



Universidade Federal do Rio de Janeiro

## Projeto Básico de Implantação de uma Subestação de 230/138 kV ao Sistema Interligado Nacional

**Thomás Coelho da Conceição Santos**

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

**Rio de Janeiro – RJ  
2010**

Universidade Federal do Rio de Janeiro

**Projeto Básico de Implantação de uma Subestação de  
230/138 kV ao Sistema Interligado Nacional**

**Thomás Coelho da Conceição Santos**

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência  
Orientador: Ivan Herszterg

**Rio de Janeiro – RJ  
2010**

Universidade Federal do Rio de Janeiro

Projeto Básico de Implantação de uma Subestação de  
230/138 kV ao Sistema Interligado Nacional

Thomás Coelho da Conceição Santos

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

---

Prof. Ivan Herszterg, M.Sc. (Orientador)

---

Eng<sup>o</sup>. Fernando André da Rocha Salles

---

Prof. Sergio Sami Hazan, Ph.D.

Rio de Janeiro – RJ  
2010

Santos, Thomás Coelho da Conceição. Projeto de Implantação de uma Subestação de 230/138 kV ao Sistema Interligado Nacional - Rio de Janeiro 2010. 101 páginas. Monografia, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

## **Agradecimentos**

Primeiramente agradeço a Deus por ter concebido a mim a oportunidade de poder estudar em uma grande universidade.

Agradeço muito a minha família, começando pelos meus pais Denilson José da Silva Santos e Suelene Coelho da Conceição Santos por terem me oferecido a melhor base para o meu crescimento, sempre com muito amor e dedicação. Aos meus tios Jomar Macedo Pereira e Joseli Maria da Silva Santos Pereira por terem me acolhido como filho e ter me dado todo o suporte no meu curso de graduação. A minha esposa Luciana Maria de Souza que com muito amor e paciência soube me confortar nos momentos mais difíceis e o nosso fruto João Lucas Coelho Santos de Souza que é minha maior alegria.

Aos meus colegas de faculdade, meus companheiros de luta, que juntos compartilhamos os sofrimentos dentro do curso, mas também dos momentos de alegria em ter vivido esta experiência com pessoas tão maravilhosas.

Aos professores do curso de graduação, em especial ao professor Ivan Herzterg por ter me ajudado neste trabalho.

Muito Obrigado a Todos!

## Sumário

Lista de Figuras .....	ix
Resumo .....	x
Capítulo 1. Introdução.....	1
1.1 Considerações do Sistema Elétrico Brasileiro: .....	1
1.2 Objetivos: .....	1
Capítulo 2. Análise Técnica e Econômica das Alternativas de Implantação. ....	3
2.1 Disposições Iniciais.....	3
2.2 Aspectos da Região .....	3
2.3 Critério de Viabilidade Técnico-econômica.....	4
2.4 Das Alternativas .....	6
2.4.1 Resoluções sem ampliação de Linhas de Transmissão .....	6
2.4.1.1 Operação em 230 kV da LT Cascavel – Foz do Iguaçu e a Construção da subestação Foz do Iguaçu Norte.....	6
2.4.1.2 Operação das linhas Cascavel – Medianeira e Medianeira – Foz do Iguaçu em 230 kV. ....	7
2.4.2 Resoluções por Novas Linhas de Transmissão .....	8
2.4.2.1 Expansão em 138 kV.....	8
2.4.2.2 Expansão em 138 e 230 kV.....	9
2.4.2.3 Expansão em 230 kV.....	11
2.5 Análise de Custo.....	13
2.6 Análise das Perdas <i>Ôhmicas</i> .....	13
2.7 Considerações Gerais e Críticas .....	14
Capítulo 3. Módulo Geral .....	17
3.1 Considerações Gerais.....	17
3.2 Localização da Subestação.....	17
3.3 Arranjo Físico.....	19
3.3.1 Características do Sistema de 230 kV .....	20
3.3.1.1 Barra Dupla.....	20
3.3.2 Características do Sistema de 138 kV .....	20
3.3.2.1 Barra Principal e Barra de Transferência. ....	21
3.3.3 Estruturas.....	21
3.3.4 Espaçamentos Elétricos.....	21
3.3.5 Barramento.....	21
Capítulo 4. Equipamento de Pátio.....	23
4.1.1 Autotransformadores de Potência .....	24
4.1.1.1 Potência Nominal Contínua .....	27
4.1.1.2 Ligação Trifásica do Autotransformador .....	27
4.1.1.3 Valores Nominais de Tensão (fase-fase).....	27
4.1.1.4 Dados de Curto-Circuito .....	28
4.1.1.5 Óleo .....	28
4.1.2 Disjuntores .....	29
4.1.2.1 Características Nominais .....	29
4.1.2.2 Dimensionamento do Equipamento.....	30
4.1.2.3 Capacidade Nominal de Interrupção de Curto-Circuito.....	31
4.1.2.4 Tensão Suportável Nominal a Impulso Atmosférico.....	32
4.1.2.5 Tensão Suportável Nominal a Impulso Atmosférico.....	33
4.1.3 Chaves Seccionadoras .....	33
4.1.3.1 Classificação das Seccionadoras .....	33

4.1.3.2	Características Nominais.....	34
4.1.3.3	Dimensionamento do Equipamento.....	34
4.1.4	Pára-Raios .....	37
4.1.4.1	Dimensionamento do Equipamento.....	38
4.1.5	Transformador de Potencial Capacitivo .....	40
4.1.5.1	Cargas dos TP's .....	41
4.1.5.2	Dimensionamento do TPC .....	41
4.1.6	Transformador de Corrente .....	44
4.1.6.1	Dimensionamento dos TC's 230 kV .....	47
4.1.6.2	Dimensionamento dos TC's 138 kV .....	50
4.1.7	Isolador de Pedestal 230 kV .....	52
4.1.8	Isolador de Pedestal 138 kV .....	53
Capítulo 5.	Serviços Auxiliares .....	54
5.1	Cubículos de Média Tensão .....	54
5.2	Transformadores dos Serviços Auxiliares.....	55
5.2.1	TRSA1 e TRSA2.....	56
5.2.2	TRSA2 e TRSA3.....	57
5.3	Painéis de Baixa Tensão.....	57
5.3.1	Quadros em Corrente Alternada.....	58
5.3.1.1	Cargas em 480 Vca.....	61
5.3.1.2	Cargas em 220/127 Vca.....	63
5.3.2	Cargas em Corrente Contínua. ....	64
5.4	Baterias, Carregadores e Retificadores .....	69
5.4.1	Parâmetros da Bateria.....	69
5.4.2	Tensão mínima da bateria.....	69
5.4.3	Cálculo do n° de elementos.....	69
5.4.4	Capacidade da Bateria.....	70
5.4.5	Dimensionamento dos Carregadores.....	71
5.5	Grupo Motor Gerador.....	71
Capítulo 6.	Malha de Terra .....	75
6.1	Corrente de Curto Circuito.....	80
6.2	Calculo da Tensão de Malha .....	82
6.2.1	Determinação dos Coeficientes $K_m$ e $K_i$ .....	83
6.3	Calculo da Resistência Equivalente da Malha de Terra. ....	85
Capítulo 7.	Sistema de Proteção .....	86
7.1	Aspectos Gerais Quanto à Proteção. ....	86
7.1.1	Tipos de Proteção .....	86
7.1.2	Características dos Relés .....	87
7.1.3	Filosofia de Proteção Utilizada .....	87
7.1.3.1	Proteção Diferencial LT .....	88
7.1.3.2	Proteção de Distância.....	89
7.1.3.3	Proteção Sobrecorrente Direcional.....	89
7.1.4	Proteção da Linha Cascavel Oeste – Foz do Iguaçu Norte 230 kV.....	90
7.1.5	Proteção de Barra .....	93
7.1.6	Proteção dos Autotransformadores .....	95
7.1.7	Proteção do Serviço Auxiliar .....	98
Capítulo 8.	Conclusões .....	101
	Referências Bibliográficas.....	102
	Anexo I – Principais Aspectos do Relatório de Viabilidade Técnico-Economica - Estudo de expansão para a região de Foz do Iguaçu – Julho/2002.....	104
	Anexo II – Desenhos e diagramas Unifilares.....	129

## Lista de Tabelas

Tabela 1 - Comparativa da Análise de Custos [4].....	13
Tabela 2 - Perdas <i>Ôhmicas</i> (MW) - Região de Foz do Iguaçu [4].....	14
Tabela 3 - Comparativo entre as Expansões [4].....	14
Tabela 4 - Espaçamentos Elétricos [23].....	22
Tabela 5 - Lista de Equipamentos.....	24
Tabela 6 - Potências e Correntes para cada Estágio de Ventilação.....	25
Tabela 7 - Resultados Ensaio [25].....	26
Tabela 8 - Impedância do Autotransformador [25].....	27
Tabela 9 - Constantes X/R e de Tempo para Capacidade de Interrupção de Curto-Circuito [8].....	31
Tabela 10 - Cargas Nominais Transformadores de Potencial.....	40
Tabela 11 - Classe de Exatidão para Medição TP's.....	40
Tabela 12 - Classe de Exatidão para Proteção TP's.....	41
Tabela 13 - Cargas Nominais Secundárias - ABNT.....	45
Tabela 14 - Tensões Normalizadas do Secundário TC's.....	46
Tabela 15 - Relação de TAP's TC 230 kV.....	48
Tabela 16 - Relação de TAP's TC 138 kV.....	50
Tabela 17 - Características dos Disjuntores de Alimentação.....	58
Tabela 18 - Características dos Disjuntores de Distribuição.....	59
Tabela 19 - Características dos Contatores.....	59
Tabela 20 - Características dos Transformadores de Corrente.....	59
Tabela 21 - Características dos Transformadores de Potencial.....	60
Tabela 22 - Características dos Relé Subtensão Trifásica.....	60
Tabela 23 - Características dos Voltímetros.....	60
Tabela 24 - Características do Amperímetro.....	61
Tabela 25 - Características Chave Seletora.....	61
Tabela 26 - Cargas 220/127 Vca QDN.....	63
Tabela 27- Cargas 220/127 Vca QDE.....	64
Tabela 28 - Cargas Momentâneas 1 minuto de Duração.....	65
Tabela 29 - Cargas Momentâneas 10 minutos de Duração.....	65
Tabela 30 - Cargas Permanentes por 5 horas de Duração.....	66
Tabela 31 - Cargas com 10 minutos de Duração ao Final do Ciclo.....	66
Tabela 32 - Características Disjuntores Alimentação CC.....	67
Tabela 33 - Características Disjuntores Distribuição CC.....	67
Tabela 34 - Características Voltímetro.....	67
Tabela 35 - Características Amperímetro.....	68
Tabela 36 - Características Relé Subtensão.....	68
Tabela 37 - Característica Relé de Sobretensão.....	68
Tabela 38 - Características relé de Fuga a Terra.....	68
Tabela 39 – Cargas Essenciais em 480 Vca.....	72
Tabela 40 - Cargas Essenciais QDN 220 Vca.....	73
Tabela 41 - Cargas Essenciais QDE 220 Vca.....	74
Tabela 42 - Resistividade do Solo.....	76
Tabela 43 - Níveis de Curto-Circuito SE Foz do Iguaçu Norte.....	81
Tabela 44 – Alternativas de Malhas de Terra [1].....	84
Tabela 45 - Coeficientes Km e Ki para as Alternativas de Malhas [1].....	84



## Lista de Figuras

Figura 1 - Topologia Atual da região de Foz do Iguaçu [4].....	4
Figura 2 - Região da Implantação da Subestação Foz do Iguaçu Norte [26] .....	18
Figura 3 - Unifilar Simplificado da Subestação Foz do Iguaçu Norte .....	19
Figura 4 - Relação de TAP's do Autotransformador [14] .....	28
Figura 5 - Perfil Consumo da Bateria.....	70
Figura 6 - Ilustração das Tensões de Contato e Passo.....	77
Figura 7 - Esquema Operação Proteção Diferencial .....	88
Figura 8 - Ligação de Relé Sobrecorrente Direcional à Barra .....	90
Figura 9 - Esquema Proteção de LT.....	91
Figura 10 - Unifilar Proteção de barra 230 kV.....	94
Figura 11 - Unifilar Proteção de Barra 138 kV .....	95
Figura 12 - Unifilar de proteção do Autotransformador .....	97
Figura 13 - Unifilar de Proteção de TRSA1 .....	98
Figura 14 - Unifilar Proteção TRSA2 .....	100

## Resumo

É notória a necessidade de expansão do sistema elétrico brasileiro devido ao crescente aumento do consumo de energia dos últimos anos. As resoluções dos problemas relacionados à geração e transmissão de energia tornaram-se pontos estratégicos dentro da política brasileira, comprovado nos últimos anos com a criação da Empresa de pesquisa Energética (EPE) que está relacionada com a expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Esta expansão dar-se-á pela construção de usinas de geração de energia, em conjunto com as linhas de transmissão e subestações, que são elementos dentro do sistema de potência que caracterizam por distribuir a produção de energia elétrica.

O presente trabalho tem por finalidade elaborar o anteprojeto da Subestação Foz do Iguaçu desde a abordagem na definição das alternativas de expansão do sistema até o dimensionamento dos componentes de uma subestação em 230/138 kV. A região em questão apresenta como característica um forte pólo turístico, somado ao crescimento do número de empresas e também da população local, que em conjunto proporcionam um mercado consumidor em potencial.

## **Capítulo 1. Introdução**

### **1.1 Considerações do Sistema Elétrico Brasileiro:**

Atualmente, o setor elétrico brasileiro passa por constantes mudanças em todos os seus aspectos, como por exemplo ocorre: na produção e na transmissão de energia elétrica. Dessa forma, constatou-se, no decorrer do crescimento econômico, a necessidade de ampliação da infra-estrutura energética, para que se possa atender a crescente demanda do consumo.

De acordo com o exposto, deve-se ressaltar que o crescimento dos investimentos neste setor estratégico acarreta uma ampliação e uma modernização do sistema elétrico nacional. Assim, após perquirir os problemas de suprimento da década passada, houve uma injeção de créditos nos grandes empreendimentos para a interligação nacional. Nesse sentido há que se ter como exemplo a UHE de Belo Monte no Rio Xingú, que será a maior obra financiada pelo BNDES, bem como deve se em mente que a transmissão dar-se-á por meio de sistema em corrente contínua.

### **1.2 Objetivos:**

Este trabalho tem como finalidade estabelecer as diretrizes básicas para o anteprojeto da subestação Foz do Iguaçu Norte, ao basear-se nos conceitos estabelecidos pelo Edital ANEEL 006/2005 – Anexo 6G, bem como nos estudos de viabilidade de implantação do projeto.

O anteprojeto, por sua vez, está elaborado de acordo com as diretrizes estipuladas no estudo descrito no Capítulo 2, que definiu a melhor opção de expansão para a região de Foz do Iguaçu. Avaliaram-se, então, duas alternativas: a primeira sem expansão do sistema elétrico, que se baseou apenas nas modificações das operações das linhas de transmissão da região; a segunda refere-se à três alternativas com expansão da transmissão da região.

Posteriormente, escolheu-se aquela que apresentava o binômio de qualidade de atendimento da demanda a menor custo.

Por conseguinte, partiu-se para os parâmetros propriamente ditos do anteprojeto, em que se descreveram as características da implantação da subestação, tais como:

- o arranjo físico dos setores de 230 kV e 138 kV;
- o pré-dimensionamento dos equipamentos de pátio;
- detalhamento dos serviços auxiliares, como ocorre com as baterias, os retificadores e o grupo motor-gerador;
- memória de cálculo da malha de terra;
- descrição da filosofia de proteção.

Diante disso, observar-se-á no decorrer do presente estudo a necessidade da ampliação do sistema de transmissão da região de Foz de Iguaçu, uma vez que foi comprovada que a atual topologia não é supedâneo para a demanda de consumo.

## **Capítulo 2. Análise Técnica e Econômica das Alternativas de Implantação.**

### **2.1 Disposições Iniciais**

O presente Capítulo tem por finalidade apresentar os critérios e diretrizes adotadas para definição da expansão do sistema elétrico da região de Foz do Iguaçu, em uma abordagem técnico-econômico. O estudo completo está vinculado neste trabalho como Anexo I.

### **2.2 Aspectos da Região**

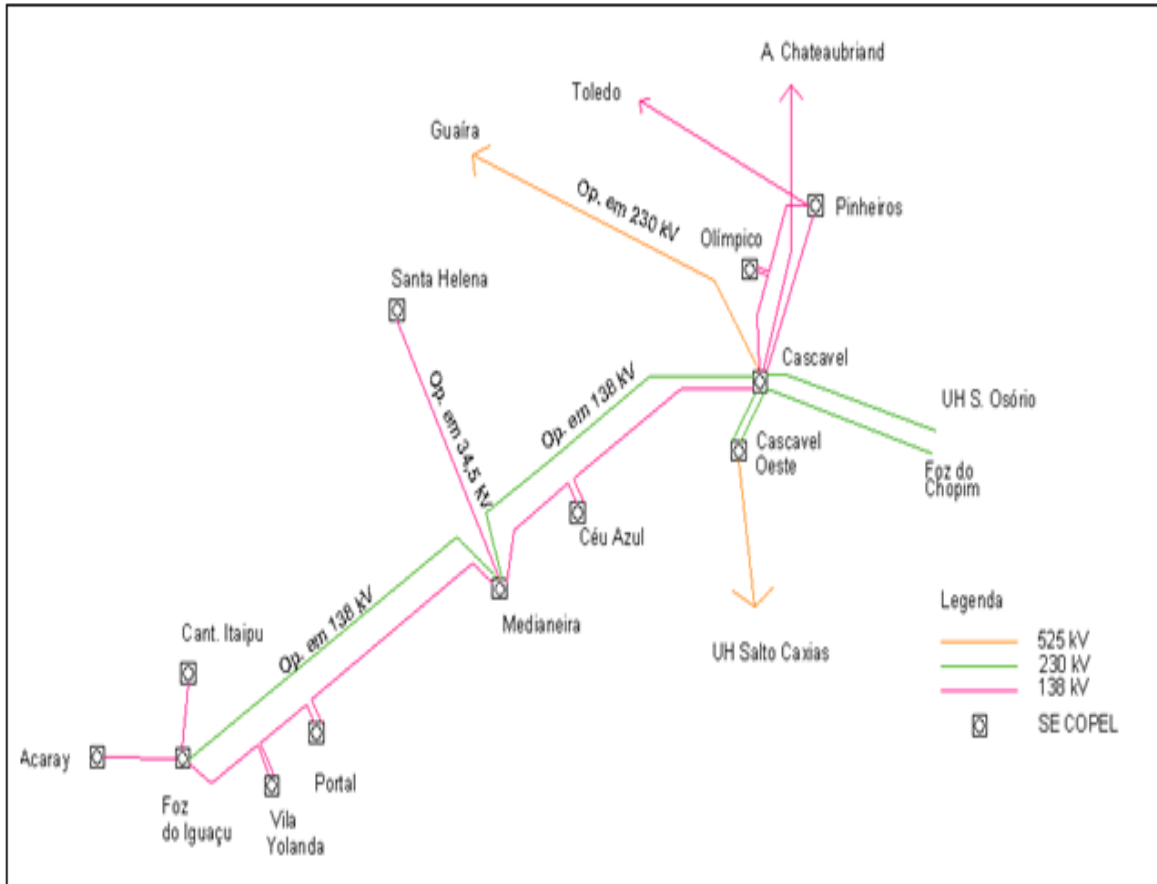
Atualmente, o sistema de transmissão da região de Foz do Iguaçu está integrado radialmente à subestação Cascavel 230/138 kV. Tal se dá por meio de duas linhas de transmissão em 138 kV, porém há que se ressaltar que uma delas fora projetada e isolada em 230 kV.

Esta região, por sua vez, tem como característica o forte polo turístico, fato que faz demandar cada vez mais energia elétrica para suprir as necessidades do local. Dessa forma, é imprescindível que haja um estudo detalhado para possibilitar um adequado atendimento às demandas energéticas.

O sistema mencionado conta com as subestações em 138 kV de Foz do Iguaçu, de Vila Yolanda e do Portal, que servem para atender exclusivamente as cargas de Foz do Iguaçu. Além disso, entre Foz do Iguaçu e Cascavel estão localizados outros centros de cargas, denominados Céu Azul e Medianeira, os quais contribuem para aumentar a capacidade do sistema de transmissão. A Figura 1 mostra a topologia da região.

O atual sistema de transmissão, de certa forma, mostra-se insuficiente para atender situações de emergência, pois o atendimento na região é feito por meio da forma radial, o qual se dá através de duas linhas de transmissão em 138 kV. Essa configuração apresenta sérias restrições de carregamento, uma vez que em situações de emergência é necessário o corte de carga em dosagens bastante significativas.

Desse modo, é imprescindível a elaboração de um estudo de ampliação do sistema elétrico na região de Foz do Iguaçu, para que se possam atender as restrições encontradas no quadro de transmissão a seguir demonstrado.



**Figura 1 - Topologia Atual da região de Foz do Iguaçu [4]**

### 2.3 Critério de Viabilidade Técnico-econômica.

Inicialmente, deve-se discorrer sobre o desenvolvimento da análise técnica, a qual compreende um conjunto de requisitos necessários, que servem para avaliar as diferentes propostas de topologia. Dessa forma, será possível a resolução dos problemas de abastecimento das cargas na região. Igualmente, é imperioso que se venha a ressaltar as fragilidades de cada proposta alternativa. Assim, ao se apresentar as propostas de correção dos defeitos, torna-se importante que se faça uma análise econômica de cada uma das alternativas apresentadas.

Posteriormente, avaliar-se-á as questões econômicas, as quais se relacionam com o custo das obras e a perda *ôhmica*. Fato esse que será

abordado neste estudo em seguida à análise técnica das alternativas de expansão dos empreendimentos.

