos fase-fase e fase- terra

Os afastamentos a serem considerados não são entre pontos centrais dos condutores, mas sim distâncias metal-para-metal entre condutores energizados ou entre partes aterradas e condutores energizados (“clearances” em inglês), conforme definição da norma IEEE Std 1427 – 2006 “IEEE Guide for Recommended Electrical Clearances and Insulation Levels in Air-Insulated Electrical Power Substations” [9].

As distâncias entre fases e entre fases e terra usualmente adotadas em subestações de tensão nominal 138kV são bastante conservadoras, sendo que nas subestações da CELESC, o valor mais comum é de 3 metros, entre pontos centrais dos condutores das fases. Para se obter o afastamento, deve-se subtrair o diâmetro do condutor.

De acordo com a norma IEC-61936-1 “Power Installations Exceeding 1 kV a.c., Part 1 : Common Rules” [6], os afastamentos mínimos no ar devem ser de 1.300 mm, para eletrodos tipo “haste-plano”, para máxima tensão operativa de 145kV e NBI 650kV, sendo o mesmo afastamento tanto para fase-fase quanto para fase-terra. O mesmo valor mínimo é especificado na norma IEC-60071-2 “Insulation co-ordination – Part 2: Application guide”[10] e também na norma NBR-8186 “Guia de Aplicação de Coordenação de Isolamento – Procedimento”[11]. Na tabela 3 da norma IEEE Std 1427 [9], valores um pouco diferentes são especificados, sendo 1.235mm fase-terra e 1.360mm fase-fase.

Esses afastamentos estabelecidos em normas atendem apenas aos requisitos de coordenação de isolamento, sendo, portanto, “distâncias dielétricas”. São distâncias mínimas de projeto necessárias para que, nas partes vivas da subestação, não aconteçam descargas entre estas e outros equipamentos ou partes vizinhas.

Ao se considerar requisitos de segurança e espaçamentos necessários para manutenção [12][13], de acordo com cada projeto, estes afastamentos precisam ser aumentados. A norma ANSI / NESC C2-2017: “National Electrical Safety Code (NESC)” [13] ainda descreve que os condutores não ocupam uma posição fixa, mas um “envelope de movimento”, que depende da variação de temperatura ambiente e dos ventos. Torna-se necessário estimar as dimensões dos envelopes e as distâncias devem ser consideradas entre envelopes e não entre os condutores. Esta consideração não é necessária quando se usa barramentos com condutores rígidos, mas deve ser levada em conta para condutores flexíveis.

Conforme já mencionado anteriormente, distâncias fase-fase e fase-terra de 1,75m para NBI 650kV já foram testadas em laboratório com sucesso [8], em

subestação externa, arranjo barra simples (com várias seções, interligadas por chaves seccionadoras), utilizando-se barramentos de tubos rígidos e chaves seccionadoras tipo semi-pantográfica, conforme desenho de planta da figura 5, extraída da referência [8].

Entretanto, em função de cada arranjo diferente que se estuda, tipos de chaves seccionadoras utilizadas, dimensões dos transformadores, uso ou não de cabos flexíveis, questões específicas de manutenção e segurança, etc., diferentes valores de afastamentos podem ser necessários.

## **2.6- Geometria dos barramentos**

A disposição geométrica dos barramentos usualmente adotada em subestações de alta tensão é a configuração horizontal. Esta é uma opção de fácil construção, que possibilita acesso seguro para manutenção e permite padronização de estruturas de suporte. Considerando que este tipo de configuração ocupa maior área, Albano, M; Haddad, A. M.; Griffiths, H. e Coventry, P. [7] propuseram adoção de distâncias menores, explorando geometrias alternativas. A figura 6, extraída da referência [7], mostra dois tipos alternativos de configurações geométricas de barramentos, que ocupam área de terreno menor quando comparadas à configuração horizontal.

Deve-se estar atento à possibilidade de se aplicar este recurso, que dependerá de uma análise mais abrangente, envolvendo outros aspectos, tais como o arranjo físico da subestação (barra simples, barra dupla, barra principal mais transferência, disjuntor e meio, etc), número de bays, uso de espaço vertical, etc.

Essa técnica foi utilizada em uma das alternativas de solução estudadas nesta tese (vide item 4.1.3- Solução de compactação com uso de laje), o que permitiu uma redução adicional significativa de área.

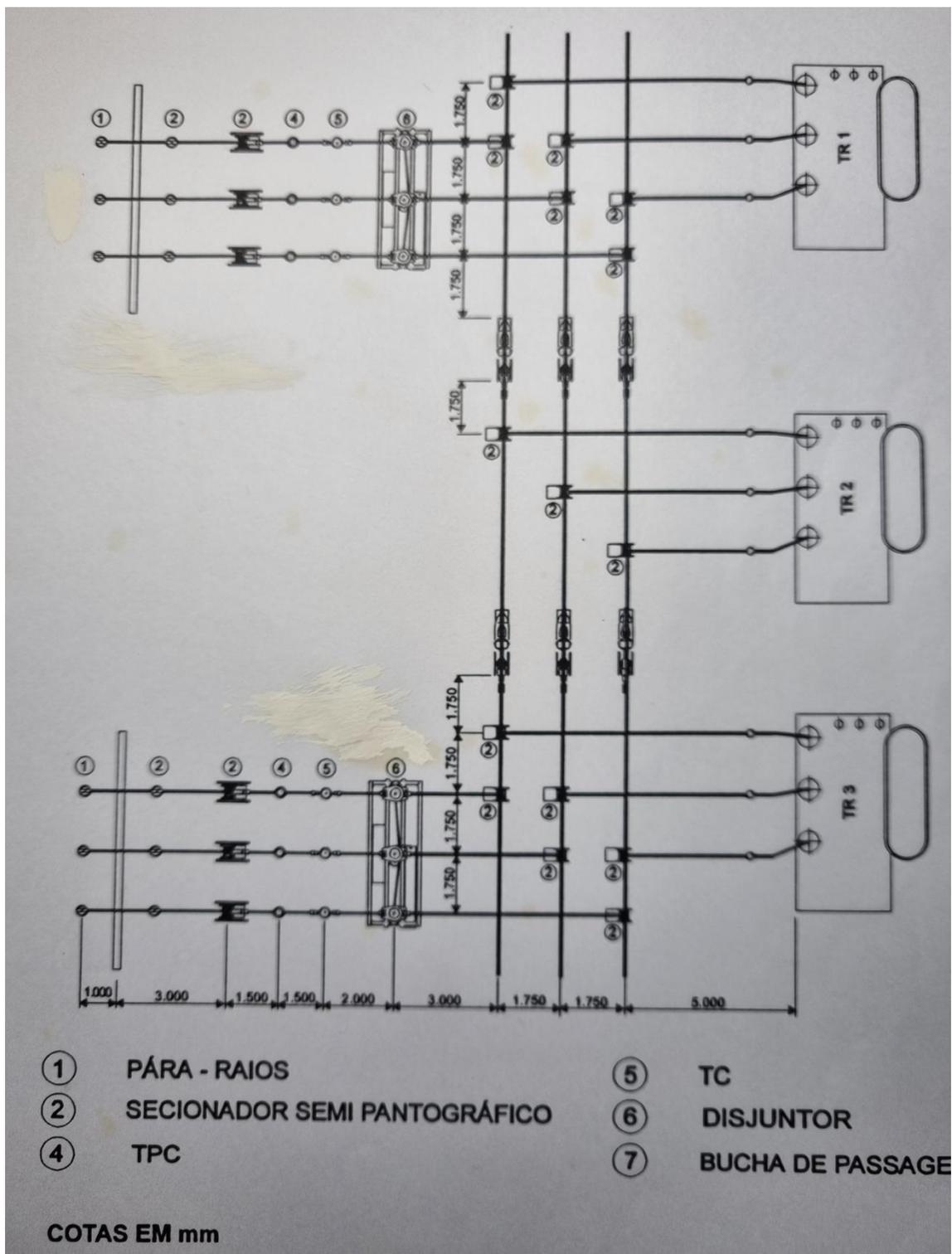
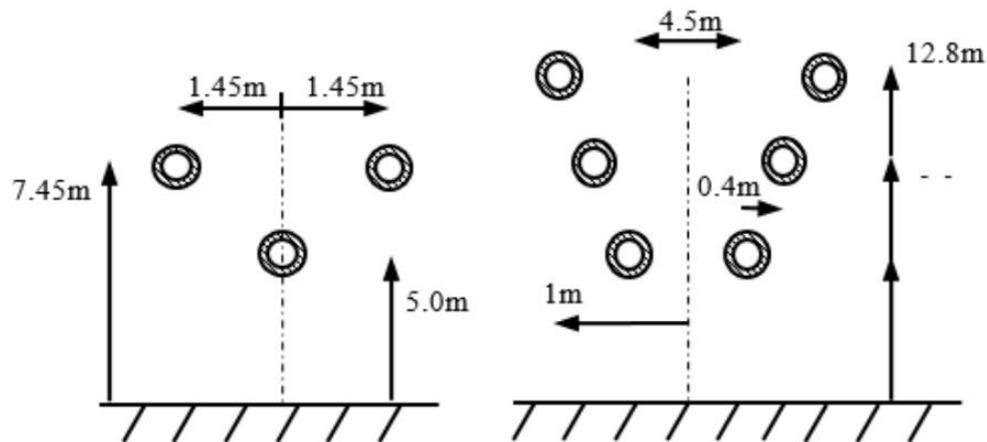


Figura 5 – Subestação Compacta de 138/13,8kV ao tempo, NBI 650kV  
 (Distância entre fases de 1,75m, barramentos de tubos rígidos)  
 Desenho de planta, extraído de [8]



**Figura 6 – Barramentos com configuração geométrica alternativa  
(figura extraída da referência [7])**

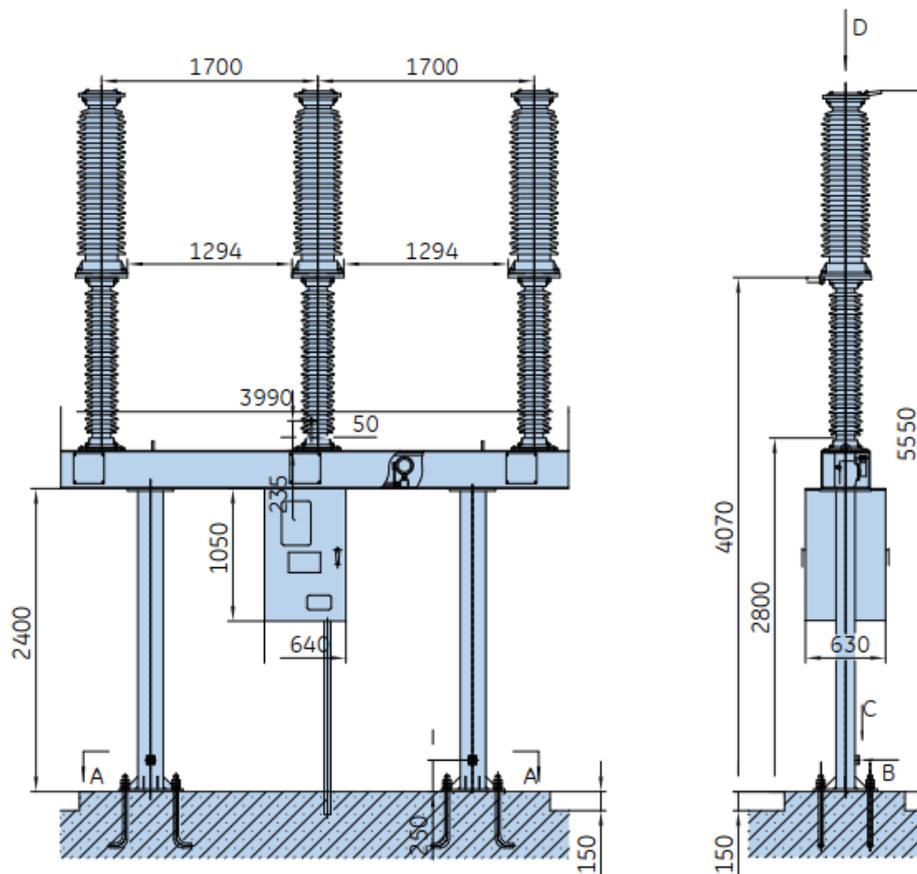
## 2.7- Chaves Seccionadoras

### 2.7.1 - Chaves Seccionadoras e Compactação de Subestações

Diante do objetivo de compactar uma subestação com o uso somente de equipamentos convencionais, a primeira constatação é a de que alguns equipamentos se adequam facilmente a subestações compactas, enquanto que outros precisam ser escolhidos levando-se em conta aspectos específicos de cada projeto.

Com relação aos disjuntores, por exemplo, muitos têm distâncias entre fases fixas, já estabelecidas previamente pelos fabricantes. Um valor típico de distância entre fases de disjuntores de tensão máxima 145kV / NBI-650kV, é de 1.700mm (vide figura 7, extraída do Catálogo da GE). Um modelo semelhante da Siemens, o 3AS-1, também tem esse mesmo valor de distância entre fases. Estas distâncias são pequenas e não variam muito de um fabricante para outro, não impedindo a utilização destes equipamentos em um projeto compacto.

LW25A-126/LW25A-145



**Figura 7 – Disjuntor 145kV / 3.150 A nominal / 40kA capacidade de interrupção.  
(Extraída do catálogo GE modelo LW25A-145 – Live Tank)**

Por outro lado, quando se tem o objetivo de compactar uma subestação explorando a redução das distâncias entre fases, a escolha do modelo de seccionadora é um ponto muito importante do processo. As chaves seccionadoras normalmente têm sua mínima distância entre fases definida pelo fabricante para cada modelo, e respeitado este limite, estas podem ser fornecidas de acordo com o que for estabelecido no projeto, havendo grande variação, de acordo com o tipo de chave seccionadora.

Os demais equipamentos poderão ter a distância entre fases a ser executada na obra, conforme definido no projeto, como por exemplo, as distâncias entre barramentos, TPs, TCs e para-raios.

Ao contrário dos disjuntores, a escolha do tipo de chave seccionadora tem muita importância no nível de compactação a ser obtido. As chaves seccionadoras necessitam de espaço adicional para extinção do arco elétrico e por isso, dependendo do modelo, as dimensões podem variar muito, seja em função de se ter abertura horizontal ou vertical, número de colunas de isoladores, abertura simples ou dupla, etc. O tipo de montagem (horizontal,

vertical ou invertida), maior ou menor quantidade de manutenções preventivas, tipo de comando e custo devem também ser considerados no projeto.

Nos próximos itens são descritas as principais características dos modelos mais comuns de chaves seccionadoras e possível aplicação das mesmas a projetos compactos.

### 2.7.2 - Chaves Seccionadoras de Abertura Central

As chaves seccionadoras de abertura central são as mais utilizadas no mundo, em função de permitirem montagem rápida e de baixo custo, além de exigirem pouca manutenção.

Seu projeto é caracterizado por ter dois isoladores giratórios que fazem abrir, através de deslocamento para o lado, o contato que fica localizado no centro entre estes dois isoladores (vide figura 8).

Este tipo de seccionadora, na posição aberta, pode ter uma de suas lâminas ainda energizada e ocupando parte da distância que a separa da fase vizinha. Assim sendo, este tipo de chave exige uma distância maior entre fases, não sendo, portanto, apropriada para projetos compactos, onde se deseja reduzir estas distâncias. Além disso, durante a abertura, o arco de uma fase, no processo de extinção, pode chegar próximo da fase vizinha que, portanto, não pode estar tão próxima quanto em outros modelos.



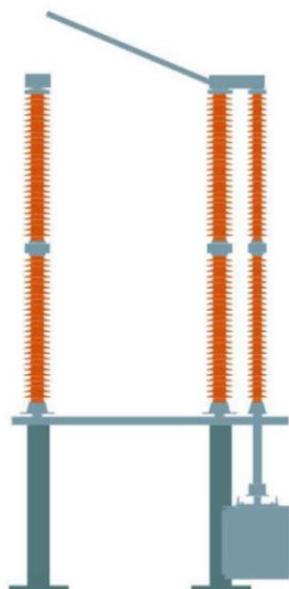
**Figura 8 – Chave Seccionadora de Abertura Central Horizontal  
(Extraída do catálogo ABB, chave tipo SDF, até 550kV)**

### 2.7.3 - Chaves Seccionadoras de Abertura Vertical (AV)

Este tipo de chave seccionadora, por abrir na direção vertical, viabiliza instalação com distâncias reduzidas entre fases. A lâmina da chave seccionadora de abertura vertical têm dois movimentos, um “pendular”, com a extremidade do contato se afastando no sentido vertical, e outro giratório, da lâmina em torno de seu eixo.

Apesar da possibilidade de redução significativa da distância entre fases, este tipo de chave seccionadora é mais adequado para montagem na posição horizontal, podendo haver aumento da frequência de manutenções, caso se opte por montagem na vertical ou invertida. Estas posições alternativas de montagem podem ser necessárias, quando se procura melhor aproveitamento do espaço vertical.

