



FACULDADE DE TECNOLOGIA SENAI CIMATEC
ESPECIALIZAÇÃO EM ENGENHARIA DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA

MILENA FERNANDEZ BARRETO CAMPELLO

ESTUDO COMPARATIVO DE ARRANJO DE SUBESTAÇÕES
CONVENCIONAL X COMPACTA

Salvador

2013

MILENA FERNANDEZ BARRETO CAMPELLO

**ESTUDO COMPARATIVO DE ARRANJO DE SUBESTAÇÕES
CONVENCIONAL X COMPACTA**

Monografia apresentada à Faculdade de Tecnologia SENAI CIMATEC como requisito parcial para a obtenção do Título de Especialista em Engenharia do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica.

Salvador

2013

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca da Faculdade de Tecnologia SENAI - CIMATEC

C193e Campello, Milena Fernandez Barreto

Estudo comparativo de arranjo de subestações convencional x compacta /
Milena Fernandez Barreto Campello. – Salvador, 2013.

46 f. : il. color.

Monografia (Especialização em Engenharia do Sistema de Distribuição de
Energia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação, Faculdade de Tecnologia Senai
- CIMATEC, Salvador, 2013.

1. Subestações. 2. Orçamento de subestações. 3. Equipamentos compactos.
4. Sistemas de barramentos. I. Faculdade de Tecnologia Senai – CIMATEC. II.
Título.

CDD: 621.312

RESUMO

Este trabalho apresenta uma breve descrição sobre classificação de subestações, seus principais equipamentos e sistemas de barramentos. Tendo em vista que a oferta de terreno nos grandes centros urbanos é escassa, foi realizado um estudo de caso onde foram comparados os custos de terreno, equipamentos, projeto, obras civis e montagem eletromecânica para construção da subestação Itinga, da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba), com as configurações convencional e compacta, a fim de verificar a melhor opção a ser adotada. Como resultado deste estudo, constatou-se que o arranjo compacto permite reduzir a área da subestação Itinga em 64% e que a opção convencional é 24% mais cara.

Palavras-chave: subestações; orçamento de subestações; equipamentos compactos; sistemas de barramento.

ABSTRACT

This paper presents a brief description about substations' classification, equipment and busbar systems. Since building sites in urban centers is scarce, a case study was conducted to compare the costs of building sites, equipment, project, civil and electromechanical works for the construction of the substation Itinga, from Companhia de Energia do Estado da Bahia (Coelba), with settings conventional and hybrid, in order to choose the best option to be adopted. As a result, it was found that the hybrid configuration allows reducing 64% the total area of Itinga's substation and the conventional option is 24% more expensive than the hybrid one.

Key-words: substations; substations budget; hybrid equipments; busbar system.

LISTA DE FIGURAS.....	09
LISTA DE TABELAS.....	10
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS.....	11

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	12
1.1 OBJETIVO	13
1.2 JUSTIFICATIVA.....	14
1.3 ESTRUTURA DA MONOGRAFIA.....	14
2. REVISÃO DA LITERATURA	15
2.1 CLASSIFICAÇÃO DE SUBESTAÇÕES	15
2.1.1 TIPO DE INSTALAÇÃO	15
2.1.2 TIPO DE EQUIPAMENTO	16
2.1.3 FUNÇÃO.....	16
2.1.4 TIPO DE OPERAÇÃO.....	16
2.2 PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS DE SUBESTAÇÕES.....	17
2.3 SISTEMAS DE BARRAMENTOS	23
3. METODOLOGIA	28
4. ESTUDO DE CASO - SUBESTAÇÃO ITINGA	30
4.1 CARACTERÍSTICAS DA SUBESTAÇÃO.....	31
4.1.1. PÁTIO DE 69 KV	32
4.1.2. PÁTIO DE 11,95 KV	32
4.1.3. TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA.....	33
4.2. DIAGRAMA UNIFILAR	34
4.3 ARRANJO PLANTA.....	39
4.4 ORÇAMENTOS.....	41
4.4.1 TERRENO	41
4.4.2 MÃO DE OBRA E MATERIAIS	42

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS 44

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 45

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Disjuntor.....	18
Figura 2.2: Câmara de interrupção de disjuntor.....	18
Figura 2.3: Chave Seccionadora.....	19
Figura 2.4: Transformador de corrente.....	19
Figura 2.5: Transformador de potencial.....	20
Figura 2.6: Pára-raios.....	20
Figura 2.7: Diagrama unifilar de módulo híbrido com chaves, disjuntor e TCs.....	21
Figura 2.8: Módulo Híbrido PASS M00.....	22
Figura 2.9: Desenho esquemático do cubículo isolado a SF6 GMA.....	23
Figura 2.10: Digrama barramento simples.....	24
Figura 2.11: Digrama barramento simples com “by-pass” e seccionamento da barra.....	25
Figura 2.12: Digrama barramento principal e transferência.....	25
Figura 2.13: Digrama barramento duplo com 4 chaves.....	26
Figura 2.14: Digrama barramento em anel.....	26
Figura 2.15: Digrama disjuntor e meio.....	27
Figura 3.1: Fluxograma da metodologia.....	29
Figura 4.1: Configuração futuras dos alimentadores, com a construção da SE Itinga.....	30
Figura 4.2: Localização de Itinga.....	31
Figura 4.3: Diagrama unifilar da subestação convencional.....	35
Figura 4.4: Diagrama unifilar da subestação compacta.....	36
Figura 4.5: Arranjo Planta da subestação convencional.....	40
Figura 4.6: Arranjo Planta da subestação compacta.....	41

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1: Consumo de eletricidade na rede (GWh).....	10
Tabela 4.1: Dados do transformador de potência	34
Tabela 4.2: Principais equipamentos da subestação convencional.....	37
Tabela 4.3: Principais equipamentos da subestação compacta	38
Tabela 4.4: Valores terreno SE Itinga	42
Tabela 4.5: Mão de obra e materiais para construção da subestação convencional ...	42
Tabela 4.6: Mão de obra e materiais para construção da subestação compacta.....	43

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

COELBA – Companhia de Eletricidade da Bahia

EL – Entrada de Linha

LT – Linha de Transmissão

MME – Ministério de Minas e Energia

SE – Subestação

TC – Transformador de Corrente

TP – Transformador de Potencial

1. INTRODUÇÃO

Atualmente, os investimentos em infraestrutura no Brasil estão em expansão e devem ser intensificados nos próximos anos devido à Copa do Mundo de 2014, ao Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) e à exploração do pré-sal, entre outros fatores, logo haverá um aumento na produção de insumos. Além disso, apesar das alterações do perfil demográfico brasileiro, a população continua crescendo e estima-se que entre 2011 e 2021 haja um crescimento populacional de 13 milhões de pessoas. Com a evolução da economia, o fator populacional e o aumento do poder aquisitivo dos brasileiros, também haverá crescimento do setor comercial, devido à maior procura por serviços especializados (EPE, 2011).

Todos estes fatores, aliados à recente redução das tarifas de energia, de no mínimo 18% para o consumidor residencial e até 32% para o consumidor de alta tensão, contribuirão para o aumento do consumo de energia elétrica industrial, residencial e comercial. No período de 2011 a 2021, está previsto o crescimento do consumo de energia, ao ano, de 3,8% no setor industrial, 4,5% no residencial e 5,8% no comercial, conforme tabela 1.1 (EPE, 2011).

Tabela 1.1: Consumo de eletricidade na rede (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2011	112.232	183.953	73.647	61.010	430.842
2012	117.088	192.206	77.388	62.985	449.668
2013	122.550	202.676	81.608	65.285	472.119
2014	128.251	211.349	86.348	67.655	493.603
2015	134.079	218.266	91.364	70.090	513.799
2016	140.053	225.262	96.617	72.609	534.541
2017	146.446	232.834	102.414	75.313	557.006
2018	153.029	240.915	108.542	78.109	580.596
2019	159.794	249.734	115.012	80.998	605.537
2020	166.749	258.280	121.843	83.982	630.854
2021	173.706	266.546	128.876	86.962	656.090
Variação (% ao ano)					
2011-2016	4,5	4,1	5,6	3,5	4,4
2016-2021	4,4	3,4	5,9	3,7	4,2
2011-2021	4,5	3,8	5,8	3,6	4,3

Fonte: EPE, 2011.

O cenário apresentado na tabela 1.1 reflete a necessidade de investimentos no sistema elétrico nacional. Como a geração de energia encontra-se distante dos grandes centros consumidores, serão indispensáveis investimentos nos sistemas de transmissão e distribuição de energia, com a construção de subestações, linhas de transmissão e redes de distribuição.

Devido às perdas nos sistemas de transmissão e distribuição e prezando pela qualidade da energia que deve ser entregue aos consumidores, as subestações de distribuição devem ser localizadas próximas aos centros de cargas. No entanto, nos grandes centros urbanos e regiões metropolitanas a oferta de terrenos para construção de subestações é escassa, logo o preço destes imóveis é alto. Desta forma, as concessionárias de energia têm que avaliar se é mais interessante construir subestações convencionais, que ocupam uma grande área, ou construir subestações compactas, que ocupam áreas menores, mas seus equipamentos, híbridos, são mais caros.

Os equipamentos híbridos surgiram na década de 90, porém naquele período não foram muito utilizados devido ao elevado preço. Eles eram instalados apenas em situações onde o valor do terreno era muito alto, já que a redução da área do pátio da subestação (SE), proporcionada pelo equipamento compacto, justificava seu preço (ALTWEGG et al, 2011). Atualmente, os preços destes equipamentos estão mais competitivos, viabilizando a construção de mais subestações com esta tecnologia.

Neste trabalho serão abordados os aspectos sobre os equipamentos de subestações convencionais e compactos, sistemas de barramentos de subestações e, em seguida, um estudo de caso sobre a SE Itinga.

1.1 OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é apresentar um estudo comparativo entre os custos para construção de uma subestação 69-11,9 kV com o arranjo convencional e compacto, com as mesmas características técnicas.

1.2 JUSTIFICATIVA

Devido ao crescimento urbano, a oferta de terrenos nas grandes cidades tornou-se cada vez menor e os preços mais elevados. Desta forma, as concessionárias de energia elétrica precisam analisar se é mais vantajoso construir subestações convencionais ou compactas.