Convém perquirir que as análises técnicas, por sua vez, são feitas por meio do estudo do consumo dos anos de 2004, 2007 e no horizonte de 2011. Para tanto, é importante ressaltar que essas avaliações de demanda energética ocorrem com base em determinados requisitos necessários. Estes têm como alicerce alguns critérios para sua definição, os quais estão associados à duas condições de carregamento, conforme analisar-se-á:

- a) Cargas em condições normais (ou pesadas): compreendem o consumo de carga relativo ao horário de maior demanda, o que se dá durante o lapso do tempo entre 18:00 e 21:00 horas.
- b) Cargas em condições de emergência: são o funcionamento das instalações em condições em que não estão disponíveis todos os elementos projetados para o perfeito funcionamento do sistema elétrico. Pode-se ter como exemplo: o transformador que se perdeu; o fato de haver problemas de operação na linha de transmissão; ou ainda quando há algum desligamento programado de qualquer linha de transmissão ou de subestação referente ao sistema em questão.

Nesse contexto, as condições técnicas já mencionadas refletem bastante na análise de fluxo de potência das linhas de transmissão e das subestações, que são limitadas muitas vezes em casos para um perfeito funcionamento.

De acordo com o exposto em relação à análise técnica das alternativas de expansão do sistema de transmissão, deve-se relatar uma questão das mais importantes para a implementação dos projetos. Isso se dá porque diante da aprovação técnica os projetos têm que passar por crivo econômico de viabilidade, o que permitirá a sua concretização.

Além disso, cabe avaliar que esse critério econômico possui a função de desempate, porque existem várias formas de se fazer uma expansão. Assim, pelo fato de se tratarem de verbas públicas, é imperioso que se atendam as demandas de suprimento do modo que gere o menor gasto possível para o consumidor. Analisa-se, para tanto, um binômio de qualidade e preço para tais acréscimos à malha energética brasileira.

Portanto, fica por demais evidente que os acréscimos ao Sistema Interligado Nacional (SIN), para poderem ser implantados, devem atender aos supracitados requisitos técnico-econômicos. De fato, uma adição a malha energética deve ser suficiente do ponto de vista técnico para garantir as necessidades demandadas pelos consumidores. Outrossim, como essa situação é custeada por verba pública não pode onerar os cofres públicos. Isto posto, apenas será aprovado a implantação do projeto que se enquadra nesse perfil técnico-econômico, conforme dispõe o art. 4º, X, da lei 10.520.

Todavia, o projeto analisado por este estudo fora elaborado para solucionar questões emergenciais de curto prazo. Fato esse que pode ser comprovado uma vez que ao entrar em operação esse empreendimento estará próximo ao ano horizonte de 2011, como adiante se analisará melhor no presente estudo.

## **2.4 Das Alternativas**

### **2.4.1 Resoluções sem ampliação de Linhas de Transmissão**

Primeiramente, por meio do sistema de transmissão existente, cabe analisar a possibilidade de tentar melhorar-lo no que se remete ao desempenho. Esta hipótese pode ser mais bem interpretada ao se referir às LT's em 138 kV entre Foz do Iguaçu e Cascavel, à medida em que uma delas é projetada e isolada em 230 kV.

#### **2.4.1.1 Operação em 230 kV da LT Cascavel – Foz do Iguaçu e a Construção da subestação Foz do Iguaçu Norte**

Esta alternativa prevê a operação da LT Cascavel – Foz do Iguaçu em 230 kV e a construção de uma nova subestação em Foz do Iguaçu, no qual passará a ser o ponto de conexão da referida linha de transmissão.

Ao se adotarem os critérios de escolha das alternativas ora mencionadas, poder-se-á julgar a referida proposta de solução, conforme se demonstrará:

- Condições normais de operação no ano de 2004.

Por meio desta, os resultados apontados mostram que o sistema de transmissão da região pode operar. Porém observa-se que os transformadores da



subestação Cascavel operam perto de seu limite, o que permite pouca margem de erro no fluxo de potência desses equipamentos.

➤ Condições de emergência em 2004:

A condição acima referida pode ser interpretada pela perda do suprimento das LT's em 138 kV. Este fato proporciona violação de tensão, no qual só poderão ser corrigidas se houver corte de cargas.

A perda de um dos autotransformadores de 150 MVA 230/138 kV da subestação Cascavel, sobrecarregaria os outros dois autotransformadores a níveis muito acima de sua capacidade operacional.

Portanto, alternativa em questão não foi exitosa em uma primeira rodada de análises.

#### **2.4.1.2 Operação das linhas Cascavel – Medianeira e Medianeira – Foz do Iguaçu em 230 kV.**

Esta alternativa remete-se a possibilidade de modificar o nível de tensão da operação do suprimento na região. As linhas em questão foram projetadas e isoladas para operar em 230 kV, portanto atendem a esta condição. A diferença em comparar a alternativa acima seria modificar o nível de tensão sem acrescentar uma subestação nova.

➤ Condições normais de operação no ano de 2004.

O sistema não apresentou restrições ou violações de tensões que necessitam ser citadas.

➤ Condições de emergência em 2004:

A perda do suprimento em 230 kV da subestação de Foz do Iguaçu proporciona violações de tensão, abaixo dos valores permitidos. Isto implicaria em corte de cargas das subestações Foz do Iguaçu e Vila Yolanda na ordem de 50% para cada uma.

A dissipação da linha de transmissão em 138 kV entre Foz do Iguaçu e Vila Yolanda acarreta em violação de tensão nas subestações da região, requerendo para as subestações Vila Yolanda e Portal um corte de carga na ordem de 30% e o acréscimo de bancos shunt de capacitores na ordem 7,2 Mvars e 4,8 Mvars, respectivamente, nessas subestações.

Logo, as alternativas sem expansão do sistema de transmissão não atendem sequer a análise para o ano de 2004, no que tange as condições de emergência.

## **2.4.2 Resoluções por Novas Linhas de Transmissão**

Entende-se da necessidade de reforçar o sistema de transmissão da região de Foz do Iguaçu, e serão apresentadas novas formas de suprimento, intituladas abaixo:

- Expansão em 138 kV
- Expansão em 138 e 230 kV
- Expansão em 230 kV.

### **2.4.2.1 Expansão em 138 kV.**

A presente alternativa prevê o seguinte leque de obras:

- Construção da LT Cascavel – Foz do Iguaçu , circuito duplo, com condutor com bitola 397,5 kcmil, com 131 km de extensão, no qual um dos circuitos será seccionado na subestação Medianeira.
  - Condições normais de operação no ano de 2004.

Nota-se em uma primeira análise que os transformadores da subestação Cascavel operam em condições próximas aos seus limites máximos, em que é pouco provável que a presente expansão venha proporcionar a solução do suprimento da região.

- Condições de emergência em 2004.

Com a perda de um dos autotransformadores da subestação Cascavel, sobrecarrega-se os outros dois de tal forma a ultrapassar os limites toleráveis de operação dos mesmos.

Portanto, a presente alternativa não atende às necessidades da região.

#### **2.4.2.2 Expansão em 138 e 230 kV.**

Contém como solução prevista nesta expansão a operação em 230 kV da LT Cascavel – Foz do Iguaçu, seccionada na SE Medianeira. Os novos pontos de conexão dessa linha de transmissão passarão a ser pelas subestações Cascavel Oeste e Foz do Iguaçu Norte.

As obras previstas na expansão são:

- Construção da subestação Foz do Iguaçu Norte 230/138 kV.
- Construção da LT 138 kV Cascavel – Foz do Iguaçu Norte, em circuito duplo, cabo 397,5 kcmil, 126 km. Em primeira etapa será feito o lançamento apenas para um circuito, que será posteriormente verificado um eventual lançamento do segundo circuito, seccionado na subestação Medianeira.

- Condições normais de operação e de emergência para o ano de 2004.

O sistema comportou-se de maneira satisfatória e atendeu aos requisitos mínimos necessários para operação nessas condições.

- Condições normais de operação para o ano de 2007.

Mostrou-se suficiente, sem a necessidade de tecer comentários.

- Condições de emergência para o ano de 2007.

Verificou-se que as perdas mais significativas foram a de um autotransformador da SE Cascavel e a LT Cascavel Oeste – Foz do Iguaçu Norte. No que diz respeito ao carregamento, face às perdas expostas acima, não foi constatado maiores problemas. As cargas poderão ser supridas normalmente.

Entretanto, constataram-se violações de tensão quando se perde a LT Cascavel Oeste – Foz do Iguaçu Norte, o que torna necessário a inclusão de bancos de capacitores nas subestações Foz do Iguaçu, Vila Yolanda e Portal.

- Condições normais de operação para o ano de 2011.

Mostrou-se satisfatório, sem a necessidade de tecer algum comentário.

- Condições de emergência para o ano de 2011.

As situações mais críticas seriam as perdas do sistema de 230 kV da subestação Foz do Iguaçu Norte, a perda de um dos transformadores de 230/138 kV da mesma subestação, assim como a perda da LT 138 kV entre Foz do Iguaçu Norte e Foz do Iguaçu, acarretariam restrições de tensão e carregamento ao sistema da região.

A perda do suprimento da SE Foz do Iguaçu Norte requer o corte de 40% das cargas das subestações Foz do Iguaçu, Vila Yolanda e Portal. Este fato implica na necessidade de ampliação desta expansão com o seguinte elenco de obras:

- Lançamento do segundo circuito de 138 kV na linha de circuito duplo já existente entre Cascavel e Foz do Iguaçu Norte, com cabo 397,5 kcmil, 126 km;
- Construção da LT 138 kV Foz do Iguaçu Norte – Foz do Iguaçu, cabo 397,5 kcmil, 3 km.

- Condições normais de operação para o ano de 2011.

Igualmente ao anterior, sem a necessidade de tecer algum comentário.

- Condições de emergência para o ano de 2011.

Mesmo que tenha sido lançado o segundo circuito, o quadro não se modificou, e as restrições apareceram novamente.

Fica evidente que reforçar o sistema apenas em 138 kV não satisfaz as condições de carregamento, o que torna necessário um novo conjunto de obras a seguir demonstradas:

- Construção da LT Cascavel Oeste – Foz do Iguaçu Norte, cabo 795 kcmil, 115km;

- Instalação do segundo transformador 230/138 kV – 150 MVA na subestação Foz do Iguaçu Norte.

- Condições normais e de emergência para o ano de 2011.

Em seu ultimo nível, a expansão mostra-se satisfatória sobre essas condições. Logo, tecnicamente a presente expansão estará apta a próxima análise, que é o custo do empreendimento.

#### **2.4.2.3 Expansão em 230 kV.**

Trata-se da ultima alternativa apresentada, no qual prevê a seguinte configuração adicional ao sistema:

- Construção da LT Cascavel Oeste – Foz do Iguaçu Norte, cabo 795 kcmil, 115km;
- Construção da subestação Foz do Iguaçu Norte 230/138 kV, com um transformador 230/138 kV – 150 MVA.

- Condições normais e de emergência para ano de 2004.

A alternativa obteve êxito nas condições estabelecidas, o que leva a não necessidade de maiores detalhes.

- Condições normais de operação para o ano de 2007.

Mostrou-se satisfatório, sem inclusão de comentários.

- Condições de emergência para o ano de 2007.

Não foi constatado restrição de carregamento ao se considerar emergência para essa alternativa, a perda de um dos transformadores da subestação Cascavel e a não operação da LT Cascavel Oeste – Foz do Iguaçu Norte 230 kV.

Entretanto, na perda da LT mencionada no parágrafo anterior, ocorrerá violações de tensão nas subestações Foz do Iguaçu, Vila Yolanda e Portal. Para correção desta adversidade, inclui-se a necessidade de ampliar ou implantar bancos de capacitores.

- Condições normais de operação para o ano de 2011.

O sistema não apresentou restrições e violações.

- Condições normais de operação para o ano de 2011.

No tocante, é considerada perda significativa da região para esta expansão, em virtude da queda do sistema em 230 kV da SE Foz do Iguaçu Norte, inclui-se a este fato o autotransformador da mesma subestação, assim como o corte de suprimento pela LT Foz Cascavel Oeste – F. do Iguaçu Norte

Este fato provoca carregamentos inadmissíveis nos autotransformadores da subestação Cascavel, em que, talvez este equipamento seja o mais sensível ao carregamento em todo o sistema de transmissão da região.

Em face a isto, ter-se-a como consequência a obrigação de corte de suprimento na ordem de 30% das subestações Foz do Iguaçu, Vila Yolanda e Portal.

Em virtude desses problemas, tornou-se necessário uma ampliação da expansão. Como reforço desta alternativa inclui-se a operação em 230 kV da LT Cascavel – Foz do Iguaçu e a adição do seguinte conjunto de obras:

- Operação em 230 kV da LT Cascavel – Foz do Iguaçu (atualmente seccionada na SE Medianeira), isolada em 230 kV e operando em 138 kV. Na operação dessa linha em 230 kV os pontos de conexão passarão a ser as SE's Cascavel Oeste e Foz do Iguaçu Norte;
- Instalação do segundo transformador 230/138 kV – 150 MVA na SE Foz do Iguaçu Norte;
- Construção da LT 138 kV Foz do Iguaçu Norte – Foz do Iguaçu, cabo 397,5 kcmil, 3 km.

- Condições normais e de emergência para ano de 2011.

O sistema obteve bom comportamento, o que qualifica esta alternativa para as próximas rodadas de análise.

## 2.5 Análise de Custo

Aplicar-se-á esta seção, como critério de desempate, análise dos custos das alternativas pré-selecionadas, haja visto que o atendimento técnico mostra-se satisfatório para as opções de expansão que obtiveram êxito até o momento.

Os custos definidos são realidade para o ano de 2002, todavia o índice de inflação mais utilizado em construções para infra-estrutura é o IPCA, portanto ir-se-á aplicar para as alternativas as mesmas condições de reajuste, o que por sua vez mantém as proporções iniciais. Não foi considerada nenhuma correção dos valores entre os anos base de 2004, 2007 e 2011.

Basicamente, as expansões e todas as suas ampliações basear-se-ão nos custos presentes definidos para cada projeto. Traçou-se um cronograma dos gastos conforme os anos definidos como referencia de consumo, que em suma significa o conjunto de obras necessárias aos anos de 2004, 2007 e 2011. Os valores globais também serão considerados.

Logo, em face ao exposto acima, segue na tabela 1 um resumo de cada projeto.

**Tabela 1 - Comparativa da Análise de Custos [4]**

<b>Alternativa</b>	<b>Valores Presentes (R\$)</b>	<b>Custos Globais (R\$)</b>
Expansão 138 kV e 230 kV	44.993.910,00	60.088.000,00
Expansão 230 kV	41.211.950,00	47.162.000,00

## 2.6 Análise das Perdas Ôhmicas

Esta nova etapa relata as diferenças das alternativas, que no quesito perdas *ôhmicas* expõe as desigualdades existentes em cada topologia. Nesse contexto, a tabela a seguir mostra a realidade das expansões mencionadas.

**Tabela 2 - Perdas Ôhmicas (MW) - Região de Foz do Iguaçu [4]**

Alternativa	Perdas		
	2004	2007	2011
230 kV e 138 kV	22,1	35,6	33,6
230 kV	21,8	34,8	34,4

Ao se tratar os dados acima, percebe-se que a alternativa em 230 kV e 138 kV apresenta um melhor desempenho para o ano de 2011, em virtude do sobredimensionamento da ampliação prevista da alternativa para o mesmo ano. Contudo, ao levar em consideração um juro anual de 12% e o preço base referido ao ano de 2004 de R\$ 56,32/MWh (Câmbio: R\$ 1 = US\$ 1,76 – jun/2002), a alternativa 230 kV e 138 kV demonstra um desempenho superior a alternativa em 230 kV. Logo, verificou-se uma diferença de R\$ 131.135,00 em favor da alternativa de 230 /138 kV.

## **2.7 Considerações Gerais e Críticas.**

Ao se levar em conta a adição das diretrizes de definição da alternativa, concluímos a possibilidade de expansão do sistema de transmissão da região de Foz do Iguaçu, resumida na tabela abaixo.

**Tabela 3 - Comparativo entre as Expansões [4]**

Custos Totais (R\$x1000) - Região de Foz do Iguaçu					
Alternativa	Custos				
	Invest. Total	VP Invest.	VP Perdas	Total	(%)
230 kV e 138 kV	60.088,00	44.993,92	0	44.493,92	109
230 kV	47.162,00	41.211,96	131,14	41.343,10	100

Logo, a alternativa de expansão em 230 kV apresenta o melhor desempenho no aspecto financeiro, com um atendimento adequado às



necessidades impostas pelos estudos de expansão. Esta alternativa será defendida no transcorrer deste projeto.

Todavia, vale ressaltar que o estudo relatado leva em consideração uma solução para um prazo imediato de consumo. Considera-se um ano horizonte de 2011 para estabelecer as bases de fluxo de potência, que por sua vez dever-se-á o ano em que expansão deverá entrar em operação. Além disso, é previsto para o ano de 2011 um segundo elenco de obras para concretizar esta alternativa, logo no ano de aplicabilidade dessa nova topologia do esquema elétrico da região, deverá ser implantado mais um transformador na subestação de Foz do Iguaçu Norte, mesmo antes de realmente ser útil para solução dos problemas de abastecimento da região.

Há de se considerar dois fatores que julgam-se bastante razoáveis ao implementarmos um projeto de expansão:

- a) Logística para construção e, conseqüentemente, entrada em operação.
  - O estudo foi elaborado em 2002, mas o Leilão deste projeto ocorreu em 2005 e o contrato de Concessão geralmente é assinado, no mínimo, seis meses depois da licitação por pregão presencial, logo pode-se considerar como o ano de 2006 para início das obras.
  - A construção de uma subestação, e neste caso para complemento da expansão a LT cascavel Oeste – Foz do Iguaçu Norte, leva-se no mínimo 20 meses, prazo definido pela ANEEL.
  - A Concessionária necessita de um tempo para ajustes finais para enfim entrar em operação. Este tempo tem duração aproximada de seis meses.

Este cronograma, no certame não é cumprido em sua integralidade, portanto os contratempos, ao qual não vale ressaltar por sua complexidade, sempre ocorrem em qualquer obra, salvo raras exceções.

Logo, a expansão mesmo antes de entrar em operação já requer um complemento de obras.

b) Dimensionamento para soluções em longo prazo.

- Um estudo de expansão requer uma análise bastante rigorosa e detalhada, o que pode gerar maiores custos, portanto deve ser mais bem aproveitado.

De forma alguma está se defendendo um super dimensionamento do sistema de potência, entretanto torna-se bastante interessante uma melhor alternativa contemplando um estudo de consumo que tenha pelo menos uns quatro ou cinco anos de operação sem a necessidade de ampliar mais a topologia da região. Para este projeto, acredita-se que o ano horizonte deveria ser pelo menos 2014.

## **Capítulo 3. Módulo Geral**

### **3.1 Considerações Gerais.**

Conforme critério adotado no desenvolvimento do Capítulo 2, no qual a alternativa de expansão em 230 kV foi a mais adequada, ingressaremos no mérito do incremento do projeto.

Este estudo se limita ao dimensionamento dos componentes da Subestação Foz do Iguaçu Norte, porém, vale descrever um pequeno resumo do projeto inteiro.

A subestação Cascavel Oeste deverá ter em seu setor de 230 kV uma nova entrada de linha, justamente para a LT Cascavel Oeste – Foz do Iguaçu Norte. O arranjo do setor de 230 kV da subestação em questão é do tipo barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves.

A Linha de Transmissão Cascavel Oeste – Foz do Iguaçu Norte em 230 kV deverá ter a capacidade operativa de longa duração para correntes de 714 A, ou seja, o fluxo de potência nas condições normais será de aproximadamente 280 MVA. Em condições de emergência a capacidade de corrente em curta duração seria de 961 A, que para efeito quantitativo, ao considerarmos a tensão em 1 pu, o fluxo de potência em condições de emergência deverá ter seu valor máximo em torno de 380 MVA. As diretrizes fixadas para valores de corrente operativa e de curta duração estão estabelecidas pela norma técnica NBR 5422 da ABNT.

### **3.2 Localização da Subestação**

As áreas disponíveis na região do II distrito denominada Nova Veneza são utilizadas para o plantio pelo sistema de rodízio de culturas, principalmente soja, milho e trigo, conforme estação mais apropriada para cada uma. Toda a extensão da área disponível para a construção da subestação está defronte aos núcleos habitacionais Jardim das Palmeiras e Jardim Curitibanos até o Rio Mathias Almada (próximo da Subestação de Furnas – Itaipu).

O solo é em argila marrom avermelhada, com topografia levemente inclinada. A localização dos núcleos habitacionais é o ponto mais alto desta região, conforme Figura 2. Devido a essa inclinação, foi necessário fazer terraplenagem para nivelar toda a área da subestação e elevar o terreno de forma a ficar na mesma altura das residências mais próximas, facilitando o acesso.

A região tem como obstáculo um córrego que passa próximo ao local da subestação. Foi necessário um trabalho de drenagem do terreno e, através de manilhas localizadas em pontos críticos, o escoamento do córrego foi desviado sem maiores problemas para o desenvolvimento da construção do projeto. As chuvas foram levadas em conta com tempo de recorrência de 50 anos, usual em obra deste nível, e considerando tempo de duração da precipitação igual ao tempo de concentração até o ponto de controle considerado.



**Figura 2 - Região da Implantação da Subestação Foz do Iguaçu Norte [26]**

### 3.3 Arranjo Físico

Para possibilitar a Construção da Subestação 230/138/13,8kV, de acordo com o planejamento para a expansão futura que terá 3 entradas de linhas e 1 interligador de barras (transferência) no setor 230kV, 2 transformadores de potência de 230/138/13,8kV, 7 entradas de linhas, 1 interligador de barras (transferência) no setor 138kV e serviços auxiliares em 13,8kV, vias de acesso, casa de controle entre outros, a área mínima necessária a ser adquirida deverá ser de 60.000m<sup>2</sup>.