A escolha dos tipos de chaves seccionadoras e como as mesmas serão montadas (horizontal, vertical ou invertida) se mostrou como sendo um aspecto fundamental na concepção de uma subestação compacta. Em se tratando de tipo de montagem e distâncias não muito usuais, necessárias à compactação, é recomendável que os detalhes sejam avaliados em parceria com a área técnica do fabricante da chave seccionadora considerada. Por exemplo, as chaves de abertura vertical permitem uma boa redução das distâncias entre fases, mas a montagem na posição vertical das mesmas, em estruturas tipo poste, tende a sobrecarregar o comando motorizado, o que pode demandar maior frequência de intervenções para manutenção. Portanto, apesar de promissora em termos da compactação que pode ser obtida, deve-se evitar a montagem deste tipo de chave na posição vertical.



**Figura 9 - Chave Seccionadora de Abertura Vertical (AV)**  
(Extraída do catálogo Siemens)

#### 2.7.4 - Chaves Seccionadoras Semi-pantográficas

As chaves seccionadoras semi-pantográficas são as que exigem menor espaço para montagem. Podem ser instaladas diretamente sob o barramento ao qual vão se conectar, sendo possíveis configurações tanto com a chave alinhada com o barramento, quanto também a noventa graus (perpendicular). O fechamento deste tipo de chave seccionadora é possibilitado pela rotação dos isoladores, que fazem com que a lâminas se abram de modo que os contatos subam em trajetórias verticais.

Permitem redução dos afastamentos entre fases e também das distâncias longitudinais, pois necessita somente espaço na vertical. O fechamento dos contatos deve ser em barramentos com condutores tubulares rígidos.

Na figura 10, a seguir, encontra-se uma fase de uma chave seccionadora semi-pantográfica, extraída do catálogo da WEG, mostrando a mesma nas posições aberta (à esquerda) e fechada (à direita).



**Figura 10 - Chave Seccionadora Semi-pantográfica Vertical  
(Extraída do catálogo WEG – modelo WSSPV)**

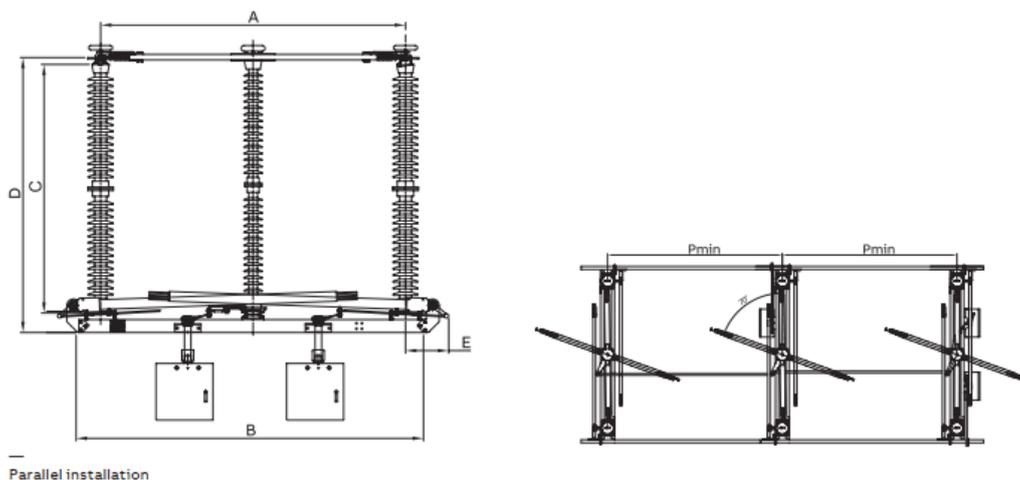
### 2.7.5 - Chaves Seccionadoras de Dupla Abertura Lateral (DAL)

As chaves seccionadoras de dupla abertura lateral são estruturadas em três colunas por polo, com dupla interrupção nas extremidades de cada lâmina, que possui rotação no plano horizontal. Os isoladores de suporte nas duas extremidades são fixos, enquanto que o isolador central tem movimento de rotação, quando acionado pelo mecanismo de operação (vide figura 11).

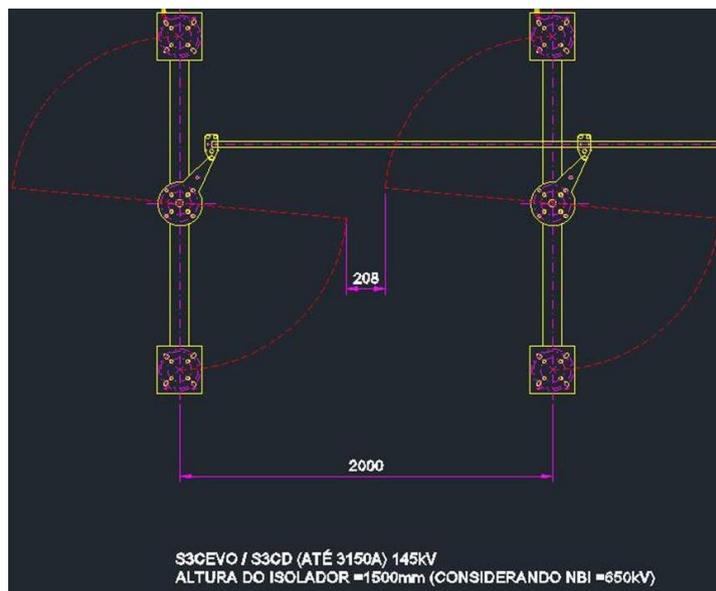
Por se tratar de uma estrutura simples, com poucas partes móveis e exigindo baixo torque de operação, sua utilização em posições de montagem vertical ou invertida não provoca sobrecarga no mecanismo de comando, sendo mais indicado seu uso nestes casos, quando comparada à seccionadora de abertura vertical. As chaves seccionadoras de dupla abertura lateral também permitem economia de espaçamento entre fases, embora não tão acentuada quanto se pode conseguir com seccionadoras de abertura vertical ou semi-pantográficas.

Quanto aos espaçamentos entre fases, podemos citar a distância de 2.330mm, recomendada no catálogo da ABB para a chave modelo eDB145 (figura 11), sendo possível valores um pouco mais baixos, podendo chegar próximo de 2.000mm (figura 12), para a chave modelo S3CEVO / S3CD da GE.

São chaves seccionadoras de fácil montagem em obra e de simples comissionamento, exigindo pouca manutenção ao longo de sua vida útil.



**Figura 11 - Chave Seccionadora de Dupla Abertura Lateral Horizontal  
(Extraída do catálogo ABB – modelo eDB)**



**Figura 12 - Chave Seccionadora de Dupla Abertura Lateral Horizontal  
(GE – modelo S3CEVO / S3CD)**

### 2.7.6 – Posição de Montagem de Chaves Seccionadoras

A possibilidade de montagem de chaves seccionadoras em outras posições, além da montagem mais comum, na posição horizontal, pode contribuir muito para aumentar o uso do espaço vertical da subestação, reduzindo substancialmente as distâncias no sentido longitudinal dos bays.

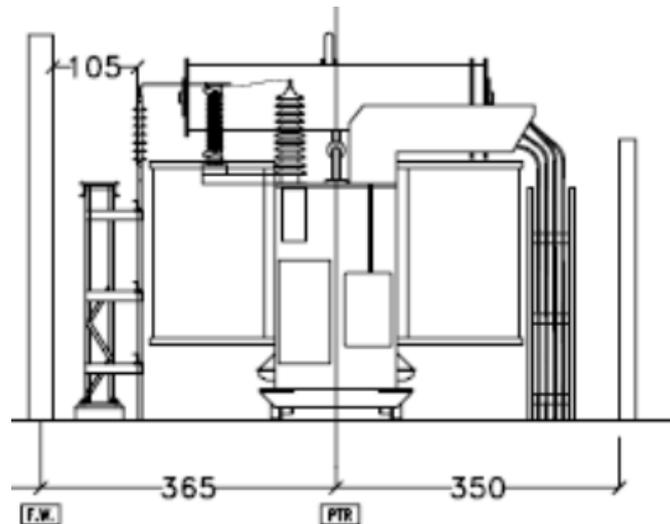
Este tipo de montagem é muito utilizado em equipamentos de baixa tensão, mas não é tão comum que se utilize este recurso na alta tensão. Esta possibilidade nem sempre vem explicitada nos catálogos ou nos sites dos fabricantes, sendo aconselhável efetuar uma consulta prévia com a área técnica destas empresas, antes de definir sua aplicação a um projeto.

No catálogo da chave seccionadora GE modelo S3CV - abertura vertical (<https://www.gegridsolutions.com/hvmv/equipment/catalog/s3c.htm>), encontra-se a informação indicando que a mesma pode ser adaptada para três tipos de instalação ("The S3CV can be customizable for vertical, underhung and phase-over-phase installations.").

Em contato com a área técnica da GE, foi confirmada também a opção de montagem na posição vertical para chaves seccionadoras de dupla abertura lateral.

O catálogo da Toshiba, para chave seccionadora de abertura vertical, modelo SAV, também menciona diversas possibilidades de montagem ("Estes seccionadores podem ser montados em plano horizontal e vertical (até 145kV) e somente na posição horizontal para tensões superiores ...").



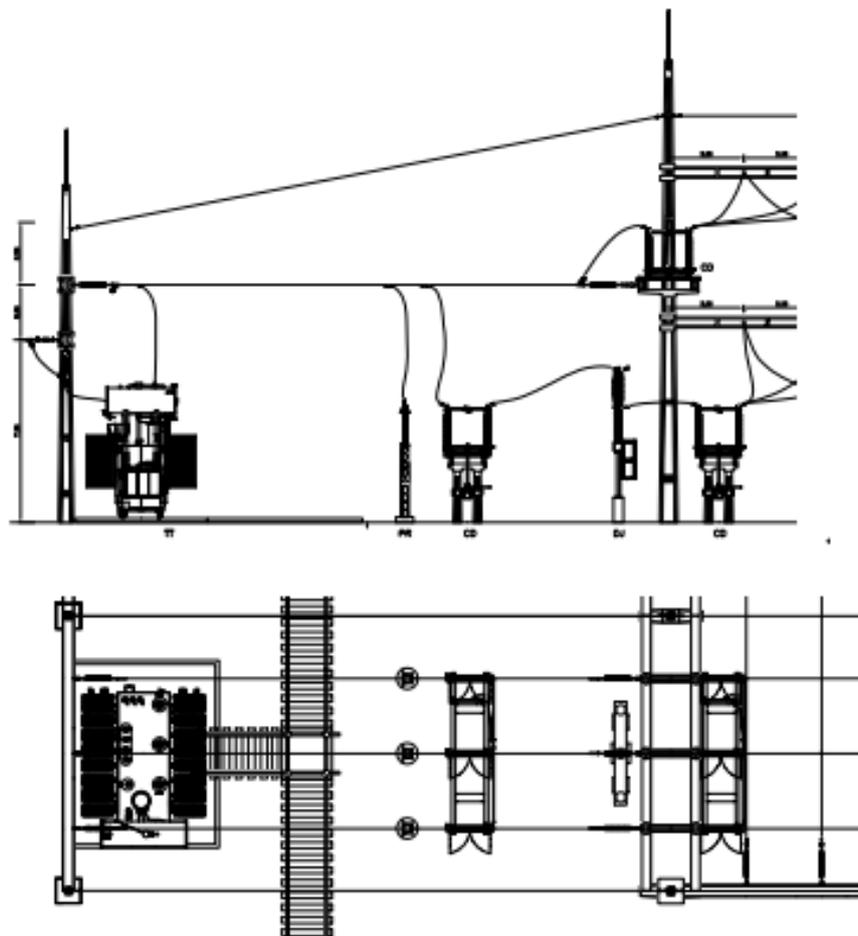


**Figura 14 – Montagem de para-raios no tanque do transformador.  
(Subestação com arranjo barra simples (H), extraída da referência [5])**

## **2.9 – Cabos subterrâneos e transformador com MT voltada para o lado do Setor de AT da Subestação**

A opção mais comum nos bays de transformadores é a instalação dos mesmos com o lado de MT (13,8kV) voltado para a parte externa, onde usualmente ficam instalados os bancos de capacitores (se houver) e demais equipamentos de MT. Desta forma, estes equipamentos de MT podem ser facilmente conectados ao transformador, com uso de cabos aéreos, tanto na MT e AT, sendo mais econômico que o uso de cabos isolados subterrâneos. Além disso, fica também facilitado o acesso às linhas de 13,8kV, na parte externa da subestação.

Entretanto, estes equipamentos de MT, instalados na parte externa ao setor de AT da subestação, bloqueiam a retirada dos transformadores para manutenção por este lado, sendo necessário colocar os trilhos no setor de AT da subestação e prever a movimentação dos mesmos através do setor de AT da subestação que, portanto, tem este acréscimo nas suas dimensões longitudinais, conforme se vê na figura 15, extraída de desenhos de planta e corte de uma subestação convencional da CELESC (Desenho adotado como subestação convencional de referência, usado em estudo de compactação efetuado por esta concessionária de energia. Esta subestação tem as mesmas dimensões do que a Subestação Ilha Sul [15][16]).



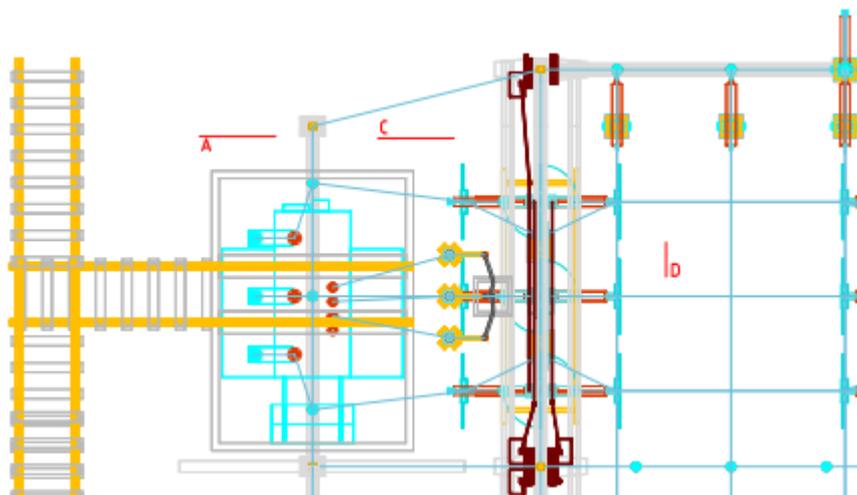
**Figura 15 – Subestação Convencional de 138kV da CELESC – bay do transformador  
Corte e planta – medidas conforme referências [15][16]**

Pode-se conseguir uma compactação expressiva no sentido longitudinal do bay do transformador, combinando-se as seguintes opções:

- instalação do transformador “invertido” (180 graus da posição convencional, com as buchas de MT do lado interno, isto é, do lado do pátio de AT).
- trilhos para movimentação do transformador do lado externo do setor de AT da subestação.
- montagem dos para-raios de AT no tanque do transformador
- uso de cabos subterrâneos na média tensão, permitindo que se escolha a região da subestação mais apropriada para montagem dos equipamentos de MT.

A figura16 a seguir mostra o desenho de planta do bay do transformador da subestação compacta, referente a uma das alternativas estudadas nesta tese, na qual estas técnicas foram empregadas. Pode-se constatar visualmente com facilidade que o transformador está bem mais próximo do barramento do que

no caso da figura 15, evidenciando o ganho de espaço longitudinal no bay do transformador.



**Figura 16 – Subestação Compacta de 138kV – bay de transformador - planta**

## 2.10 – Redução de NBI com uso de Para-raios

Para tensões operativas máximas superiores a 245kV, os surtos de manobra precisam ser considerados na determinação dos valores dos afastamentos dielétricos mínimos.

Na tensão operativa máxima de 245kV ou menos (Faixa-1 da ABNT 6939 [18] ou “Range-I” da IEC 60071-1 [19]), que é nossa faixa de interesse, estes afastamentos são definidos em função do NBI, pois nesta classe de tensão os valores de surto de manobra são relativamente mais baixos.

Conforme referências [6], [10] e [11], os afastamentos dielétricos mínimos são estabelecidos para cada NBI, sendo que os mesmos afastamentos são estabelecidos para tensões operativas diferentes, desde que o NBI seja o mesmo. Este fato é usado para reforma de subestações para tensões nominais mais altas (“voltage uprating”), ocupando a mesma área da subestação antiga.

A redução do NBI pode ser alcançada através do uso de para-raios de óxido metálico (“MOV = Metal Oxide Varistor” ou ZnO – Óxido de Zinco). Um estudo de coordenação de isolamento deve ser feito para determinar a quantidade, pontos de instalação e valor de tensão residual dos para-raios especificados. Para-raios com tensão residual mais baixa possuem maior capacidade de absorção de energia e também são mais caros.