1.3 ESTRUTURA DA MONOGRAFIA

Esta monografia está estruturada em 5 capítulos. O capítulo 1 consiste na introdução, apresentação do objetivo e justificativa do estudo. O capítulo 2 aborda a classificação de subestações, de acordo com os tipos de instalação, equipamento, função e operação, os principais equipamentos de subestações e os sistemas de barramentos. Em seguida, no capítulo 3, é explicada a metodologia adotada. No capítulo 4 são apresentados os dados do estudo de caso e os resultados obtidos e no capítulo 5, são expostas as considerações finais.

2. REVISÃO DA LITERATURA

Para realizar o estudo comparativo proposto neste trabalho é relevante abordar a classificação de subestações, de acordo com os tipos de instalação, equipamento, função e operação, os principais equipamentos de subestações e os sistemas de barramentos.

2.1 CLASSIFICAÇÃO DE SUBESTAÇÕES

As subestações integram o sistema de potência e elevam ou abaixam as tensões para transmissão e distribuição de energia. Encontram-se nas extremidades das linhas de transmissão e distribuição e são de extrema importância manobra das linhas, eliminação de faltas e reestabelecimento do sistema, através dos seus equipamentos de manobra, controle e proteção. As subestações também possuem edificações, como casa de comando, estruturas e barramentos (NBR 5460, 1992).

De acordo com a NBR 5460, as subestações podem ser classificadas de pelo tipo de instalação, função, nível de tensão e forma de operação, conforme exposto a seguir.

2.1.1 Tipo de Instalação

- **Aérea / ao tempo:** estas subestações são construídas em grandes áreas e seus equipamentos ficam expostos aos fenômenos naturais, como vento, chuva e descargas elétricas. A maioria das subestações de alta tensão é ao tempo.
- **Abrigada:** localizam-se no interior de galpões ou edifícios. Estas subestações podem possuir equipamentos convencionais ou compactos e costumam ser construídas em locais onde há grande concentração urbana, muitas vezes por questões visuais, para ficar em harmonia com o ambiente.
- **Blindada:** as subestações blindadas possuem todos os barramentos e a maior parte dos equipamentos isolados com o gás hexafluoreto de enxofre (SF₆), normalmente, apenas o transformador de potência e compensadores de reativos não são isolado com este gás. Este tipo de subestação é mais cara que a aérea e a abrigada, no entanto é mais confiável.

- **Móvel:** esta é uma subestação que fica em cima de rodas e pode ser transportada para as demais subestações quando é necessário retirar o transformador de potência em operação, para fins de manutenção ou arranjo provisório para obras de ampliação.

2.1.2 Tipo de Equipamento

- **Convencional:** utiliza equipamentos convencionais, que podem ser isolados a ar, vácuo, óleo ou SF6, a depender do equipamento.
- **Compacta / Híbrida:** utiliza equipamentos híbridos, onde apenas um equipamento pode integrar disjuntor, chaves, transformadores de corrente e potencial e pára-raios. Estes equipamentos possibilitam a redução da área ocupada pela subestação.

2.1.3 Função

- **Elevadora:** eleva o nível de tensão, logo a tensão primária é menor que a secundária. Normalmente utilizada em centrais geradoras, para transmitir a energia.
- **Abaixadora:** abaixa o nível de tensão, logo a tensão primária é maior que a secundária. Estas subestações são comuns no sistema de distribuição e localizam-se próximo aos centros de carga para evitar perdas.
- **Chaveamento:** utilizadas para manobra de linhas de transmissão e distribuição.
- **Distribuição:** são subestações que transformam a média tensão em baixa tensão para ser entregues nas unidades consumidoras.

2.1.4 Tipo de Operação

- **Com operador:** é necessário operador treinado para supervisionar e manobrar os equipamentos. Este tipo de subestação praticamente não é mais utilizada.

- **Automatizada:** toda a operação e supervisão é feita de forma remota, através dos dados enviados pelo sistema de controle e supervisão. Atualmente, a maioria das subestações é automatizada.

Neste trabalho serão abordadas subestações aéreas, abaixadoras, automatizadas, convencionais e compactas.

2.2 PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS DE SUBESTAÇÕES

Os principais equipamentos de uma subestação de distribuição de energia, sem compensação de reativos, são transformador de potência, disjuntor, chaves seccionadoras, transformador de corrente (TC), transformador de potencial (TP) e pára-raios (D'AJUZ, 1985). Atualmente, existe a possibilidade de redução da área utilizada para construção da subestação com a utilização de equipamentos compactos, que podem representar um bay de entrada de linha (pára-raios, TPs, TCs, chaves seccionadoras e disjuntor).

Como o objetivo deste trabalho é comparar a utilização dos equipamentos convencionais com os compactos, serão abordados apenas os equipamentos passíveis de compactação.

Os disjuntores são equipamentos eletromecânicos de manobras, utilizados para abertura ou fechamento de um ponto da rede elétrica, a figura 2.1 ilustra um destes equipamentos. Os disjuntores devem interromper, no menor tempo possível, as correntes de falta, de carga, capacitivas (devido à energização de bancos capacitores ou linhas em vazio) e de magnetização de transformadores e reatores, sofrendo esforço elétrico, térmico e mecânico. Desta forma, estes equipamentos devem ser robustos para garantir a confiabilidade do sistema (MAMEDE F, 2005).



Figura 2.1: Disjuntor.

Fonte: ABB, 2012.

Na câmara de interrupção do disjuntor existe um material dielétrico, responsável pela extinção do arco voltaico, que surge devido às ações de abertura e fechamento. Os disjuntores são classificados de acordo com o dielétrico, podendo ser a óleo, gás hexafluoreto de enxofre (SF₆), vácuo e ar comprimido. Hoje, os mais utilizados são isolados a SF₆ e a vácuo. A figura 2.2 exemplifica a câmara de interrupção.

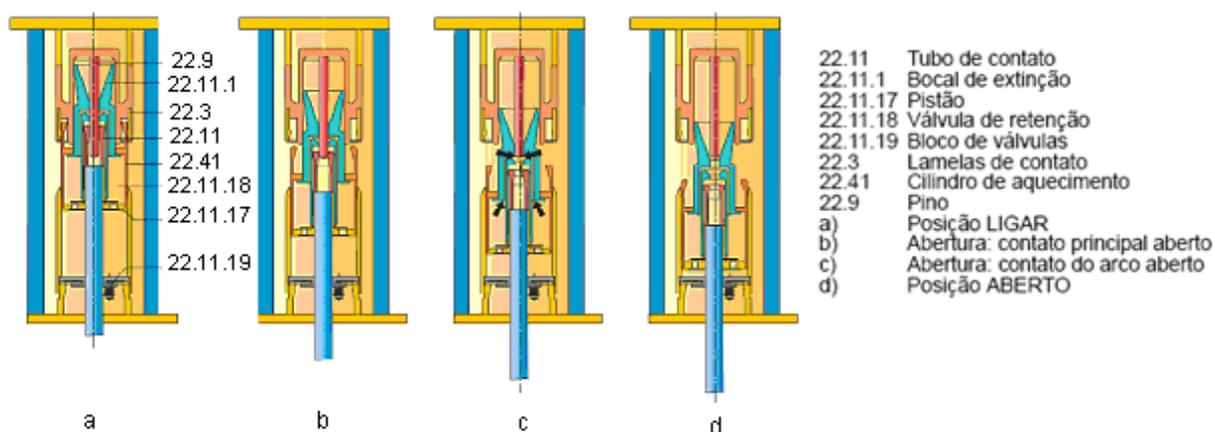


Figura 2.2: Câmara de interrupção de disjuntor.

Fonte: SIEMENS, 2002.

As chaves podem ser aplicadas para várias finalidades, sendo as principais o seccionamento de circuitos e o aterramento de componentes do sistema (ver figura 2.3). As seccionadoras podem ser utilizadas para “by-pass” e isolamento de

equipamentos e manobra de circuitos. Normalmente elas são instaladas em ambos os lados dos disjuntores e devem ser dimensionadas de acordo com as características elétricas dos mesmos. Algumas chaves seccionadoras podem ser especificadas para abertura sob carga (D'AJUZ, 1985).

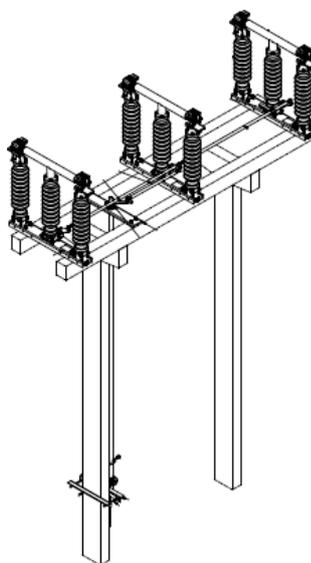


Figura 2.3: Chave Seccionadora.

Fonte: TOSHIBA, 2012.

Os transformadores de corrente (TC) são equipamentos que reduzem os valores de corrente do primário, para que as amostras de corrente sejam utilizadas por instrumentos de medição e proteção ligados ao secundário do TC (ver figura 2.4). Este equipamento pode ser fabricado isolado a seco ou a óleo (MAMEDE F, 2005).



Figura 2.4: Transformador de corrente.

Fonte: ABB, 2012.

Os transformadores de potencial (TP) possuem funções similares aos TCs, como isolar o circuito primário do secundário, reduzir os valores de tensão do primário, para que os mesmos sejam utilizados por instrumentos de medição e proteção ligados ao secundário do TP. Este equipamento é classificado como indutivo ou capacitivo e pode ser fabricado isolado a seco ou a óleo (MAMEDE F, 2005). A figura 2.5 mostra um exemplo de TP.



Figura 2.5: Transformador de potencial.

Fonte: ABB, 2012.

Os pára-raios são aplicados para proteção contra sobretensões, provocadas por descargas atmosféricas ou surtos de manobra. Estes equipamentos são constituídos por resistores não-lineares que podem ser associados a centelhadores (D'AJUZ, 1985). Os resistores mais utilizados, atualmente, são à base de óxido de zinco, conforme figura 2.6.