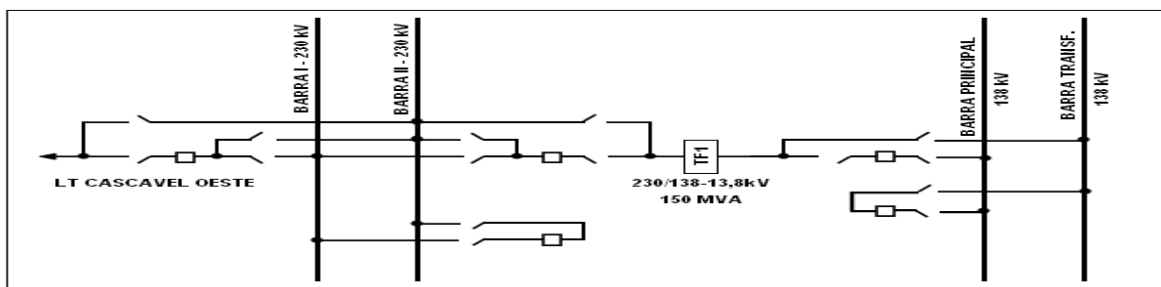
Constam nesta seção, os seguintes anexos, a saber:

- Diagrama Unifiar;
- Arranjo Físico / Cortes – Setores 230/138 kV;

A configuração básica da subestação está mostrada na Figura 3.

- Em 230 kV:
  - 1 Autotransformador 230/138 kV 150 MVA
  - 1 Módulo Geral
  - 1 Entrada de Linha
  - 1 Conexão de Transformadores
  - 1 Interligação de Barras
- Em 138 kV:
  - 1 Conexão de Transformadores
  - 1 Interligação de Barras

O arranjo de barramentos na nova subestação de Foz do Iguaçu Norte deve ser do tipo barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves no setor de 230 kV e será utilizada a configuração em barra principal e de transferência no setor de 138 kV.



**Figura 3 - Unifilar Simplificado da Subestação Foz do Iguaçu Norte**

### 3.3.1 Características do Sistema de 230 kV

Os principais parâmetros do sistema 230 kV são:

- a) Tensão nominal (kV, eficaz).....230
- b) Tensão máxima operativa do sistema, fase-fase (kV, eficaz).....242
- c) Tensão máxima suportável em condições de emergência durante 1 hora (Vmax, kV).....253
- d) Tensão máxima dinâmica (Umax,kV).....322
- e) Freqüência nominal (Hz).....60
- f) Neutro.....Efetivamente aterrado

#### 3.3.1.1 Barra Dupla

Esta configuração tem como característica a ligação dos circuitos, sendo feito em sua maioria, de forma uniforme entre as duas barras.

Esta configuração permite a manutenção do dispositivo de manobra e proteção sem a perda do circuito, porém apenas um por vez.

A subestação, em condições normais, opera com um disjuntor e duas chaves seccionadoras que interligam as duas barras, de tal maneira que em caso de uma das barras sofrer alguma falta ou manutenção, a outra continuará operando. É fato que a subestação agora irá trabalhar com a metade da capacidade enquanto se efetua as manobras necessárias, através das chaves seccionadoras, para liberar todos os circuitos da barra danificada conectando-os aos circuitos a barra em operação.

Para a manutenção, em cada disjuntor existe uma chave que fará “by pass” mantendo o circuito conectado a barra.

### 3.3.2 Características do Sistema de 138 kV

Os principais parâmetros do sistema 138 kV são:

- a) Tensão nominal (kV,eficaz).....138
- b) Tensão máxima operativa do sistema, fase-fase (kV, eficaz).....145
- c) Freqüência nominal (Hz).....60

d) Neutro.....Efetivamente aterrado

### **3.3.2.1 Barra Principal e Barra de Transferência.**

Esta configuração tem como característica a ligação de transformadores e todas as linhas na barra principal, garantindo assim uma boa continuidade de serviço.

Os disjuntores em comum possibilitam maior flexibilidade de operação, aumentando as manobras possíveis dos equipamentos.

A manutenção do dispositivo de manobra e proteção poderá ser feita sem o desligamento do circuito, todavia deverá ser um de cada vez. Para este projeto, apenas um circuito está associado a esta configuração, entretanto estão previstos mais 6 circuitos pela Concessionária local.

### **3.3.3 Estruturas**

A subestação será composta inicialmente por dois pórticos metálicos, uma para cada setor de tensão, previsto para chegada de uma linha de transmissão em 230 kV (Cascavel Oeste – Foz do Iguaçu Norte) e três saídas para o “bay” 138 kV.

### **3.3.4 Espaçamentos Elétricos**

O espaçamento entre os condutores, bem como a altura dos mesmos em relação ao solo seguirá o padrão da COPEL. Na Tabela 4 estão mostrados os valores padrão de distância entre condutores e do condutor à terra.

### **3.3.5 Barramento**

O barramento será flexível em ambos os setores, por meio dos cabos de alumínio CAA 795 MCM – DRAKE e CAA 636 MCM GROSBEAK para os setores de 230 kV e 138 kV respectivamente, no qual serão quatro por fase para evitar o efeito corona.

**Tabela 4 - Espaçamentos Elétricos [23]**

Tensão Nominal kV	Tensão Máxima do Equipamento kV (1)	Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico kV Crista (2)	Espaçamentos em metros (8)				Altura Mínima Barramento Horizontal Sobre o Solo (m) (9)	Altura Recomendada Sobre Estradas (metros)		Isolamento em Locais sem Poluição Número de Isoladores de Disco/Cadeia
			Fase-Terra (3)	Fase-Fase (4)	Eixo a Eixo de Fases com Equipamentos			Secundárias	De Serviços	COPEL
			Mínimo Metal a Metal		Mesmo Circuito	Circuito Diferente				
13,8	15	110	0,20	0,30			3,00		6,00	2(5)
34,5	38	200	0,38	0,48			3,00		6,00	4(5)
69	72,5	350	0,69	0,79	2,00	3,00	3,00	4,55	6,00	6(6)
138	145	550	1,10	1,25	2,50	4,00	3,60	4,55	7,50	10(6)
138	145	850	1,30	1,45	3,00	5,00	3,60	4,55	7,50	10(6)
230	242	850	1,60	1,90	4,00	8,00	4,50	5,60	8,50	
230	242	950	1,70	2,10	4,00	8,00	4,50	5,60	8,50	
230	242	1050	1,90	2,30	4,00	8,00	4,50	5,60	8,50	16(6)



## Capítulo 4. Equipamento de Pátio

Nesta seção, far-se-á uma descrição sucinta dos equipamentos, assim como uma pequena descrição da função de cada um.

Por meio do Anexo II, no qual estão representadas a posição dos equipamentos em função da locação dos outros, bem como pela escolha definida no arranjo físico dos setores de 230 e 138 kV, poder-se-ia estabelecer uma listagem básica de todos os equipamentos do pátio.

Em geral, os equipamentos serão alocados na parte externa da subestação, longe de paredes. Para isto é necessário se levar em conta os seguintes aspectos climáticos:

- a) Altitude em relação ao nível do mar: até 1000 m;
- b) Temperatura mínima anual: - 5°C;
- c) Umidade relativa média anual: maior que 80 %;
- d) Velocidade máxima do vento: 120 km/h.

Os parâmetros básicos para qualquer um dos equipamentos de pátio deverá atender as seguintes condições dos sistemas:

- a) Setor 230 kV
  - Potência nominal da subestação Foz do Iguaçu Norte: 150 MVA
  - Tensão de operação: 230 kV
  - Corrente nominal: 376,5 A
  
- b) Setor 138 kV
  - Potência nominal da subestação Foz do Iguaçu Norte: 150 MVA
  - Tensão de operação: 138 kV
  - Corrente nominal: 627,5 A

Estes valores dever-se-á ter como base no estudo do dimensionamento dos equipamentos, em cada setor.

**Tabela 5 - Lista de Equipamentos**

<b>Equipamento</b>	<b>Qtd. Setor 230 kV</b>	<b>Qtd. Setor 138 kV</b>
Transformador de potencial capacitivo	8	4
Transformador de corrente	9	6
Chave tripolar semi-pantográfica fech. vertical	4	1
Chave tripolar sem Lâmina de Terra (dupla abertura lateral)	5	0
Chave tripolar com Lâmina de Terra (dupla abertura lateral)	1	0
Chave tripolar sem Lâmina de Terra – abertura vertical	0	4
Disjuntor tripolar	3	2
Pára-raios	6	3
Isolador de pedestal	18	4

#### **4.1.1 Autotransformadores de Potência**

São os elementos dentro de um sistema de potência capazes de modificar tensões e correntes, de modo proporcional, a fim de manter a mesma potência, por meio da seguinte relação:

$$V_{PI}P = V_{SI}S + V_{TI}T$$

No qual:

- $V_P$ : Tensão do lado primário (alta tensão)
- $I_P$ : Corrente do lado primário (alta tensão)
- $V_S$ : Tensão do lado secundário (média tensão)
- $I_S$ : Corrente do lado secundário (média tensão)
- $V_T$ : Tensão do lado terciário (baixa tensão)
- $I_T$ : Corrente do lado terciário (baixa tensão)

A presente subestação é caracterizada por ser uma subestação abaixadora, pois tem como finalidade baixar as tensões de transmissão para o nível da Concessionária local. O elemento transformador de potencial de 230/138 kV, neste caso específico, trata-se de um banco de autotransformadores trifásico

por meio de ligações em estrela aterrado no primário e no secundário e delta no terciário.

O equipamento deverá ser capaz de operar de acordo com a norma ABNT NBR-5416 e com a resolução normativa ANEEL nº 191, de 12/12/2005.

O autotransformador trifásico deverá ter em suas características 230/138 – 13,8 kV – 90/120/150 MVA, com comutador de derivação sobre cargas, a fim de manter a tensão controlada no setor de 138 kV.

As características para cada enrolamento, no que tange as potências são as seguintes:

- Primário: 90 / 120 / 150 MVA (ONAN / ONAF I / ONAF II)
- Secundário: 90 / 120 / 150 MVA (ONAN / ONAF I / ONAF II)
- Terciário: 4,5 / 6,0 / 7,5 MVA (ONAN / ONAF I / ONAF II)

Esta informação esclarece as condições nominais de operação para cada enrolamento, em função do tipo de resfriamento utilizado, a saber:

- ONAN: óleo natural e ar natural.
- ONAF I: óleo natural e ventilação de ar forçado
- ONAF II (OFAF): óleo natural e ventilação de ar forçado II (resfriamento óleo forçado e ventilação ar forçado).

Os parâmetros de operação para cada uma das situações expostas acima são:

**Tabela 6 - Potências e Correntes para cada Estágio de Ventilação**

Resfriamento	13,8 kV		138 kV		230 kV	
	Snom (MVA)	I operação (A)	Snom (MVA)	I operação (A)	Snom (MVA)	I operação (A)
ONAN	4,5	188,3	90,0	376,5	90,0	225,9
ONAF I	6	251,0	120,0	502,0	120,0	301,2
ONAF II	7,5	313,8	150,0	627,6	150,0	376,5

Qualquer elemento operando no sistema de potência impacta no circuito de forma a gerar perdas, pois em um sistema real a potência gerada não está disponível para o consumidor. Assim, ao se considerar as perdas previstas neste equipamento, realizam-se dois ensaios básicos: ensaio de curto-circuito e ensaio a vazio.

- a) Ensaio de curto-circuito: tem como finalidade obter as perdas no enrolamento. Desse modo, consiste em por o lado de baixa tensão em curto-circuito (neste caso o lado em questão é o de 138 kV) e aplicar uma tensão, que geralmente é em torno de 10 a 15% do valor nominal, no lado de alta tensão (230 kV) para obter a corrente nominal. Medem-se, pois, com base na corrente nominal a tensão e a perda em Watts.
- b) Ensaio a vazio: compreende em obter as perdas atribuídas à magnetização e à correntes parasitas. Esse ensaio é realizado ao deixar em aberto o lado da alta tensão e aplicar tensão nominal no lado da baixa do transformador. Com base na tensão nominal, medem-se as perdas em Watts e corrente de magnetização.

Os resultados obtidos através dos ensaios mencionados seguem resumidos na tabela abaixo 7.

**Tabela 7 - Resultados Ensaio [25]**

<b>Dados de Ensaio</b>	
Base Potência - Tensão	150 MVA - 230/138 kV
Perdas em Vazio	41 kW
Perdas Totais	430 kW
Impedância	10%
Corrente de Excitação	0,3%

O rendimento ( $R$ ) do autotransformador pode ser calculado através da seguinte relação:

$$R = 1 - (\text{Perdas} / \text{Pentrada})$$

Ao considerarmos um fator de potência de 0,85, portanto, o rendimento será:

$$R = 1 - (430\text{kW} / (0,85 \times 150\text{MVA}))$$

$$R = 99,7 \%$$

De fato, o rendimento em equipamentos elétricos é geralmente alto.

Levando-se em consideração a impedância equivalente do banco de autotransformadores ao sistema de potência, temos o seguinte valor:

**Tabela 8 - Impedância do Autotransformador [25]**

Impedância Garantida (base própria)			Impedância ( base do sistema - 100 MVA)		
Relação de tensão	Base	Impedância em %	Base do sistema	Impedância em %	Impedância em pu
230 / 138 kV	150 MVA	10	100 MVA	6,67%	<b>Xps = 0,0667</b>

Segue, portanto, resumo das principais características do banco de autotransformadores monofásicos.

#### 4.1.1.1 Potência Nominal Contínua

- a) 90 MVA.....ONAN
- b) 120 MVA.....ONAF I
- c) 150 MVA.....ONAF II

#### 4.1.1.2 Ligação Trifásica do Autotransformador

- a) Enrolamento AT.....estrela, aterrado.
- b) Enrolamento MT.....estrela, aterrado.
- c) Enrolamento Terciário.....delta

#### 4.1.1.3 Valores Nominais de Tensão (fase-fase)

- a) Enrolamento AT.....230kV
- b) Enrolamento MT.....138kV
- c) Enrolamento Terciário.....13,8kV
- d) TAP'S no enrolamento de 138 kV.....±10%  
tensão nominal - 16 tapes para cima, 16 para baixo e 1 tape central,  
conforme figura 4.

		ENROLAMENTO DE MÉDIA TENSÃO							
TERMINAIS	LIGAÇÃO	COMUTADOR DE DERIVAÇÕES EM CARGA			TENSÃO (V)	CORRENTE (A)			
		POSICÃO N°	CHAVE REVERSORA LIGA	CHAVE SELETORA LIGA		DNAN (90MVA)	DNAF I (120MVA)	DNAF II (150MVA)	
X1-X2-X3-X0		1	20-21	20-21	1-30	151800,0	342,3	456,4	570,5
		2			2-30	150937,5	344,3	459,0	573,8
		3			3-30	150075,0	346,2	461,6	577,1
		4			4-30	149212,5	348,2	464,3	580,4
		5			5-30	148350,0	350,3	467,0	583,8
		6			6-30	147487,5	352,3	469,7	587,2
		7			7-30	146625,0	354,4	472,5	590,6
		8			8-30	145762,5	356,5	475,3	594,1
		9			9-30	144900,0	358,6	478,1	597,7
		10			10-30	144037,5	360,7	481,0	601,2
		11			11-30	143175,0	362,9	483,9	604,9
		12			12-30	142312,5	365,1	486,8	608,5
		13			13-30	141450,0	367,3	489,8	612,2
		14			14-30	140587,5	369,6	492,8	616,0
		15			15-30	139725,0	371,9	495,8	619,8
		16			16-30	138862,5	374,2	498,9	623,7
		17A	17-30	138000,0	376,5	502,0	627,6		
		17B	1-30						
		18	2-30	20-22	20-22	137137,5	378,9	505,2	631,5
		19	3-30			136275,0	381,3	508,4	635,5
		20	4-30			135412,5	383,7	511,6	639,5
		21	5-30			134550,0	386,2	514,9	643,6
		22	6-30			133687,5	388,7	518,2	647,8
		23	7-30			132825,0	391,2	521,6	652,0
		24	8-30			131962,5	393,8	525,0	656,3
		25	9-30			131100,0	396,4	528,5	660,6
		26	10-30			130237,5	399,0	532,0	665,0
		27	11-30			129375,0	401,6	535,5	669,4
		28	12-30			128512,5	404,3	539,1	673,9
		29	13-30			127650,0	407,1	542,7	678,4
		30	14-30			126787,5	409,8	546,4	683,1
		31	15-30			125925,0	412,6	550,2	687,7
		32	16-30			125062,5	415,5	554,0	692,5
33	17-30	124200,0	418,4			557,8	697,3		

Figura 4 - Relação de TAP's do Autotransformador [14]

#### 4.1.1.4 Dados de Curto-Circuito

O dimensionamento do equipamento deverá considerar os requisitos de curto-circuito prescritos na norma ABNT NBR-5356.

- a) Lado de AT:.....40KA
- b) Lado de MT:.....20KA

#### 4.1.1.5 Óleo

O óleo isolante deverá ser ácido, refinado a partir de óleo cru de base naftênica isento de aditivo de qualquer espécie, seja natural ou sintético.

### **4.1.2 Disjuntores**

Estes equipamentos são classificados como dispositivos de manobra capazes de estabelecer e de interromper a condução de correntes elétricas. Tal critério se deve aos equipamentos de supervisão, de controle e de proteção que estabelecem as diretrizes de operação ideal da subestação.

A atuação do disjuntor está estabelecida ao encontro de parâmetros necessários para proteção da subestação, ou afins, tais como:

- Abertura de forma rápida em caso de falta
- Interrupção e estabelecimento de correntes elétricas a plena carga.
- Capacidade de suportar tensão do sistema, mantendo as características do isolamento.
- Estabelecimento rápido do circuito em caso de falta súbita, eliminando o defeito.

O presente equipamento é capaz de extinguir os arcos elétricos, bem como os efeitos mecânicos em determinado ciclo da corrente elétrica de curto-circuito, uma vez que este defeito é o mais severo. Esse método baseia-se em eliminar a falta através do tanque em meio isolante (gás SF<sub>6</sub>), que é liberado após acionamento pelo sistema de proteção.

#### **4.1.2.1 . Características Nominais**

As características nominais básicas dos disjuntores são as seguintes:

- Tensão nominal – é definida como a máxima tensão do sistema no qual o disjuntor será aplicado.
- Nível de Isolamento – é baseado nas tensões de impulso e nas tensões de freqüência industrial que o disjuntor pode suportar.
- Freqüência nominal – a freqüência nominal de um disjuntor é a mesma do sistema em que este será utilizado, no caso do Brasil 60 Hz.

- Corrente nominal – é o valor eficaz que o disjuntor é capaz de conduzir continuamente, na frequência nominal, sem exceder os limites de temperatura.
- Corrente de interrupção nominal de curto circuito – é a máxima corrente de curto circuito que um disjuntor será capaz de interromper sob as condições de uso e funcionamento em um circuito.
- Corrente de Curta Duração Admissível – é o valor eficaz da corrente que o disjuntor pode conduzir por um período especificado de tempo (1 segundo ou 3 segundos).
- Valor de crista da corrente admissível – o valor de crista da corrente que o disjuntor pode conduzir sem deterioração de seu material.
- Tensão Transitória de Restabelecimento Nominal (TTR) – é a tensão de referencia que constitui o limite que o disjuntor é capaz de interromper, na ocorrência de um curto-circuito em seus terminais.

#### 4.1.2.2 Dimensionamento do Equipamento

Para o arranjo físico adotado neste projeto, no setor de 230 kV serão necessários três disjuntores. Um deles terá a finalidade de interligar os barramentos, outro será o disjuntor na chegada da Linha de Transmissão vinda de Cascavel Oeste, e o terceiro disjuntor fará a conexão com o banco de transformadores.

Seguem abaixo as principais características desses equipamentos.

- a) Tensão nominal (kV, eficaz):.....242
- b) Frequência nominal (Hz):.....60
- c) Fator de primeiro pólo:.....1,3
- d) Corrente nominal (A, eficaz):.....2000



- e) Capacidade de interrupção nominal em curto circuito:  
componente alternada (kA, eficaz):.....40

A componente contínua da capacidade de interrupção de curto-circuito deverá seguir de acordo com as constantes X/R e de tempo indicadas abaixo:

**Tabela 9 - Constantes X/R e de Tempo para Capacidade de Interrupção de Curto-Circuito [8]**

Subestação	X/R	$\sigma$ (ms)
Foz do Iguaçu Norte	7,09	18,81

#### 4.1.2.3 Capacidade Nominal de Interrupção de Curto-Circuito.

É a capacidade de fechamento do disjuntor sob curto-circuito, no qual a tensão nominal está estabelecida.

Esta corrente de estabelecimento nominal em curto-circuito leva em conta o maior valor de corrente, que corresponde ao primeiro pico após o início da falta.

- a) Componente alternada (kA, eficaz).....40
- b) Percentual da componente de corrente contínua (%).....22,8
- c) Capacidade de estabelecimento nominal em curto-circuito, valor de crista (kA, crista).....100
- d) Valor de crista nominal da corrente suportável (kA, crista).....100
- e) Tensões de restabelecimento transitórias (TRT).....conforme norma NBR IEC 62271-100
- f) Seqüência nominal de operações.....O-0,3s-CO-3min-CO
- g) Tempo máximo de interrupção.....3 ciclos
- h) Tolerância máxima no valor do tempo nominal de interrupção (ms).....+2
- i) Diferença de tempo máxima entre pólos para o fechamento tripolar (ms).....5
- j) Capacidade de interrupção nominal para faltas na linha (faltas quilométricas).....conforme norma NBR IEC 62271-100
- k) Capacidade de interrupção nominal de linhas em vazio (A,eficaz).....125

- l) Capacidade nominal de interrupção e estabelecimento em discordância de fases.....conforme norma NBR IEC 62271-100

Os disjuntores deverão ser capazes de interromper as correntes associadas à abertura de transformadores energizados em vazio a 242 kV, uma vez que as sobretensões de manobra produzidas não podem ultrapassar 2,1 pu (2,1 pu de  $242 \sqrt{2}/\sqrt{3}$  kV).