Na referência [7], esta técnica foi aplicada, reduzindo o NBI de 1425kV para 1050kV, em uma subestação de tensão máxima operativa de 420kV, permitindo redução de aproximadamente 700mm nas distâncias entre fases.

Importante lembrar que a possibilidade de redução nos afastamentos dielétricos pode não implicar na mesma redução das distâncias do projeto da subestação, pois as análises com relação à segurança e manutenção devem ser também realizadas.

Este recurso não foi adotado em nenhuma das alternativas estudadas nesta tese, considerando que a rede de subtransmissão da CELESC, onde a subestação projetada será conectada, possui as demais subestações de 145kV com NBI padrão de 650kV. Uma ou mais subestações com NBI diferente implicariam na necessidade de se ter uma maior diversidade de equipamentos em estoque para atender a futuras manutenções.

Além disso, em subestações abrigadas ou alimentadas por cabos isolados (trechos longos), é mais fácil conseguir-se redução do NBI. Em subestações ao tempo, alimentadas por cabos aéreos, como é o caso das subestações estudadas neste trabalho, a redução do NBI com uso de para-raios pode ser mais difícil de ser obtida em todos os pontos da subestação, compreendendo barramentos e todos os equipamentos dos bays. Para que isso seja assegurado, seria necessária a verificação em simulações com programa de transitórios, como o ATP [28], em um estudo de coordenação de isolamento.

## **2.11– Uso de Laje**

O uso de laje no projeto de subestações compactas, com os equipamentos mais pesados sob a laje (nível térreo) e a sala de comando e equipamentos mais leves sobre a laje [5], oferece boas possibilidades de compactação. Somente os equipamentos dos bays de AT ficam sob a laje, sendo que com o uso de cabos subterrâneos de AT, são feitas as conexões com as entradas das linhas e também com os transformadores, estes fora da área sob a laje.

Sobre a laje podem ser montados equipamentos de média tensão (exceto bancos de capacitores), serviços auxiliares, painéis de proteção e comando, sala de baterias, além de comportar também escritório com cozinha e banheiro.

A figura 13, extraída da referência [5], mostra uma solução usando esta técnica, aplicada a uma subestação com arranjo de barra simples.

Como desvantagem, tem-se a dificuldade de expansões futuras da subestação de forma modular, uma vez que por ocasião da construção da laje já tem que estar determinado quantos bays ela poderá comportar.

É importante frisar que a subestação assim proposta não é abrigada, pois não há necessidade de paredes, mas somente da laje suportada por estruturas. Ainda assim, é questionável o impacto visual de uma construção deste tipo em regiões não muito densamente povoadas, com bastante área verde.

Mas em áreas urbanas, com pouca disponibilidade de terrenos e com preço do metro quadrado mais elevado, esta técnica, que pode ainda facilmente ser

combinada com as demais técnicas anteriormente descritas, é a que oferece o maior potencial de compactação, por reduzir a área total da subestação e não apenas o setor de AT, podendo inclusive ser economicamente a mais vantajosa.

Podem ser exploradas outras possibilidades de compactação com o uso de laje. Por exemplo, no caso da subestação de 138kV ODATA, no município de Hortolândia/SP (alimentando a empresa de data center ODATA SP02), ligada em derivação na linha de 138kV da CPFL entre Nova Aparecida e Viracopos (vide diagrama [17] da figura 18), os equipamentos de alta tensão foram montados sobre a laje, conforme se vê na foto da figura 17.

O transformador, em função de seu peso elevado, nunca é montado sobre a laje. Quanto aos outros equipamentos de AT, dependendo do arranjo da subestação, podem-se obter boas soluções compactas com os mesmos instalados sobre ou sob a laje.



**Figura 17 – Subestação compacta de 138kV ODATA, em Hortolândia-SP, ligada à rede da CPFL, com equipamentos de alta tensão (exceto o transformador) montados sobre uma laje. (Adaptado da Internet, disponível em “Google Maps - StreetView – set. 2021”)**



### 3 – METODOLOGIA

#### 3.1- Procedimento proposto para a compactação de subestações

Os estudos desta tese, em conformidade com as necessidades do P&D, ficaram restritos à redução de área do pátio de alta tensão das subestações. Para haver uma redução de área, deve haver redução das distâncias longitudinais, isto é, ao longo dos bays, ou no sentido transversal, cujas dimensões estão diretamente ligadas às distâncias entre fases, sendo que, se possível, reduções nos dois sentidos permitirão obtenção de uma compactação maior.

Em função da grande quantidade de detalhes envolvidos em um projeto, fica difícil prever o resultado final quando se tenta aplicar as técnicas de compactação a um determinado arranjo de subestação, o que justifica a estratégia de se elaborar diversas alternativas de solução e posteriormente proceder à análise comparativa para seleção daquela que proporcionou a melhor compactação, sem comprometimento de aspectos operacionais, segurança, manutenção e custo.

Para melhor organização da elaboração das alternativas, cada técnica de compactação, encontrada na literatura, foi classificada de acordo com o sentido da diminuição de distâncias, transversal ou longitudinal, mais afetado pelo seu uso, conforme exposto a seguir:

a) Redução de distâncias transversais:

- Diminuição das distâncias fase-fase e fase-terra
- Uso de chaves seccionadoras de AV, DAL ou semipantográficas
- Uso de tubos rígidos ao invés de condutores flexíveis

b) Redução de distâncias longitudinais:

- Uso de chaves seccionadoras semipantográficas
- Montagem das chaves seccionadoras em posições alternativas
- Montagem de diversos equipamentos na mesma estrutura
- Instalação de transformador com o lado da MT voltado para o pátio de AT da SE
- Uso de geometria alternativa dos barramentos
- Uso de cabos subterrâneos

**Obs:** - Os barramentos são posicionados a noventa graus dos bays e, portanto, a adoção de geometria alternativa, o uso de tubos rígidos ao invés de condutores flexíveis e a diminuição das distâncias entre fases, quando aplicados aos barramentos, permitem redução no sentido longitudinal. As mesmas opções, se aplicadas aos bays, levarão a reduções no sentido transversal.

Por exemplo, a chave seccionadora semipantográfica é a que permite a menor distância entre fases. Se começarmos a gerar uma alternativa a partir da premissa que este tipo de seccionadora será usado nos barramentos, podemos estabelecer inicialmente uma distância bastante reduzida entre fases (que pode

ser alterada, se ao longo do projeto se mostrar necessário). No nosso caso, fixamos em 1,75 metros, o que determinou o uso de tubos rígidos, ao invés de cabos flexíveis. A mesma distância ao longo dos bays pode ser mantida com seccionadora de abertura vertical (AV). Entre as demais técnicas disponíveis, constatou-se que as mesmas permitem redução no sentido longitudinal, como o aproveitamento dos espaços verticais, instalação de mais de um equipamento na mesma estrutura e uso de cabos subterrâneos. A opção de se instalar o barramento auxiliar acima do barramento principal, adotada nas subestações convencionais da CELESC, ajuda a aproveitar o espaço vertical, tendo sido mantida na alternativa compacta. Neste ponto já se consegue estimar a área necessária e então, sendo a alternativa considerada promissora, prossegue-se com uma verificação mais detalhada de aspectos operativos, de segurança e de manutenção.

Procedimento semelhante foi aplicado na obtenção da alternativa usando seccionadoras de dupla abertura lateral (DAL), instaladas na posição vertical. Neste caso, a premissa principal da alternativa era o aproveitamento dos espaços verticais, conseguindo-se redução expressiva das distâncias longitudinais. Este tipo de chave também permitiu redução na distância entre fases, porém não tão acentuada. Como nas demais alternativas, continua-se verificando, entre todas as técnicas de compactação conhecidas, quais ainda podem ser acrescentadas à alternativa que está sendo estudada.

Além de se organizar o desenvolvimento da solução em termos de reduções transversais e longitudinais, observou-se que os tipos de chaves seccionadoras que serão usados têm bastante influência no resultado final, devendo estar entre as análises iniciais da construção da alternativa.

Importante destacar que, antes de se começar a testar quais técnicas são promissoras em um projeto compacto, deve-se ter definido previamente o arranjo da subestação a ser compactada. Como exemplo de arranjos típicos de subestações, pode-se citar “barra simples”, “barra dupla”, “disjuntor e meio” e “barra principal mais barra auxiliar de transferência”, sendo que este último foi o arranjo estudado no P&D da CELESC. O atendimento a um determinado arranjo é que vai definir o número de barramentos necessários, assim como também a quantidade de equipamentos, como disjuntores, chaves seccionadoras, TPs, TCs e para-raios e, portanto, o arranjo tem grande influência na área de terreno necessária à construção da subestação. Na compactação, a escolha dos equipamentos, estruturas, afastamentos e tipo de montagem, vão sempre estar ligados ao arranjo pré-estabelecido, assim como os percentuais de redução que se consegue atingir.

Conforme descrito anteriormente, cada alternativa de solução estudada partiu de uma ideia inicial predominante, isto é, a adoção de uma opção promissora, e partir daí tenta-se aplicar as demais técnicas, desde que não entrem em conflito com a primeira.

Ao final, após a definição da alternativa escolhida, a mesma deve passar ainda por um processo de detalhamento e refinamento, corrigindo-se eventuais falhas que venham a ser identificadas.

O “software” PRIMTECH 3D [22] foi utilizado para projeto (planta, cortes, visualização 3D) e verificação de afastamentos (maiores detalhes no capítulo 3.2.2).

Também foram efetuadas verificações de falha de blindagem e intensidades máximas dos campos elétrico e magnético para exposição humana, conforme descrito no capítulo 4.3.

## **3.2 - Ferramentas de suporte ao projeto**

### **3.2.1 - Modelo Reduzido**

O projeto de uma subestação compacta deve ser verificado ao longo de seu desenvolvimento, de forma a se garantir que a solução obtida atenda a todos os requisitos operacionais e de segurança, tais como:

- Afastamentos dielétricos, garantindo a não ocorrência de descargas entre fases ou entre fases e terra.
- Campos Elétricos e Magnéticos atendendo aos limites máximos estabelecidos para exposição humana, conforme Resolução Normativa ANEEL n. 398 de 23/03/2010 [20].
- Espaçamentos de segurança, conforme norma NR 10 – “Segurança em instalações e serviços em eletricidade” [12]. Neste aspecto, também são considerados, por exemplo, espaços que permitam desmontagem e retirada para manutenção dos polos dos disjuntores, assim como remoção dos transformadores (trilhos).

A ideia de se usar um modelo reduzido da subestação foi concebida de forma a se montar primeiro um modelo da subestação convencional de referência, baseado na Subestação Ilha Sul da CELESC, na configuração com um bay de linha e um bay de transformador. Este modelo foi construído e montado sobre uma plataforma móvel com rodas (maquete), para que pudesse ser facilmente deslocada de um ponto a outro no laboratório. Na figura 19 encontra-se uma foto da maquete com a subestação convencional de referência em modelo reduzido, tirada no laboratório de alta tensão da UNICAMP.

Com este modelo pronto, todas as verificações de interesse poderiam ser realizadas e posteriormente, substituindo-se este modelo da subestação convencional pelo da subestação compacta, todas as verificações seriam refeitas, permitindo uma análise comparativa entre as duas subestações.

A expectativa era de que muitos destes requisitos, que deveriam ser atendidos pela subestação, poderiam ser prejudicados na solução compacta e que o modelo reduzido traria uma segurança maior nas análises, uma vez que uma quantidade muito grande de detalhes poderia ser difícil de modelar satisfatoriamente em programas de computador. Por exemplo, se a subestação compacta ficasse mais próxima do solo, haveria um aumento na intensidade do

campo elétrico para exposição humana. Do mesmo modo, uma redução nas distâncias poderia levar a um maior risco de ocorrência de descargas.



**Figura 19 –Foto da maquete com modelo reduzido da Subestação Convencional de Referência, escala 1:15 (LAT – Laboratório de Alta Tensão da Unicamp)**

Entretanto, alguns problemas surgiram e que limitaram o uso do modelo reduzido. A seguir, vamos enumerá-los e explicar mais a fundo posteriormente:

- O custo da maquete e a demora em ser produzida e montada limitaram um uso ágil da mesma. Foi montado na maquete apenas o modelo reduzido da subestação convencional de referência, sendo que o modelo da subestação compacta não chegou a ser produzido.
- Os testes de impulso atmosférico ficaram difíceis, por exigirem onda com tempo de subida muito rápido, que não pôde ser obtida no LAT da Unicamp.
- A sonda, que foi desenvolvida para medição de Campo Elétrico na maquete, é mais adequada para medição ao nível do solo, enquanto que a resolução normativa da ANEEL [20] estabelece valores limites a 1,5m do solo.

Algumas das preocupações iniciais foram resolvidas naturalmente em função da solução de compactação adotada e, sendo assim, a verificação através da maquete passou a ser menos importante do que se previa inicialmente:

- Afastamentos Dielétricos: - A solução de compactação adotada tem distâncias entre fases de 2,5m. Este valor tem boa margem de segurança, tanto em relação às normas IEC-61936-1 [6], IEEE Std 1427 [9], IEC-60071-2 [10] e ABNT NBR-8186 [11], quanto em relação à subestação compacta com bay testado em laboratório, descrito na referência [8]. Esta última, apesar de ter utilizado barramentos de tubos rígidos, adotou distâncias bem menores, de 1,75m entre fases.
- Campo Magnético: - Valores para a subestação em estudo são muito inferiores ao limite estabelecido pela resolução normativa da ANEEL [20]. A aproximação entre fases provoca pequeno aumento do campo magnético, mas sem risco de se aproximar dos limites estabelecidos para exposição humana.
- Campo Elétrico: - A subestação compacta explorou bastante o aproveitamento dos espaços verticais. As partes energizadas ficam a alturas maiores ou iguais às da subestação convencional, reduzindo a intensidade do campo elétrico ao nível do solo (e na altura especificada de 1,5m acima do solo).
- Na questão dos afastamentos para manutenção e segurança, o software PRIMTECH 3D [22] permitiu realização das verificações que teriam sido feitas na maquete.

Entretanto, apesar de não ter sido determinante na verificação da solução do projeto compacto, é importante registrar nesta tese alguns dos resultados obtidos com o uso do modelo reduzido da maquete, em função do aprendizado que o uso deste recurso proporcionou, assim como a possibilidade de uso futuro do mesmo em outras aplicações (vide capítulo-5).

### **3.2.2 – Software “PRIMTECH-3D”**

Considerando que o modelo reduzido na maquete da subestação compacta não chegou a ser construído, por questões de custo e prazo, a verificação de afastamentos foi efetuada com o uso do software PRIMTECH-3D [22], que é um software baseado em AutoCAD, para projeto de subestações de alta tensão, desenvolvido pela empresa alemã “entegra eyrich + appel gmbh” (site <https://www.primtech.com/en/product/product-overview>).

O PRIMTECH-3D permitiu que se iniciasse o projeto a partir de um esboço simples, que pode ser desenvolvido, acrescentando-se progressivamente os detalhes e verificações necessários, permitindo a visualização 3D do projeto e a obtenção de desenhos de planta e cortes em formato AutoCAD, podendo ser geradas também versões em formato PDF.

O PRIMTECH-3D dispõe de uma biblioteca contendo equipamentos (transformadores, para-raios, TPs, TCs, chaves seccionadoras, disjuntores, etc), tubos, conectores, cabos e estruturas, que podem ser selecionados e inseridos no projeto, no ponto desejado. Quando necessários, novos equipamentos tiveram que ser acrescentados a esta biblioteca, para atenderem a necessidades específicas das subestações projetadas neste trabalho.

Entre as funcionalidades oferecidas pelo programa, a verificação de afastamentos (“clearances”) é especialmente interessante. Informa-se o mínimo afastamento desejado e a partir deste valor é feita pelo programa a verificação automática compreendendo todo o projeto, indicando os pontos em que o valor mínimo estiver eventualmente sendo violado.

O “software” PRIMTECH-3D foi utilizado então no desenvolvimento do projeto, obtenção dos desenhos de planta e cortes, visualização 3D das alternativas de subestações estudadas e no que se refere à realização de correções e melhorias, veio a substituir uma das funções que havia sido inicialmente planejada para o modelo reduzido na maquete.

## 4- ANÁLISE DE DADOS: - ESTUDO DE ALTERNATIVAS E REFINAMENTO DA SOLUÇÃO

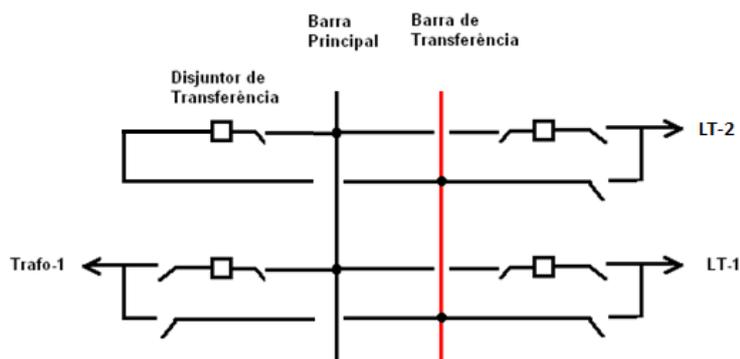
### 4.1- Alternativas de compactação propostas

#### 4.1.1- Descrição da subestação convencional de referência

A subestação convencional de tensão nominal 138kV da CELESC, adotada como referência para os estudos de compactação, tem arranjo de barra principal e barra auxiliar de transferência, utilizando-se de bays modulares, podendo ser expandida para comportar até quatro bays de linha, três bays de transformador e um bay de transferência.