Figura 2.6: Pára-raios.Pára-raios.

Fonte: ABB, 2012.

Os módulos híbridos podem ser especificados para conter disjuntor, chaves seccionadoras, TCs, TPs e pára-raios. No entanto, as aplicações mais comuns combinam disjuntor, chaves seccionadoras e TCs, conforme diagrama unifilar representado pela figura 2.7 (ABB, 2006). Os equipamentos de disjunção são integrados e isolados a SF6, enquanto os TCs ficam localizados nas buchas (ver figura 2.8).

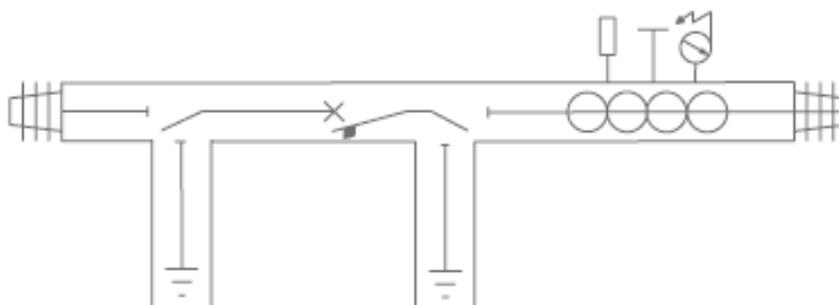


Figura 2.7: Diagrama unifilar de módulo híbrido com chaves, disjuntor e TCs.

Fonte: ABB, 2006.

Além da redução do espaço físico ocupado pelos equipamentos convencionais, o módulo híbrido apresenta diversas vantagens, como redução de intervenções para manutenção, redução do *Life Cycle Cost* (LCC), aumento da confiabilidade do sistema, facilidade de transporte, rapidez para instalação e redução do custo da construção civil (ABB, 2006).

Quando se compara os custos do investimento inicial, operação, manutenção preventiva e corretiva do equipamento convencional e do híbrido, percebe-se que o híbrido possui um LCC menor, pois a manutenção é realizada em intervalos de tempo maiores, em torno de 20 anos, e o equipamento é mais confiável. No entanto, o equipamento híbrido também requer inspeção visual periódica, assim como o convencional (ABB, 2006).



Figura 2.8: Módulo Híbrido PASS M00.

Fonte: ABB, 2010.

Os cubículos são painéis que possuem todos os equipamentos de um bay de média tensão da subestação, como pára-raios, transformadores de corrente e de potencial, chaves seccionadoras e disjuntores.

Antigamente, eram fabricados apenas cubículos isolados a ar, no entanto estes equipamentos não eram muito confiáveis, pois apresentavam riscos para os operadores devido aos casos de explosões registrados.

Atualmente, os cubículos isolados a SF6 estão sendo utilizados com maior frequência, por serem mais compactos e seguros, que os isolados a ar, já que todos os componentes de manobra, o barramento e suas conexões ficam em compartimentos hermeticamente fechados, isolados a gás, protegidos contra atmosfera agressiva e sujeiras. O gás isolante protege contra incêndio e oxidação dos contatos. Estes equipamentos suportam elevados números de operações mecânicas e elétricas, pois os disjuntores são isolados a vácuo (SCHNEIDER, 2011).

A figura 2.9 representa o desenho esquemático de cubículo isolado a SF6.

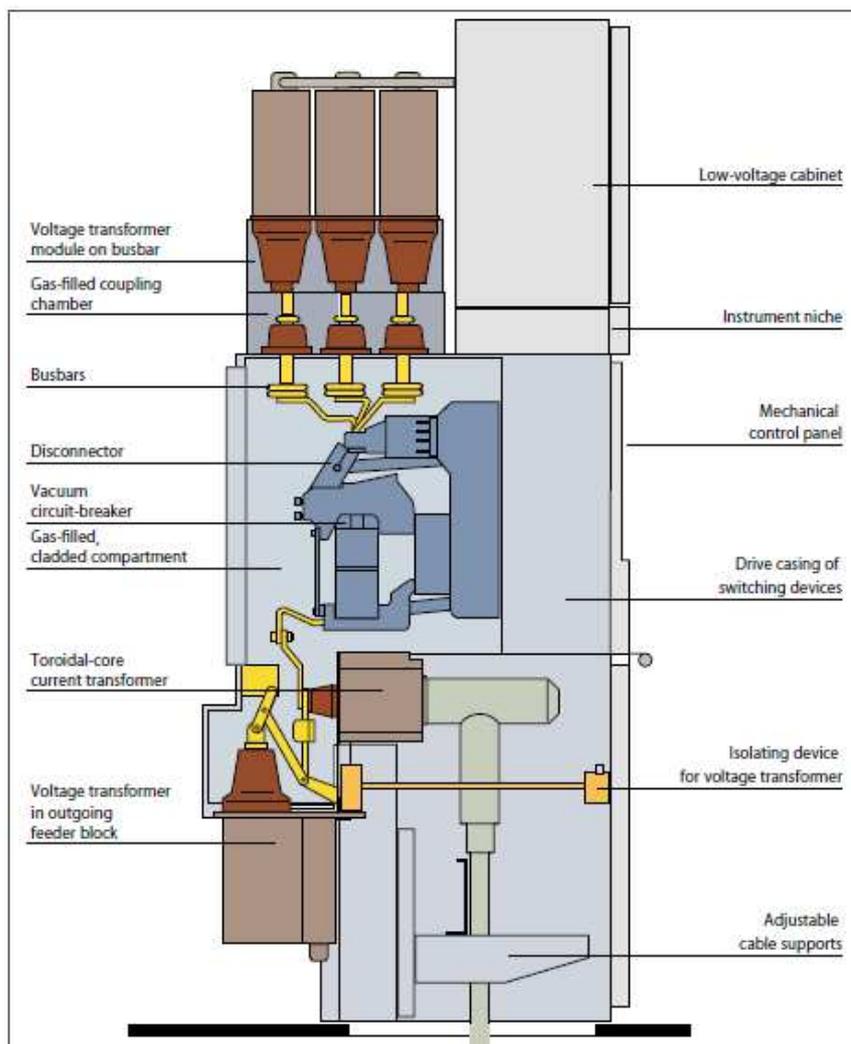


Figura 2.9: Desenho esquemático do cubículo isolado a SF6 GMA.

Fonte: Schneider, 2011.

2.3 SISTEMAS DE BARRAMENTOS

O arranjo físico de uma subestação é determinado pelo seu sistema de barramento. A partir da definição do sistema de barramento, pode-se projetar o arranjo físico e determinar a área necessária para construção da subestação. Os principais tipos de barramento são (D'AJUZ, 2012):

- Barramento simples;
- Barramento principal e transferência;
- Barramento duplo;
- Barramento em anel;

- Disjuntor e meio.

A seguir, estes itens serão descritos e ilustrados.

A configuração de barramento simples, conforme figura 2.10, apresenta baixa confiabilidade, pois não possui flexibilidade para manobra, logo uma falta na barra afeta toda a subestação (KAGAN et al, 2010). Utilizado em sistemas onde existe a possibilidade de outras subestações atenderem as cargas da subestação em questão, em casos de desligamentos.

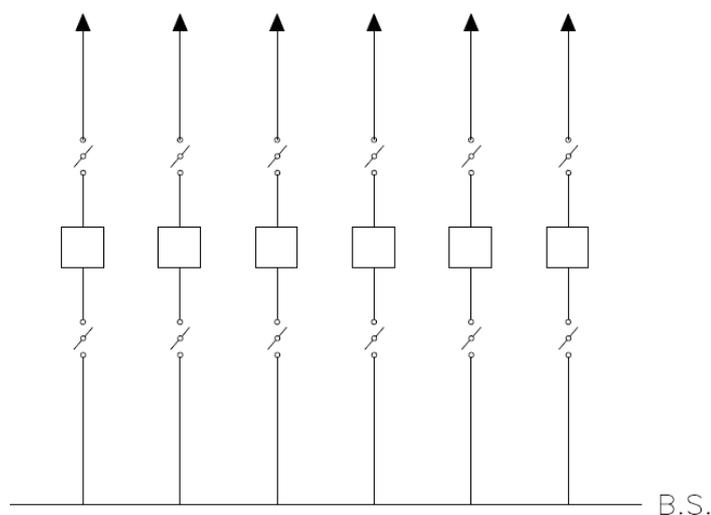


Figura 2.10: Digrama barramento simples.

Pode-se atribuir maior confiabilidade ao barramento simples implementando o seccionamento do barramento e o “by-pass” dos disjuntores (ver figura 2.11). O seccionamento da barra pode isolar uma falta, reduzindo o número de circuitos atingidos, já o “by-pass” permite que o circuito continue energizado durante a manutenção do disjuntor (D’AJUZ, 2012).

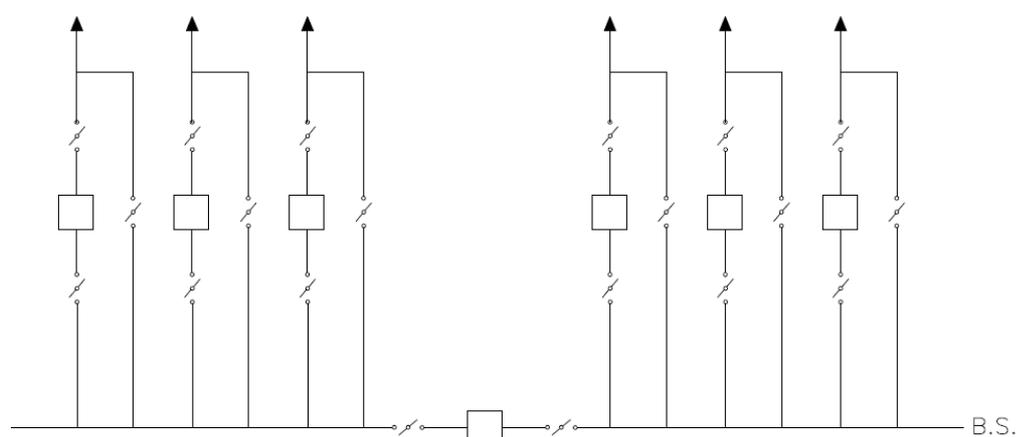


Figura 2.11: Digrama barramento simples com “by-pass” e seccionamento da barra.