#### 4.1.2.4 Tensão Suportável Nominal a Impulso Atmosférico.

À terra, entre pólos (kV, crista).....	950
Entre contatos abertos.....	950

Os disjuntores de 138 kV fazem parte do “bay” de barras principal e transferência, logo um serve para a interligação de barras e o outro para conexão dos autotransformadores. Seguem abaixo as principais características.

a) Tensão nominal (kV, eficaz):.....	145
b) Freqüência nominal (Hz):.....	60
c) Fator de primeiro pólo:.....	1,3
d) Corrente nominal (A, eficaz):.....	1250
e) Componente alternada (kA, eficaz).....	20
f) Percentual da componente de corrente contínua (%)......	22,8
g) Capacidade de estabelecimento nominal em curto-circuito, valor de crista (kA, crista).....	52
h) Valor de crista nominal da corrente suportável (kA, crista).....	52
i) Tensões de restabelecimento transitórias (TRT).....conforme norma NBR IEC 62271-100	
j) Tempo máximo de interrupção.....	3 ciclos
k) Tolerância máxima no valor do tempo nominal de interrupção (ms).....	+2
l) Diferença de tempo máxima entre pólos para o fechamento tripolar (ms).....	5
m) Capacidade de interrupção nominal para faltas na linha (faltas	

- quilométricas).....conforme norma NBR IEC 62271-100
- n) Capacidade de interrupção nominal de linhas em vazio (A,eficaz).....50
- o) Capacidade nominal de interrupção e estabelecimento em discordância de fases.....conforme norma NBR IEC 62271-100

Os disjuntores deverão ser capazes de interromper as correntes associadas à abertura de transformadores em vazio energizados a 145 kV, sem que as sobretensões de manobra produzidas ultrapassem 2,1 pu (2,1 pu de  $145 \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$  kV).

#### 4.1.2.5 Tensão Suportável Nominal a Impulso Atmosférico.

- À terra, entre pólos (kV, crista).....650
- Entre contatos abertos (kV, crista) .....650

### 4.1.3 Chaves Seccionadoras

São dispositivos que tem por finalidade conectar e desconectar diversas partes de uma instalação elétrica, para efetuar manobras de operação ou qualquer aplicação de manutenção.

As seccionadoras podem abrir circuitos abaixo da tensão nominal, porém nunca quando estiver conduzindo corrente. Antes de abrir o conjunto de seccionadoras, sempre deverá abrir primeiramente os disjuntores, uma vez que este equipamento não tem a capacidade de realizar manobra em carga ou defeito. Logo, a principal diferença entre disjuntores e chaves seccionadoras é a capacidade de interromper circuito com corrente.

Há alguns fabricantes de seccionadores que aderem uma pequena câmara de arco de gás SF<sub>6</sub>, que lhe permite abrir somente valores nominais das correntes do circuito.

#### 4.1.3.1 Classificação das Seccionadoras.

As chaves seccionadoras são formadas por uma base metálica de lâmina galvanizada com um conector para a terra; duas ou três colunas de isoladores que fixam o nível básico de impulso. O equipamento é formado por uma parte móvel e uma parte fixa, sendo por esta maneira estabelecida a abertura ou fechamento.

As chaves seccionadoras, de acordo com a posição que suporta a base e a forma que tem o elemento móvel, podem ser classificadas quanto a abertura do equipamento:

- Horizontal:
- Vertical reversa
- Vertical
- Pantográfica
- Semi-pantográfica Vertical

#### **4.1.3.2 Características Nominais**

A seguir, definem-se algumas características desses equipamentos:

a) Tensão nominal – é a tensão eficaz para o qual o equipamento é projetado para o serviço contínuo. Esta tensão deve ser igual a tensão operativa do sistema no qual o dispositivo está instalado.

b) Corrente nominal – é o valor eficaz da corrente que o equipamento deve conduzir continuamente sem exceder os valores de temperatura especificados para os seus componentes;

c) Nível de isolamento – é o valor da crista da tensão a ser suportada pela chave entre as partes vivas e as aterradas, quando submetidas a um impulso com forma de onda equivalente à descarga atmosférica. Esta tensão é usada para definir o nível básico de isolamento;

d) Corrente Suportável Nominal de curta duração – é o valor eficaz da corrente que a seccionadora pode conduzir num período especificado de tempo (em torno de 1 a 3 segundos).

#### **4.1.3.3 Dimensionamento do Equipamento**

No setor de 230 kV utilizam-se 4 chaves seccionadoras de abertura semi-pantografáfica vertical, sem lâmina de terra, sendo uma delas para o ramal de “by pass” e as outras para o ramal principal. O outro modelo utilizado é do tipo dupla

abertura lateral, sendo 1 exemplar com lâmina de terra, que está localizado na entrada do ramal principal, e os outros 5 sem lâmina.

Seguem abaixo as principais características elétricas desses equipamentos :

a) Tensão nominal (kV, eficaz):.....	245
b) Tensão máxima suportável em condições de emergência durante 1 hora (kV, eficaz).....	253
c) Freqüência nominal (Hz).....	60
d) Corrente nominal (A, eficaz).....	2000
e) Corrente suportável nominal de curta duração (1s), para o seccionador e para a lâmina de aterramento (kA, eficaz) .....	40
f) Valor de crista nominal de corrente suportável, para o seccionador e para a lâmina de aterramento (kA, crista).....	104
g) Tensão suportável nominal a impulso atmosférico:	
g.1) Para a terra e entre pólos (kV, crista).....	950
g.2) Entre contatos abertos (kV, crista).....	1050
h) Tensão suportável nominal à freqüência industrial, a seco e sob chuva, 1 (um) minuto:	
h.1) Para a terra e entre pólos (kV, eficaz).....	395
h.2) Entre contatos abertos (kV, eficaz).....	460
i) Tensão suportável nominal à freqüência industrial, circuitos auxiliares, 1 (um) minuto (kV, eficaz).....	2,0
j) Nível máximo de rádio-interferência para as chaves energizadas a $242/\sqrt{3}$ kV (valor eficaz, fase-terra).....	2500 $\mu$ V, a 1000 kHz
k) Tensão fase-terra, valor eficaz, de inicio e extinção de corona visual positivo (kV, eficaz).....	161
l) Comprimento mínimo da linha de fuga (mm).....	6050
m) Limites de temperatura admissíveis.....	conforme tabela 9 da NBR-6935

No setor de 138 kV utilizam-se 4 chaves seccionadoras de abertura vertical, sem lâmina de terra. O outro modelo utilizado é do tipo abertura semi-pantografácia vertical, sem lâmina de terra, para o ramal "by pass".

#### Características Elétricas Principais do Equipamento:

a) Tensão nominal (kV, eficaz):.....	145
b) Tensão máxima do sistema (kV, eficaz).....	145
c) Freqüência nominal (Hz).....	60
d) Corrente nominal (A, eficaz).....	1250
e) Corrente suportável nominal de curta duração (1s), para o seccionador e para a lâmina de aterramento (kA, eficaz) .....	20
f) Valor de crista nominal de corrente suportável, para o seccionador e para a lâmina de aterramento (kA, crista).....	52
g) Tensão suportável nominal a impulso atmosférico:	
g.1) Para a terra e entre pólos (kV, crista).....	650
g.2) Entre contatos abertos (kV, crista).....	650
h) Tensão suportável nominal à freqüência industrial, a seco e sob chuva, 1 (um) minuto:	
h.1) Para a terra e entre pólos (kV, eficaz).....	275
h.2) Entre contatos abertos (kV, eficaz).....	275
i) Tensão suportável nominal à freqüência industrial, circuitos auxiliares, 1 (um) minuto (kV, eficaz).....	2,0
j) Nível máximo de rádio-interferência para as chaves energizadas a $145/\sqrt{3}$ kV (valor eficaz, fase-terra).....	2500 $\mu$ V, a 1000 kHz
k) Tensão fase-terra, valor eficaz, de inicio e extinção de corona visual positivo (kV, eficaz).....	92
l) Comprimento mínimo da linha de fuga (mm).....	3700
m) Limites de temperatura admissíveis.....	conforme tabela 9 da NBR-6935

#### 4.1.4 Pára-Raios

São dispositivos destinados à proteção dos outros componentes contra sobretensões transitórias elevadas. Estes equipamentos devem atuar de forma a limitar a magnitude dos impulsos de tensão, o que permite diminuir os riscos para os outros equipamentos.

Estes equipamentos devem atuar de forma a:

- Limitar impulsos de tensão em equipamentos, descarregando para a terra a corrente de surto que atinge a subestação;

- Ter uma boa capacidade de isolamento à tensão nominal, ou seja, não adicionar riscos ao barramento ou à linha ao qual é conectado.

- Quanto à classificação podemos dividir esses equipamentos em pára-raios tipo válvula e pára-raios tipo expulsão.

a) Tensão nominal – é a máxima tensão de operação para a qual o pára-raios é capaz de interromper a corrente na frequência do sistema. Ou seja, é a máxima tensão eficaz fase-terra em que o pára-raios pode ser instalado. Esta tensão é o fator determinante na escolha do equipamento ao levar-se em conta que a máxima tensão temporária ocorre em uma fase sã durante um curto monofásico. De uma maneira geral pode-se dizer que:

$$V_{nom} = V_{max} \times \text{fator de aterramento} \times \text{fator de segurança}$$

No qual:

$V_{max}$  = Tensão máxima de operação do sistema;

Fator de aterramento = 0,8 para sistemas efetivamente aterrados;

Fator de segurança = 1,05

b) Corrente de descarga – é a corrente de impulso ou de surto que percorre o pára-raios.

c) Corrente nominal de descarga – é o valor de pico da corrente de descarga para uma forma de onda 8/20 $\mu$ s, utilizada para classificar os pára-raios. Neste projeto utilizou-se uma corrente de 20 kA.

d) Tensão disruptiva de impulso – é o maior valor de tensão de uma onda de impulso de polaridade determinada, que dá maior valor aplicado aos terminais de pára-raios, antes de sua descarga.

e) Tensão disruptiva à frequência industrial – é o valor eficaz da menor tensão senoidal, de frequência industrial, que produzirá descarga quando aplicada aos terminais do pára-raios.

Os pára-raios serão do tipo estação, de óxido de zinco, sem centelhadores (quer em série, quer em paralelo), para uso externo em posição vertical, auto-sustentáveis, com base de montagem em aço fundido ou alumínio e montados sobre isoladores de base para permitir a conexão de contadores de descarga e miliamperímetros. Possuem meios adequados de distribuição de potencial a fim de assegurar que os mesmos operarão de modo seguro mesmo quando a superfície estiver altamente poluída.

#### 4.1.4.1 Dimensionamento do Equipamento

No setor de 230 kV, a quantidade é de 6 unidades sendo três para entrada da LT Foz do Iguaçu Norte-Cascavel Oeste e os outros três localizados na entrada de alta do autotransformador

##### Características Elétricas Principais do Equipamento

a) Tensão nominal do sistema (kV, eficaz):.....	242
b) Tensão máxima suportável em condições de emergência durante 1 hora (kV, eficaz).....	253
c) Frequência nominal (Hz).....	60
d) Corrente nominal de descarga (8 x 20 $\mu$ s, kA, crista).....	20
e) Corrente de curta duração (4 x 10 $\mu$ s, kA, crista).....	100
f) Número de Colunas.....	1
g) Valores máximos de surto de manobra, correspondentes a impulso de corrente com frente de onda 30/60 $\mu$ s (kV, crista):	
h.1) 1,0 kA.....	390
h.2) 2,0 kA.....	410
h) Tensões Residuais - valores máximos correspondentes às correntes nominais 8 x20 $\mu$ s (kV, crista):	
i.1) 5 kA .....	415
i.2) 10 kA.....	440



i.3) 20 kA.....	480
i) Nível máximo de rádio-interferência para as chaves energizadas a $242/\sqrt{3}$ kV (valor eficaz, fase-terra).....	2500 $\mu$ V, a 1000 kHz
j) Tensão fase-terra, valor eficaz, de início e extinção de corona visual positivo (kV, eficaz).....	161
k) Distancia de escoamento (mm) .....	maior que 6570
l) Classe de alívio de sobre pressão interna, 0,2 s (kA).....	65
m) Tensão suportável a impulso atmosférico (kV, crista).....	950
n) Tensão suportável a freqüência industrial (1 min., a seco, kV, eficaz).....	395

No setor de 138 kV serão necessários três unidades no lado de média tensão do autotransformador.

#### Características Elétricas Principais do Equipamento:

a) Tensão nominal (kV, eficaz):.....	145
b) Freqüência nominal (Hz).....	60
c) Corrente nominal de descarga (8 x 20 $\mu$ s, kA, crista).....	20
d) Corrente de curta duração (4 x 10 $\mu$ s, kA, crista).....	100
e) Número de Colunas.....	1
f) Valores máximos de surto de manobra, correspondentes a impulso de corrente com frente de onda 30/60 $\mu$ s (kV, crista):	
g.1) 1,0 kA.....	295
g.2) 2,0 kA.....	300
g) Tensões Residuais - valores máximos correspondentes às correntes nominais 8 x20 $\mu$ s (kV, crista):	
h.1) 5 kA .....	310
h.2) 10 kA.....	330
h.3) 20 kA.....	360
h) Nível máximo de rádio-interferência para as chaves energizadas a $242/\sqrt{3}$ kV (valor eficaz, fase-terra).....	2500 $\mu$ V, a 1000 kHz
i) Tensão fase-terra, valor eficaz, de início e extinção do corona visual (kV, eficaz).....	92

j) Classe de alívio de sobre pressão interna, 0,2 s (kA).....65

#### 4.1.5 Transformador de Potencial Capacitivo

O equipamento em questão tem por finalidade proporcionar a medição de tensões em sistema acima de 600 V, transformando-as de modo equivalente nos circuitos do seu secundário em baixa tensão.

Deve-se representar em seu secundário, de forma muito precisa, o que ocorre no sistema.

O dimensionamento destes equipamentos dar-se-á pela tabela abaixo, no que tange as cargas nominais estabelecidas pela ABNT NBR-6855:

**Tabela 10 - Cargas Nominiais Transformadores de Potencial**

Designação	Potência Aparente (VA)	Fator de Potência	Resistência ( $\Omega$ )	Reatância Indutiva ( $\Omega$ )	Impedância ( $\Omega$ )
P 12,5	12,5	0,10	115,2	1.146,2	1.152,0
P 25	25	0,70	403,2	411,3	576,0
P 35	35	0,20	82,5	402,7	411,0
P 75	75	0,85	163,2	101,1	192,0
P 200	200	0,85	61,2	37,9	72,0
P 400	400	0,85	30,6	19,0	36,0

A classe de exatidão segue de acordo a norma ABNT NBR-6855, no qual seguem abaixo a descrição:

**Tabela 11 - Classe de Exatidão para Medição TP's**

Classe	Relação de tensão (%)	Ângulo de fase (minutos)
0,1	$\pm 0,1$	$\pm 5$
0,2	$\pm 0,2$	$\pm 10$
0,5	$\pm 0,5$	$\pm 20$
1,0	$\pm 1,0$	$\pm 40$
3,0	$\pm 3,0$	não especificado

**Tabela 12 - Classe de Exatidão para Proteção TP's**

<b>Classe</b>	<b>Relação de tensão (%)</b>	<b>Ângulo de fase (minutos)</b>
3 P	± 3,0	± 120
6 P	± 6,0	± 240

O secundário do transformador de potencial a ser utilizado neste projeto terá como característica a tensão de 115 e  $115/\sqrt{3}$  em seu enrolamento secundário.

#### **4.1.5.1 Cargas dos TP's**

Por meio destas informações e ao se conhecer as cargas a serem conectadas ao secundário dos TP's, pode-se dimensionar o equipamento.

#### **4.1.5.2 Dimensionamento do TPC**

Para o setor de 230 kV, a quantidade a ser utilizada é de 8 unidades, sendo 3 para entrada da LT Foz do Iguaçu Norte-Cascavel Oeste, 3 localizados na entrada de alta do autotransformador e dois para cada barra do setor de 230 kV

##### **Características Elétricas Principais do Equipamento**

- a) Tensão nominal de operação (kV, eficaz).....242
- b) Tensão máxima suportável em condições de emergência durante 1 hora (kV, eficaz).....253
- c) Freqüência (Hz).....60
- d) Tensão suportável nominal a impulso atmosférico:
  - f.1) Onda plena (kV, crista).....950
- e) Tensão suportável nominal à freqüência industrial, a seco e sob chuva, durante 1 (um) minuto (kV, eficaz).....395
- f) Tensão suportável nominal à freqüência industrial, a seco, nos enrolamentos secundários, durante 1 (um) minuto (kV, eficaz).....2,5
- g) Capacitância de acoplamento para onda portadora (previsão para adaptação futura).....> 4400 pF
- h) Nível máximo de rádio-interferência para os TPC's energizados a  $242/\sqrt{3}$  kV (valor eficaz, fase-terra).....2500  $\mu$ V, a 1000 kHz

- i) Tensão fase-terra eficaz de início e extinção de corona visual positivo superior a (kV).....161
- j) Nível máximo de descargas parciais totais (incluindo o ruído ambiente), quando o TPC estiver energizado a  $242 / \sqrt{3}$  kV fase-terra (pC)..... $\leq 10$

**4.1.5.2.1 Fator de Sobretensão.**

- a) Contínuo.....1,2
- b) Em 30 s.....1,5

**4.1.5.2.2 Enrolamentos.**

Os TPC's deverão ter tensão primária nominal de  $230.000 / \sqrt{3}$  V e tensões secundárias de  $115 / \sqrt{3}$  V e de 115 V, aproximadamente, tendo três enrolamentos secundários com as seguintes relações aproximadas, cargas e classes de exatidão, conforme a norma ABNT NBR-6855:

- a) 1º Enrolamento..... $230.000 / \sqrt{3} - 115 / 115 / \sqrt{3} - 0,2 P100 / 0,5P200$
- b) 2º Enrolamento..... $230.000 / \sqrt{3} V - 115 / 115 / \sqrt{3} V - 0,5P200$
- c) 3º Enrolamento..... $230.000 / \sqrt{3} V - 115 / 115 / \sqrt{3} V - 0,5P200$

**4.1.5.2.3 Capacidade Térmica Mínima para os Enrolamentos em Conjunto e para cada Enrolamento Independentemente:**

- a) 1º Enrolamento.....288 VA
- b) 2º Enrolamento.....288 VA
- c) 3º Enrolamento.....288 VA
- d) Todos os enrolamentos em conjunto.....432 VA

Para o setor de 138 kV, serão utilizadas 4 unidades, no qual três serão alocados no lado de baixa do autotransformador e a outro na barramento principal do setor de 138 kV.

**Características Elétricas Principais do Equipamento**

- a) Tensão nominal de operação (kV, eficaz).....145
- b) Freqüência (Hz).....60
- c) Tensão suportável nominal a impulso atmosférico:

d.1) Onda plena (kV, crista).....	650
d) Tensão suportável nominal à frequência industrial, a seco e sob chuva, durante 1 (um) minuto (kV, eficaz).....	275
e) Tensão suportável nominal à frequência industrial, a seco, nos enrolamentos secundários, durante 1 (um) minuto (kV, eficaz).....	2,5
f) Nível máximo de rádio-interferência para os TP's energizados a $145/\sqrt{3}$ kV (valor eficaz, fase-terra).....	2500 $\mu$ V, a 1000 kHz
g) Tensão fase-terra eficaz de início e extinção de corona visual positivo superior a (kV).....	92
h) Nível máximo de descargas parciais totais (incluindo o ruído ambiente), quando o TP estiver energizado a $145/\sqrt{3}$ kV fase-terra (pC).....	$\leq 10$

#### 4.1.5.2.4 Fator de Sobretensão.

a) Contínuo.....	1,2
b) Em 30 s.....	1,5

#### 4.1.5.2.5 Enrolamentos.

Os TP's deverão ter tensão primária nominal de  $138.000/\sqrt{3}$  V e tensões secundárias de  $115/\sqrt{3}$  V e de 115 V, aproximadamente, tendo três enrolamentos secundários com as seguintes relações aproximadas, cargas e classes de exatidão, conforme a norma ABNT NBR-6855:

a) 1º Enrolamento.....	$138.000/\sqrt{3}$ -115 / $115/\sqrt{3}$ -0,2 P100 / 0,5P200
b) 2º Enrolamento.....	$138.000/\sqrt{3}$ V-115/115/ $\sqrt{3}$ V-0,5P200
c) 3º Enrolamento.....	$138.000/\sqrt{3}$ V-115/115/ $\sqrt{3}$ V-0,5P200

Quando todos os enrolamentos estiverem operando simultaneamente, com carga nominal (ou inferior) em cada um deles, cada enrolamento deverá manter a sua própria classe de exatidão, para uma carga simultânea de até 300 VA.

#### 4.1.5.2.6 Capacidade Térmica Mínima para os Enrolamentos em Conjunto e para cada Enrolamento Independentemente:

a) 1º Enrolamento.....	288 VA
b) 2º Enrolamento.....	288 VA
c) 3º Enrolamento.....	288 VA
Todos os enrolamentos em conjunto.....	432 VA

#### 4.1.6 Transformador de Corrente

São equipamentos capazes de reproduzir proporcionalmente em seu circuito secundário a corrente de seu primário com sua posição fasorial mantida, conhecida e adequada para uso em instrumentos de medição, controle e proteção.

O transformador de corrente (TC) deve reproduzir no seu secundário uma corrente que é uma réplica em escala reduzida da corrente do primário do sistema.

O transformador de corrente tem basicamente três finalidades, que são:

- Isolar os equipamentos de medição, controle e relés do circuito de alta tensão.
- Fornecer no seu secundário uma corrente proporcional à do primário.
- Suprir em seu secundário uma corrente adequada para medidores e relés.

Em acordo às normas ABNT e ANSI, os TC's são divididos em dois grupos:

- Classe A (ABNT) Possui alta impedância interna, isso significa que o TC tem reatância de dispersão do enrolamento secundário apreciável.
- Classe B (ABNT) Possui baixa impedância interna, isto é, aquela cuja reatância de dispersão do enrolamento secundário possui valor desprezível.

Os TC's a serem utilizados neste projeto serão das Classes B, ou seja, com baixa reatância de dispersão.

O dimensionamento do equipamento segue um roteiro básico, descrito a seguir, para cada finalidade dos enrolamentos secundários:

➤ Medição

a) Relação de Transformação (RTC):

$$RTC = I_N/5$$

$I_N$ : corrente nominal do primário.