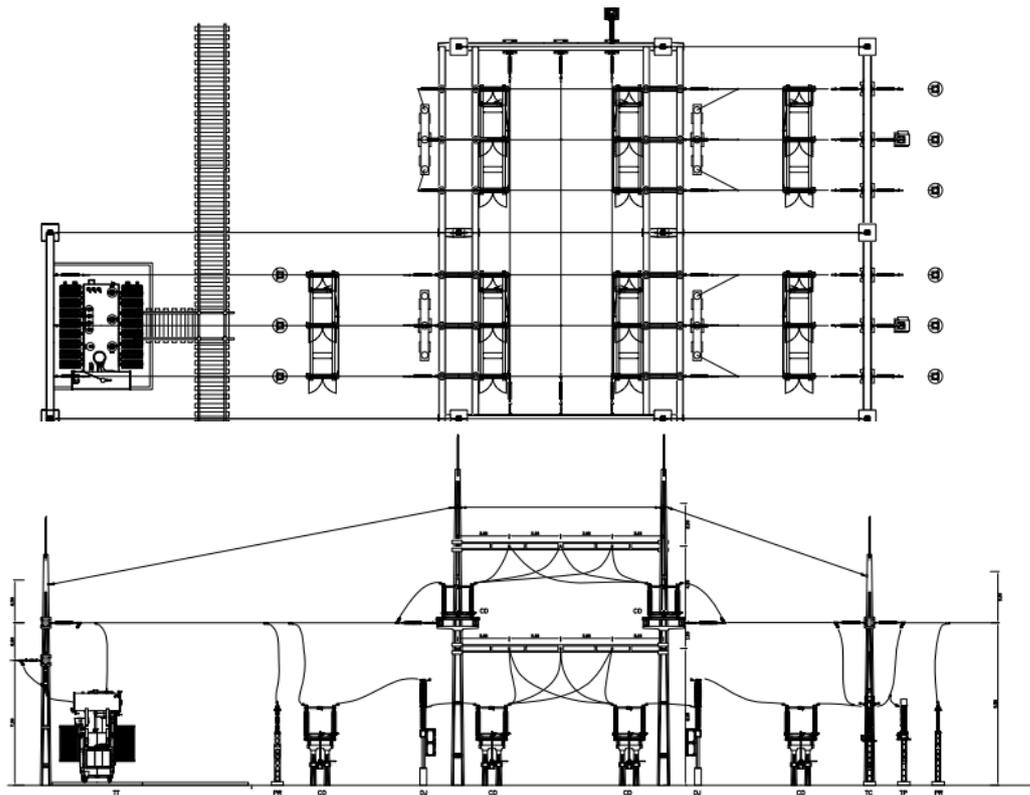
Este tipo de arranjo é adotado como padrão pela CELESC em suas subestações conectadas à rede de tensão nominal 138kV, usado, por exemplo, nas subestações de Florianópolis Capoeiras, Florianópolis Ingleses, Trindade, Ilha Sul e Ilha Norte. As subestações com poucos bays, como, por exemplo, a SE Florianópolis Ingleses, que tem apenas 1 bay de linha e 1 bay de transformador, começam operando em arranjo simplificado, porém já são inicialmente construídas de forma a poderem assumir o arranjo padronizado a medida que são efetuadas futuras expansões.

O diagrama unifilar de manobra, referente à subestação convencional padrão CELESC, no setor de alta tensão, na configuração com dois bays de linha, um bay de transformador e um bay de transferência de barras, encontra-se representado a seguir, na figura 20.



**Figura 20 - Diagrama unifilar de manobra do setor de alta tensão da subestação convencional de referência [Configuração com 2 bays de linha, 1 bay de transformador, 1 bay de transferência, BP (barra principal) e BA (Barra auxiliar)]**

Os estudos iniciais das alternativas foram conduzidos nesta configuração, sendo que ao final, para medição das áreas necessárias para cada alternativa, estas são expandidas para a configuração completa, repetindo-se as soluções dos módulos correspondentes. A seguir, na figura. 21, encontra-se o desenho de planta e corte da subestação convencional padrão de referência.



**Figura 21 - Planta e corte do setor de alta tensão da subestação convencional de referência da CELESC.**

Nos itens 4.1.2, 4.1.3 e 4.1.4, é feita uma descrição das alternativas de soluções de compactação estudadas e no item 4.2 uma comparação entre elas, quanto às técnicas usadas em cada caso, os graus de compactação atingidos e as razões que fundamentaram a escolha da solução a ser adotada e construída pela CELESC. Ao longo deste texto, para facilitar a identificação das alternativas, as mesmas passaram a ser chamadas de forma simplificada pelas suas características mais marcantes, como por exemplo, “solução com laje”, para o item 4.1.3.

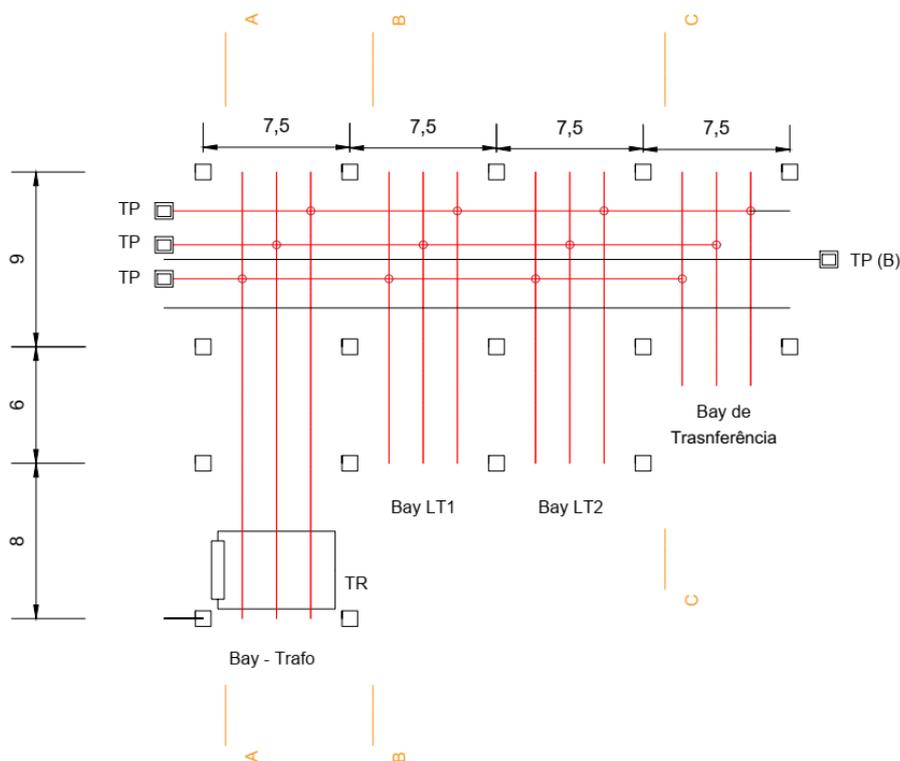
#### **4.1.2- Solução de compactação com chaves seccionadoras semi-pantográficas**

O uso de chaves seccionadoras semi-pantográficas e de tubos rígidos, tanto no barramento principal quanto nas conexões entre equipamentos ao longo dos bays, permitiu redução das distâncias entre fases para 1.750mm. Este afastamento, bastante reduzido, ainda é aproximadamente 400mm superior ao mínimo especificado nas normas IEC-61936-1 [6], IEEE Std 1427 [9], IEC-60071-2 [10] e ABNT NBR-8186 [11], que é em torno de 1.300mm. Ao se considerar requisitos de manutenção, segurança, conjunto de equipamentos selecionados para a subestação (com suas dimensões e características e em

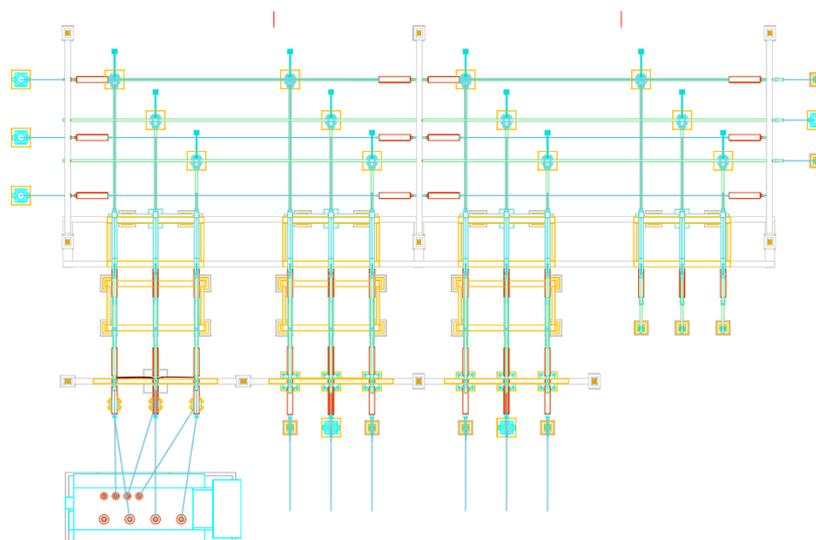
especial, transformadores e disjuntores), há sempre a necessidade de se aumentar os afastamentos. Esta distância de 1.750mm já foi testada anteriormente, com resultados satisfatórios, conforme referência [8], no Laboratório de Alta Tensão do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo, em protótipo com NBI de 650kV, nos ensaios de impulso atmosférico, tensão suportável na frequência industrial e “RIV” (ou TRI - Tensão de Rádio Interferência).

Na solução proposta nesta alternativa, explorou-se ainda o uso do espaço vertical, instalando-se os para-raios nas estruturas de chegada das linhas de transmissão. Além disso, o barramento auxiliar e uma das seccionadoras também foram montados na parte superior das estruturas (vide corte BB, figura 24), aproveitando também o espaço vertical. O espaço no nível do solo, onde seriam instalados estes equipamentos, pôde ser utilizado para instalação dos disjuntores.

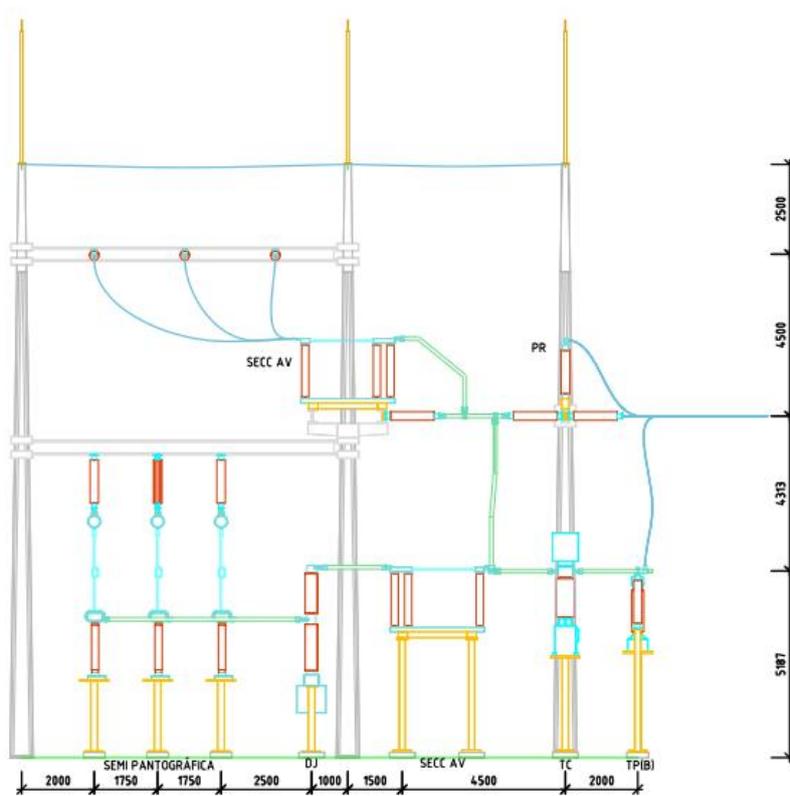
Como consequência das opções adotadas, temos obrigatoriamente todos os bays com saída para o mesmo lado (vide figuras 22, 23, 24 e 25). Deste modo, no planejamento de futuras expansões, deve-se atentar para não se ter dois de bays de transformadores contíguos, pois a largura dos transformadores e a necessidade de parede corta-fogo, obrigaria a se aumentar a distância entre bays vizinhos, reduzindo o grau de compactação obtido com esta solução. Esta particularidade pode vir a comprometer, em algumas situações, a modularização do projeto.



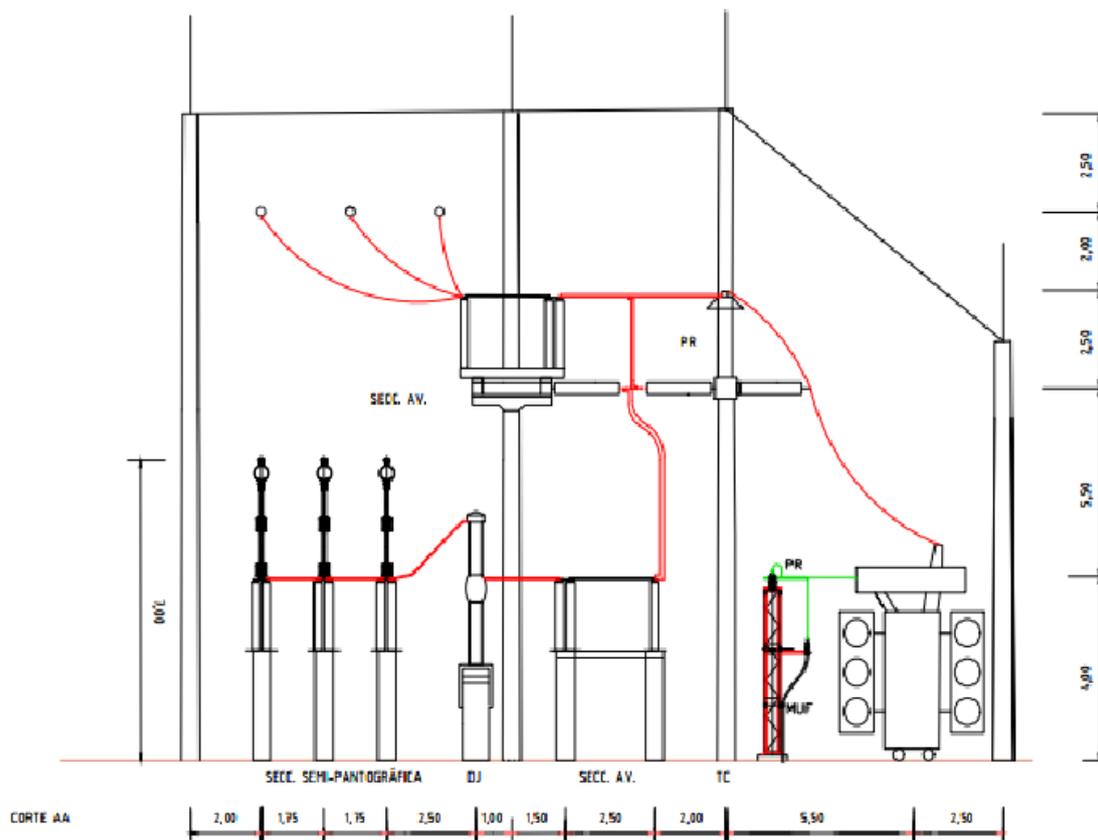
**Figura 22 – Solução de Compactação com uso de Chaves Seccionadoras Semi-pantográficas. (“croquis” da planta do setor de AT da subestação. Corte B-B na Figura 24)**



**Figura 23 - Solução de Compactação com uso de Chaves Seccionadoras Semi-pantográficas.  
(planta do setor de AT da subestação)**



**Figura 24 - Solução de Compactação com uso de Chaves Seccionadoras Semi-pantográficas.  
(corte B-B: - Bay de Linha)**



**Figura 25 - Solução de Compactação com uso de Chaves Seccionadoras Semi-pantográficas.  
(corte A-A: - Bay de Transformador)**

#### 4.1.3- Solução de compactação com uso de laje

É importante frisar que a subestação compacta assim proposta não é abrigada, pois não há necessidade de paredes, mas somente da laje suportada por estruturas. Esta técnica, apresentada na referência [5], tem como principal premissa a montagem dos equipamentos mais leves sobre a laje, como equipamentos de média tensão (exceto bancos de capacitores), serviços auxiliares e painéis de proteção e comando. Sob a laje ficam os equipamentos de alta tensão, com exceção dos transformadores de potência, instalados na área externa à laje.