A figura 2.12 representa o sistema de barramentos principal e transferência. Este tipo de barramento é utilizado em subestações que exigem uma maior confiabilidade. Quando é necessário dar manutenção em um disjuntor, o disjuntor de transferência é utilizado para proteção deste circuito, através da barra de transferência (D’AJUZ, 2012).

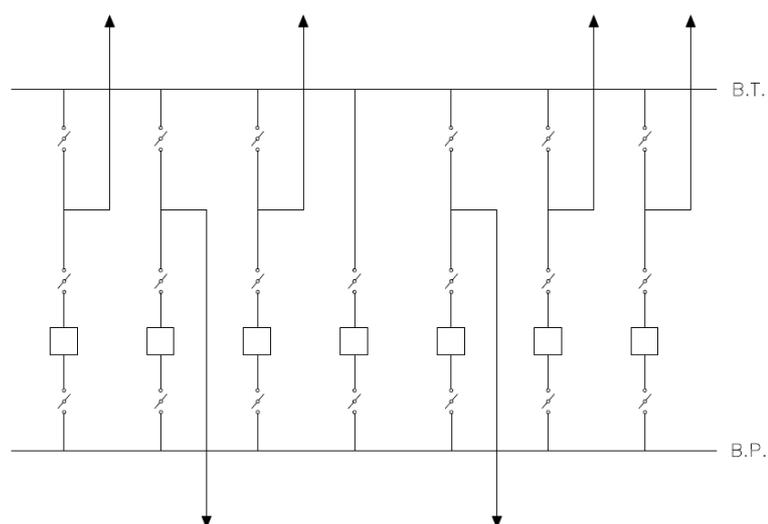


Figura 2.12: Digrama barramento principal e transferência.

A configuração de barramento duplo com 4 chaves é bastante utilizada em grandes sistemas de potência, como a Rede Básica, pois apresenta grande flexibilidade de manobra, permitindo um rápido reestabelecimento do suprimento (ver figura 2.13) (D’AJUZ, 2012).

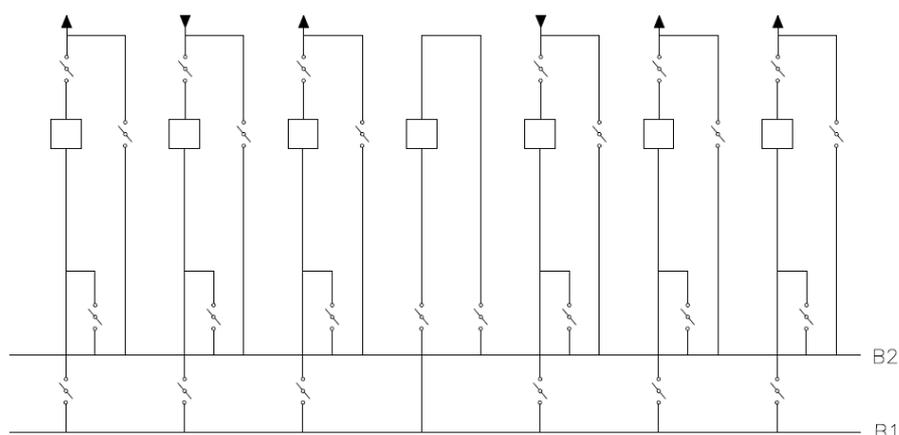


Figura 2.13: Digrama barramento duplo com 4 chaves.

Para a configuração de barramento em anel o número de disjuntores é igual ao número de circuitos, conforme figura 2.14. Não é uma configuração muito flexível, pois apresenta limitações para chaveamento e separação de cargas, já que para manobrar qualquer circuito deste barramento é necessário operar dois disjuntores (D'AJUZ, 2012).

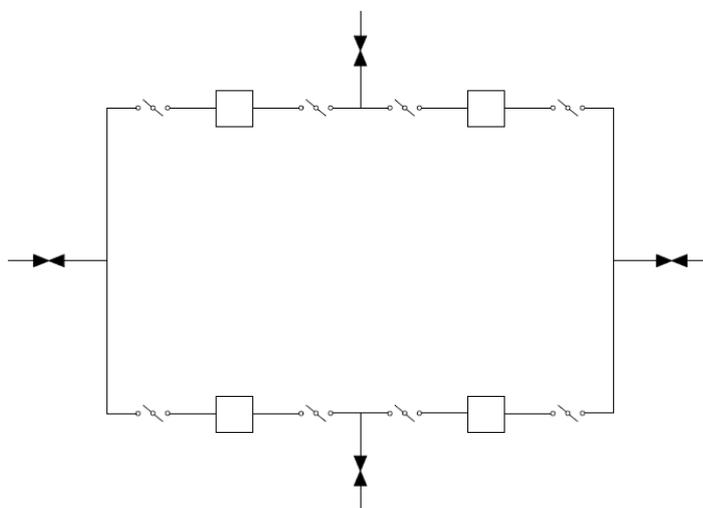


Figura 2.14: Digrama barramento em anel.

A figura 2.15 ilustra o sistema de barramento tipo disjuntor e meio, onde existe um disjuntor de reserva para dois circuitos, proporcionando alta confiabilidade e flexibilidade de manobra. Esta configuração é bastante utilizada em subestações de centrais geradoras e do sistema de transmissão (D'AJUZ, 2012).

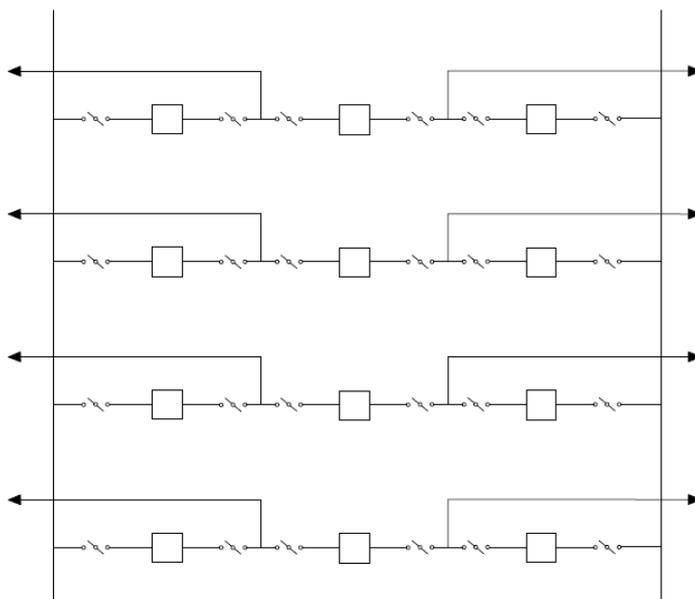


Figura 2.15: Digrama disjuntor e meio.

3. METODOLOGIA

Foi realizada uma breve descrição sobre a classificação de subestações, seus principais equipamentos e sistemas de barramento, em seguida foi escolhida a SE Itinga para realização de um estudo de caso, devido à sua localização, na região metropolitana de Salvador. Como tem sido cada vez mais frequente nos grandes centros urbanos, a oferta de terrenos desocupados nesta área é pequena e a dimensão de um terreno para construção de uma subestação convencional torna-se um agravante.

Para a revisão bibliográfica, foram consultados os livros Manual de Equipamentos Elétricos, Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica e Equipamentos Elétricos: especificação e aplicação em subestações de alta tensão; os catálogos dos fabricantes ABB, Schneider, Siemens e Toshiba.

Um estudo foi elaborado para verificar a melhor opção de arranjo para construção da subestação Itinga, tendo em vista os custos de terreno, equipamentos, projeto, obras civis e montagem eletromecânica. Para este estudo foram consultadas as normas técnicas ABNT NBR 14653-2, IEC 60071-2, IEEE Std 1427 e NEMA SG 6. A figura 3.1 ilustra o fluxograma utilizado para a metodologia.

Para identificar as cargas que seriam absorvidas por esta subestação, utilizou-se o programa computacional Interplan. Os desenhos de diagramas unifilares e arranjos planta foram desenvolvidos no AutoCAD. Foi utilizado o programa excel para a elaboração dos custos estimados.

Os preços unitários dos equipamentos são confidenciais e foram obtidos mediante consulta aos fabricantes ABB, Alstom, Balestro, Ormazabal, Schneider e Adelco, entre outros. Os custos de mão de obra foram estimados através de planilhas detalhadas sobre cada atividade necessária para construir a subestação. A partir desta planilha, com os preços de referência, é iniciado o processo de licitação da obra, a vencedora é a empreiteira que atender todos os critérios exigidos e ofertar o menor preço.

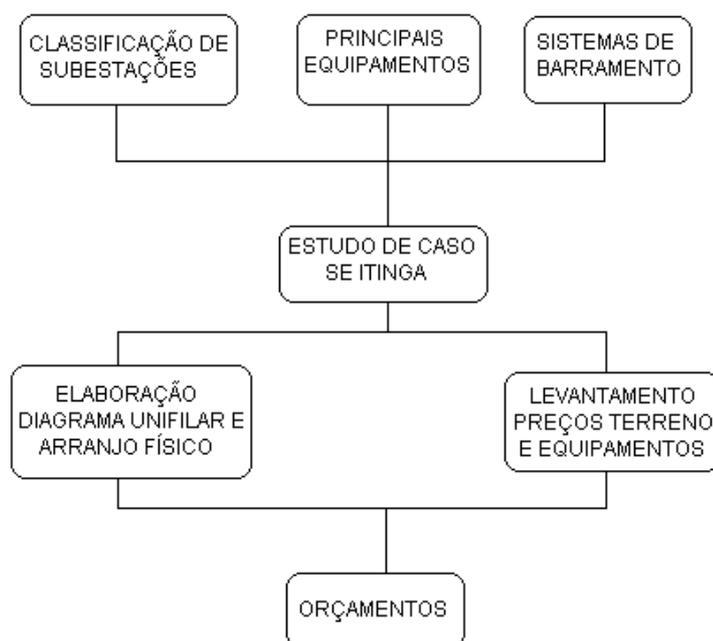


Figura 3.1: Fluxograma da metodologia.