O valor de corrente de 5 A corresponde a corrente nominal do secundário

b) Fator Térmico (FT):

$$FT = I_{N\text{máx}} / I_N$$

$I_{N\text{Max}}$ : corrente máxima operativa do sistema.

c) Carga:

**Tabela 13 - Cargas Nominais Secundárias - ABNT**

Designação	Potência Aparente (VA)	Resistência ( $\Omega$ )	Reatância Indutiva ( $\Omega$ )	Impedância Z ( $\Omega$ )	Tensão 20 x 5 A x Z (V)
Fator de Potência = 0,90					
C 2,5	2,5	0,09	0,044	0,1	10
C 5,0	5,0	0,18	0,087	0,2	20
C 12,5	12,5	0,45	0,218	0,5	50
C 22,5	22,5	0,81	0,392	0,9	90
C 45	45,0	1,62	0,785	1,8	180
C 90	90,0	3,24	1,569	3,6	360
Fator de Potência = 0,50					
C 25	25	0,50	0,866	1,0	100
C 50	50	1,00	1,732	2,0	200
C 100	100	2,00	3,464	4,0	400
C 200	200	4,00	6,928	8,0	800

d) Exatidão:

Em TC's de medição é usual utilizar a classe de exatidão de 0,3 %.

➤ Proteção

a) RTC

$$RTC = I_{CC} / (5 \times 5)$$

$I_{CC}$  : corrente de curto-circuito.

No qual a corrente de 5 A contínua sendo a corrente nominal, e o fator de sobrecorrente 5 (TC's tipo B) corresponde a quantidade de vezes que o enrolamento do TC de proteção deve suportar sem perder suas características, no que tange a saturação.

b) FT

$$FT = I_{CC} / I_{N \text{ máx}}$$

$I_{N \text{ Máx}}$  : corrente máxima operativa do sistema.

$I_{CC}$ : corrente de curto-circuito

c) Tensão Secundária Nominal ( $V_{2N}$ ):

$$V_{2N} = 5 \times 20 \times Z_{burden}.$$

$Z_{burden}$  = Carga Nominal do Secundário do TC.

Após o cálculo de  $V_{2N}$ , e por meio da Tabela 14, define-se a tensão

**Tabela 14 - Tensões Normalizadas do Secundário TC's**

Tensões Secundárias Normalizadas (V)									
10	20	30	90	100	180	200	300	400	800

d) Saturação:

A saturação é analisada por meio da seguinte fórmula:

$$\left(1 + \frac{X}{R}\right) \times \frac{I_{CC}}{Tap} \times \frac{Z_{N2}}{Z_{burden}} < 20$$

X/R: tangente do ângulo de curto-circuito

Tap: Tap nominal do TC no lado primário

$Z_{burden}$ : carga nominal do TC no tap escolhido



$Z_{N2}$ : carga conectada (relé+cabos, ida e volta)

$I_{CC}$ : corrente de curto-circuito

#### 4.1.6.1 Dimensionamento dos TC's 230 kV.

No setor de 230 kV serão necessários 9 unidades, sendo 3 para a entrada da Linha Cascavel Oeste – Foz do Iguaçu Norte, 3 unidades estarão alocadas no ramal de interligação das barras e os outros 3 estarão na entrada de alta do autotransformador.

➤ Enrolamento de Medição:

- A corrente nominal ( $I_N$ ) é 376,5 A, conforme calcula e elucidada pela Tabela 6.
- As cargas deste enrolamento serão um amperímetro, um wattímetro, um varímetro, um wattímetro hora e um varímetro hora e o relé de sincronismo (25). Estimou-se uma impedância deste ítems total de 2  $\Omega$ .

A potência necessária para suprimento das cargas ligadas ao secundário do TC é:  $S = ZI^2 = (2\Omega) \cdot (376,5)^2 = 50 \text{ VA}$ .

Logo, de acordo com a Tabela 13, a classe de exatidão definida é: **0,3C50**.

➤ Enrolamento de Proteção:

- Definiu-se uma corrente máxima operativa do sistema ( $I_{N \text{ Max}}$ ) correspondente a sobrecarga de 50 %, ou seja, seu valor será de 565 A. A corrente nominal ( $I_N$ ) é 376,5 A.
- A corrente de curto-circuito trifásico será de acordo a Tabela 43, no qual corresponde a 3.233 A.
- X/R está definido na
- Tabela 9, corresponde a 7,09.
- $Z_{2N} = 1 \Omega$ .

$$RTC = I_{CC} / (5 \times 5) = 3.233 / (5 \times 5) = 129,32 \Rightarrow 646,6 : 5 \text{ A.}$$

De acordo com a relação de Tap's abaixo, uma vez que se definiu o enrolamento máximo como 2000 : 5 A, o Tap escolhido é: **800 : 5A.**

**Tabela 15 - Relação de TAP's TC 230 kV**

Relação de TAP's
2000/1600/1500/1200/1100/800/500/400/300 - 5A

Fazendo-se a análise do Tap escolhido, calculamos  $Z_{burden}$  da seguinte forma:  $Z_{burden} = Z_{total} \times (800/2000)$ .  $Z_{total} = 8\Omega$ .

$$Z_{burden} = 3,2 \Omega.$$

$$V_{2N} = 5 \times 20 \times 3,2 = 320 \text{ V} \Rightarrow \text{Normalizada} \Rightarrow 400\text{V}$$

Verificação quanto à saturação:

$$(1 + 7,09) \times \frac{3.233}{800} \times \frac{1,0}{3,2} = 10,21 < 20$$

Logo, o Tap escolhido atende a todos os quesitos.

#### 4.1.6.1.1 Características Elétricas

##### Características Elétricas Principais do Equipamento

- a) Tensão máxima (fase-fase, kV eficaz).....242
- b) Tensão nominal de operação contínua (fase-fase, kV, eficaz).....230
- c) Tensão máxima suportável em condições de emergência durante 1 hora (kV, eficaz).....253
- d) Tensão suportável nominal a impulso atmosférico:
  - d.1) Onda plena (kV, crista).....950
  - d.2) Onda cortada, corte em 3  $\mu\text{s}$  (kV, crista).....1050
- e) Tensão suportável nominal à frequência industrial, a seco e sob chuva, durante 1 (um) minuto (kV, eficaz).....395
- f) Tensão suportável nominal à frequência industrial, a seco, nos enrolamentos secundários, durante 1 (um) minuto (kV, eficaz).....3
- g) Nível máximo de rádio-interferência para os TC's energizados a  $242/\sqrt{3}$  kV (valor eficaz, fase-terra).....2500  $\mu\text{V}$ , a 1000 kHz

h) Tensão fase-terra eficaz de início e extinção de corona visual positivo superior a (kV).....	161
i) Corrente primária nominal (A, eficaz).....	2000
j) Corrente suportável nominal de curta duração (1s), em qualquer relação de transformação e em todas as derivações (kA, eficaz).....	40
k) Valor de crista nominal da corrente suportável, em qualquer relação de transformação, em todas as derivações (kA, crista).....	104
l) Nível máximo de descargas parciais totais (incluindo o ruído ambiente), quando o TC estiver energizado a $242/\sqrt{3}$ kV fase-terra (pC).....	10
m) Fator de potência do isolamento do TC, a 20°C, menor que (%).....	1,0

#### 4.1.6.1.2 Enrolamentos Secundários/Núcleos

a) Proteção.....	3
b) Medição.....	1

Os enrolamentos para proteção deverão atender as proteções primária e de retaguarda, sendo detalhado no capítulo 7.

#### 4.1.6.1.3 Relações de Transformação

a) Proteção.....	2000: 5A
b) Medição.....	2000 : 5A
c) Fator térmico nominal.....	1,00

#### 4.1.6.1.4 Cargas e Classe de Exatidão Nominais

Domínio natural de utilização para freqüências entre 55 e 65 Hz, conforme norma NBR-6856.

a) Proteção.....	10B400
b) Medição.....	0,3C50

Os núcleos de proteção dos transformadores de corrente deverão ter características transitórias para não saturarem durante curto-circuitos e religamentos rápidos.

#### 4.1.6.2 Dimensionamento dos TC's 138 kV.

Para o setor de 138 kV, a quantidade a ser adquirida para esta subestação será de 6 unidades, no qual 3 unidades serão alocadas no lado de baixa tensão do autotransformador e os outros 3 estarão fixados no ramal de interligação entre as barras principal e transferência.

➤ Enrolamento de Medição:

- A corrente nominal ( $I_N$ ) é 376,5 A, conforme calculada e elucidada pela Tabela 6.
- As cargas deste enrolamento serão um amperímetro, um wattímetro, um varímetro, um wattímetro hora e um varímetro hora e também o relé de sincronismo (25). Estimou-se uma impedância deste ítems total de 2  $\Omega$ .

A potência necessária para suprimento das cargas ligadas ao secundário do TC é:  $S = ZI^2 = (2\Omega) \cdot (376,5)^2 = 50 \text{ VA}$ .

Logo, de acordo com a Tabela 13, a classe de exatidão definida é: **0,3C50**.

➤ Enrolamento de Proteção:

- Definiu-se uma corrente máxima operativa do sistema ( $I_{N \text{ Max}}$ ) correspondente a sobrecarga de 50 %, ou seja, seu valor será de 940,0 A. A corrente nominal ( $I_N$ ) é 627,5 A.
- A corrente de curto-circuito trifásico será de acordo com a Tabela 43, no qual corresponde a 4.967 A.
- X/R está definido na
- Tabela 9, corresponde a 7,09.
- $Z_{2N} = 1 \Omega$ .

$$RTC = I_{CC} / (5 \times 5) = 4.967 / (5 \times 5) = 198,98 \Rightarrow 993,4 : 5 \text{ A.}$$

De acordo com a relação de Tap's abaixo, uma vez que se definiu o enrolamento máximo como 2000 : 5 A, o Tap escolhido é: **1200 : 5A**.

**Tabela 16 - Relação de TAP's TC 138 kV**

Relação de TAP's
1200/900/800/600/500/400/300/200/100 - 5A

Fazendo-se a análise do Tap escolhido, calculamos  $Z_{burden}$  da seguinte forma:  $Z_{burden} = Z_{total} \times (1200/1200)$ .  $Z_{total} = 8\Omega$ .

$$Z_{burden} = 8,0 \Omega.$$

$$V_{2N} = 5 \times 20 \times 8,0 = 800 \text{ V} \Rightarrow \text{Normalizada} \Rightarrow 800\text{V}$$

Verificação quanto à saturação:

$$(1 + 7,09) \times \frac{4.967}{1.200} \times \frac{1,0}{8,0} = 4,18 < 20$$

Logo, para o Tap escolhido, não há possibilidade de saturação, e atende-se a todos os requisitos.

#### 4.1.6.2.1 Características Elétricas

a) Tensão máxima (fase-fase, kV eficaz).....	145
b) Tensão nominal de operação contínua (fase-fase, kV, eficaz).....	138
c) Tensão suportável nominal a impulso atmosférico:	
c.1) Onda plena (kV, crista).....	650
c.2) Onda cortada, corte em 3 $\mu\text{s}$ (kV, crista).....	715
d) Tensão suportável nominal à frequência industrial, a seco e sob chuva, durante 1 (um) minuto (kV, eficaz).....	275
e) Tensão suportável nominal à frequência industrial, a seco, nos enrolamentos secundários, durante 1 (um) minuto (kV, eficaz).....	3
f) Nível máximo de rádio-interferência para os TC's energizados a $145/\sqrt{3}$ kV (valor eficaz, fase-terra).....	2500 $\mu\text{V}$ , a 1000 kHz
g) Tensão fase-terra eficaz de início e extinção de corona visual positivo superior a (kV).....	92
h) Corrente primária nominal (A, eficaz).....	1250
i) Corrente suportável nominal de curta duração (1s), em qualquer relação de transformação e em todas as derivações (kA, eficaz).....	20
j) Valor de crista nominal da corrente suportável, em qualquer	
k) relação de transformação, em todas as derivações (kA, crista).....	52

- l) Nível máximo de descargas parciais totais (incluindo o ruído ambiente), quando o TC estiver energizado a  $145/\sqrt{3}$  kV fase-terra (pC).....10
- m) Fator de potência do isolamento do TC, a 20oC, menor que (%).....1,0

#### 4.1.6.2.2 Enrolamentos Secundários/Núcleos

- a) Proteção.....3
- b) Medição.....1

Os enrolamentos para proteção deverão atender as proteções primária e de retaguarda, sendo detalhado no capítulo 7.

#### 4.1.6.2.3 Relações de Transformação

- a) Proteção.....1200 : 5A
- b) Medição.....1200 : 5A
- c) Fator térmico nominal.....1,05

#### 4.1.6.2.4 Cargas e Classe de Exatidão Nominais

Domínio natural de utilização para freqüências entre 55 e 65 Hz, conforme norma NBR-6856.

- a) Proteção.....10B800

Os núcleos de proteção dos transformadores de corrente deverão ter características transitórias para não saturarem durante curtos-circuitos.

#### 4.1.7 Isolador de Pedestal 230 kV

Serão utilizadas 20 unidades em diversos pontos da subestação.

Características Elétricas Principais do Equipamento:

- a) Tensão nominal (kV, eficaz).....230
- b) Tensão máxima de operação (kV, eficaz).....242
- c) Tensão máxima suportável em condições de emergência durante 1 hora (kV, eficaz).....253
- d) Freqüência nominal (Hz).....60

e) Tensão suportável nominal a impulso atmosférico, onda plena de 1,2/50µs (kV, crista).....	1050
f) Tensão suportável nominal a impulso de manobra, a seco e sob chuva (kV, crista).....	750
g) Tensão suportável nominal à frequência industrial, a seco e sob chuva, durante 1 (um) minuto (kV, eficaz).....	545/480
h) Nível máximo de rádio-interferência para os isoladores energizados a 242/ $\sqrt{3}$ kV (valor eficaz, fase-terra).....	2500 µV/m, a 1000Hz
i) Características dimensionais da coluna completa:	
i.1) Distância mínima de escoamento (mm).....	6.125
i.2) Distância mínima de arco a seco (mm).....	2.200

#### 4.1.8 Isolador de Pedestal 138 kV

Serão utilizadas 5 unidades espalhadas no “bay” de 138 kV.

Características Elétricas Principais do Equipamento.

a) Tensão nominal (kV, eficaz).....	138
b) Tensão máxima operativa do sistema, fase-fase (kV, eficaz).....	145
c) Frequência nominal (Hz).....	60
d) Tensão suportável nominal a impulso atmosférico, onda	
e) plena de 1,2/50µs (kV, crista).....	650
f) Tensão suportável nominal a impulso de manobra, a seco e sob chuva (kV, crista).....	710
g) Tensão suportável nominal à frequência industrial, a seco e sob chuva, durante 1 (um) minuto (kV, eficaz).....	335/275
h) Nível máximo de rádio-interferência para os isoladores energizados a 145/ $\sqrt{3}$ kV (valor eficaz, fase-terra).....	2500 µV/m, a 1000Hz
i) Características dimensionais da coluna completa:	
i.1) Distância mínima de escoamento (mm).....	3.200
i.2) Distância mínima de arco a seco (mm).....	1.140

## **Capítulo 5. Serviços Auxiliares**

Este importante sistema dentro de uma subestação tem como finalidade alimentar, em baixa tensão, os dispositivos e equipamentos referentes a sistemas de proteção, controle, supervisão, teleproteção, bem como a iluminação da subestação. A coordenação é realizada em uma casa de comando localizada dentro do pátio da subestação.

A Subestação de Foz do Iguaçu Norte possui duas alimentações em 13,8 kV para os serviços auxiliares, sendo uma proveniente do terciário do Autotransformador 230/138/13,8 kV e outra da Concessionária local.

O suprimento através da Concessionária local (COPEL) em 13,8 kV alimenta o transformador de serviços auxiliares TRSA1 de 13,8 /0,48 kV – 500 kVA.

Há outra fonte através do lado terciário do Autotransformador TFA 230/138/13,8 kV de 150/150/7,5 MVA que alimenta o transformador TRSA2 de 13,8 / 0,48 kV – 500 kVA.

### **5.1 Cubículos de Média Tensão**

Trata-se do setor que recebe a alimentação regular para os serviços auxiliares da subestação. Os cubículos são blindados com isolamento em 15 kV e recebem suprimento, conforme elucidado anteriormente, por meio de duas fontes alimentadoras, no qual uma delas oriunda do terciário do banco de autotransformadores e a outra originária da Concessionária local, que no caso do estado do Paraná, é a COPEL.

Os principais componentes dos cubículos blindados são:

- Chave isoladora
  - 15 kV
  - 630 A
- Disjuntor extraível
  - 15 kV



- 1250 A
- Transformadores de corrente
  - 600-5A / 10B200 (medição)
  - 30-5A / 0,3C25 (medição)
  - 60-5A / 1,2C25 (proteção)
- Transformadores de potencial
  - 13,8 kV-115V / 0,3P75
  - 13,8/3 kV – 115/115/ $\sqrt{3}$  V / 0,3P25
- Voltímetros
- Multimetroes
- Relé de subtensão (27)
- Relé de Temperatura do Enrolamento (49)
- Relé de sobrecorrente instantâneo (50)
- Relé de sobrecorrente temporizado (51)
- Relé de sobrecorrente de terra temporizado (51G)
- Relé de sobreccorrente de neutro instantâneo e temporizado (50/51N)
- Relé detector de terra (64)
- Relé de bloqueio (86)
- Pára-raios
- Cabos Isolados em 15 kV.

O diagrama unifilar, no qual segue como Anexo II, mostra a distribuição destes equipamentos, bem como, nos lados secundários de TP's e TC's, como são alimentados os sistemas digitais de proteção, as medições de potência e monitoramentos do fator de potência.

## 5.2 Transformadores dos Serviços Auxiliares

Atendendo as cargas necessárias para os serviços auxiliares da subestação Foz do Iguaçu Norte, serão utilizados 4 transformadores, no qual serão divididos e nomeados conforme seguem abaixo:

- 02 transformadores TRSA1 e TRSA2 de 13800 – 480Vca, 500 kVA
- 02 transformadores TRSA3 e TRSA4 de 480 – 220/127 Vca, 75 kVA

### 5.2.1 TRSA1 e TRSA2

A instalação desses equipamentos será externa à casa de comando. Os conectores para aterramento terão seu dimensionamento para atender ao cabo de 95 mm<sup>2</sup>, que será mais bem detalhado no Capítulo 6.

Acessórios e características gerais conforme norma ABNT NBR-5356/93. Os equipamentos devem ser dimensionados para operar continuamente com tensão de 13,8kV fase – fase.

#### a) Tensões

a.1) enrolamento de AT .....13.800 V

a.2) comutador de derivações sem carga.....

.....15000/14400/13800/13200/12600/12000/11400 V

a.3) enrolamento de BT .....480 V

#### b) Ligação e deslocamento angular

b.1) alta tensão: .....triângulo

b.2) baixa Tensão: .....estrela com neutro acessível, grupo Dyn1

#### c) Nível básico de Impulso Atmosférico:

c.1) enrolamento de AT .....110 kV

c.2) classe do material isolante: .....classe E (120 °C)

#### d) Ensaio de Tensão aplicada

d.1) enrolamento de AT .....34 kV ef

d.2) enrolamento de BT .....10 kV ef

#### e) Ensaio de Tensão Induzida

e.1) enrolamento de AT e BT .....2 vezes a tensão nominal fase-fase

e.2) impedância Mínima a 75 °C .....6% (base kVA nominal)

#### f) Características das Buchas

f.1) classe de tensão .....25 kV

f.2) baixa tensão e neutro .....1,2kV

#### g) Nível básico de isolamento alta tensão(crista).....150 kV

#### h) Ensaio de tensão aplicada (60 Hz), alta tensão a seco, 1 min.....34 kVef

O TC a ser instalado na bucha de neutro com relação 50-5A e classe de exatidão 10B100.

### **5.2.2 TRSA3 e TRSA4**

Os transformadores deverão ser projetados, construídos e ensaiados segundo as últimas edições das normas aplicáveis da ABNT NBR-5356/93.

Os transformadores deverão ser trifásicos com regime de operação contínuo.

Tensão nominal primária de 480 Vca em delta e secundária de 220/127 Vca em estrela com neutro acessível grupo de ligação Dyn1.

Classe de isolamento ..... 1, 2 kV.

Os transformadores deverão possuir comutador de derivações sem carga com 2 taps (+/- 2,5 %) no lado de 480 Vca, com comando externo ao tanque.

Nível de impulso.....30kV.

Deverá possuir terminais de aterramento apropriados para cabos de cobre com seção transversal de 95 mm<sup>2</sup>, conforme será melhor detalhado no capítulo 6, e terminais para os cabos de força de cobre ou alumínio.

### **5.3 Painéis de Baixa Tensão.**

As cargas previstas para baixa tensão estão divididas em três níveis de tensão, descritas a seguir:

- a) Cargas em 480 Vca: são as cargas do secundário de TRSA1 e TRSA2.
- b) Cargas em 220(fase-fase)/127(fase-terra) Vca: são cargas do secundário de TRSA3 e TRSA4.
- c) Cargas em 125 Vcc: são as cargas em corrente contínua utilizadas principalmente para disparo dos disjuntores e sistema de telecomunicações.

Vale ressaltar que há seletividade entre cargas, sendo então divididas em dois grandes grupos:

- Cargas essenciais: são as cargas que são supridas em condições normais pelo transformador de serviços auxiliares TRSA2 e, em condições de emergência, pelo grupo motor gerador.
- Cargas não-essenciais: são as cargas supridas pelo transformador de serviços auxiliares TRSA1, e em caso de emergência, são desligadas.

### 5.3.1 Quadros em Corrente Alternada

Nesta seção, far-se-á uma estimativa de cargas em corrente alternada para os serviços auxiliares. Os transformadores deverão atender as cargas descritas nos quadros QD1, QD2, QDN e QDE, ao levar em conta um fator de diversidade de 0,9, conforme tabelas 26,27 e 28.

Os quadros a serem instalados têm como principais componentes: disjuntores de alimentação, disjuntores de distribuição, contadores, transformadores de corrente, transformadores de potencial, relé de subtensão, voltímetro, amperímetro e chave seletora. Suas características principais estão descritas como segue.