A compactação com uso de laje tem a vantagem de, ao mesmo tempo, reduzir a área do setor de alta tensão e também viabilizar a otimização do espaço para acomodar os demais equipamentos da subestação, que passam a ocupar o espaço sobre a laje. Comparando-se com a solução anterior, descrita no item 4.1.2 (com uso de chaves semi-pantográficas), tem-se compactação do setor de alta tensão da mesma ordem, porém a subestação como um todo ocupa uma área menor no projeto com uso de laje.

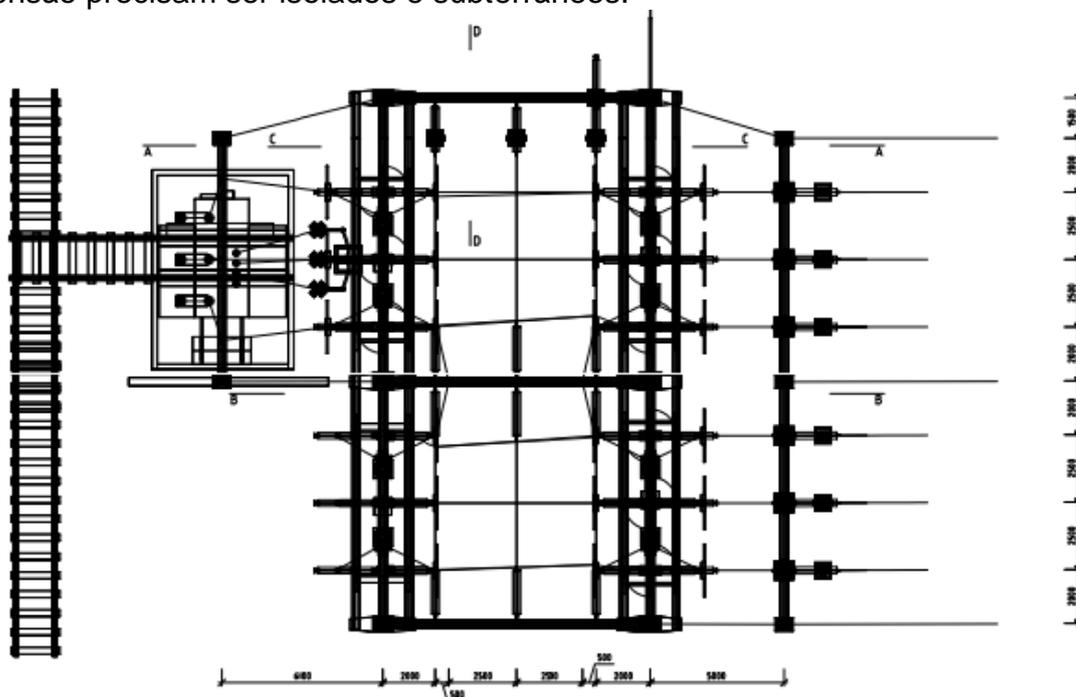


possibilidade de se poder explorar a redução da distância entre fases. O tipo de chave seccionadora que melhor atende a este conjunto de requisitos é a de dupla abertura lateral (DAL) e a solução encontrada pode ser mais bem compreendida examinando-se o corte da figura 29 e a planta da figura 27, com três chaves montadas em cada estrutura.

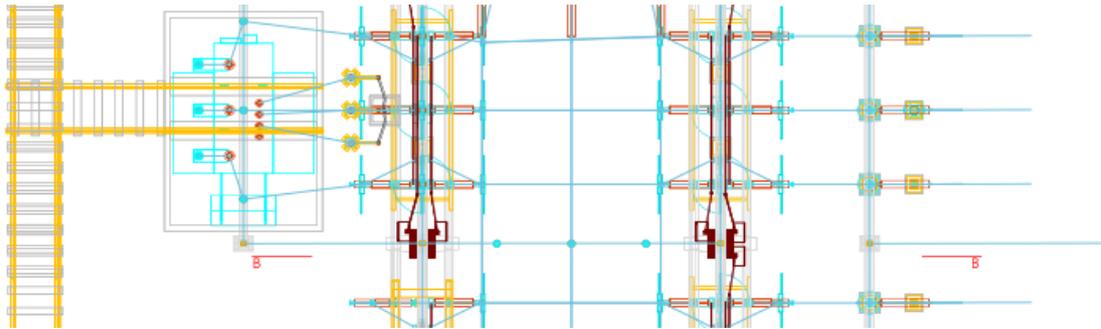
No trecho de planta do setor de alta tensão da subestação, mostrado na figura 28, pode-se ver representados os quadros de comando e tubos de acionamento dos mecanismos motorizados das chaves seccionadoras, na cor roxa. O projeto estudado nesta alternativa comportou a montagem de até três quadros por estrutura, sem comprometimento de desempenho e sem apresentar interferência nos afastamentos dielétricos do projeto.

Examinando-se o corte da figura 29, constata-se ainda que esta solução contribuiu bastante para a diminuição do espaço longitudinal dos bays (tanto de linha quanto de transformador), até a conexão com os barramentos.

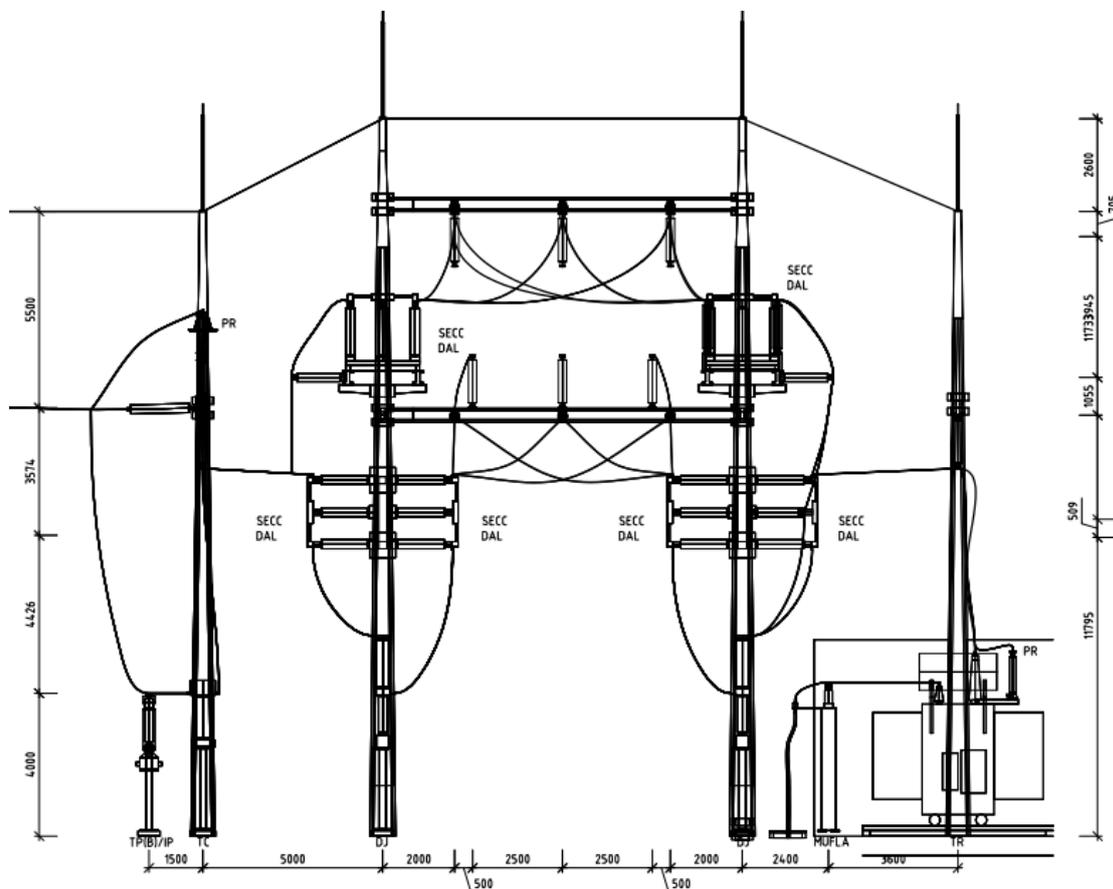
Nesta solução também foi efetuada a montagem dos para-raios do bay do transformador no tanque do mesmo, assim como, na parte superior das estruturas de conexão das linhas, os respectivos para-raios dos bays de linha. O transformador foi instalado com as buchas da média tensão voltadas para o lado da alta tensão da subestação e em consequência os cabos de média tensão precisam ser isolados e subterrâneos.



**Figura 27 - Solução de compactação com chaves seccionadoras DAL, em montagem vertical (planta do setor de alta tensão da subestação)**



**Figura 28 - Solução de compactação com chaves seccionadoras DAL em montagem vertical.**  
**(trecho de planta do setor de alta tensão da subestação, mostrando os quadros de comando e tubos de acionamento do mecanismo motorizado na cor roxa)**



**Figura 29 - Solução de compactação com chaves seccionadoras DAL em montagem vertical.**  
**(corte A-A: bay de linha à esquerda e bay de transformador à direita)**

#### 4.2- Escolha da melhor alternativa

As principais técnicas de compactação encontradas na literatura, assim como os equipamentos que possam auxiliar na compactação, foram novamente listadas abaixo, para facilitar a avaliação do uso das mesmas nas alternativas de projetos compactos estudadas:

1. Redução de afastamentos entre fases e de fase para a terra.
2. Utilização de tubos de alumínio rígidos ao invés de cabos flexíveis.
3. Uso de configurações geométricas alternativas para os barramentos.
4. Uso de chaves seccionadoras semi-pantográficas.
5. Uso de chaves seccionadoras de abertura vertical (AV).
6. Uso de chaves seccionadoras de dupla abertura lateral (DAL).
7. Montagem de chaves seccionadoras na posição vertical.
8. Montagem dos para-raios dos bays dos transformadores nos tanques dos mesmos.
9. Instalação de para-raios nas estruturas de chegada das linhas.
10. Montagem de diversos equipamentos na mesma estrutura.
11. Transformador com lado das buchas de média tensão (MT) voltada para a parte interna da Subestação (lado dos barramentos de AT).
12. Média tensão (MT) com cabos subterrâneos.
13. Redução do NBI através de uso de para-raios.
14. Uso de laje no projeto da subestação, com os equipamentos mais pesados sob a laje (nível térreo).
15. Cabos isolados subterrâneos de AT na entrada do bay de linha e na saída para conexão aos transformadores.

Na tabela 1, encontra-se um comparativo entre a subestação convencional de referência e as alternativas de compactação estudadas, do ponto de vista das técnicas de compactação aplicadas e das áreas ocupadas pelo setor de alta tensão de cada uma (em m<sup>2</sup> e também em porcentagem), quando comparadas à área ocupada pela subestação padrão de referência.

As áreas calculadas para os setores de AT das subestações, apresentadas na tabela comparativa (tabela 1), referem-se às subestações em suas configurações máximas, isto é, com quatro bays de linha, três bays de transformador e um bay de transferência de barras. Observa-se que as reduções de área obtidas no setor de alta tensão das três alternativas são muito parecidas.

A opção com laje permite redução maior da área ocupada, se for avaliada a subestação como um todo, e não só o setor de alta tensão. Os aspectos de modularização e expansão se apresentam limitados neste tipo de subestação, pois o número total de bays já deve estar definido por ocasião da construção da laje.

	SE CONV. DE REFER.	SE CHAVE SEMI-PANT.	SE LAJE	SE CHAVE DAL
1- Redução de afastamentos	-	X	X	X
2- Uso de tubos rígidos	-	X	-	-
3- Geometria alternativa dos barramentos	-	-	X	-
4- Seccionadoras semi-pantográficas	-	X	-	-
5- Seccionadoras AV	-	X	-	-
6- Seccionadoras DAL	-	-	X	X
7- Montagem chaves na posição vertical	-	-	X	X
8- PR nos tanques dos transformadores	-	-	X	X
9- PR nas estruturas de chegada das LTs	-	X	X	X
10- Diversos Equip. na mesma estrutura	-	-	X	X
11- MT do Transformador no lado AT da SE	-	X	-	X
12- Cabos MT isolados subterrâneos	-	X	X	X
13- Redução de NBI com PRs	-	-	-	-
14- Uso de Laje	-	-	X	-
15- Cabos AT isolados subterrâneos	-	-	X	-
Área estimada do pátio de AT	3584 m <sup>2</sup> (100%)	2000 m <sup>2</sup> (56%)	2100 m <sup>2</sup> (59%)	2040 m <sup>2</sup> (57%)

**Tabela 1 – Comparativo entre a subestação padrão de referência e as alternativas de compactação estudadas.**

Com relação à solução “com chaves semi-pantográficas”, assim como na solução com laje, os bays ficam todos de um mesmo lado dos barramentos. Esta característica também a torna pouco flexível, no que diz respeito à modularização, uma vez que, se na execução de uma expansão, forem necessários dois ou mais bays vizinhos para transformadores, pode-se perder parte da compactação, caso as dimensões destes transformadores venham a determinar que se aumente a largura dos bays.

Em função dos aspectos acima mencionados, escolheu-se a alternativa de subestação compacta “com chaves de dupla abertura lateral (DAL) e montagem na posição vertical”. Esta solução permite uma redução significativa de área do pátio de AT (57% da convencional) e pode ser aplicada de forma modular aos bays de futuras expansões. Além disso, no que diz respeito a equipamentos em estoque para manutenção, somente a chave seccionadora de dupla abertura lateral, apesar de ser um equipamento convencional, não é um equipamento utilizado nas subestações da CELESC.

### **4.3- Refinamento da Solução**

#### **4.3.1- Verificação da alternativa de solução de compactação adotada.**

Os principais critérios na escolha da melhor alternativa foram o grau de redução de área para construção da subestação e a possibilidade de expansão da subestação repetindo-se a mesma solução nos novos bays (modularização). No projeto de uma subestação, em particular quando se busca uma otimização das distâncias, alguns aspectos podem apresentar inconsistências com relação a requisitos de segurança ou funcionais, exigindo que se proceda a uma etapa de refinamento da solução adotada. Para que fosse validada a alternativa escolhida, algumas verificações adicionais ainda foram necessárias, conforme descrito nos itens a seguir.

#### **4.3.2- Detalhamento da montagem das seccionadoras e verificação de afastamentos**

Em função da instalação de três chaves seccionadoras DAL na mesma estrutura (uma na horizontal e mais duas na posição vertical), houve necessidade de verificação prévia da montagem das respectivas caixas de comando, ferragens e tubos de acionamento, o que se mostrou viável. Os detalhes foram verificados com apoio de um fabricante de chaves seccionadoras e os mesmos foram acrescentados aos desenhos do projeto.

A solução escolhida faz uso de cabos flexíveis nos barramentos e conexões entre equipamentos (ao invés de tubos rígidos). Estes cabos ficam sujeitos a variações de posição em função dos ventos e da expansão térmica, ocupando um espaço chamado de “envelope de movimento do condutor”[13], o que pode diminuir momentaneamente as distâncias entre fases. Constatou-se que neste projeto, a redução de espaçamentos foi bastante conservadora, não trazendo preocupações neste sentido.

Ao final do projeto, os afastamentos fase-fase e fase-terra de 2,5m, estabelecidos nesta solução, passaram por uma última etapa de verificações e correções, através do recurso do software PRIMTECH-3D [22], disponibilizado para este fim.

Foram também verificados os espaços de segurança e distâncias requeridas para a manutenção [12][13]. Conforme a norma NR 10 – “Segurança em instalações e serviços em eletricidade” [12], na tensão nominal de 138kV, a delimitação da zona de risco deve ser a 1,2 metros de distância de pontos energizados e a zona controlada a 3,2 metros. Pode-se constatar, por exemplo, observando-se a figura 29, que os espaços deste projeto permitem a desmontagem e retirada para manutenção dos polos dos disjuntores em segurança.

A remoção dos transformadores para manutenção, também é contemplada, através de trilhos instalados na parte externa ao pátio de AT.

#### 4.3.3- Verificação de falha de blindagem

Outro aspecto relevante avaliado foi com relação à blindagem da subestação contra raios, considerando que a subestação compacta, ao explorar o uso dos espaços verticais, ficou aproximadamente 2 metros mais alta do que a subestação convencional.

De acordo com o modelo eletrogeométrico, na ocorrência de raios com correntes elevadas, tem-se boa proteção dos cabos-guarda, pois a intersecção das curvas dos cabos-guarda com as do solo oferecem proteção total.