4. ESTUDO DE CASO - SUBESTAÇÃO ITINGA

Faz parte do plano de investimentos da Coelba, para o ano de 2013, a construção de uma subestação no bairro de Itinga, localizado em Lauro de Freitas, região metropolitana de Salvador. Esta subestação irá recompor a confiabilidade e a capacidade de oferta de energia na área de sua influência, que apresenta um grande aumento de cargas, absorvendo cargas das subestações São Cristóvão, Lauro de Freitas e Cia III, conforme figura 4.1. Nesta figura observa-se a configuração dos alimentadores das SEs Itinga (rosa), Lauro de Freitas (laranja), CIA III (verde) e São Cristóvão (azul).

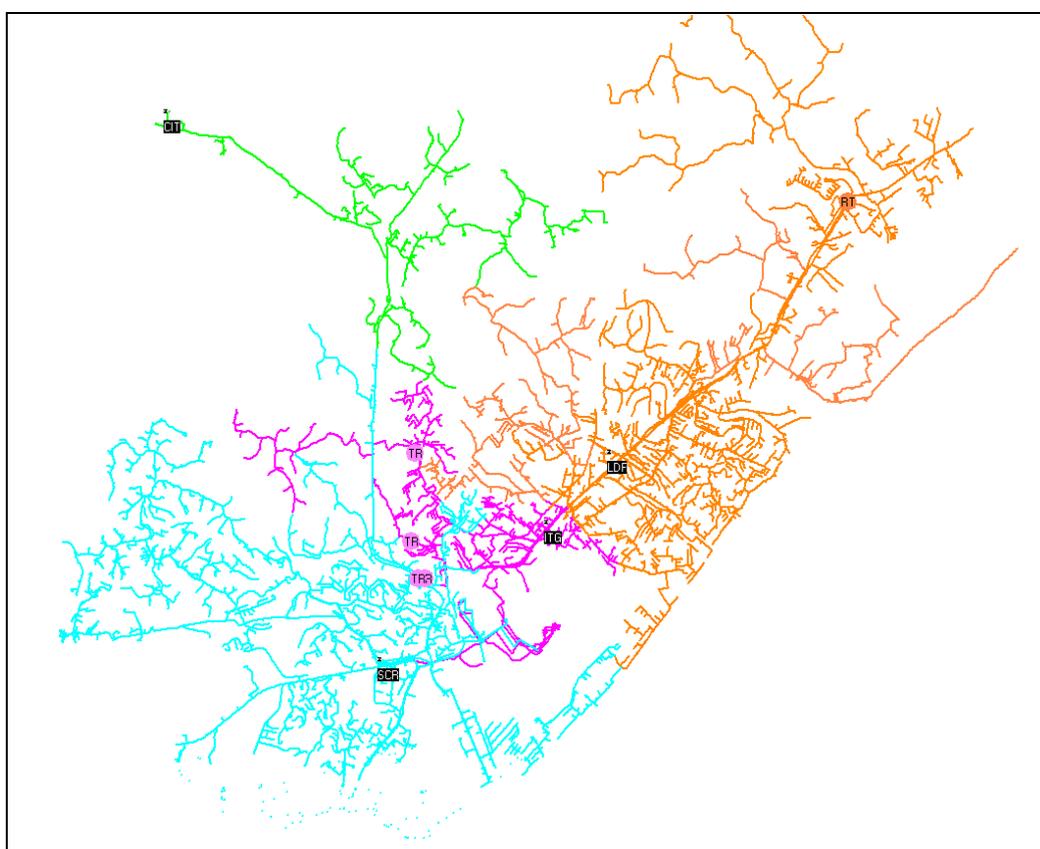


Figura 4.1: Configuração futuras dos alimentadores, com a construção da SE Itinga.

Fonte: COELBA, 2012.

A SE Itinga faz parte do grupo de obras acompanhada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) para a Copa do Mundo de 2014 e deve estar concluída em dezembro de 2013.

A figura 4.2 mostra a localização do bairro de Itinga através do Google Maps.

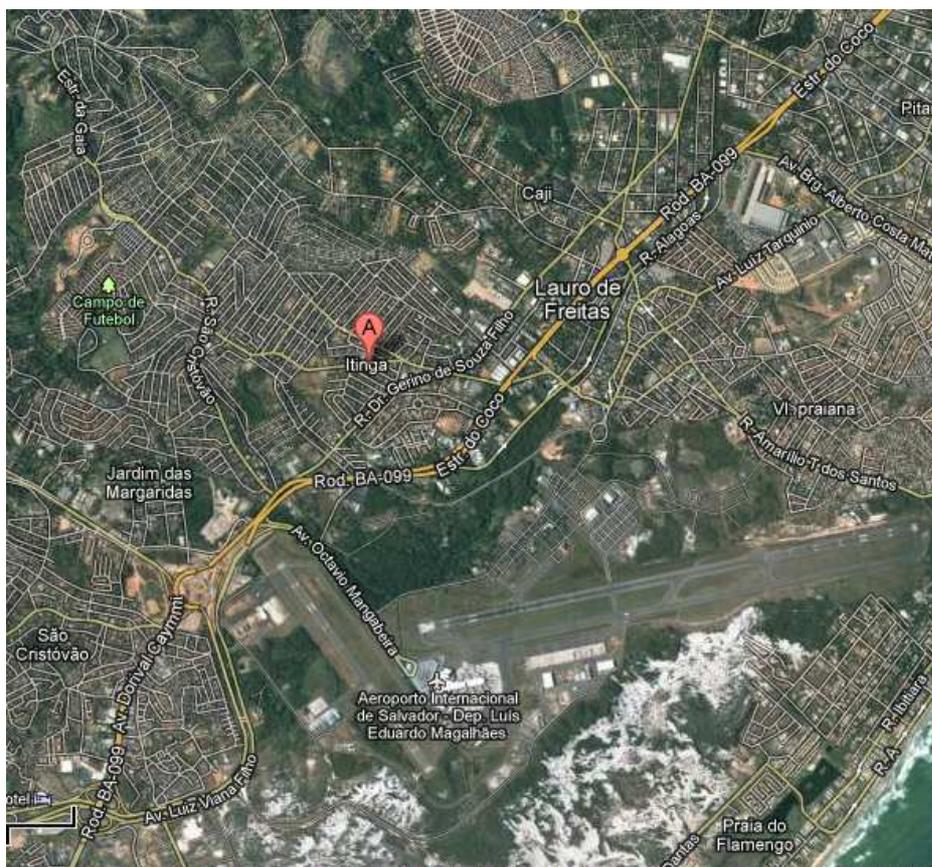


Figura 4.2: Localização de Itinga.

Fonte: Google Maps (30/11/12).

4.1 CARACTERÍSTICAS DA SUBESTAÇÃO

A subestação (SE) Itinga deve possuir barramento simples em 69 kV, para conexão de duas entradas de linhas transmissão e um transformador de potência de 69 - 13,8/11,95 kV, 15/20/25 MVA, barramentos principal e transferência em 11,9 kV para conexão de um transformador de potência, cinco saídas de alimentadores, um banco de capacitores de 3,6 MVar em 11,9 kV, um disjuntor de transferência e um transformador de serviços auxiliares de 30 kVA.

No entanto, considerando futuras evoluções, a configuração final desta SE será barramento simples em 69 kV, duas entradas e duas saídas de linhas em 69 kV, dois transformadores de potência 69 – 13,8/11,95 kV, 15/20/25 MVA, barramento principal e transferência em 11,95 kV, com disjuntor de transferência, dez saídas de alimentadores e quatro bancos de capacitores de 3,6 MVar (COELBA, 2012).

4.1.1. Pátio de 69 kV

Deve ser construído um barramento simples para conectar duas ELs 69 kV, uma conexão de transformador de potência e três transformadores de potencial ($69000/\sqrt{3}$ - $115/115/\sqrt{3}$ V).

As duas entradas de linha em 69 kV para a conexão dos circuitos LT 69 kV CIA III – ITINGA e LT 69 kV LAURO DE FREITAS – ITINGA devem conter os seguintes equipamentos:

- pára-raios 72 kV, 10 kA;
- transformador de potencial $69000/\sqrt{3}$ - $115/115/\sqrt{3}$, na fase central;
- transformadores de corrente 72,5 kV, relações 1200/800 x 600/400 – 5 – 5 A;
- chave seccionadora tripolar, 72,5 kV, 1250 A, 31,5 kA, para isolamento e aterramento com lâmina de terra;
- chave seccionadora tripolar, 72,5 kV, 1250 A, 31,5 kA, para conexão ao barramento simples;
- disjuntor tripolar 72,5 kV, 1250 A, 31,5 kA.

A conexão do transformador de potência deve possuir os seguintes equipamentos:

- pára-raios, 72 kV, 10 kA;
- disjuntor tripolar 72,5 kV, 1250 A, 31,5 kA;
- chave seccionadoras tripolar, 72,5 kV, 1250 A, 31,5 kA, para “by pass”;
- chaves seccionadoras tripolar, 72,5 kV, 1250 A, 31,5 kA, para isolamento.

4.1.2. Pátio de 11,95 kV

O setor de 11,95 kV deve ser construído com o sistema de barramentos principal e transferência em 11,95 kV, com capacidade para uma conexão de transformador de potência, cinco saídas de alimentadores, um banco de capacitores de 3,6 MVar, disjuntor de transferência e três transformadores de potencial ($11950/\sqrt{3}$ - $115/115/\sqrt{3}$ - $115/115/\sqrt{3}$ V).

A conexão de transformador de potência será feita com os seguintes equipamentos:

- pára-raios 12 kV, 10 kA;

- transformadores de corrente 2000/1600/1200 x 1000/800/600 – 5 – 5 A;
- transformador de serviços auxiliares 11950 – 220/127 V, 30 kVA, protegido por chaves fusíveis e medidor eletrônico de Wh no secundário, para registro de consumo próprio;
- disjuntor tripolar 15 kV, 2000 A, 25 kA;
- chaves seccionadoras tripolares, 15 kV, 2000 A, 25 kA, para isolamento e “bypass”.