- Disjuntores de alimentação dos quadros 480 Vca:

**Tabela 17 - Características dos Disjuntores de Alimentação**

Tensão nominal	480	V
Frequência nominal	60	Hz
Número de pólos	3	
Corrente nominal	1000	A
Capacidade de interrupção simétrica	2	kA
Contatos auxiliares de posição	5 NA+5 NF	
Acionamento	Motorizado	
Tensão do circuito de comando	125	Vcc

- Disjuntores distribuição e alimentação dos quadros 220 Vca:

**Tabela 18 - Características dos Disjuntores de Distribuição**

Tensão nominal de operação	220	V
Frequência nominal	60	Hz
Número de pólos	2	
Corrente nominal	315	A
Capacidade de interrupção simétrica	2	kA
Contatos auxiliares de posição	1 NAF	
Acionamento	Manual	

- Contatores para comando de iluminação externa:

**Tabela 19 - Características dos Contatores**

Tensão nominal de operação	220	V
Frequência nominal	60	Hz
Corrente nominal	150	A
Contatos auxiliares de posição	3 NA+3 NF	
Acionamento	Manual/Automático	

- Transformadores de corrente:

**Tabela 20 - Características dos Transformadores de Corrente**

Classe de isolamento	600	V
Tensão nominal	480	V
Frequência nominal	60	Hz
Tensão aplicada à frequência industrial, 1 min	4	kV
Fator térmico nominal	1,2	

- Transformadores de potencial:

**Tabela 21 - Características dos Transformadores de Potencial**

Classe de isolamento	600	V
Tensão nominal	480	V
Frequência nominal	60	Hz
Tensão aplicada à frequência industrial, 1 min	4	kV

- Relé de subtensão trifásica:

**Tabela 22 - Características dos Relé Subtensão Trifásica**

Frequência nominal	60	Hz
Faixa de ajuste de tensão	70 a 85% Vn	
Faixa de ajuste de tempo	0 a 10	s
Número de contatos (mínimo)	2 NA + 1 NF	
Retorno da tensão ao normal	100%	Vn

- Voltímetro:

**Tabela 23 - Características dos Voltímetros**

Frequência nominal	60	Hz
Sobretensão permanente admissível	170	V
Sobretensão permissível durante 10s	230	V
Classe de precisão	1,5 %	

- Amperímetro:

**Tabela 24 - Características do Amperímetro**

Corrente nominal	5	A
Frequência nominal	60	Hz
Sobrecorrente permanente admissível	6	A
Sobrecorrente permissível durante 10s	50	A
Classe de precisão	1,5 %	

- Chave seletora:

**Tabela 25 - Características Chave Seletora**

Classe de isolamento	600	V
Número de contatos auxiliares	3NA + 3NF	
Capacidade dos contatos		
- Contínua	5	A
- 1s	15	A
Capacidade de interrupção mínima dos contatos, circuito indutivo $L/R \leq 40\text{ms}$ em 125Vcc	40	W

Deve-se observar que os quadros devem ser feitos para recebimento de comando local e remoto; o comando local feito por botoeiras liga/desliga e o remoto através do sistema de supervisão e controle.

### 5.3.1.1 Cargas em 480 Vca

Trata-se do barramento no qual estarão as cargas essenciais e não essenciais. Esta divisão é separada por um disjuntor NA, no qual pode estar desconectado ao barramento (disjuntor extraível).

As principais características dos painéis em CA são:

- a) Classe de isolamento: 600 V;
- b) Tensão nominal: 480 V;
- c) Frequência nominal: 60 Hz;
- d) Tensão suportável nominal à frequência industrial: 2,5 kV;
- e) Corrente nominal do barramento: 800 A;
- f) Corrente suportável nominal de curta duração (1s): 2 kA;
- g) Elevação de temperatura máxima do barramento, sob corrente nominal: 40° C.

Os quadros QD1 e QD2, em 480 Vca, terão como principais cargas, o banco de autotransformadores, as baterias e retificadores e os motores dos disjuntores e das chaves seccionadoras. Na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** está especificado com mais detalhes o exposto neste parágrafo.

**Tabela 26 - Cargas 480 Vca**

Itens	Descrição da Carga	Quant.	(kVA)	Total (kVA)
	Transformadores TRSA1 e/ou TRSA2 - 13.800-480Vca			500
1.	Banco Autotransformador TFA	1	45	45
2.	Tomada Tratamento Óleo	1	187	187
3.	Retificador de Baterias 1 e 2	2	25	50
4.	Tomadas de Força Pátio 230 kV	1	7	7
5.	Tomadas de Força Pátio 138 kV	1	7	7
6.	QDN	1	75	75
7.	Reserva Instalada	1	26,57	26,57
8.	Motor dos Disjuntores 230 kV (Disparo de 3 disjuntores)	3	7,06	21,18
9.	Motor dos Disjuntores 138 kV (Disparo de 1 disjuntor)	1	7,06	7,06
10.	Motor dos Secionadores 230 kV (2 Sec.Isoladoras)	6	1,31	7,84
11.	Motor dos Secionadores 138 kV (2 Sec.Isoladoras)	2	1,31	2,61
12.	QDE	1	75	75
13.	Reserva Instalada	1	26,57	26,57
QD1 / QD2 - 480Vca - 3ø+T				537,8
Fator de Diversidade 0,9				484,1



O total de circuitos será de 43, conforme mostrado no diagrama em anexo.

### 5.3.1.2 Cargas em 220/127 Vca

Os quadros QDN e QDE em 220 Vca são mais voltados para iluminação, ar-condicionado da casa de comando, bomba d'água entre outros e têm sua descrição da distribuição das cargas conforme as Tabelas Tabela 26 e Tabela 27.

**Tabela 26 - Cargas 220/127 Vca QDN**

Itens	Descrição da Carga	Quant.	(kVA)	Total (kVA)
	Transformadores TRSA3 - 480-220/127Vca			75
1.	Iluminação Pátio 230kV e 138kV	1	14,00	14,00
2.	Iluminação, Aquec.Secionadoras 230kV	11	0,17	1,88
3.	Iluminação, Aquec.Secionadoras 138kV	5	0,17	0,85
4.	Iluminação, Aquec. Disjuntores 230kV	3	0,18	0,53
5.	Iluminação, Aquec. Disjuntores 138kV	2	0,18	0,35
6.	Aquec. TPC 230kV	4	0,12	0,47
7.	Aquec. TPC 138kV	2	0,12	0,24
8.	Iluminação Casa de Comando - QLN	1	10,00	10,00
9.	Aquec.Painéis	32	0,25	7,91
10.	Aquec.Cubículos Autotrafo TFA	1	3,00	3,00
11.	Tomada Painéis Sala Controle	1	1,65	1,65
12.	Bomba d'Água	1	1,00	1,00
13.	Reserva Instalada	1	13,93	13,93
QDN- 220Vca - 3ø+N				50,23
Fator de Diversidade 0,9				55,81

**Tabela 27- Cargas 220/127 Vca QDE**

<b>Itens</b>	<b>Descrição da Carga</b>	<b>Quant.</b>	<b>(kVA)</b>	<b>Total (kVA)</b>
	Transformador TRSA4 - 480-220/127Vca			75
1.	Iluminação Pátio 230kV e 138kV	1	7,00	7,00
2.	Iluminação Casa de Comando - QLE	1	5,00	5,00
3.	Inversor	1	3,00	3,00
4.	Tomadas Trifásicas Pátio 230kV	1	6,80	6,80
5.	Tomadas Monofásicas Pátio 230kV	1	2,30	2,30
6.	Tomadas Trifásicas Pátio 138kV	1	6,80	6,80
7.	Tomadas Monofásicas Pátio 138kV	1	2,30	2,30
8.	Ar Condicionado	1	17,00	17,00
9.	Guarita	1	2,00	2,00
10.	Reserva Instalada	1	17,75	17,75
QDE - 220Vca - 3ø+N				69,95
Fator de Diversidade 0,9				62,96

### **5.3.2 Cargas em Corrente Contínua.**

As cargas em corrente contínua têm como finalidade dentro dos serviços auxiliares, para disparo dos disjuntores, iluminação de emergência, alimentação para os painéis de teleproteção, entre outras cargas descritas nas tabelas a seguir, sendo divididas da seguinte forma:

- Cargas Supostas de 1 minuto de duração.
- Cargas Supostas de 10 minutos de duração.
- Cargas Permanentes por 5 horas de duração.
- Cargas com 10 minutos de duração ao final do ciclo.

As principais características seguem abaixo:

- a) Classe de isolamento: 300 Vcc;
- b) Tensão máxima operacional: 140 Vcc;

- c) Corrente Nominal de barramento: 2 A;
- d) Corrente suportável nominal de curta duração (1s): 2 kA;
- e) Elevação de temperatura máxima do barramento, sob corrente nominal: 40° C.

Os quadros QD1 e QD2 são os ramais alimentadores das baterias e retificadores, que serão dimensionados no item 5.4, no qual as cargas em corrente contínua serão manipuladas.

**Tabela 28 - Cargas Momentâneas 1 minuto de Duração**

Itens	Descrição das Cargas	Potência (Watts)	Equivalente em Ampéres (Watts/ 105 V)
1.1	Disparo de 3 Disjuntores de 230kV (atuação de uma bobina de disparo de todos os disjuntores)	13392	127,49
1.2	Disparo de 1 Disjuntor de 138kV (atuação de uma bobina de disparo de todos os disjuntores)	3750	35,7
1.3	RDP em período de impressão (1 painel x 575 W)	575	5,47
1.4	Carga total da permanente por 5 horas	---	65,54
	Corrente total do item 1 em Ampéres	I1=	234,2

**Tabela 29 - Cargas Momentâneas 10 minutos de Duração**

Itens	Descrição das Cargas	Potência (Watts)	Equivalente em Ampéres (Watts/ 105 V)
2.1	Sistema Teleproteção (2 painéis x 2,0A)	---	4
2.2	Carga total permanente por 5 horas	---	65,54
2.3	Corrente total do item 2 em Ampéres	I2=	69,54

**Tabela 30 - Cargas Permanentes por 5 horas de Duração.**

<b>Itens</b>	<b>Descrição das Cargas</b>	<b>Potência (Watts)</b>	<b>Equivalente em Ampéres (Watts/ 105 V)</b>
3.1	Iluminação de Emergência	1000	9,52
3.2	Casa de Controle		
3.3	Equipamento Teleproteção LT's 230kV (1 linha x 2 receptores x 0,3 A)	---	0,6
	(1 linha x 2 transmissores x 0,6 A)		1,2
	RDP's em funcionamento (1 x 335 W)	335	3,19
3.4	Painéis 230 kV (18 painéis de proteção e controle x 120 W)	---	20,56
	(16 painéis de serviços auxiliares x 50 W)	800	7,62
	Inversor	2400	22,85
	Corrente total do item 3 em Ampéres	I3=	65,54

**Tabela 31 - Cargas com 10 minutos de Duração ao Final do Ciclo.**

<b>Itens</b>	<b>Descrição das Cargas</b>	<b>Potência (Watts)</b>	<b>Equivalente em Ampéres (Watts/ 105 V)</b>
4.1	Fechamento de 1 disjuntor de 230 kV	939	8,93928
4.2	Carga total do item 3		65,54
4.3	Corrente total do item 4 em Ampéres	I4=	74,48

Assim como exposto para os quadros em corrente alternada, quadros em corrente contínua a serem instalados na expansão da subestação têm como componentes principais: disjuntores de alimentação, disjuntores de distribuição, relé de subtensão, relé de sobretensão, relé de fuga á terra, voltímetro e amperímetro. Suas características principais estão descritas como segue:

- Disjuntores de alimentação do quadro:

**Tabela 32 - Características Disjuntores Alimentação CC**

Tensão nominal	125	Vcc
Tensão máxima de operação	140	Vcc
Número de pólos	2	
Capacidade de interrupção simétrica	2	kA
Contatos auxiliares	5NA + 5NF	
Acionamento	Manual	
Tensão do circuito de comando	125	Vcc

- Disjuntores de distribuição (alimentadores) do quadro:

**Tabela 33 - Características Disjuntores Distribuição CC**

Tensão nominal de operação	125	V
Tensão máxima de operação	140	V
Número de pólos	2	
Capacidade de interrupção simétrica	2	kA
Contatos auxiliares de posição	1NAF	
Acionamento	Manual	

- Voltímetro:

**Tabela 34 - Características Voltímetro**

Tensão nominal	125	V
Escala	0 – 150	V
Classe de precisão	1,5 %	

- Amperímetro:

**Tabela 35 - Características Amperímetro**

Sinal de entrada	60	mV
Classe de precisão	1,5 %	

- Relé de subtensão:

**Tabela 36 - Características Relé Subtensão**

Tensão nominal	125	Vcc
Faixa de ajuste da tensão	70 a 85%	Vn
Faixa de ajuste de tempo	0 a 5	s
Retorno da tensão ao normal	100%	Vn
Número mínimo de contatos	2 NA + 2 NF	

- Relé de sobretensão:

**Tabela 37 - Característica Relé de Sobretensão**

Tensão nominal	125	Vcc
Faixa de ajuste da tensão	100 a 150% Vn	
Faixa de ajuste de tempo	0 a 5	s
Retorno da tensão ao normal	100%	Vn
Número mínimo de contatos	2 NA + 2 NF	

- Relé de fuga à terra:

**Tabela 38 - Características relé de Fuga a Terra**

Tensão nominal	125	Vcc
Número mínimo de contatos	2 NA + 2 NF	

## 5.4 Baterias, Carregadores e Retificadores

As baterias têm em sua principal finalidade dentro de uma subestação, armazenar a energia necessária para atender quando solicitada o disparo dos motores dos disjuntores, de tal forma que os equipamentos beneficiados sejam operados de maneira ideal.

Seguem abaixo as principais cargas das baterias.

- Proteção
- Registradores de eventos
- Sistema de proteção contra incêndios (casa de comando e transformadores)
- Controle dos equipamentos
- Alarmes

### 5.4.1 Parâmetros da Bateria.

Tensão nominal ( $V_n$ ).....125 V

Tensão máxima ( $1,10V_n$ )..... 137,5 V

Tensão mínima ( $0,80V_n$ ) ..... 100 V

Tensão de flutuação / elemento..... 2,14 V a 2,39 V

Tensão final de descarga / elemento..... 1,75 V

### 5.4.2 Tensão mínima da bateria

Admitindo-se a queda de tensão 0,4V nos alimentadores do quadro de distribuição e nos ramais a partir do quadro de distribuição, será considerado o valor de 100,8 V, como a tensão mínima nos terminais da bateria.

### 5.4.3 Cálculo do n° de elementos.

$N^\circ = 100,8 / 1,75 = 57,60$  elementos, adotamos 60 elementos.

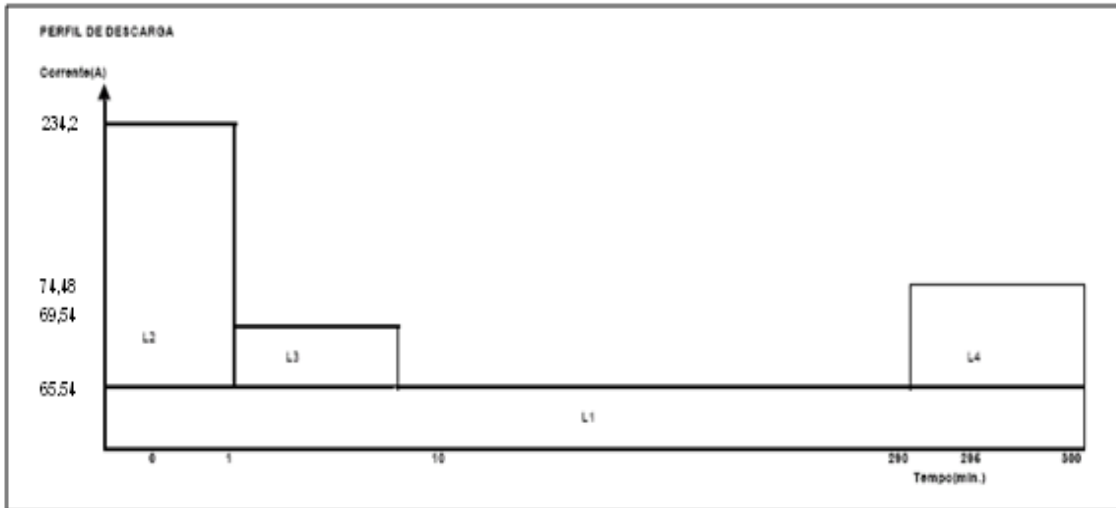
A tensão mínima nos terminais da bateria com 60 elementos passa a ser de 105 V.

Observação:

Os cálculos estão sendo efetuados tomando como referência as baterias NIFE.

#### 5.4.4 Capacidade da Bateria.

Para o cálculo do consumo da bateria utilizaremos a curva de descarga abaixo que indica diretamente a capacidade consumida em Ah, para uma tensão final de 1,75V em todo o ciclo, utilizando-se a seguinte expressão:



**Figura 5 - Perfil Consumo da Bateria**

$$C_O = K_1 \times I_1 + K_2 \times (I_2 - I_1) + K_3 (I_3 - I_2) + K_4 (I_4 - I_3)$$

$$T_1 = 300 \text{ minutos}; V_T = 1,75V \quad K_1 = 5,88$$

$$T_1 = 300 \text{ minutos}; V_T = 1,75V \quad K_2 = 5,88$$

$$T_2 = 299 \text{ minutos}; V_T = 1,75V \quad K_2 = 5,80$$

$$T_3 = 290 \text{ minutos}; V_T = 1,75V \quad K_3 = 5,74$$

$$T_4 = 10 \text{ minutos}; V_T = 1,75V \quad K_4 = 0,96$$

$I_1, I_2, I_3, I_4 \Rightarrow$  correntes descritas nas seguintes tabelas 28, 29, 30 e 31

. O fator  $K_n$  representa a relação Ah de descarga da bateria, dada a corrente de carga e o tempo de duração da mesma.

$$C_O = 407,67 \text{ Ah}$$

Para atender ao ciclo de descarga apresentado, a bateria deverá ter capacidade de 400Ah.



#### 5.4.5 Dimensionamento dos Carregadores.

Os carregadores são dispositivos que mantêm as baterias com nível de carga nominal. Tratam-se de retificadores estáticos, constituídos por tiristores, que regulam a tensão de flutuação da bateria.

A capacidade do carregador deve manter a carga de flutuação das baterias constante e ao mesmo tempo deve suprir a carga permanente, de acordo com a relação abaixo:

$$I_{\text{carregador}} = I_{\text{permanente}} + \frac{1,1 \times C_{\text{bateria}}}{10\text{h}}$$

$I_{\text{permanente}} = I_3$  – corrente equivalente a 5 horas contínuas de operação

$$I_{\text{carregador}} = I_3 + \frac{1,1 \times 400}{10\text{h}} = 65,54 + 44 = 109,54 \text{ A}$$

A potência em corrente contínua é dada pela expressão:

$$P_{cc} = V_{cc} \cdot I_{\text{carregador}}$$

$$P_{cc} = 125 \times 109,54 = 13,69 \text{ kW}$$

Finalizando, a potência em corrente alternada é dada pela seguinte expressão:

$$P_{ca} = \frac{P_{cc}}{(\mu \cdot \cos[\theta])}$$

no qual  $\mu$  é o coeficiente de rendimento e equivale a 0,7 e  $\cos \theta$  é o fator de potência e vale 0,8.

$$P_{ca} = 13,69 / (0,7 \cdot 0,8) = 24,44 \text{ kVA}$$

Deverá ser adotado um carregador de no mínimo 25 kVA.

#### 5.5 Grupo Motor Gerador

O dimensionamento depende essencialmente das características do motor diesel e das características das cargas a serem alimentadas. Tomamos como base a Tabela 39 para dimensionamento da potência nominal do GMG.

O critério da definição de carga essencial vem dos itens que estabelecem o mínimo para funcionamento da subestação, sem prejuízo da segurança da operação. Itens relacionados a manuseio dos equipamentos de pátio, como por exemplo motores de disjuntores e seccionadoras, bem como baterias e retificadores e ar-condicionado.

**Tabela 39 – Cargas Essenciais em 480 Vca**

ITEM	DESCRIÇÃO DA CARGA	QUANT.	(KVA)	TOTAL (KVA)
	Estimativa de Cargas Essenciais			
	QD1 / QD2 - 480Vca - 3ø+T			
1.	Bco AutoTransformador TFA	0	45,00	0,00
2.	Tomada Tratamento Óleo	0	187,00	0,00
3.	Retificador de Baterias 1 e 2	1	25,00	25,00
4.	Tomadas de Força Pátio 230kV	0	7,00	0,00
5.	Tomadas de Força Pátio 138kV	0	7,00	0,00
6.	Motor dos Disjuntores 230kV (Disparo de 3 disjuntores)	3	7,06	21,18
7.	Motor dos Disjuntores 138kV (Disparo de 1 disjuntor)	1	7,06	7,06
8.	Motor dos Secionadores 230kV (2 Sec.Isoladoras)	6	1,31	7,86
9.	Motor dos Secionadores 138kV (2 Sec.Isoladoras)	2	1,31	2,61
10.	Reserva Instalada	0,4	26,57	10,63
<b>Total</b>				<b>74,34</b>

**Tabela 40 - Cargas Essenciais QDN 220 Vca**

ITEM	DESCRIÇÃO DA CARGA	QUANT.	(kVA)	TOTAL (kVA)
	Estimativa de Cargas Essenciais			
	QDN - 220Vca - 3ø+N			
1.	Iluminação Pátio 230kV e 138kV	0	14,00	0,00
2.	Iluminação, Aquec.Secionadoras 230kV	0	0,17	0,00
3.	Iluminação, Aquec.Secionadoras 138kV	0	0,17	0,00
4.	Iluminação, Aquec. Disjuntores 230kV	0	0,18	0,00
5.	Iluminação, Aquec. Disjuntores 138kV	0	0,18	0,00
6.	Aquec. TPC 230kV	0	0,12	0,00
7.	Aquec. TPC 138kV	0	0,12	0,00
8.	Iluminação Casa de Comando - QLN	0	10,00	0,00
9.	Aquec.Painéis	0	0,25	0,00
10.	Aquec.Cubículos Autotrafo TFA	0	3,00	0,00
11.	Tomada Painéis Sala Controle	0	1,65	0,00
12.	Bomba d'Água	0	1,00	0,00
13.	Reserva Instalada	0	13,93	0,00
<b>Total</b>				<b>0,00</b>

**Tabela 41 - Cargas Essenciais QDE 220 Vca**

ITEM	DESCRIÇÃO DA CARGA	QUANT.	(kVA)	TOTAL (kVA)
	Estimativa de Cargas Essenciais			
	QDE - 220Vca - 3ø+N			
1.	Iluminação Pátio 230kV e 138kV	1	7,00	7,00
2.	Iluminação Casa de Comando - QLE	1	5,00	5,00
3.	Inversor	1	3,00	3,00
4.	Tomadas Trifásicas Pátio 230kV	0	6,80	0,00
5.	Tomadas Monofásicas Pátio 230kV	0	2,30	0,00
6.	Tomadas Trifásicas Pátio 138kV	0	6,80	0,00
7.	Tomadas Monofásicas Pátio 138kV	0	2,30	0,00
8.	Ar Condicionado	1	17,00	17,00
9.	Guarita	1	2,00	2,00
10.	Reserva Instalada	0,4	17,75	7,10
<b>Total</b>				<b>41,10</b>

A tabela de carga mencionada acima nos remete à conclusão do total das cargas a serem alimentadas pelo gerador (funcionamento crítico). Adotaremos um GMG capaz de suprir uma carga de 115 kVA.