A falha de blindagem, isto é, a ocorrência de descargas diretas em condutores das fases, de acordo com o modelo eletrogeométrico, deve ser verificada para correntes de raio mais baixas. As envoltórias que determinam a proteção contra descargas diretas tem seu raio dado por:

$$r = 10 \times I^{0,65}$$

Para a classe-1 da norma IEC-62305-1 [23], a descarga mínima a ser considerada é de 3kA, resultando em raio das envoltórias igual a 20 metros. Com este valor de envoltória, neste projeto de subestação compacta, constatou-se que em uma região, embora pequena, poderia ocorrer falha de blindagem no ponto da conexão ao TP do barramento auxiliar.

Para sanar este problema, foi alterada a posição do TP (da fase-B para a fase-A) e foi instalada mais uma haste em posição horizontal no poste correspondente, que pode ser vista na parte superior direita da planta da figura 27.

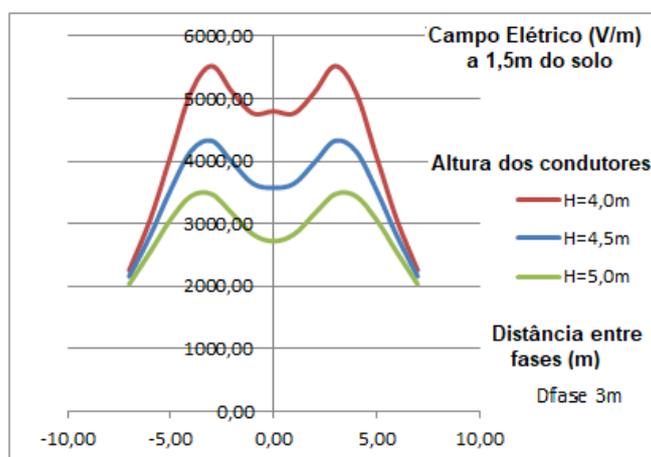
#### 4.3.4- Campo elétrico

No início dos estudos, havia a preocupação de que a solução de compactação selecionada pudesse infringir os níveis máximos de campo elétrico para exposição humana. Conforme a resolução ANEEL n. 398-2010 [12], o campo elétrico em uma subestação, na frequência de 60Hz, medido a 1,5m do solo, deve ser inferior a 4,17kV/m para “Público em Geral” e 8,33kV/m para “População Ocupacional”.

Em especial, se a solução adotada tivesse altura dos barramentos e conexões mais baixas do que a subestação padrão de referência, estes valores poderiam estar sendo violados. Porém, ao contrário, a subestação compacta, para aproveitar melhor o espaço vertical, foi projetada mais alta que a de referência. Além disso, a redução dos espaçamentos entre fases também atua a favor da diminuição do campo elétrico. Foram efetuados diversos cálculos usando o

Método de Simulação de Cargas [24] (“CSM – Charge Simulation Method”), para comprovação deste fato.

Com relação à altura dos condutores, é senso comum que quanto mais baixos os condutores energizados, responsáveis pelo campo, maior será a intensidade do campo elétrico. Através de cálculo utilizando o Método de Simulação de Cargas, podemos avaliar quantitativamente este efeito, conforme figura 30, onde se vê gráfico do campo elétrico, medido a 1,5m do solo, para condutores com distância entre fases de 3m, energizados com tensão máxima operativa trifásica de 145kV entre fases. Os valores foram plotados ao longo do sentido transversal dos condutores, para três alturas diferentes dos barramentos (H=4,0m; 4,5m e 5,0m). Os valores maiores ocorrem sob as fases mais externas e foram de 5520V/m (H=4,0m), 4327V/m (H=4,5m) e 3474V/m (H=5,0m).



**Figura 30 - Variação do Campo Elétrico (V/m) com a altura.**

No que diz respeito à distância entre fases, o resultado é menos intuitivo. Sendo os condutores alimentados por tensões trifásicas, o defasamento entre elas faz com que a fase-B provoque redução no campo produzido sob a fase-A e assim por diante, de modo que quanto mais próximas estiverem as fases entre si, maior a redução, conforme pode ser observado no gráfico da figura 31. Para uma altura dos condutores fixa em 4,5m, foram plotados gráficos para as distâncias entre fases de 2m, 2,5m e 3m. Os maiores valores observados foram de 4327V/m (dfase=3,0m), 4004V/m (dfase=2,5m) e 3547V/m (dfase=2,0m).

Portanto, podemos concluir que a subestação compacta terá intensidade de campo elétrico inferior ao da subestação convencional, tanto em função da maior distância ao solo das partes energizadas, quanto pela diminuição das distâncias entre fases e das fases para a terra.

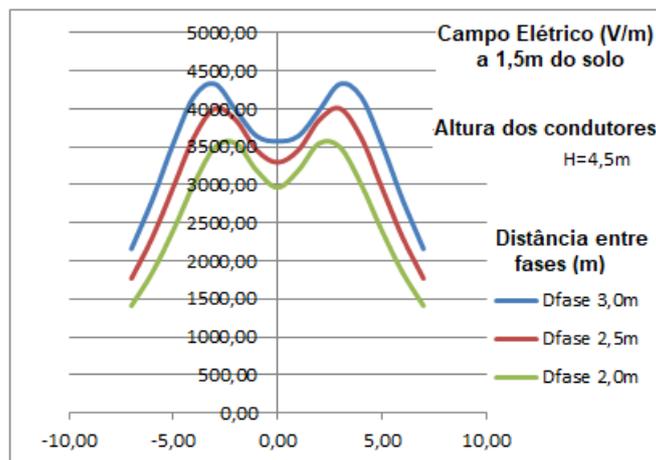


Figura 31 - Variação do Campo Elétrico (V/m) com a distância entre fases.

#### 4.3.5- Campo magnético

Conforme a resolução ANEEL n. 398-2010 [12], o campo magnético, na frequência de 60Hz, medido a 1,5m do solo, deve ser inferior a 200  $\mu$ T para “Público em Geral” e 1.000  $\mu$ T para “População Ocupacional”.

Conforme já descrito anteriormente, a solução adotada para a subestação compacta, para aproveitar melhor o espaço vertical, foi projetada mais alta que a de referência. Assim sendo, a intensidade de campo magnético, considerando a altura dos condutores energizados, será menor que a produzida na subestação convencional, nas mesmas condições de carregamento.

Entretanto, com relação à redução das distâncias entre fases, de 3m para 2,5m no projeto compacto, o efeito é um pequeno aumento da intensidade do campo magnético.

Para avaliar melhor esta questão, foram efetuados alguns cálculos, utilizando-se o equacionamento conforme a Técnica de Simulação de Correntes (análogo ao “Método de Simulação de Cargas” para campos elétricos), descrito na referência [25].

Aplicando-se os cálculos considerando a mesma intensidade de corrente nas três fases e defasamento de 120graus entre as mesmas, para altura dos condutores energizados de 4,5m do solo e distância entre fases de 2,5m, verificou-se que são necessárias correntes superiores a 5.000A para se chegar próximo ao limite de 1.000  $\mu$ T estabelecido pela resolução ANEEL n. 398-2010. As correntes em subestações convencionais de mesma potência da CELESC são muito inferiores a 5.000A, o pode ser constatado através dos valores de correntes nominais especificadas para seus equipamentos (por exemplo, a Subestação Florianópolis Ingleses, tem seccionadores de corrente nominal de 2.000A e disjuntores com corrente nominal de 1.250A).

Com relação à influência da altura dos condutores energizados e das distâncias entre fases na intensidade do campo magnético, este comportamento pode ser observado na figura 32 e figura 33, obtidas também com a aplicação das equações da referência [25].

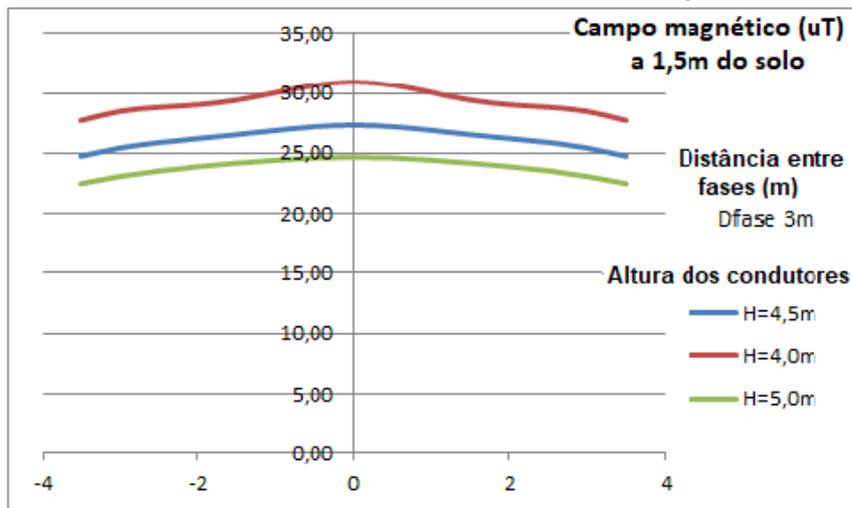


Figura 32 - Variação do Campo Magnético ( $\mu\text{T}$ ) com a altura.

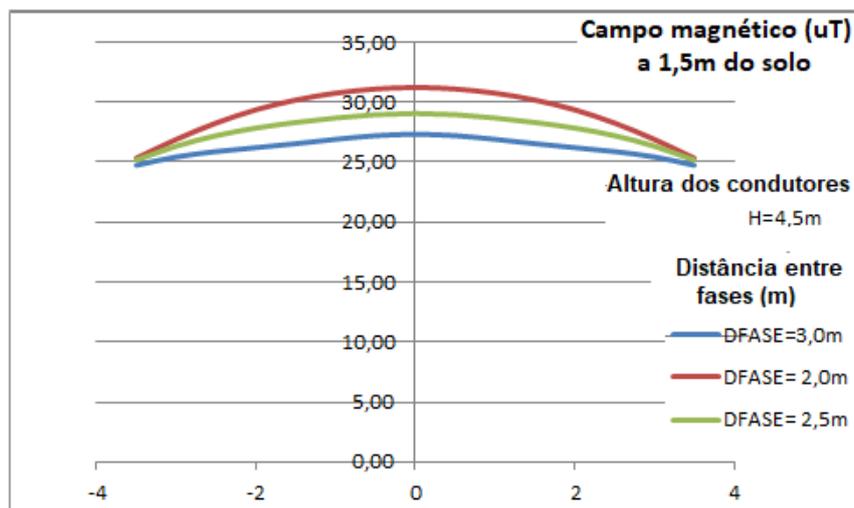


Figura 33 - Variação do Campo Magnético ( $\mu\text{T}$ ) com a distância entre fases.

Resumindo, com relação ao campo magnético da subestação compacta desenvolvida neste trabalho, conclui-se que:

- A intensidade de campo magnético na subestação compacta será muito inferior aos limites da resolução da ANEEL (1.000  $\mu\text{T}$  para "População

Ocupacional”), assim como para a subestação convencional correspondente.

- Se comparada a uma subestação convencional, espera-se que a intensidade do campo magnético na subestação compacta seja da mesma ordem, uma vez que deve haver diminuição dos campos em função das alturas dos condutores energizados serem superiores às da subestação convencional, e por outro lado, deve-se observar um ligeiro aumento em função da redução das distâncias entre fases.

## 5 - MEDIÇÕES EFETUADAS COM MODELO REDUZIDO

### 5.1– Considerações Gerais

Conforme mencionado anteriormente, em função do custo e prazo para construção da maquete, foi construído apenas o modelo reduzido correspondente à subestação convencional de referência, em configuração com um bay de linha e um bay de transformador. As verificações e medições que seriam feitas em laboratório no projeto compacto, foram substituídas por cálculos e verificações por software, conforme descrito no item 4.3 desta tese.

Sendo assim, as medições efetuadas com a maquete no modelo reduzido da subestação de referência não foram utilizadas para validar o atendimento a requisitos técnicos pelo projeto compacto. Decidiu-se mesmo assim por se registrar nesta tese alguns dos resultados obtidos com o uso do modelo reduzido da maquete, em função do aprendizado que o uso deste recurso proporcionou, assim como a possibilidade de uso futuro do mesmo em outras aplicações.

### 5.2– Fatores de escala no Modelo Reduzido

Os ensaios de modelo reduzido, em laboratório de alta tensão, devem levar em conta fatores de escala não somente para as dimensões, mas também para todas as grandezas elétricas envolvidas nos fenômenos submetidos a testes.

Conforme equacionamento detalhado no item-5.5, desprezando-se o erro em se ter o mesmo meio isolante (ar), tanto no sistema real quanto no modelo reduzido, a análise de quais fatores de escala devem ser adotados fica reduzida à escolha de apenas dois fatores,  $p$  e  $\alpha$ . A partir destas considerações, as seguintes relações entre sistema real e modelo reduzido são estabelecidas:

#### a- Relação 1:1

- Resistências
- Impedâncias de surto
- Velocidades de propagação de onda
- Indutâncias por unidade de comprimento
- Capacitâncias por unidade de comprimento

#### b- Relação 1:p

- Distâncias
- Tempo
- Indutâncias
- Capacitâncias

#### c- Relação 1: $\alpha$

- Campos Elétricos
- Campos Magnéticos

#### d- Relação 1: $\alpha.p$

- Tensões
- Correntes

A maquete com modelo reduzido da subestação convencional de referência foi construída na escala 1:  $p$  ( $p = 15$ ) e para o fator  $\alpha$  foi adotado o valor  $\alpha = 1$ . Nos itens subseqüentes serão feitas algumas considerações sobre as razões para adoção destes valores.

### 5.3 – Ensaios de Impulso Atmosférico no Modelo Reduzido

Foram efetuadas algumas medições no Laboratório de Alta Tensão da Unicamp, antes da maquete estar pronta, com o objetivo de verificar se seria viável a realização de ensaios de impulso atmosféricos no modelo reduzido da maquete e que resultados poderiam ser obtidos.

Não foram encontradas referências bibliográficas fazendo uso de modelo reduzido com este objetivo.

Com relação à tensão disruptiva, foram efetuadas diversas medições no LAT da Unicamp, variando-se os tempos das formas de onda e também as distâncias do “gap” tipo haste-haste.

Os resultados das medições podem ser resumidos da seguinte forma:

- Efeito do comprimento do “gap”: - a ruptura para “gaps” pequenos se dá para valores de tensões menores do que se a variação fosse linear em toda a faixa de gaps.
- Efeito do tempo: - a ruptura para frentes de onda lentas se dá para valores de tensão menores que para frentes rápidas.

Então, considerando-se somente aspectos referentes à ocorrência de descargas, podemos dizer que os resultados são conservativos, isto é, se não houver interrupção no laboratório, também não haverá na SE real, com boa margem de segurança. Porém, a análise do comportamento de eletrodos é muito simplificada, pois quando temos uma subestação (real ou modelo), haverá reflexões e tensões diferentes em diversos pontos da subestação. Além disso, se considerarmos a presença ou não de para-raios, teremos alterações significativas nos resultados.

Do ponto de vista teórico, estas questões foram exploradas mais a fundo, em especial, no que diz respeito a:

- forma de onda do impulso
- uso de para-raios no modelo reduzido
- condutividade do ar

- **Forma de onda do impulso**

Pela teoria do modelo reduzido, se temos as distâncias reduzidas na escala 1: $p$ , então precisamos também garantir igual redução nos tempos e como consequência a velocidade de propagação de onda seria a mesma do sistema real. Foi adotado para a maquete  $p=15$ , pois reduções menores tornariam o

modelo excessivamente grande e, portanto, seria muito caro e grande demais para o laboratório. Porém, ao adotar  $p=15$ , a forma de onda de impulso atmosférico passa a ser “0,08 x 3,33  $\mu s$ ” (“1,2 x 50  $\mu s$ ” / 15). Esta forma de onda não é possível de ser obtida no laboratório. Simulações com o ATP demonstraram que o uso de forma de onda 1,2 x 50  $\mu s$ , ao invés de onda mais rápida (respeitando a escala do modelo reduzido), fornece resultados mais severos (duração e amplitude das tensões e amplitude das correntes nos para-raios). As amplitudes das tensões não são muito mais altas e, portanto, ensaios com forma de onda de 1,2 x 50  $\mu s$  forneceriam resultados conservativos. Estas simulações no ATP consideraram o modelo da subestação, enquanto que as medições no laboratório apenas eletrodos haste-haste, porém nos dois casos os resultados são conservativos.