As cinco saídas de alimentadores em 11,95 kV contém os seguintes equipamentos:

- chaves seccionadoras tripolares 15 kV, 630 A, 25 kA, para isolamento e “bypass”;
- disjuntor tripolar, 15 kV, 800 A, 25 kA;
- transformadores de corrente 15 kV, relações 800/600 x 400/300 - 5 – 5 A;
- pára-raios, 12 kV, 10 kA.

Deve ser instalado um disjuntor de transferência interligando os barramentos principal e de transferência, com os seguintes equipamentos:

- chaves seccionadoras tripolar, 13,8 kV, 2000 A, 25 kA, sem lâmina de terra para isolamento;
- disjuntor tripolar 13,8 kV, 2000 A, 25 kA;
- transformadores de corrente 2000/1600/1200 x 1000/800/600 – 5 – 5 A.

Para compensação de reativos, deve-se instalar um banco de capacitores de 3,6 MVar, conectado ao barramento principal de 11,95 kV, com os seguintes equipamentos:

- pára-raios de 12kV, 10 kA;
- chave tripolar, 15 kV, 630 A, 25 kA;
- disjuntor tripolar, 15 kV, 800 A, 25 kA;
- transformadores de corrente 15 kV, relações 400/100x200/50 - 5 – 5 A.

4.1.3. Transformador de Potência

É necessário instalar um transformador de potência, com características conforme tabela 4.1.

Tabela 4.1: Dados do transformador de potência

TRANSFORMADOR	
Relação nominal	69-13,8/11,95 kV
Potência nominal	15/20/25 MVA
Impedância	13%, (base 69-13,8 kV, 15 MVA)
Tipo de ligação	Delta - estrela aterrada
Com comutador sob carga	69 kV + 4 x 1,25% - 12 x 1,25%

4.2. DIAGRAMA UNIFILAR

Através do diagrama unifilar pode-se identificar as principais características da subestação, como os sistemas de barramentos e os tipos de equipamentos utilizados. Este documento é de extrema importância para projeto, operação e manutenção das subestações.

De acordo com as características apresentadas da subestação Itinga, pode-se projetá-la com equipamentos convencionais ou compactos. Abaixo, as figuras 4.3 e 4.4 representam os diagramas unifilares elaborados para estas duas opções.

Pode-se observar que na opção compacta, por utilizar cubículos isolados a SF6 no pátio de 11,9 kV, não é necessário o barramento de transferência para se obter maior confiabilidade.

Os principais equipamentos de pátio e controle necessários para construção da subestação na opção convencional e compacta estão relacionados nas tabelas 4.2 e 4.3.

Observa-se que os equipamentos de controle não diferem entre os arranjos propostos. No entanto, na opção compacta os equipamentos de manobra e transformadores de instrumento de 69 kV estão integrados ao módulo híbrido e os de 15 kV estão embarcados em cubículos, ambos isolados a SF6.

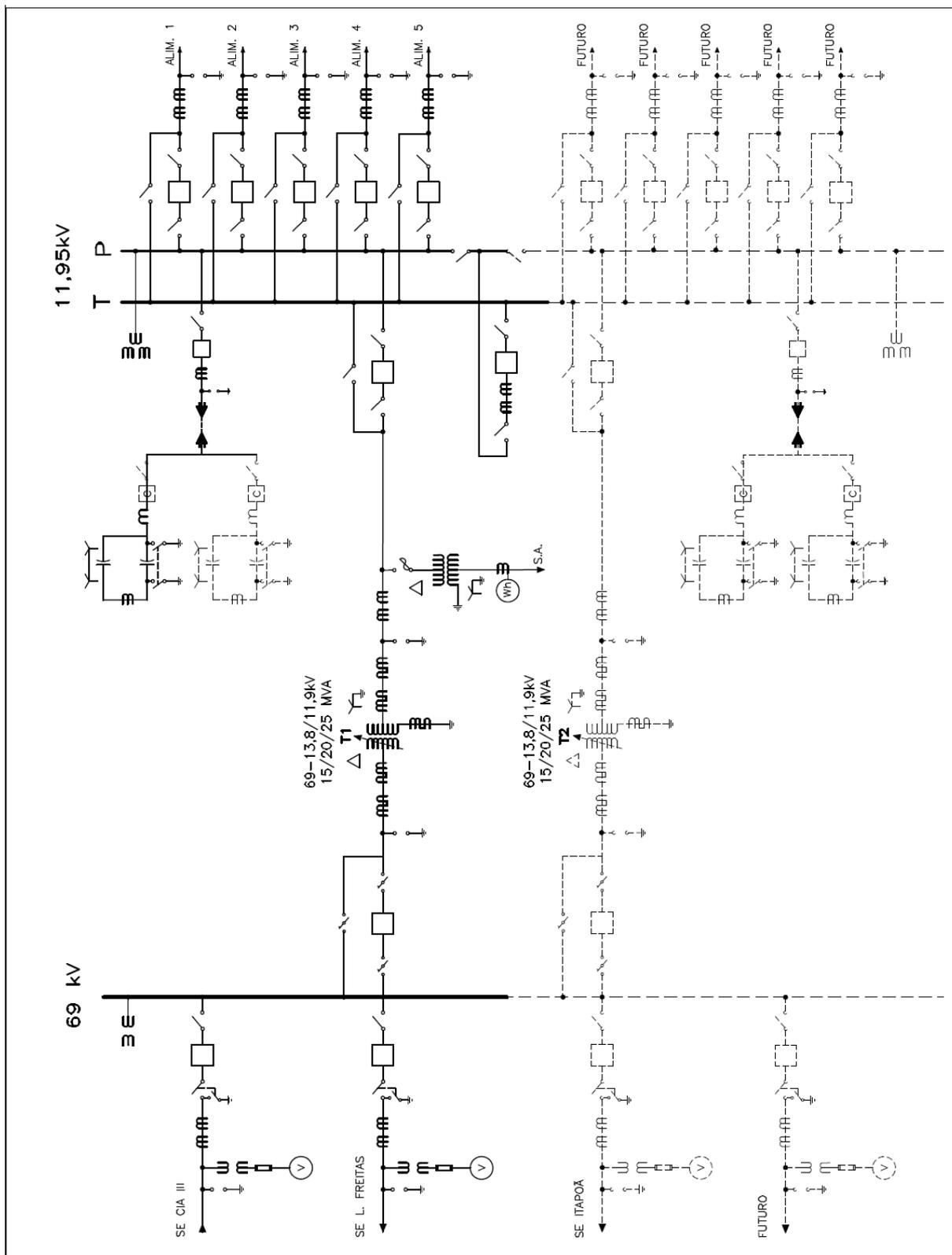


Figura 4.3: Diagrama unifilar da subestação convencional.

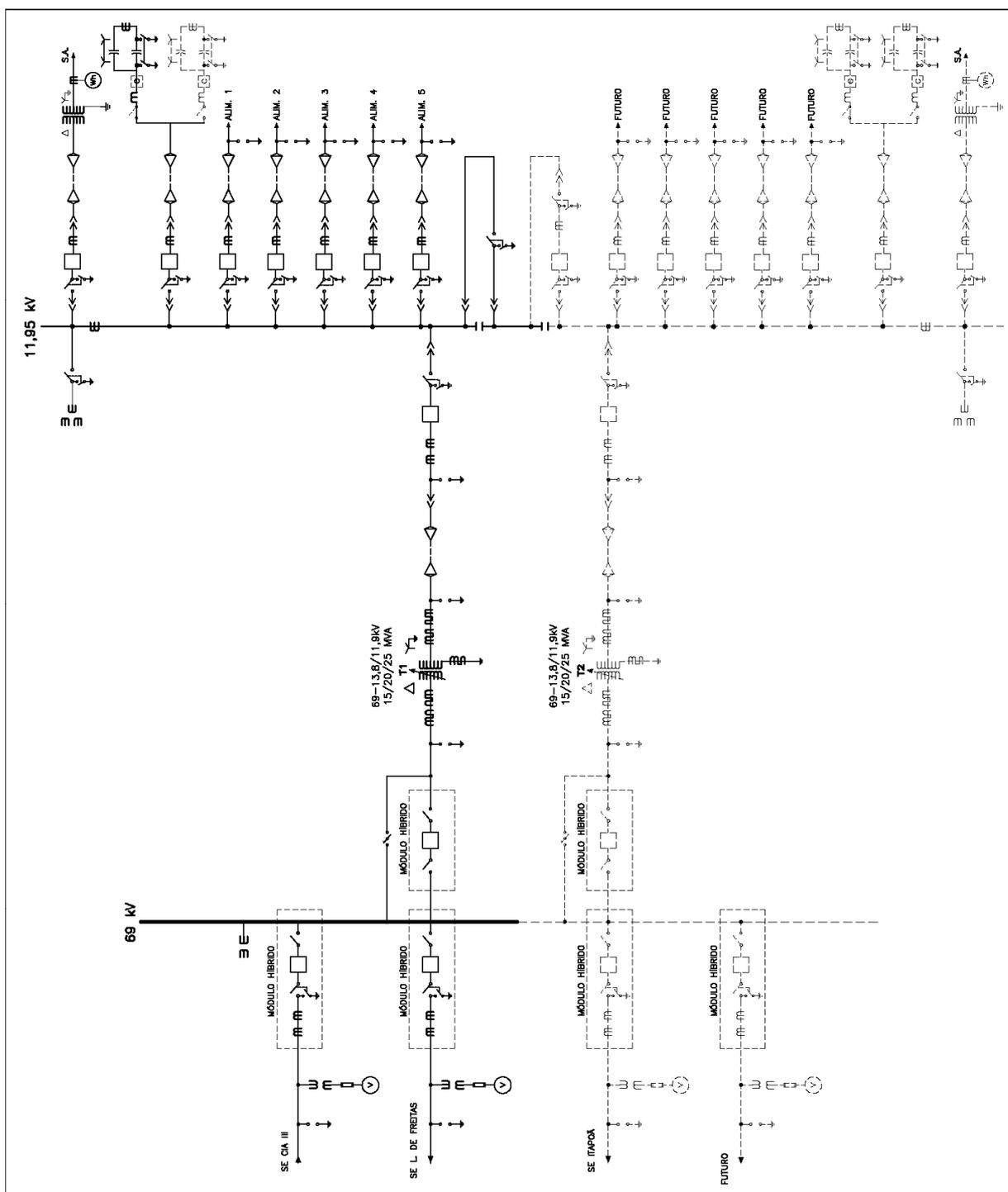


Figura 4.4: Diagrama unifilar da subestação compacta.