A descrição básica do GMG levando em conta a tabela de cargas é :

Potência nominal contínua (kVA) .....	115
Fator de potência (indutivo) .....	0.85
Tensão nominal (V, entre fases) .....	480
Freqüência nominal (Hz) .....	60
Ligação dos enrolamentos .....	estrela com neutro acessível
Rotação nominal (rpm) .....	1800
Classe de isolamento NEMA (tropicalizado por impregnação em epóxi) .....	F
Número de pólos .....	4

## Capítulo 6. Malha de Terra

Na presente seção, far-se-á o pré-dimensionamento da malha de terra da subestação Foz Iguaçu Norte.

Um dos aspectos principais para a proteção contra sobretensões em subestações é disponibilizar uma malha de terra adequada, que interligará os neutros dos equipamentos, das estruturas metálicas, dos tanques dos equipamentos, dos pára-raios e qualquer equipamento que tenha parte metálica e que devem estar com o potencial da referência

Encontra-se listado abaixo a importância para se ter uma rede de terra em subestações.

- a) Proporcionar uma impedância de curto-circuito mais baixa para a circulação da corrente de terra, oriunda da falta ocorrida nos pára-raios.
- b) Evitar que, durante a circulação da corrente de terra, existam diferenças de potencial, quando ocorrer uma falta, em pontos diferentes de uma subestação, tornando-se assim um perigo para as pessoas que circulam no interior da subestação.
- c) Facilitar a identificação do defeito pelos relés.
- d) Possibilitar maior continuidade e confiabilidade dos serviços elétricos.

Para o dimensionamento da malha de terra são necessários estudos do solo, coletando informações sobretudo a respeito da umidade, sais, ácidos e alcalinos que afetam diretamente a resistividade do solo. A instalação da malha de terra deverá ser realizada o mais próximo possível das áreas mais úmidas, garantindo assim uma menor resistividade. Ilustrando melhor esta idéia, segue abaixo tabela com a resistividade por metro em condições diferentes de solo.

**Tabela 42 - Resistividade do Solo**

Tipo de Terreno	Resistividade ohm/metro
Terra organica molhada	10
terra úmida	100
terra seca	1000
rocha sólida	10000

A temperatura também afeta de forma significativa a resistividade. A menos 0° C a resistividade cresce bruscamente e temperaturas menores decresce. Na subestação de Foz do Iguaçu Norte, utilizaremos para análise a temperatura ambiente de 25° C.

#### Proteção e limites para o corpo humano

Em caso de faltas para a terra, os níveis de corrente são muito altos tanto por descargas atmosféricas quanto por defeitos em equipamentos. Intensidades na ordem de milhares de amperes produzem elevados gradientes de potencial nas vizinhanças de cada ponto de contato com a terra, e em circunstância de alguém estiver nestes pontos no qual existem grandes diferenças de potencial conforme os gradientes de tensão mencionados acima podem ocasionar situações que ultrapassam o limite do corpo humano tendo como consequência contração muscular e, as correntes que passarão pelo organismo poderão atingir órgãos vitais como o coração, por exemplo, levando a riscos de morte do indivíduo.

É possível tolerar intensidades de correntes altas, sem causar muitos danos ao corpo humano, porem em curtíssimos tempos de exposição. A equação que é utilizada que faz a interface entre tempo de exposição e quantidade de corrente a ser suportada pelo organismo humano é a que segue:

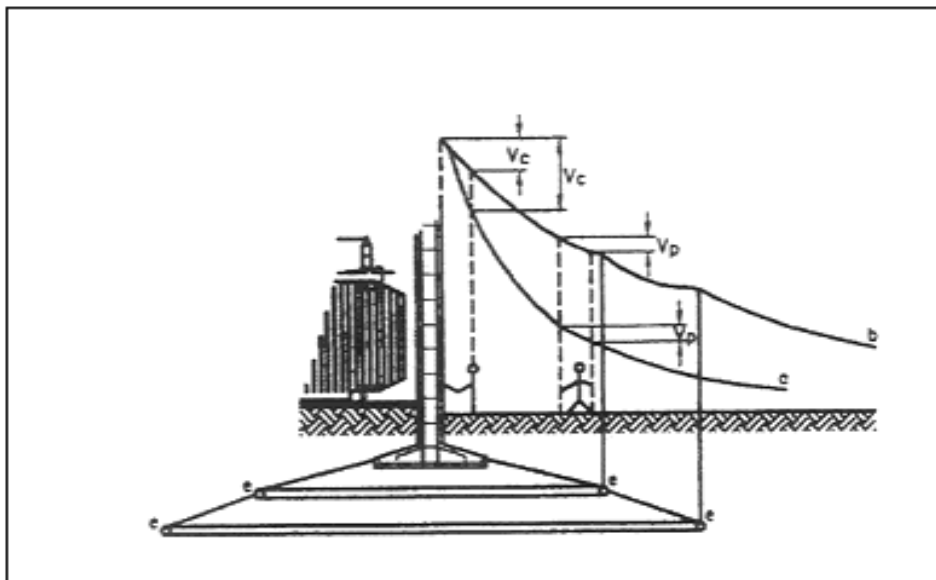
$$I_k^2 t = 0,0135$$

Que pode ser reescrita como:

$$I_k = 0,116 / \sqrt{t}$$

no qual  $I_k$  é o valor de corrente suportável pelo corpo, em amperes, e  $t$  é a duração do tempo em segundos. A constante 0,0135 é um valor obtido experimentalmente.

Para uma melhor compreensão tomaremos casos possíveis para uma pessoa dentro de uma instalação elétrica de alta tensão estar em contato em superfícies com diferença de potencial. Esta referencia de potencial serão tomadas como tensões de “passo”, de “contato” e de “malha”. Na figura abaixo ilustra os potenciais em questão, sendo  $V_c$  a tensão de contato e  $V_p$  a tensão de passo. As curvas b e c representam os níveis de potencial.



**Figura 6 - Ilustração das Tensões de Contato e Passo**

Utiliza-se  $R_c = 1000$  ohms o valor da resistência do corpo humano  $R_t = 3$   $\rho_s$  para cada pé, sendo  $\rho_a$  a resistividade do solo imediatamente abaixo dos pés.

As equações que descrevem os potenciais elucidados acima, sem brita, são:

$$V_p = (R_c + 2R_t)I_k$$

$$V_c = (R_c + R_t/2)I_k$$

Simplificando:

$$Vp = \{(1000 + 6\rho a)0,116\}/\sqrt{t}$$

$$Vp = \{(1000 + 1,5\rho a)0,116\}/\sqrt{t}$$

No qual:

t tempo de desligamento máximo do defeito, garantido pela proteção (tempo da proteção de retaguarda, em segundos);

$\rho_a$  resistividade superficial do solo na subestação, sem brita (em  $\Omega.m$ );

$V_p$  potencial de “passo” tolerável máximo (em Volts);

$V_c$  potencial de “contato” tolerável máximo (em Volts);

Em uma subestação que tem sua superfície coberta por brita, é necessário ressaltar que existe uma correção a ser considerada, no que tange o cálculo das tensões de “passo” e “contato”. Isso se deve ao conjunto formado entre o solo e a brita, proporcionando uma nova resistência. Portanto, as equações de cálculo das tensões tornam-se as seguintes:

$$Vp = \{(1000 + 6\rho a C_s)0,116\}/\sqrt{t}$$

$$Vp = \{(1000 + 1,5\rho a C_s)0,166\}/\sqrt{t}$$

No qual:

$C_s$  fator de correção do solo/brita, que vale:

$$C_s = 1 - 0,106 \left( \frac{1 - \frac{\rho_a}{\rho_s}}{2h_s + 0,106} \right)$$

$\rho_s$  resistividade superficial da brita (em  $\Omega.m$ );

$h_s$  espessura da camada de brita (0,10 m);



### Observações:

- a) A resistência  $(1000 + 6\rho_s) \Omega$  corresponde à resistência oferecida por uma pessoa com os pés em contato com dois pontos do solo submetidos a potenciais diferentes, e supondo-se os pés afastados de 1 metro. Essa resistência corresponde, portanto, a condição denominada potencial “de passo”.
- b) A resistência  $(1000 + 1,5\rho_s) \Omega$  corresponde à resistência oferecida por uma pessoa, com os pés juntos, em contato com um ponto do solo que tenha um determinado potencial, e com uma das mãos em contato com um objeto 1 metro distante, submetido a um potencial diferente. Essa resistência corresponde, portanto, a condição denominada potencial de “contato”.
- c) O potencial de “passo” tolerável deverá ser maior que o potencial de “passo” produzido.
- d) O potencial de “contato” tolerável deverá ser maior que o potencial de “contato” produzido.
- e) Em alguns casos pode-se supor que uma máquina com pneus, operando no centro da malha, estenda uma lança que entre em contato com um objeto metálico aterrado no condutor da malha. Se um funcionário em contato com o solo entrar em contato com a parte metálica da máquina, o mesmo será submetido a uma d.d.p correspondente ao potencial de “malha”. Nesse caso, para não haver risco de acidente, será necessário que o potencial de “contato” tolerável pela pessoa, seja superior ao potencial de “malha” produzido.

Conforme pode ser visto acima, os potenciais toleráveis ( $V_p$ ) e ( $V_c$ ), dependem basicamente da resistividade superficial do solo ( $\rho_a$ ) e da brita ( $\rho_s$ ) e do tempo de atuação da proteção para eliminação do defeito ( $t$ ).

Por motivos de segurança, esses valores podem ser escolhidos de uma maneira conservativa, como segue:

- a) Pode ser adotado o valor de  $t = 0,5 \text{ s}$ , que considera que o defeito só será desligado após 30 ciclos, o que é extremamente conservativo para os modernos sistemas de proteção.
- b) Para a malha da SE, adota-se geralmente o valor de  $\rho_s = 3.000 \Omega.m$ , correspondente à camada de recobrimento da brita, e para área sem brita adotou-se o valor de  $\rho_a = 330 \Omega.m$ .

Logo, adotando-se os dados acima podemos calcular as tensões de “passo”, “contato” e “malha”, que não ultrapassam o limite do corpo humano.

**Área com brita:**

$$V_p = 2.206,55 \text{ V}$$

$$V_c = 477,07 \text{ V}$$

**Área sem brita:**

$$V_p = 488,87 \text{ V}$$

$$V_c = 245,25 \text{ V}$$

### **6.1 Corrente de Curto Circuito**

Foram simuladas as condições de corrente de curto circuito nos barramentos de 230 kV e 138 kV da SE foz do Iguaçu Norte, sendo que no segundo os valores encontrados foram os mais severos, tornando-se o valor de referencia para esse estudo.

A tabela a seguir, apresenta as correntes de curto-circuito monofásicas e trifásicas nos barramentos de 230 kV e 138 kV. Os valores de curto-circuito no

setor de 230 kV foram fornecidos pela COPEL, enquanto que os valores do setor de 138 kV foram obtidos por simulação no programa ANAFAS do CEPEL. Com os valores de curto em 2016 para os setores de 230 kV e de 138 kV, e um valor em 2020 para o setor de 230 kV, calculou-se a relação entre os níveis de curto de 2020 e 2016 que igual a 1,25. Multiplicou-se este valor pelo nível de curto em 2016 para o setor de 138 kV e assim, calculamos um valor esperado em 2020.

**Tabela 43 - Níveis de Curto-Circuito SE Foz do Iguaçu Norte**

Barramento	lcc3 $\phi$ (kA)	lcc1 $\phi$ (kA)
SE Foz do Iguaçu Norte 230 kV	3,233	3,409
SE Foz do Iguaçu Norte 138 kV	4,967	5,883

Segundo Onderdönk, a expressão a seguir permite determinar a corrente máxima (I) que um condutor com seção (A) pode suportar durante um tempo (t) para que a temperatura não se eleve acima da temperatura limite (T<sub>m</sub>) partindo da temperatura ambiente (T<sub>a</sub>). Essa expressão considera que toda a energia térmica fica retida no condutor (processo adiabático), devido à pequena duração do curto-circuito.

$$A = I \cdot \sqrt{\frac{33 \cdot t}{\log_{10} \left( \frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1 \right)}}$$

No qual:

- I corrente máxima suportável, em Ampères;
- A seção transversal do condutor, em Circular Mils;
- t tempo de eliminação do curto-circuito, em segundos;
- T<sub>m</sub> temperatura máxima suportável, em °C;
- T<sub>a</sub> temperatura ambiente, em °C.

Os valores abaixo podem ser considerados para as temperaturas:

T<sub>a</sub> = 40°C;

T<sub>m</sub> = 1083°C, temperatura de fusão do cobre.

T<sub>m</sub> = 450°C, temperatura de permissibilidade do latão

T<sub>m</sub> = 250°C, temperatura de permissibilidade para as uniões com os conectores.

Tomaremos uma postura mais cautelosa em relação ao tempo de curto-circuito e para efeito de dimensionamento, o tempo a ser considerado corresponde a 30 ciclos elétricos, ou seja,  $t = 0,5$  segundos.

A corrente de curto-circuito mais adequada é aquela que irá impor as condições mais severas, portanto utilizaremos conforme a Tabela 43 o valor do curto monofásico no setor de 138 kV, igual a 5.883 A.

O valor calculado da secção transversal do condutor é:

$A = 48,07$  MCM ou  $94,88 \text{ mm}^2$ . O valor comercial para condutores de cobre nu é  $95,00 \text{ mm}^2$ , sendo o adotado para este projeto.

## 6.2 Cálculo da Tensão de Malha

A tensão supracitada nada mais é que a diferença de potencial, do condutor da rede da malha e a superfície do terreno ao centro do retângulo da rede de terra.

A tensão de malha será calculada através da seguinte expressão:

$$V_m = \frac{K_m K_i}{L} I \rho$$

No qual:

$K_m$  é um coeficiente que leva em conta o efeito do número de condutores em paralelo  $n$ , do espaçamento entre eles  $D$ , do diâmetro do condutor  $d$  e a profundidade  $h$  da rede.

Seu valor é obtido através da seguinte relação:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} + \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left[ \frac{3}{\frac{4.5}{6.7} \dots etc.} \right]$$

$K_i$  é um fator de correção por irregularidades do fluxo de corrente através da malha de terra. Este fator para efeito de cálculo “transforma” o fluxo de forma uniforme em toda a rede de terra.

$\rho$  é a resistividade média do solo, em ohm-metros, que vale 330  $\Omega$ .m.

$I$  é a corrente total efetiva máxima, em ampéres, que flui através da malha de terra até a terra, ajustada esta através de futuras topologias do sistema. Neste estudo esta corrente é a de curto circuito monofásico no setor de 138 kV no ano de 2020 (5.883 A)

$L$  é o comprimento total do condutor na malha de terra.

O comprimento total  $L$  é calculado ao igualarmos a tensão de malha ao potencial de “contato” tolerável máximo (em Volts), ou seja:

$$\frac{K_m K_i}{L} I \rho = \{(1000 + 1,5 \rho_s C_s) 0,116\} / \sqrt{t}$$

$$L = \frac{K_m K_i I \rho \sqrt{t}}{(1000 + 1,5 \rho_s C_s) 0,116}$$

### 6.2.1 Determinação dos Coeficientes $K_m$ e $K_i$ .

A determinação dos coeficientes  $K_m$  e  $K_i$  dependem da forma que será definida a malha. Será adotada neste projeto a malha “D”, pois apresenta uma distribuição de potencial mais uniforme na área da subestação.

**Tabela 44 – Alternativas de Malhas de Terra [1]**

1,83	1,74	1,74	1,73	1,33	1,33	1,73
			1,33	1,16	1,16	1,33
			1,33	1,16	1,16	1,33
	1,74	1,74	1,73	1,33	1,33	1,73

Malha A								Malha B				Malha C							
1,9	1,6	1,4	1,2	1,2	1,4	1,6	1,9	1,0	0,9	0,8	0,8	1,0	0,8	0,8	0,8	1,82			
1,6	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,6	0,8	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	0,6	0,7				
1,4	1,1	1,1	1,0	1,0	1,1	1,1	1,4	0,8	0,7	0,6	0,7	0,8	0,6	<del>0,4</del>	0,6				
1,2	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,2	0,8	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	<del>0,4</del>	0,7				
1,2	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,2	2,13      2,23				2,13      2,23							
1,4	1,1	1,1	1,0	1,0	1,1	1,1	1,4												
1,6	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,6	2,13      2,23				2,13      2,23							
1,9	1,6	1,4	1,2	1,2	1,4	1,6	1,9												

Malha D

Malha E

Malha F

**Tabela 45 - Coeficientes Km e Ki para as Alternativas de Malhas [1]**

Malha	A	B	C	D	E	F
Valor Máximo de Km x Ki	1,83	1,74	1,73	1,90	2,23	2,23
Coeficiente Km Calculado por Método Descrito	1,82	1,50	1,18	0,85	1,50	1,50
Coeficiente Ki = $\frac{Km \times Ki}{Km}$ (experimental)	1,00	1,16	1,47	2,21	1,49	1,49

Por meio de dados experimentais obtidos por Koch representados nas tabelas acima, podemos obter os valores dos coeficientes  $K_m$  e  $K_i$  de forma aproximada. Após ser definido a Malha D, o que nos orienta a utilizar a relação  $K_m \times K_i$  no valor 1,90.

O  $\rho_s$  a ser utilizado será aquele que está associado ao valor da tensão de contato máxima, ou seja, em região com brita 3.000  $\Omega.m$ , contudo levando-se em consideração a correção Cs.

O tempo  $t$  é de 0,5 segundos, sendo a condição mais severa.

Considerando-se esses valores, o comprimento L total da malha de terra será de 5.457 metros. Este valor está associado à máxima tensão de contato, por isso para um melhor desempenho na obtenção de tensões de malha mais seguras, iremos arredondar para 5.500 metros.

Logo, a tensão de malha poderá ser conhecida.

$$V_m = \frac{K_m K_i}{L} I \rho$$

$$V_m = 670,70 \text{ V}$$

### 6.3 Cálculo da Resistência Equivalente da Malha de Terra.

O cálculo da resistência equivalente dar-se-á pela expressão:

$$R_{eq} = \frac{\rho}{4 \cdot r_t} + \frac{\rho}{L}$$

$r_t$  é o raio da circunferência equivalente a área total ( $A = 18.164,40 \text{ m}^2$ ) da malha.

$$r_t = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = 76,04 \text{ m}$$

$$R_{eq} = 1,15 \Omega.$$

## **Capítulo 7. Sistema de Proteção**

A proteção de uma subestação é um conjunto de sistemas que faz monitoramento, cuja finalidade é atuar quando algum componente da subestação está sofrendo algum tipo de falta. A parte primordial deste sistema são os relés, que são equipamentos capazes de detectar as faltas, e que por sua vez também fazem a conexão automática aos equipamentos de pátio que são integrantes do sistema de proteção, mais precisamente chaves seccionadoras e disjuntores, operando-os de tal forma a modificar a topologia do circuito permitindo o isolamento da região afetada pela falta.

Os relés podem ser classificados como diferencial, distância, direcional, sobrecorrente, sobretensão, subtensão e sincronismo dentre outros. Para este projeto o relé a ser utilizado será digital numérico, conforme explicitado no edital 005/2006 anexo 7G da ANEEL, que permite a opção de utilizar todas as funções, ora ditados, e que posteriormente neste trabalho será mais bem aquilatado.

Conforme estabelecido em edital, para cada equipamento, com exceção aos barramentos, deverá ser protegido, no mínimo, por dois conjuntos de proteção completamente independentes, totalmente redundantes.

Os sistemas de proteção são identificados como:

- Proteção principal e proteção auxiliar.
- Proteção principal e proteção de retaguarda.

### **7.1 Aspectos Gerais Quanto à Proteção.**

#### **7.1.1 Tipos de Proteção**

Sobre os níveis de proteção podemos notar que caso ocorra um defeito dentro da zona protegida, a proteção principal deverá atuar desligando todos os disjuntores com o objetivo de isolar o defeito

A proteção de retaguarda é aquela que somente deverá atuar na ocorrência de uma eventual falha da proteção principal.



A proteção auxiliar é constituída de funções auxiliares das proteções principais e de retaguarda. Seus objetivos são sinalização, alarme, temporização, intertravamento, etc.

Vale ainda ressaltar as atuações da proteção no que diz respeito ao sincronismo na hora da proteção atuar nos equipamentos. É de fundamental importância que os equipamentos sejam manobrados de maneira correta para não prejudicar o sistema.