- **Uso de para-raios no modelo reduzido**

Entretanto, a forma de onda não é a única dificuldade na realização de impulso atmosférico em modelo reduzido. Quando se faz simulações no “ATP – Alternative Transients Program”[28], torna-se evidente a importância da atuação dos para-raios no controle das sobretensões nos diversos trechos de uma subestação. Em pontos de reflexão com alta impedância, como por exemplo, nas conexões a transformadores, as amplitudes das descargas se amplificam, se não forem atenuadas pela atuação dos para-raios. Deste modo, um teste de impulso em laboratório no modelo reduzido, sem uso de para-raios, poderia resultar em amplitudes muito altas em alguns pontos do modelo e até ocorrência de descargas, porém não estaria representando o sistema real, protegido por para-raios. Deve-se fazer, portanto, uma distinção entre aplicar impulso a um equipamento ou aplicar um impulso a um modelo de subestação, com barramentos, interligações e diversos equipamentos (inclusive os para-raios), sem suas partes ativas. Quando se aplica impulso a um equipamento, o objetivo é avaliar se o mesmo suporta o impulso sem ocorrência de danos ou descargas internas. Quando se aplica impulso a uma subestação, a verificação efetuada é com relação à coordenação do isolamento, isto é, de que a amplitude da descarga não supere o NBI da subestação em nenhum ponto, com margem de segurança normalmente adotada de 15%. Para tal, teríamos que ter para-raios no modelo da maquete. Para que o modelo represente o real, teríamos  $NBI_m = NBI / p$  e a tensão residual do para-raios na mesma escala, isto  $V_{res_m} = V_{res} / p$ .

O para-raios Embrastec modelo AntiRaio BTI 275V/20kA poderia cumprir esta função, quando comparado ao para-raios real ABB Exlim-p, adotando-se fatores  $p=15$  e  $\alpha = 15,93$  ( $\alpha.p = 239$ ), conforme tabela 2, a seguir:

	U <sub>max</sub> (kV ef)	U <sub>c</sub> (kVef)	U <sub>r</sub> (kVef)	U <sub>res</sub> 20kA (kVpico)	Classe
Real (ABB Exlim-P)	145	92,00	120,00	311,00	2
Modelo (Embrastec AntiRaio BTI)	-	0,28	0,43	1,30	2
Escala Tensão ( $\alpha \cdot p$ )	-	329	279	<b>239</b>	-

**Tabela 2 – Fatores de escala para representação de para-raios no modelo reduzido**

Observa-se que, neste caso, só é possível satisfazer as condições da teoria do modelo reduzido adotando-se  $\alpha = 15,93$  ( $\alpha \neq 1$ ).

Em termos de tamanho, o para-raios de fabricação ABB tem 1.645 mm de altura, que convertido à escala do modelo reduzido seriam 110mm (1645 / 15). O para-raios Embrastec é proporcionalmente menor, tendo 58mm de altura, sendo que na maquete o mesmo poderia ser montado em estruturas que corrigissem esta diferença.

- **condutividade do ar**

A condutividade do ar no modelo reduzido, a rigor, deveria ser “p” vezes mais alta que a real, o que não é possível, uma vez que o ar é o mesmo meio nos dois casos. Ensaios de impulso atmosférico no modelo reduzido, com para-raios incluídos no modelo, não têm por objetivo determinar a suportabilidade do conjunto (V50%) e sim a avaliação das margens de segurança das sobretensões em relação ao NBI, a ser medida em pontos selecionados do modelo. Portanto, esta divergência no valor da condutividade, assim como nas referências [26][27], pode ser desconsiderada.

A solução de projeto de subestação compacta obtida apresentou uma redução das distâncias longitudinais ao longo dos “bays”, o que reduz a amplitude das descargas (efeito distância), fazendo com que o desempenho da mesma quando atingida por descargas atmosféricas seja superior ao da subestação convencional de referência. Desta forma, não há preocupação no sentido de que a subestação compacta possa apresentar problemas neste quesito, e isso somado às imprecisões apontadas anteriormente, caso se realizasse ensaios de impulso na maquete, contribuiriam para a decisão de não se fazer impulso no modelo reduzido da subestação.

## **5.4– Medição de Campo Elétrico no Modelo Reduzido**

### **5.4.1– Campo Elétrico em Subestações Compactas**

O campo elétrico em um modelo reduzido automaticamente considera detalhes como as distorções causadas pela presença de estruturas metálicas (suporte dos equipamentos, postes, tanques dos transformadores, etc). Com relação às partes energizadas, os cálculos são relativamente simples para condutores paralelos entre si e horizontais em relação ao solo. Porém, em uma subestação usualmente temos condições que tornam mais difícil o cálculo manual das intensidades dos campos elétricos, como por exemplo, condutores em posição vertical ou inclinada, ou ainda condutores energizados que não são paralelos entre si, como os barramentos em relação aos cabos dos bays. Existem softwares comerciais desenvolvidos para este fim, porém são caros e é bastante trabalhoso inserir todas as informações do projeto necessárias ao cálculo.

Conforme já mencionado anteriormente (capítulo 4.3.4, página 60), havia a preocupação de que a subestação compacta pudesse apresentar intensidade de campo elétrico superior à de uma subestação convencional. Com a medição de campos elétricos em modelo reduzido, caso se identificasse superação dos limites máximos estabelecidos para exposição humana, conforme Resolução Normativa ANEEL n. 398 de 23/03/2010 [20], haveria agilidade em se alterar o projeto e verificar a efetividade da alteração.

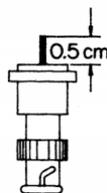
A subestação compacta explorou bastante o aproveitamento dos espaços verticais, sendo que os condutores estão mais distantes do solo que no caso da subestação convencional, o que provoca redução do campo elétrico ao nível do solo. Outra particularidade da subestação compacta projetada foi a diminuição do afastamento entre fases, o que também provoca redução da intensidade do campo elétrico.

Apesar de não haver preocupação com superação dos limites de intensidade dos campos elétricos, foram efetuadas medições para se verificar tanto a metodologia quanto a qualidade das medições em laboratório, com uso de modelo reduzido.

#### 5.4.2 – Sondas para medição de Campo Elétrico

Sondas para medições acima do nível do solo podem ser construídas, mas as mesmas são mais complexas do que as sondas para medição ao nível do solo, pois é necessário impedir que a presença das mesmas distorça o campo elétrico que se deseja medir.

A referência [29] apresenta dois tipos de sonda para medição de campo elétrico, a “sonda capacitiva” e a “sonda monopolo”, ambas para medições ao nível do solo. A sonda tipo monopolo é obtida a partir de um conector tipo BNC de cabo coaxial, ligado a um fio de cobre nu que atua como antena, na captação do campo elétrico, conforme figura 34.



**Figura 34 – Sonda tipo monopolo (extraída da referência [29])**

Foram efetuadas medições no laboratório com os dois tipos de sonda, sendo que a “sonda monopolo” apresentou maiores ganhos, tendo sido escolhida para se efetuar as medições.

É importante salientar que a Resolução nº 398/2010 da ANEEL [20] especifica, de forma explícita, o cálculo ou a medição de campos elétricos e magnéticos gerados por LTs e SEs ao nível de 1,5 m de altura do solo, apenas para o caso de análise da exposição do público em geral a tais campos. Para a população ocupacional, a referida resolução não indica quais as situações e onde calcular e medir os campos elétricos e magnéticos gerados. Diante desta indefinição por parte da ANEEL, a maioria das empresas do setor elétrico tem realizado os cálculos ou as medições dos campos elétricos e magnéticos a 1,5 m de altura também para a população ocupacional [30], em área interna das subestações ou dentro da faixa de passagem das LTs.

Assim sendo, deseja-se conhecer os valores de campo elétrico a 1,5m do solo, o que no caso do modelo reduzido corresponde à altura de 10cm acima da chapa metálica da maquete. Então, torna-se necessário estimar os valores na altura de 10cm, a partir de medições com sonda posicionada ao nível do solo (chapa metálica, no caso da maquete).

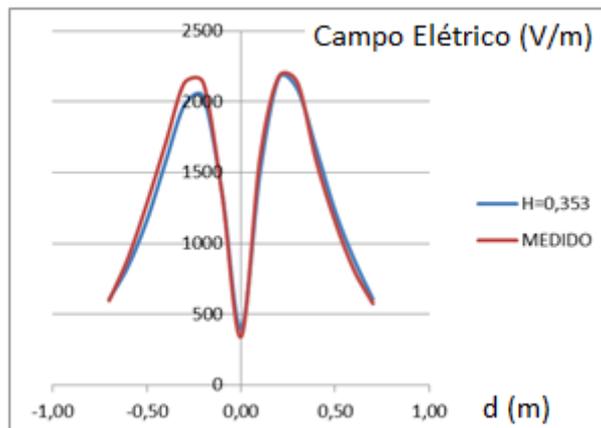
#### **5.4.3 - Calibração da sonda**

A calibração da sonda foi efetuada na própria maquete, no modelo da subestação convencional, em trecho do bay do transformador, entre as buchas de AT do mesmo e os para-raios. Todos os equipamentos foram desligados, para não influírem na calibração, inclusive tendo sido desfeitas as conexões ao transformador e aos para-raios. A obtenção do fator de calibração de deu através da comparação dos valores medidos, em “mV”, com os campos calculados pelo método da simulação de cargas.

No caso de campos provocados por tensões senoidais, não é necessário utilizar fonte com frequência determinada pela aplicação do fator de escala, como por exemplo, para impulsos atmosféricos, para atender às equações de Maxwell aplicadas a modelos em escala reduzida. Apesar disso, optou-se por utilizar, para a calibração e medições, uma fonte trifásica ajustada para a frequência de 900Hz. O uso de frequências mais altas melhora a qualidade da medição, pois o ganho da sonda é diretamente proporcional à frequência da fonte e, além disso, no caso em que houvesse quaisquer interferências em 60Hz no ambiente, ficaria mais fácil a identificação e redução das mesmas.

Conforme figura 35, que mostra a comparação entre valores medidos e calculados, constata-se que as variações do campo elétrico ao longo do sentido transversal foram reproduzidas com bastante fidelidade.

Foram feitas duas calibrações para medições ao nível do solo, com os condutores energizados em uma altura diferente em cada uma. O ideal seria a obtenção do mesmo fator de calibração nos dois casos. Entretanto, o fator obtido com os condutores mais baixos foi menor do que com os condutores mais elevados.



**Figura 35 – Comparação de valores medidos com valores calculados pelo “Método de Simulação de Cargas”, para condutores energizados a 0,353 m de altura no modelo reduzido.**

Possíveis causas para este fato podem ser:

- a- A sonda ter maior sensibilidade à medida que se aproxima da fonte do campo elétrico
- b- O valor calculado pelo Método de Simulação de Cargas pressupõe condutores infinitos ao passo que na calibração os condutores são finitos e os erros passam a ser maiores para condutores mais altos.

Uma vez que não se conseguiu o mesmo fator de calibração para medições com os condutores que produzem os campos em diferentes alturas, adotou-se um fator intermediário e único, de tal forma que os campos produzidos por condutores mais baixos são amplificados e os campos produzidos por condutores mais altos tem seu valor reduzido. Esta opção tende a produzir resultados conservadores, considerando que as piores regiões, do ponto de vista da exposição humana, são aquelas em que os condutores energizados estão mais próximos do solo. Com este procedimento, obtém-se então um fator de calibração único para medições de campo elétrico ao nível do solo ( $h = 0$ ).

Entretanto, deseja-se conhecer a intensidade do campo elétrico a 1,5m do solo (ou a 10cm acima da chapa, na maquete), para avaliar se os valores medidos atenderiam aos limites estabelecidos pela resolução da ANEEL [20].

Mais uma vez, recorreu-se a comparações com o “Método de Simulação de Cargas” para obter um fator que permitisse estimar, a partir de medições ao nível do solo, os valores que seriam observados a 1,5m de altura.

Tomando-se como referência a Subestação Ilha Sul da CELESC [15][16], onde os condutores mais baixos, conectando o disjuntor à seccionadora, estão a 4,65m (31cm no modelo), efetuou-se cálculos com o “Método de Simulação de Cargas” do campo elétrico nas duas alturas, verificando-se que a correção pode ser feita multiplicando-se os resultados ao nível do solo por 1,378 para corresponder ao campo elétrico a 1,5m do solo.

Adotando-se a mesma correção para toda a subestação estaremos sendo conservadores, uma vez que condutores mais altos implicam em correções menores. Importante destacar, que se tivermos precisão nos pontos de campo mais intenso, onde poderia estar ocorrendo superação do limite máximo, não há problema em se medir valores um pouco maiores nos pontos de campos menos intensos.

#### 5.4.4 – Medições efetuadas no laboratório e comparação com medições de subestações reais de 138kV

As simulações no laboratório foram efetuadas com máxima tensão operativa ( $V$  fase-fase =  $138.000 V \times 1,05 / 15$ ), ao passo que as medições no campo, em subestações reais, são efetuadas na tensão de operação no momento das medições, sendo portanto inferiores a este valor.

O máximo valor de campo elétrico medido foi de **3.987 V/m** na maquete, estando coerente com medições efetuadas na SE Tijuca da CELESC, que apresentou valor máximo de **3.515 V/m** [31] e também com as medições efetuadas pela ELEKTRO [32] em diversas subestações, com valor máximo de **3.680 V/m**. O valor medido com a maquete foi um pouco mais alto, mas deve-se considerar que as hipóteses na adoção do fator de calibração foram conservadoras, além de a tensão aplicada ter sido a máxima operativa.

Em todos os casos, os valores estão longe dos limites estabelecidos pela resolução da ANEEL [20], pois sendo na área interna da subestação (população ocupacional), o limite máximo é de **8.333 V/m**.

Quadro1: Níveis de Referência para campos elétricos e magnéticos variantes no tempo nas frequências de 50 e 60 Hz.

	Instalações em 50 Hz		Instalações em 60 Hz	
	Campo Elétrico (kV/m)	Campo Magnético ( $\mu$ T)	Campo Elétrico (kV/m)	Campo Magnético ( $\mu$ T)
Público em Geral	5,00	200,00	4,17	200,00
População Ocupacional	10,00	1000,00	8,33	1000,00

**Tabela 3 - Níveis de referência para campos elétricos e magnéticos variantes no tempo nas frequências de 50 e 60Hz. (extraída da referência [20]).**

#### 5.5– Equações de Maxwell aplicadas a Modelo Reduzido

A aplicação da análise dimensional a modelos reduzidos é baseada nas equações de Maxwell, com dedução reproduzida a seguir, conforme demonstrado por Piantini, A.; Janiszewski, J. M.; Borghetti, A.; Nucci, C. A. e

Paolone, M. na referência [26] e por Piantini, A.; Janiszewski, J. M. e Braz, C. P. na referência [27].

Vamos partir das equações de Maxwell, relacionando o vetor campo elétrico  $\bar{E}$  e o vetor intensidade de campo magnético  $\bar{H}$  em um determinado meio com condutividade  $\sigma$ , permissividade  $\epsilon$  e permeabilidade  $\mu$ .

$$\nabla \times \bar{H} = \sigma \bar{E} + \epsilon \frac{\partial \bar{E}}{\partial t} \quad (1)$$

e

$$\nabla \times \bar{E} = -\mu \frac{\partial \bar{H}}{\partial t} \quad (2)$$

Os fatores de escala para comprimento ( $\mathbf{p}$ ), tempo ( $\mathbf{y}$ ), campo elétrico ( $\mathbf{\alpha}$ ) e campo magnético ( $\mathbf{\beta}$ ) podem ser definidos como:

$$p = \frac{x_m}{x} = \frac{y_m}{y} = \frac{z_m}{z} \quad \gamma = \frac{t_m}{t} \quad \alpha = \frac{E_m}{E} \quad \beta = \frac{H_m}{H} \quad (3)$$

onde  $\mathbf{x}$ ,  $\mathbf{y}$  e  $\mathbf{z}$  referem-se ao sistema de coordenadas,  $\mathbf{t}$  representa o tempo, e o subscrito  $\mathbf{m}$  refere-se às variáveis do modelo reduzido. No modelo reduzido, os campos são descritos por:

$$\nabla_m \times \bar{H}_m = \sigma_m \bar{E}_m + \epsilon_m \frac{\partial \bar{E}_m}{\partial t_m} \quad (4)$$

e

$$\nabla_m \times \bar{E}_m = -\mu_m \frac{\partial \bar{H}_m}{\partial t_m} \quad (5)$$

onde

$$\bar{H}_m = \bar{H}_m(x_m, y_m, z_m, t_m), \quad \bar{E}_m = \bar{E}_m(x_m, y_m, z_m, t_m) \quad e$$

$\sigma_m$ ,  $\epsilon_m$  e  $\mu_m$  definindo as características do meio isolante do modelo reduzido.

Nas equações acima, o símbolo  $\nabla_m$  representa diferenciações em relação às coordenadas do modelo. Sendo o modelo  $\mathbf{p}$  vezes menor que o real, então o fator de escala para o operador rotacional é  $\frac{1}{p}$  (isto é,  $\nabla_m = \frac{\nabla}{p}$ ).