Tabela 4.2: Principais equipamentos da subestação convencional

SE ITINGA - CONVENCIONAL			
ITEM	EQUIPAMENTOS	UNID	QUANT
1	Armário para Proteção	pç	5
2	Banco de Capacitores 15 kV, 3,6 MVar	cj	1
3	Cabos Diversos	cj	1
4	Chave fusível 15 kV	pç	3
5	Conjunto Bateria / Retificador	cj	1
6	Controle para Banco Capacitor	pç	1
7	Disjuntor 15 Kv	pç	8
8	Disjuntor 72 kV	pç	3
9	Estruturas	pç	1
10	Medidor operacional	pç	1
11	Painel CA / CC	pç	1
12	Pára-raios tipo estação 12 kV	pç	21
13	Pára-raios tipo estação 72kV	pç	9
14	Processador 2030	pç	2
15	Relé de sobrecorrente	pç	9
16	Relé diferencial para trafo	pç	1
17	Relé direcional	pç	2
18	Seccionador 3P 15 kV	pç	22
19	Seccionador 3P 72 kV, com Lâmina de Terra	pç	2
20	Seccionador 3P 72 kV, sem Lâmina de Terra	pç	5
21	Sistema de Comunicação	pç	1
22	Terminal Server	pç	2
23	Transformador de Potência 69-13,8/11,9kV, 15/20/25 MVA	pc	1
24	Transformador de Corrente 15 kV	pç	24
25	Transformador de Corrente 72 kV	pç	6
26	Transformador de Potencial 15 kV	pç	3
27	Transformador de Potencial 72 kV	pç	5
28	Transformador de Serviços Auxiliares 15 kV, 30 kVA	pç	1
29	Unidade Terminal Remota	pç	1

Tabela 4.3: Principais equipamentos da subestação compacta

SE ITINGA - COMPACTA			
ITEM	EQUIPAMENTOS	UNID	QUANT
1	Armário para Proteção	pç	5
2	Banco de Capacitores 15 kV, 3,6 MVar	cj	1
3	Cabos Diversos	cj	1
4	Conjunto Bateria / Retificador	cj	1
5	Controle para Banco Capacitor	pç	1
6	Cubículo de Linha 15 kV	pç	1
7	Cubículo Alimentador 15 kV	pç	5
8	Cubículo Banco Capacitor 15 kV	pç	1
9	Cubículo Geral de Trafo 15 kV	pç	1
10	Cubículo Proteção	pç	1
11	Estruturas	cj	1
12	Medidor operacional	pç	1
13	Módulo Híbrido Conexão Trafo 72 kV	pç	1
14	Módulo Híbrido Entrada de Linha 72 kV	pç	2
15	Painel CA / CC	pç	1
16	Pára-raios tipo estação 12 kV	pç	3
17	Pára-raios tipo estação 72kV	pç	9
18	Processador 2030	pç	2
19	Relé de sobrecorrente	pç	9
20	Relé diferencial para trafo	pç	1
21	Relé direcional	pç	2
22	Seccionador 3P 72 kV, sem Lâmina de Terra	pç	1
23	Sistema de Combate a Incêndio	cj	1
24	Sistema de Comunicação	cj	1
25	Terminal Server	pç	2
26	Transformador de Potência 69-13,8/11,9kV, 15/20/25 MVA	pc	1
27	Transformador de potencial indutivo 72 KV	pç	5
28	Transformador de Serviços Auxiliares 15 kV, 30 kVA	pç	1
29	Unidade Terminal Remota	pç	1

4.3 ARRANJO PLANTA

O arranjo físico de uma subestação, além de seguir às configurações de barramentos e equipamentos especificadas, deve ser projetado visando atender às necessidades das equipes de operação e manutenção do sistema. Desta forma, além das distâncias mínimas de segurança pessoal, fase-fase, espaçamento para terra, entre outras determinadas por norma, o pátio da subestação deve possuir acesso para manutenção dos equipamentos, que permita a entrada de carros e carretas, para montagem e retirada de equipamentos, acesso para a SE Móvel, que pode ser utilizada em obras de ampliação, quando for necessário desenergizar o trafo de potência, mas não pode haver desligamento da subestação, tendo em vista a relevância de suas cargas.

Tendo em vista que a maioria das subestações das concessionárias de energia é desabrigada, faz-se necessário a utilização de equipamentos para controle, monitoramento e proteção do sistema, como dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs), unidade terminal remota, painéis de corrente alternada e contínua, sistema de comunicação e banco de baterias. Todos estes equipamentos estão alocados na casa de comando da SE.

As distâncias entre equipamentos são definidas com base em normas internacionais de coordenação de isolamento, como a IEEE Std 1427, IEC 60071-2 e NEMA SG 6.

Para o arranjo físico da subestação convencional, barra simples no 69 kV e principal e transferência no 11,9 kV, com disjuntores, chaves seccionadoras, pára-raios, transformadores de corrente e potencial externos, é necessária uma área mínima de 5.600 m², conforme figura 4.5.

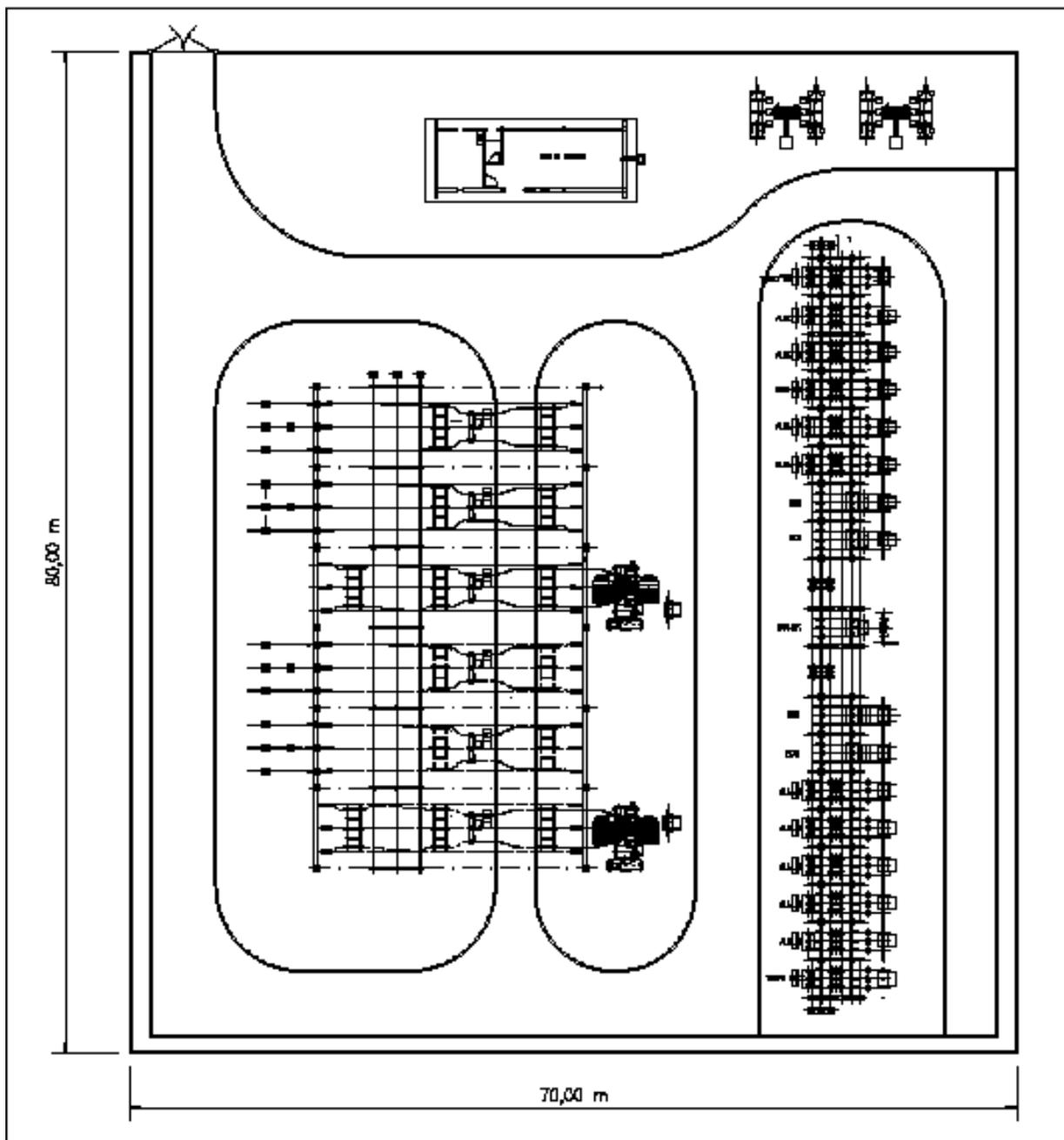


Figura 4.5: Arranjo Planta da subestação convencional.

Já o arranjo desta mesma SE aérea utilizando equipamentos compactos como módulos híbridos no pátio de 69 kV, com transformadores de corrente, disjuntor e chaves seccionadoras embarcados, e cubículos isolados a SF6 no pátio de 11,9 kV, contendo pára-raios, transformadores de corrente e potencial, disjuntores e chaves seccionadoras, ocupa uma área de 2.000 m², conforme figura 4.6.