Portanto,

$$\nabla_m \times \bar{H}_m = \frac{1}{p} \nabla \times \bar{H}_m = \frac{\beta}{p} \nabla \times \bar{H} \quad (6)$$

Analogamente,

$$\nabla_m \times \bar{E}_m = \frac{\alpha}{p} \nabla \times \bar{E} \quad (7)$$

Derivando  $\mathbf{E}_m$  e  $\mathbf{H}_m$  com relação ao tempo resulta em

$$\frac{\partial \bar{E}_m}{\partial t_m} = \frac{\alpha}{\gamma} \frac{\partial \bar{E}}{\partial t} \quad (8)$$

e

$$\frac{\partial \bar{H}_m}{\partial t_m} = \frac{\beta}{\gamma} \frac{\partial \bar{H}}{\partial t} \quad (9)$$

Substituindo (6) a (9) em (4) e (5) resulta em

$$\frac{\beta}{p} \nabla \times \bar{H} = \sigma_m \alpha \bar{E} + \frac{\alpha}{\gamma} \varepsilon_m \frac{\partial \bar{E}}{\partial t} \quad (10)$$

e

$$\frac{\alpha}{p} \nabla \times \bar{E} = -\mu_m \frac{\beta}{\gamma} \frac{\partial \bar{H}}{\partial t} \quad (11)$$

Para representar corretamente o sistema real pelo modelo, (10) (11) e (1) (2) devem ser equivalentes. Desta forma, devemos satisfazer:

$$\varepsilon_m = \frac{\gamma\beta}{p\alpha} \varepsilon \quad \mu_m = \frac{\alpha\gamma}{p\beta} \mu \quad \rho_m = \frac{\beta}{p\alpha} \rho \quad (12)$$

A partir das definições acima, o fator de escala de qualquer grandeza eletromagnética pode ser determinado. Se o ar é o meio nos dois sistemas, as seguintes condições devem prevalecer:

$$\varepsilon_m = \varepsilon, \quad \text{então} \quad \frac{\gamma\beta}{p\alpha} = 1 \quad \text{e} \quad \mu_m = \mu, \quad \text{então} \quad \frac{\alpha\gamma}{p\beta} = 1 \quad (13)$$

As duas igualdades acima só são satisfeitas se  $\alpha = \beta$ , resultando em:

$$\gamma = p \quad \rho_m = \frac{\rho}{p} \quad (14)$$

Isto é, o fator de escala para os tempos é o mesmo que para as distâncias e para a condutividade deve ser o inverso do fator para distâncias. Porém, esta última condição não pode ser satisfeita, pois o ar é o meio isolante comum aos dois sistemas, não podendo haver na prática condutividades diferentes.

No entanto, considerando que o ar é um bom isolante, o erro que resulta em não levar em conta sua condutividade pode ser desprezado.

Os fatores de escala para as grandezas de interesse, considerando o caso geral (condutividade do modelo reduzido e do sistema real diferentes) ou o caso particular, quando o meio é o mesmo para ambos os sistemas (ar), são relatados na tabela 4. Nota-se na tabela, que se  $p$  e  $\alpha$  ou  $\beta$  são conhecidos, os fatores de escala para todas as grandezas podem ser determinados.

Se apenas a razão entre  $\alpha$  e  $\beta$  é conhecida, apenas algumas das grandezas podem ser diretamente determinadas.

SCALE FACTORS: RATIOS BETWEEN THE VALUES OF THE QUANTITIES  
IN THE MODEL AND IN THE FULL-SCALE SYSTEM\*

Quantity	General case	Special case: same medium (air) for both systems
length	$p$	$p$
time	$\gamma$	$p$
electric field	$\alpha$	$\alpha$
magnetic field	$\beta$	$\alpha$
resistance	$\alpha/\beta$	1
capacitance	$\beta\gamma/\alpha$	$p$
inductance	$\alpha\gamma/\beta$	$p$
impedance	$\alpha/\beta$	1
propagation velocity	$p/\gamma$	1
frequency	$1/\gamma$	$1/p$
conductivity	$\beta/(p\alpha)$	$1/p$
voltage	$\alpha p$	$\alpha p$
current	$\beta p$	$\alpha p$

Tabela 4 – Fatores de escala do modelo reduzido: – relação entre as grandezas do modelo e as do sistema real. (Extraída da referência [26])

## 6- CONCLUSÃO E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

### 6.1- Discussão dos resultados

Em estudos de compactação de subestações, deve-se primeiramente definir a que tipo de arranjo a compactação será aplicada, uma vez que a escolha dos equipamentos, estruturas, afastamentos e tipo de montagem sempre serão dirigidos a um arranjo pré-estabelecido, assim como os percentuais de redução da área da subestação que se consegue atingir.

O arranjo pré-definido para os estudos foi de uma subestação de tensão nominal 138/13,8kV, com “barra principal mais barra auxiliar de transferência”, utilizando-se de bays modulares, podendo ser expandida para comportar até quatro bays de linha, três bays de transformador e um bay de transferência. Este arranjo foi adotado no P&D, e também nesta tese, por ser o padrão da CELESC em sua rede de tensão nominal 138kV.

Desde o início dos estudos, ficou caracterizado que não se consegue aplicar todas as técnicas de compactação encontradas na literatura a uma mesma solução. Dependendo das técnicas adotadas no início da elaboração de cada alternativa de compactação, a utilização de algumas das outras técnicas pode ficar inviável ou não acrescentar reduções adicionais ao projeto. Por exemplo, se uma alternativa usa chaves semi-pantográficas para maximizar a redução das distâncias entre fases, por outro lado, a montagem das mesmas na posição vertical se torna impossível.

Portanto, concluiu-se que, em função desta característica do processo de elaboração de um projeto de subestação compacta para um determinado arranjo, a melhor estratégia consiste em se conduzir um estudo de alternativas de soluções e no final comparar os resultados obtidos para poder escolher a melhor solução. Cada alternativa de solução estudada partiu de uma ideia inicial predominante e no desenvolvimento da solução buscou-se a aplicação das demais técnicas, desde que não entrassem em conflito com a primeira.

Foram estudadas três alternativas:

#### 1. **Subestação com uso de chaves seccionadoras semi-pantográficas e barramentos com tubos rígidos**

Esta alternativa teve como principal objetivo a redução de área através da diminuição da distância entre fases. Além disso, com a chave seccionadora semi-pantográfica sob a barra principal, o disjuntor pôde ser posicionado também no trecho sob os barramentos, permitindo uma redução longitudinal adicional ao longo do bay.

#### 2. **Subestação com equipamentos de MT instalados sobre uma laje**

A compactação nesta alternativa não se restringiu ao pátio de AT, uma vez que equipamentos de MT são montados sobre a laje. Permitiu ainda um bom aproveitamento dos espaços verticais, com duas seccionadoras por bay montadas na posição vertical e também possibilitou o uso de geometria

alternativa para os barramentos. Entretanto, esta estratégia inviabilizou a obtenção de uma solução modular.

### **3. Subestação com montagem de três chaves seccionadoras por estrutura, sendo duas na posição vertical**

A compactação, neste caso, foi alcançada principalmente em função de um melhor aproveitamento dos espaços verticais, com boa redução das distâncias longitudinais.

As alternativas estudadas atenderam ao mesmo arranjo, segurança e flexibilidade operativa da subestação convencional de referência, assim como, nos três casos, foram utilizados exclusivamente equipamentos convencionais.

O grau de compactação obtido, nas três alternativas, foi parecido, sendo que a área necessária foi de aproximadamente 57% da área do pátio de AT da subestação convencional de referência. Entretanto, as soluções 1 e 2 impõem restrições à aplicação de solução modular no caso de expansões futuras das subestações e por isso a alternativa 3 foi a escolhida. Além disso, pode-se constatar, comparando-se entre si os desenhos das figuras do capítulo-4, que a alternativa escolhida é a que mais se assemelha à subestação convencional padrão da CELESC e, portanto, a subestação compacta da alternativa 3 é a que deve causar menor impacto nas rotinas de operação e manutenção adotadas pela CELESC em suas subestações.

Após escolha da melhor alternativa, constatou-se a necessidade de se proceder a uma etapa de detalhamento até a obtenção do projeto final, com verificações e se necessário, correções. No caso da alternativa escolhida, foram verificados:

- Afastamentos mínimos (para garantir isolamento e espaços para manutenção segura)
- Viabilidade de montagem das três chaves seccionadoras de cada bay em estruturas elevadas e respectivos comandos motorizados, com três quadros de comando por poste.
- Campos elétricos e magnéticos (níveis máximos para exposição humana)
- Proteção da subestação contra raios diretos (falha de blindagem)

São aspectos que também devem ser contemplados por subestações convencionais não compactas, porém a compactação tende a tornar estes requisitos mais difíceis de serem obtidos e, portanto, uma avaliação criteriosa torna-se imprescindível.

No momento da defesa desta tese, a subestação projetada está em construção e deverá integrar a rede de tensão nominal 138kV da CELESC, permitindo também que se possa acompanhar o desempenho da mesma em operação no futuro.

## 6.2- Conclusão

Neste trabalho foi proposta uma metodologia para desenvolvimento de projetos compactos de subestações, compreendendo a análise de alternativas de soluções, assim como também a estratégia para a criação das alternativas, que partem do uso de uma técnica inicial que se mostre mais promissora, empregando-se em seguida as demais técnicas, desde que não conflitem com a primeira.

Este procedimento foi aplicado com sucesso à subestação de tensão nominal de 138kV padrão da CELESC, escolhida como referência para estes estudos, sendo que o pátio de AT da subestação compacta concebida ocupará 57% da área necessária a uma subestação padrão. A redução obtida foi expressiva, considerando que a subestação é de instalação ao tempo, isolada a ar e utiliza apenas equipamentos convencionais.

## 6.3- Desenvolvimentos futuros

A pesquisa dos temas a seguir, relacionados à compactação de subestações, podem contribuir para a melhoria das soluções e generalização da aplicação dos procedimentos estudados nesta tese:

- Considerando o aspecto da dependência do arranjo, seria interessante analisar os resultados da aplicação da metodologia desta tese na obtenção de projetos de subestações compactas com outros arranjos e níveis de tensão, além do estudado neste trabalho.
- Incluir análise de custos, quando houver dúvidas na seleção da melhor alternativa, considerando não apenas o custo da subestação e o preço do terreno, mas também CAPEX, OPEX e aspectos regulatórios.
- Avaliar a qualidade da solução através de “feedback” da área de operação da CELESC, aproveitando-se de que a subestação será construída e integrada à rede de subtransmissão desta concessionária. Se forem constatados problemas que poderiam ter sido previstos na fase de projeto, os critérios para o desenvolvimento e refinamento de alternativas de projetos compactos poderão ser aprimorados.
- Prosseguir com os estudos de modelo reduzido, verificando outros tipos de sensores e métodos de calibração, para melhorar precisão das medições de intensidade de campo elétrico no LAT da Unicamp.
- Pesquisar procedimentos para Medição de Campos Magnéticos no modelo reduzido em laboratório.

## REFERÊNCIAS.

- [1] DUARTE, D. P.; KOBAYASHI, G. M. T.; CUNHA, A. P.; PELEGRINI, M. A.: **Viabilização da Implantação de Subestações em Locais com Restrições de Ocupação**, XXI SNTPEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Florianópolis-SC, 23 a 26 de Outubro de 2011.
- [2] SÁ. R. L.; GODOY, A. V.: **Estado de Arte das Subestações no Mundo e sua inserção no Brasil**, XVIII SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Olinda-PE, 06 a 10 de outubro de 2008
- [3] GOUVÊA, M. R.; DUARTE, D. P.; LOPES, J. C. R.; CAPARROZ, S. L.; LIMA, I. K.; SUPRIZZI, A.; GOULART, L. C. : **Distributed Substations: An Innovative Low Impact Solution**, IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Latin America, 2004.
- [4] GONÇALVES, F. A., LOPES, J. C. R.; GOUVÊA, M. R.; CUNHA, A. P.; DUARTE, D. P.; SIMÕES, M. E.: **Implementação de subestações na faixa de passagem de linhas de transmissão**, Citenel, 2007.
- [5] VADIATI, M.; ASHOURI, M.; HAJIZADEH, E.; KHOSHNASIB, K., HASHEMI, M.: **Novel Ideas for conventional AIS space saving to compare with other compact solutions in Tehran Regional Electric Company (63 / 20kV)**, IET Conferences, November 2011.
- [6] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION **IEC-61936-1**: Power Installations Exceeding 1 kV a.c., Part 1 : Common Rules, 2010.
- [7] ALBANO, M; HADDAD, A. M.; GRIFFITHS, H.; COVENTRY, P.: **Environmentally Friendly Compact Air-Insulated High-Voltage Substations**, MDPI Energies, September 2018.
- [8] CASTRO NETO, G.L.; **Compactação de Subestações de 145kV através da redução das distâncias entre fases**, Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétrica da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 1995.
- [9] THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS **IEEE Std 1427 – 2006** IEEE Guide for Recommended Electrical Clearances and Insulation Levels in Air-Insulated Electrical Power Substations, IEEE Power Engineering Society, December 2006.
- [10] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION **IEC-60071-2**: Insulation co-ordination – Part 2: Application guide, Terceira edição, 1996.
- [11] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS **NBR-8186**: Guia de Aplicação de Coordenação de Isolamento – Procedimento, 1983.

- [12] NORMA REGULAMENTADORA (NR), COMPLEMENTAR AO CAPÍTULO V (DA SEGURANÇA E DA MEDICINA DO TRABALHO) DO TÍTULO II DA CONSOLIDAÇÃO DAS LEIS DO TRABALHO (CLT) **NR 10**: Segurança em instalações e serviços em eletricidade, 2004.
- [13] AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE **ANSI / NESC C2-2017**: National Electrical Safety Code (NESC), 26/04/2016.
- [14] ALBANO, M.; COVENTRY, P.: **Air Insulated Compact Substation**, 43rd International Universities Power Engineering Conference – Padova, Itália, September 2008.
- [15] 8114D13-99-0067 – **Cortes AA-BB-CC-DD-EE - Subestação Ilha Sul**, rev. 2, Setembro de 2007.
- [16] 8114D13-99-0066 – **Arranjo Geral – Planta – Subestação Ilha Sul**, rev. 2, Setembro de 2007.
- [17] CPFL – COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ, Departamento de Operação do Sistema: **Sistema Elétrico Paulista – Diagrama Unifilar Básico**, 25 de Janeiro de 2022.
- [18] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS **NBR-6939**: Coordenação do Isolamento – Procedimento, 2018.
- [19] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION **IEC-60071-1**: Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules, fev. / 2010 (2006+A1).
- [20] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL **Resolução Normativa ANEEL no. 398 de 23/03/2010**, norma federal publicada no Diário Oficial em 29/03/2010.
- [21] PARIS, L.; TASCHINI, A.; SCHNEIDER, K.H.; WECK, K.H : **Phase-to-ground and Phase-to-phase Air Clearances in Substations**, Paper presented at Study Committee No. 23 Study Committee No 33, 1972.
- [22] Entegra – GMBH, Ettlingen, Germany, **PRIMTECH 3D – Intelligent Substation Design**, R18, 2020.
- [23] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION **IEC-62305-1**: Protection Against Lightning – Part 1: General Principles, Edition 2.0 - 2010-12.
- [24] SARMENTO, R.M.: **Electric and Magnetic Fields in Overhead Power Transmission Lines**, IEEE Latin American Transactions, Vol. 10, no. 4, June 2012.
- [25] ABDEL-SALAM, M.; ABDALLAH, H.; EL-MOHANDES, M. TH.; EL-KISHKY, H.: **Calculation of Magnetic Fields from Electric Power Transmission Lines**, Electric Power Systems Research 49, April, 1998

- [26] PIANTINI, A.; JANISZEWSKI, J. M.; BORGHETTI, A.; NUCCI, C. A.; PAOLONE, M.: **A Scale Model for the Study of the LEMP Response of Complex Power Distribution Networks**, IEEE Trans. on PWRD VOL 22 No.1, January 2007.
- [27] PIANTINI, A.; JANISZEWSKI, J. M.; BRAZ, C. P.: **Utilization of Reduced Models for the Analysis of Lightning Induced Overvoltages on Overhead Lines**, IEEE, 2010.
- [28] LEUVEN EMTP “ELECTROMAGNETIC TRANSIENTS PROGRAM” CENTER (LEC): **Alternative Transients Program Rule Book**, July 1987.
- [29] SEBO, S. A.; CALDECOTT, R.: **Scale Model Studies of AC Substation Electric Fields**, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol. PAS-98 No.3, May/June 1979.
- [30] ASSIS, S. C.; COUTINHO, R. M.; RIBEIRO, E. E.; DE SOUZA, L. M.: **Cálculo e Medição de Campos Elétricos e Magnéticos em SEs e LTs**, XXI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Outubro de 2011
- [31] WOLFF, JEREMIAS: **Medição de Campo Elétrico e Magnético SE Tijucas – CELESC**, Relatório Técnico preparado por Electric Consultoria e Serviços S.S. Porto Alegre – RS, Janeiro de 2019
- [32] MERTENS JR, ERNESTO A., SANTOS DE OLIVEIRA, MADJER M. E ARAÚJO, RICARDO L.: **Avaliação dos Campos Eletromagnéticos das Subestações 138kV da ELEKTRO**, Dezembro de 2018