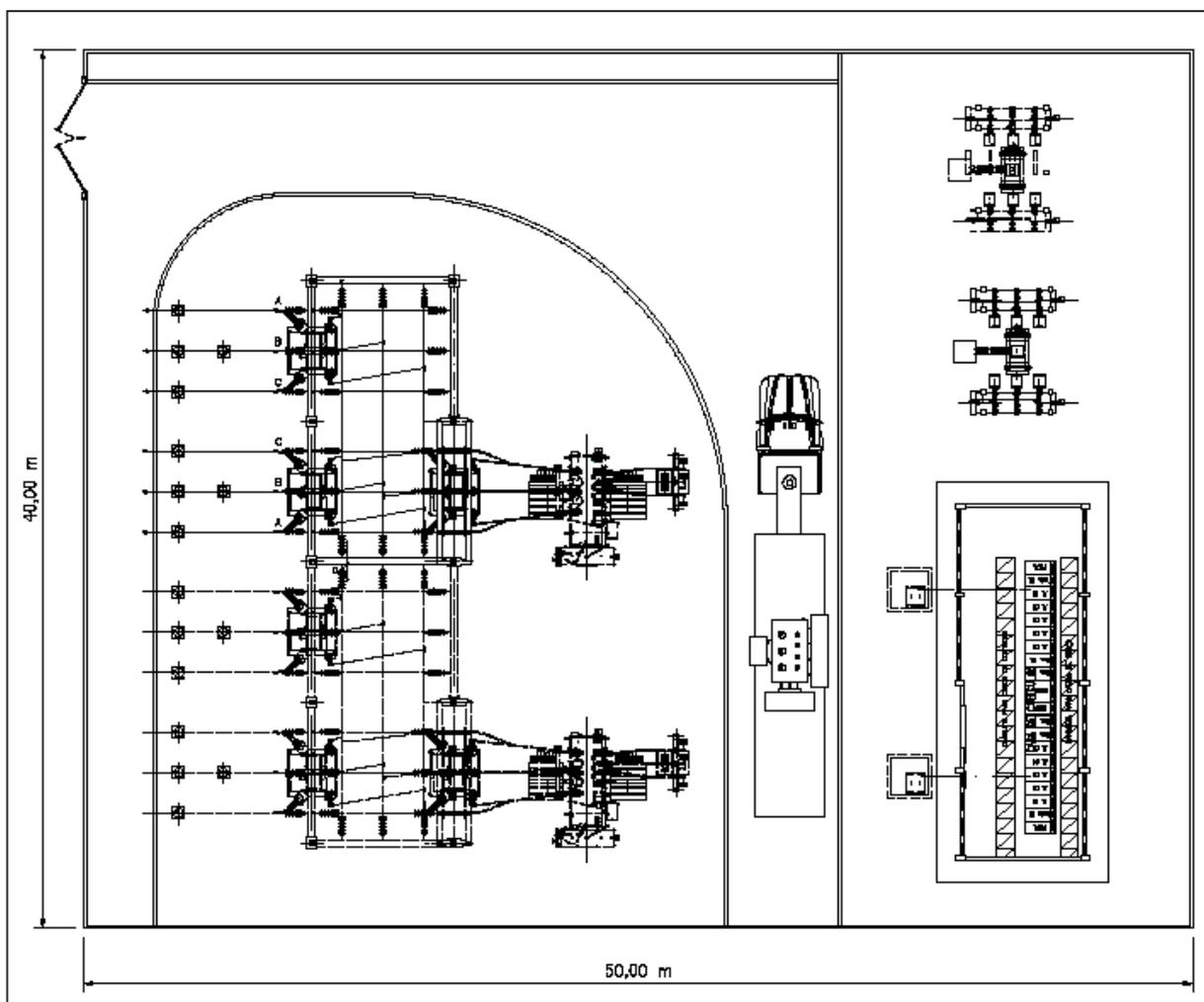


Figura 4.6: Arranjo Planta da subestação compacta.

Neste arranjo a casa de comando localiza-se em cima do galpão de cubículos, para otimizar o aproveitamento do espaço. Logo, o arranjo compacto permite reduzir a área da subestação em 64%.

É importante ressaltar que a redução da área, com a compactação do arranjo físico foi projetada sem reduzir a distância entre fases dos barramentos e sem comprometer a segurança para operação e manutenção da subestação.

4.4 ORÇAMENTOS

Os valores estimados para as duas opções de arranjo da subestação Itinga são apresentados a seguir, considerando como data de referência novembro de 2012.

4.4.1 Terreno

O bairro de Itinga é uma localidade bastante valorizada para o comércio, que

também apresenta shoppings centers e condomínios residenciais. O custo médio do metro quadrado na região escolhida para construção da subestação é R\$473,57. Este valor foi obtido através da contratação de uma empresa especializada em avaliação e perícia, que utilizou o Método Comparativo Direto de Dados de Mercado, de acordo com a NBR 14653.

Considerando as áreas calculadas para os arranjos físicos das opções convencional e compacta (item 6.3) 5.600 m² e 2.000 m², respectivamente, os valores para estes terrenos são apresentados na tabela 4.4.

Tabela 4.4: Valores terreno SE Itinga

SE ITINGA	
OPÇÃO	VALOR TERRENO (R\$)
CONVENCIONAL	2.651.992,00
COMPACTA	947.140,00

4.4.2 Mão de Obra e Materiais

Os custos estimados referentes aos estudos, projetos, gerenciamento, obras civis, montagem eletromecânica, comissionamento, materiais e equipamentos para construção das duas opções de SE são apresentados nas tabelas 4.5 e 4.6.

Tabela 4.5: Mão de obra e materiais para construção da subestação convencional

<u>SE ITINGA - CONVENCIONAL</u>	
ATIVIDADE	VALOR (R\$)
GERENCIAMENTO, ESTUDOS E PROJETO	463.929,26
MATERIAIS / EQUIPAMENTOS	3.452.545,08
OBRAS CIVIS, MONTAGEM ELETROMECAÂNICA E COMISSIONAMENTO	2.743.233,90
TOTAL	6.659.708,24

Tabela 4.6: Mão de obra e materiais para construção da subestação compacta

<u>SE ITINGA - COMPACTA</u>	
ATIVIDADE	VALOR (R\$)
GERENCIAMENTO, ESTUDOS E PROJETO	463.929,26
MATERIAIS / EQUIPAMENTOS	3.933.555,14
OBRAS CIVIS, MONTAGEM ELETROMECÂNICA E COMISSIONAMENTO	2.165.003,23
TOTAL	6.562.487,63

Desta forma, somando-se o valor do terreno aos custos de mão de obra e materiais, os custos estimados referentes à construção da SE Itinga com o arranjo convencional e compacto são R\$9.311.700,24 e R\$7.509.627,63. Logo, a diferença de preço entre os arranjos propostos é R\$1.802.072,61, sendo a opção convencional 24% mais cara que a compacta.

Nota-se que apesar dos equipamentos para construção da subestação compacta serem mais caros que os da convencional, os custos de terreno, construção civil e montagem eletromecânica são mais baratos. No entanto, se forem analisados apenas os custos de estudos, projetos, gerenciamento, obras civis, montagem eletromecânica, comissionamento, materiais e equipamentos, percebe-se que os valores são muito próximos, sendo o valor do terreno elemento fundamental para tomada de decisão, com relação ao arranjo da SE a ser adotado.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Verificou-se que as novas tecnologias aplicáveis aos equipamentos permitem compactá-los, reduzindo a área necessária para construção de subestações, e que os custos para implantação de uma subestação compacta são viáveis, algumas vezes menores do que uma subestação convencional. Como foi exposto neste estudo de caso, a utilização de equipamentos compactos permitiu reduzir a área para implantação da SE Itinga em 64%, e opção convencional seria 24% mais cara, com uma diferença de preço de R\$1.802.072,61. Além desta vantagem, os equipamentos compactos são mais confiáveis e exigem menos intervenções, logo o custo de manutenção é menor que o de um equipamento convencional equivalente.

A SE Itinga será efetivamente construída com equipamentos compactos, com previsão para conclusão da obra em dezembro de 2013.

Desta forma, concluí-se que a tendência neste setor é a construção cada vez mais freqüente de subestações compactas nos grandes centros urbanos, onde há escassez de terrenos disponíveis e o valor do metro quadrado é elevado.

Os resultados deste trabalho certamente motivarão outras análises, para identificar a melhor alternativa para construção de subestações.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABB - ABB Power Technologies. **Catálogo Disjuntor OVB-VBF**. Satpur, Índia: 2012.

ABB - ABB Power Technologies. **Catálogo PASS M00**. Lodi, Itália: 2006.

ABB - ABB Power Technologies. **Catálogo Transformadores de Instrumento**. Ludvika, Suécia: 2012.

ABB - ABB Power Technologies. **Catálogo Pára-raios de Alta Tensão**. Ludvika, Suécia: 2012.

ABNT NBR 14653-2. **Avaliação de Bens**. Rio de Janeiro, Brasil: 2011.

ALTEWEGG, Jean C. P.; SORAGI, Nisio F. B.; SOUZA, Thiago. Reduções de custos de instalação, operação e manutenção obtidas com a utilização de equipamentos de manobra híbridos compactos e um novo layout de subestações 145 kV. **XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**. Florianópolis: 2011.

D'AJUZ, Ary. **Equipamentos Elétricos: especificação e aplicação em subestações de alta tensão**. Rio de Janeiro, FURNAS, 1985.

D'AJUZ, Ary. Material apresentado no curso de Especialização em Engenharia do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica. 2012.

COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia. **Anteprojeto SE Itinga**. Salvador: 2012.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Nota técnica DEA 16/11 - Projeção da demanda da energia elétrica**. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2011.

IEC 60071-2. **Insulation Co-Ordination**. Genebra, Suíça: 1996

IEEE Std 1427. **Guide For Recommended Electrical Clearances And Insulation Levels In Air-Insulated Substations**. Nova York, EUA: 2007.

KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos César Barioni de; ROBBA, Ernesto João. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2ª Edição. São Paulo, BLUCHER: 2010.

MAMEDE F, João. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 3ª Edição. Rio de Janeiro, LTC, 2005.

NEMA SG 6. **Power Swchting Equipment**. Washington, EUA: 2000.

SCHNEIDER - Schneider Electric. **Catálogo GMA PH EM**. Rueil-Malmaison Cedex, France: 2011.

SIEMENS. Catálogo **Disjuntor 3AP1 FG**. Berlim, Alemanha: 2002.

TOSHIBA. **Seccionador Tripolar SDA-A**. Curitiba: 2012.