### **7.1.2 Características dos Relés**

Os relés são equipamentos sensíveis que garantem confiabilidade em sua aplicação. O desempenho está associado às seguintes propriedades que são de fundamental importância aos sistemas de potência.

- Velocidade – a proteção deverá ser eficiente, garantindo o rápido desligamento do trecho ou equipamento defeituoso.
- Seletividade – a proteção tem total flexibilidade de modificar a topologia para isolar o sistema defeituoso, evitando desligamento.
- Sensibilidade – a proteção precisa atuar com a menor margem de tolerância quando ocorrer anomalias. Desta forma, evitam-se desligamentos precipitados.
- Confiabilidade – operação do sistema com qualidade e eficiência.

### **7.1.3 Filosofia de Proteção Utilizada**

O sistema de proteção utilizado da SE Foz do Iguaçu Norte é composto pela proteção das linhas de 230 kV, do barramento 230 kV, dos transformadores de potência, do barramento de 138 kV e do serviço auxiliar.

O futuro sistema de proteção terá as seguintes características de verificação dos defeitos:

### 7.1.3.1 Proteção Diferencial LT

O princípio básico de funcionamento de um relé diferencial de LT baseia-se na comparação entre a corrente elétrica que entra e a corrente elétrica que sai de um determinado elemento do sistema. Essa comparação é feita através de relés conectados a transformadores de corrente. Trata-se de uma proteção segregada por fase, de alta velocidade, para linhas de transmissão aéreas não muito longas e cabos subterrâneos, com ou sem compensação série.

Para um relé diferencial, temos a seguinte relação:

$$\dot{I}_{entrada} = \dot{I}_{saída} + \dot{I}_{relé}$$

Quando temos as condições de  $\dot{I}_{entrada} = \dot{I}_{saída}$  e  $\dot{I}_{entrada} - \dot{I}_{saída} \leq \dot{I}_{ajustado\ relé}$ , a proteção não atua, pois nestes casos ou a corrente do relé é zero e, portanto não temos um desbalanço na rede ou a diferença das correntes que entram e saem é menor que a ajustada para a atuação do relé.

Caso  $\dot{I}_{entrada} - \dot{I}_{saída} > \dot{I}_{ajustado\ relé}$ , a proteção atua, pois a diferença das correntes que entram e saem é maior que a ajustada para atuação do relé, fazendo com que o mesmo atue. A figura 7 exemplifica as características de atuação para a proteção diferencial.

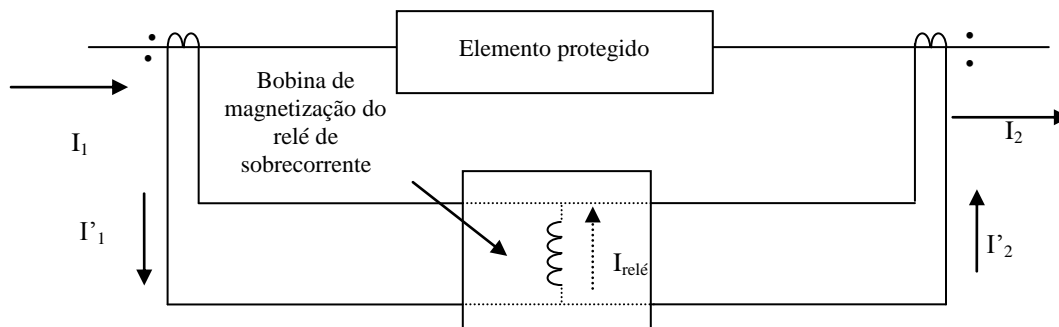


Figura 7 - Esquema Operação Proteção Diferencial

### **7.1.3.2 Proteção de Distância**

A proteção de distância é utilizada graças a sua ótima seletividade e grande velocidade de atuação. São sensíveis à relação entre tensão e corrente, isto é, à impedância vista. Como a impedância não deixa de ser uma medida da distância ao longo de uma linha de transmissão, estes relés são de extrema importância num sistema de potência. Ele opera medindo, portanto, o parâmetro impedância da linha de transmissão até o ponto de curto-circuito ou da carga.

O relé de distância recebeu este nome devido a sua filosofia de funcionamento se basear na impedância, admitância ou reatância vista pelo relé. Como esses parâmetros são proporcionais a distância, daí a origem do nome do relé. Na verdade o relé enxerga a impedância da linha e não a distância propriamente dita. Este relé pode ser dividido em relé de impedância, relé de admitância ou Mho e relé de reatância.

### **7.1.3.3 Proteção de Sobrecorrente Direcional**

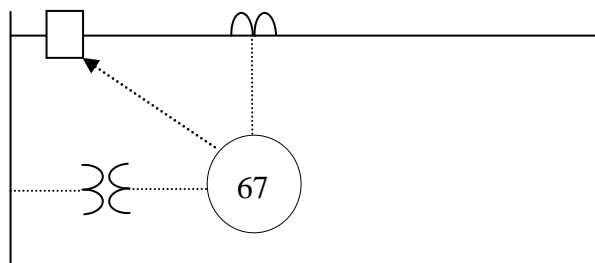
O relé direcional atua com o relé sobrecorrente, para que o mesmo opere apenas no sentido de fluxo de carga. Eles só contribuem para o disparo do disjuntor para um determinado sentido da corrente de defeito. Em geral o sentido de disparo adotado é o da corrente instantânea fluindo da barra para a linha quando a tensão instantânea da barra em relação à terra for positiva.

Para que seja feita a coordenação de um sistema em anel, é necessário que o relé direcional atue em conjunto com o relé de sobrecorrente. O relé direcional faz com que um sistema em anel se comporte como dois sistemas radiais em sentidos opostos.

Este relé atua obedecendo duas grandezas parametrizadas, sendo elas:

- Uma grandeza de polarização que normalmente é a tensão, podendo ser a corrente também;
- Uma grandeza de operação, sendo a corrente normalmente usada.

Este relé atua comparando a corrente de operação com a tensão ou corrente de polarização. Quando tivermos uma diferença nos sentidos destas grandezas, o relé de sobrecorrente direcional atua, abrindo o disjuntor. A figura abaixo demonstra como este relé está conectado à barra.



**Figura 8 - Ligação de Relé Sobrecorrente Direcional à Barra**

#### **7.1.4 Proteção da Linha Cascavel Oeste – Foz do Iguaçu Norte 230 kV**

Como principal proteção das linhas de transmissão utiliza-se o relé de proteção diferencial, que é denotado pela função 87L, e para proteção de retaguarda o relé direcional de sobrecorrente, denotado pela função 67 e o relé de distancia, denotado pela função 21.

A figura 9 mostra o diagrama unifilar de proteção utilizado para a LT 230kV Foz do Iguaçu Norte – Cascavel Oeste.

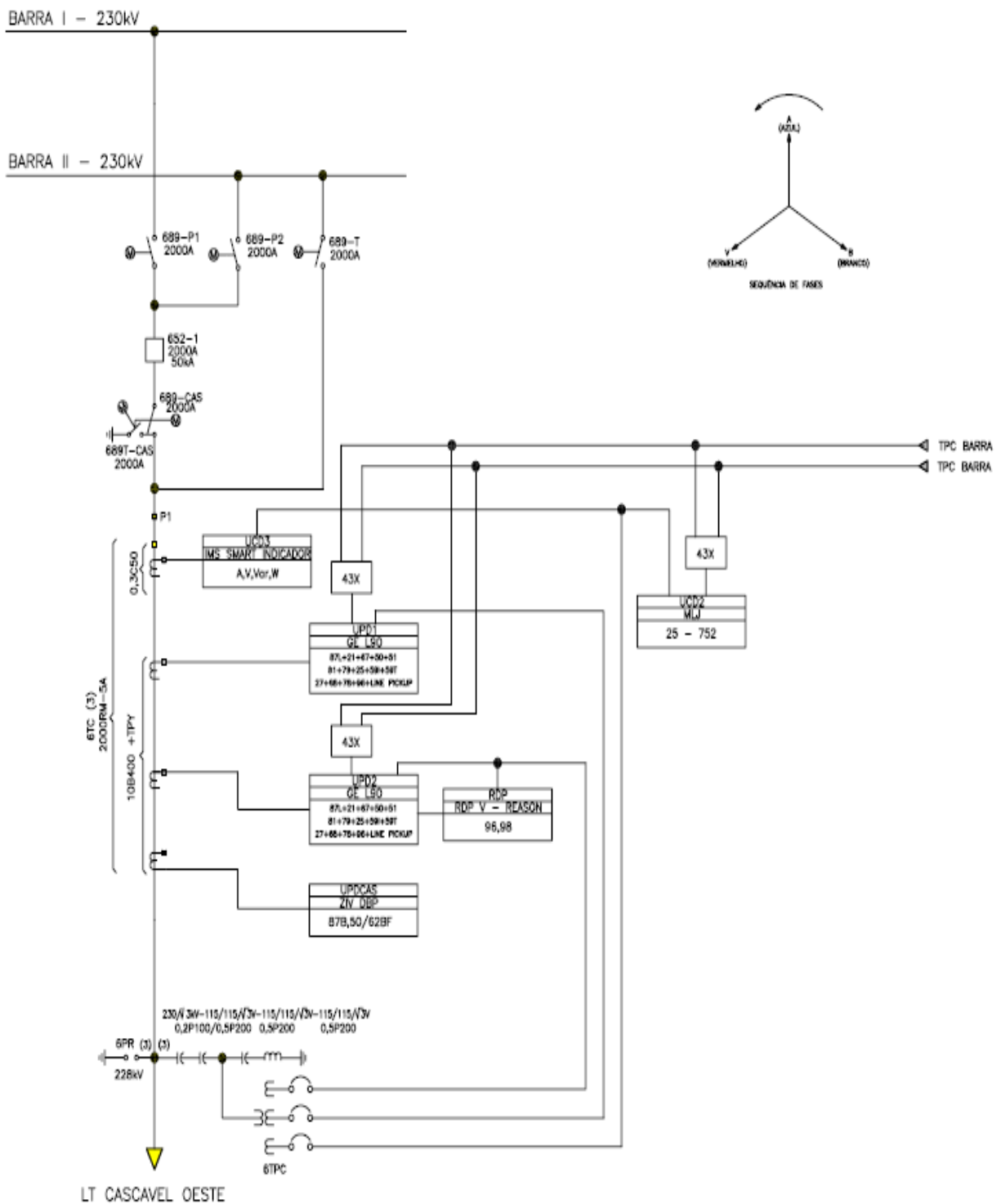


Figura 9 - Esquema Proteção de LT

A proteção é redundante através da utilização de dois relés idênticos, sendo que cada um deles utiliza a proteção unitária e as funções de retaguarda. Uma é chamada de proteção principal e a outra de retaguarda.

As seguintes funções estarão ativas e/ou implementadas, conforme podemos verificar abaixo:

- Diferencial de linha (87L);
- Distância de fase (21);
- Distância de neutro (21G);
- Subtensão (27);
- Verificação do sincronismo e religamento automático monopolar ou tripolar (25/79);
- Sobrecorrente direcional de neutro (67G);
- Bloqueio por oscilação de potência (68);
- Sub/Sobrefrequência, taxa de variação de frequência  $df/dt$  (81);
- Sobretensão de seqüência negativa (59I);
- Sobretensão de neutro (59T).

Os relés utilizados foram os seguintes, conforme abaixo:

- **Proteção principal:** UPD1 (Tipo L90 da GE);
- **Proteção alternada:** UPD2 (Tipo L90 da GE);
- **Verificação de sincronismo:** UCD2 (Tipo MLJ da GE).

O relé L90 do fabricante *General Electric* (GE), é um dispositivo digital numérico multifuncional, cuja principal utilização é como proteção diferencial de corrente para linhas de transmissão. Possui também funções de retaguarda de distância, de sobrecorrente de fase e de neutro, de sobrecorrente de terra, de sobrecorrente de seqüência negativa, direcional de sobrecorrente de fase e de neutro, subtensão e sobretensão. Outras funções de proteção como “line pickup” e “stub bus” estão disponíveis. Possui também funções de oscilação de potência e perda de sincronismo. Estão disponíveis funções de religamento automático (para até dois disjuntores no terminal) e check de sincronismo.

O MLJ é um relé digital de verificação de sincronismo que tem como principais aplicações o restabelecimento da conexão entre duas partes de um sistema, religamento automático após abertura por relé de proteção e fechamento manual de disjuntores.

O MLJ utiliza-se da medição de tensões de barra e de linha, e verifica:

- Diferença de tensão
- Diferença de frequência
- Ângulo de fase entre as duas tensões

O relé permite o fechamento do disjuntor quando os valores medidos estiverem dentro dos valores ajustados e permanecerem durante o tempo ajustado.

A função de sincronismo, com tensão na linha e na barra, pode ser controlada por duas unidades de subtensão, que permite a operação do sincronismo quando ambas as tensões forem superiores ao valor ajustado.

#### **7.1.5 Proteção de Barra**

Para a proteção dos barramentos de 230kV/138kV foi utilizada a unidade de proteção diferencial de barra (função 87B). Vale lembrar que para a proteção de barra será utilizada apenas a proteção principal.

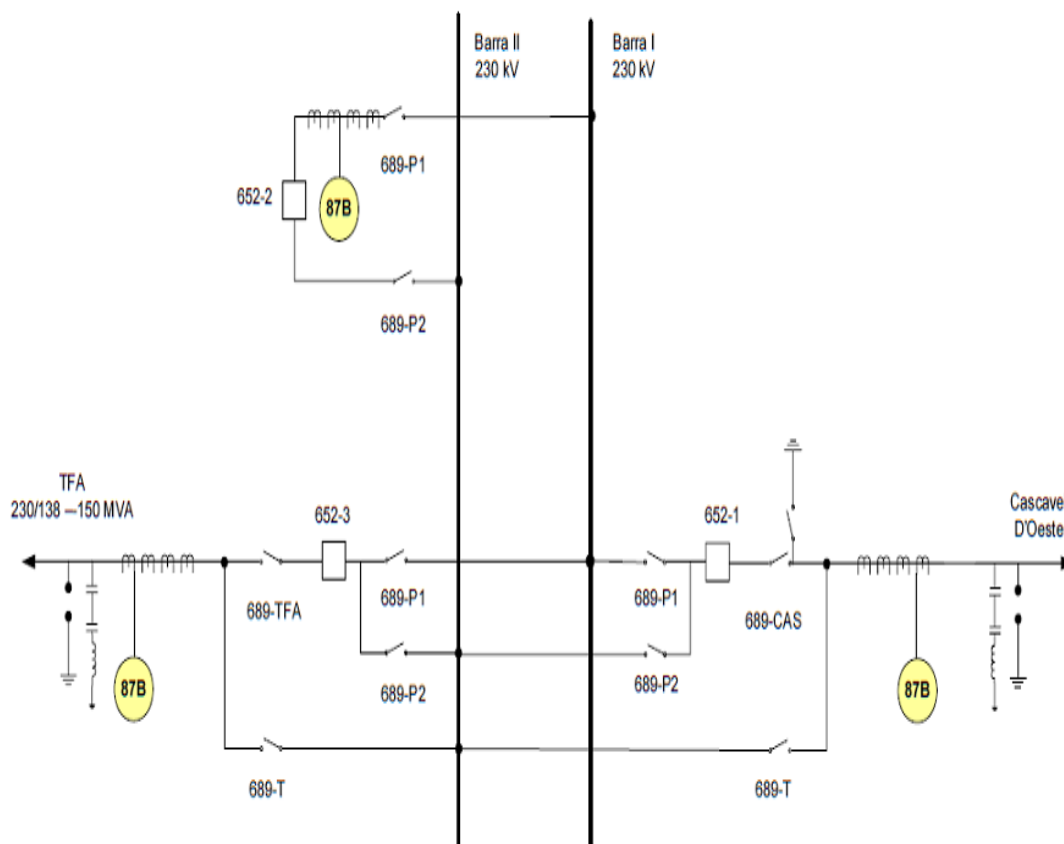
O relé digital utilizado segue descrito abaixo:

Proteção Principal:

- Relé Tipo DBP-B1N-2E0103FDA
- Função: 87B

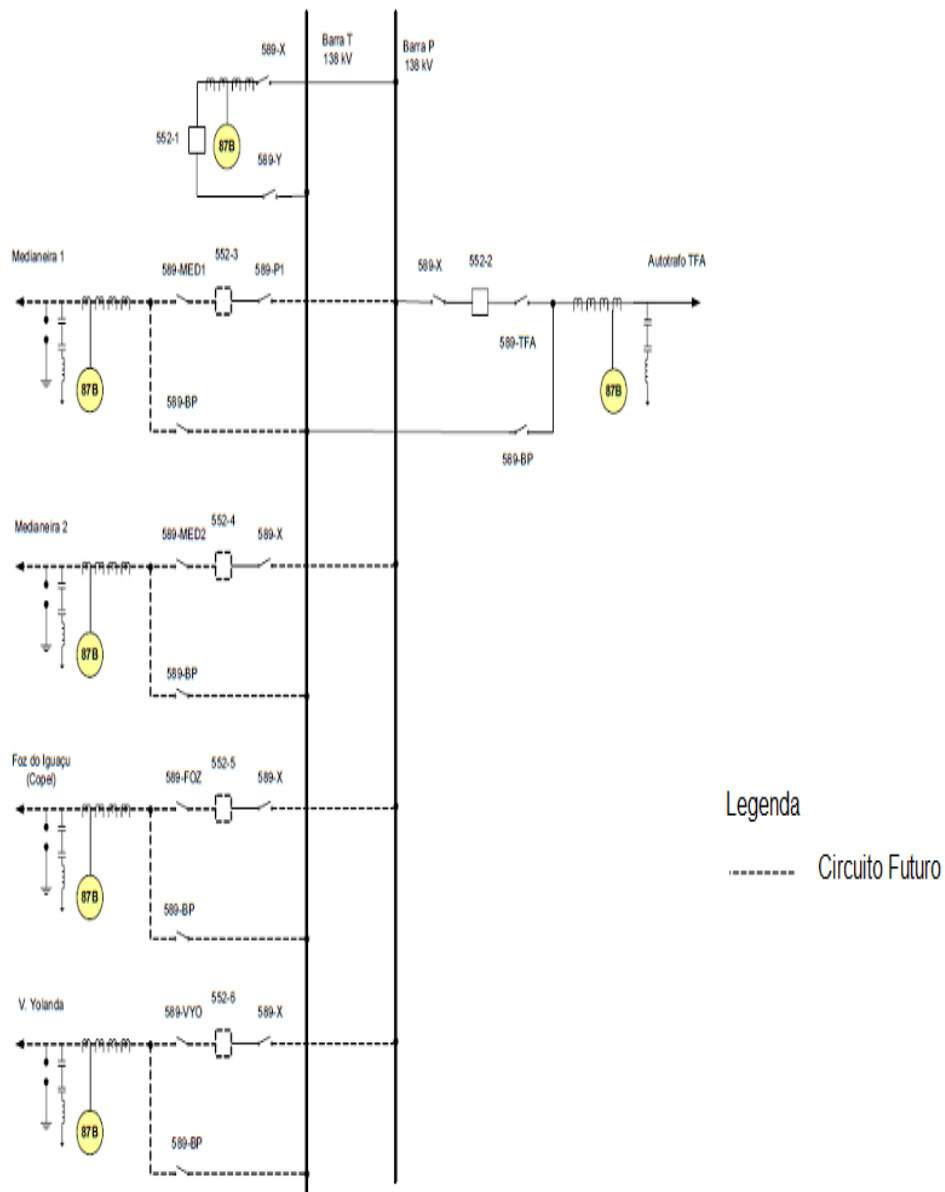
Este relé atua sobre o relé de bloqueio (função 86B) que tem a função de impedir que o operador da subestação religue o sistema em um curto-circuito.

As figuras 10 e 11 mostram diagramas unifilares da proteção de barra para cada nível de tensão em questão:



**Figura 10 - Unifilar Proteção de barra 230 kV**





**Figura 11 - Unifilar Proteção de Barra 138 kV**

### 7.1.6 Proteção dos Autotransformadores

Os transformadores são equipamentos que necessitam de uma proteção especial em face de sua importância dentro do sistema de potência. É comprovado que as falhas são bastante incomuns, porém são possíveis de

ocorrer, tornando-se necessário uma supervisão mais detalhada com enfoque a várias possibilidades de defeito.

No tocante para a proteção principal é utilizada a função diferencial (87T), ao passo que para a proteção de retaguarda teremos a função de sobrecorrente temporizado com elemento instantâneo de neutro (50/51N) e sobrecorrente com elementos instantâneo e temporizado de fase (50/51). O relé 50/51 protege o transformador para as faltas fase-fase, e o relé 50/51N é o responsável pela proteção das faltas fase-terra. Para ambas as proteções, selecionou-se o relé T60-GE, que é um dispositivo digital numérico multifuncional para proteção primária e gerenciamento de transformadores de baixa, média e alta tensão.

Vale ressaltar ao exposto acima, que em conjunto ao sistema de proteção elétrico, o autotransformador é supervisionado, igualmente, pelo sistema de proteção contra incêndio, no qual é chamado de proteção intrínseca. Esta tem em sua abordagem monitorar as condições ideais de funcionamento por meio dos seguintes dispositivos: relé detector de temperatura (49), relé detector de temperatura do óleo (26), relé detector de gás (63), relé indicador de nível de óleo (71), e o relé de válvula de alívio de pressão (20).

Ambas as proteções, por ora mencionadas, trabalham de forma interligada a fim de estabelecer uma harmônica consolidação do presente sistema.

#### Relé de Sincronismo do lado de 138 kV

- Relé tipo MLJ1005B010G00C – GE
- Função 25

O MLJ é um relé digital de verificação de sincronismo que tem como principais aplicações o restabelecimento da conexão entre duas partes de um sistema, religamento automático após abertura por relé de proteção e fechamento manual de disjuntores.

Utiliza a medição de tensões de barra e de linha, e verifica:

- Diferença de tensão,
- Diferença de frequência,
- Ângulo de fase entre as duas tensões.

O relé permite o fechamento do disjuntor quando os valores medidos estiverem dentro dos valores ajustados e permanecerem durante o tempo ajustado.

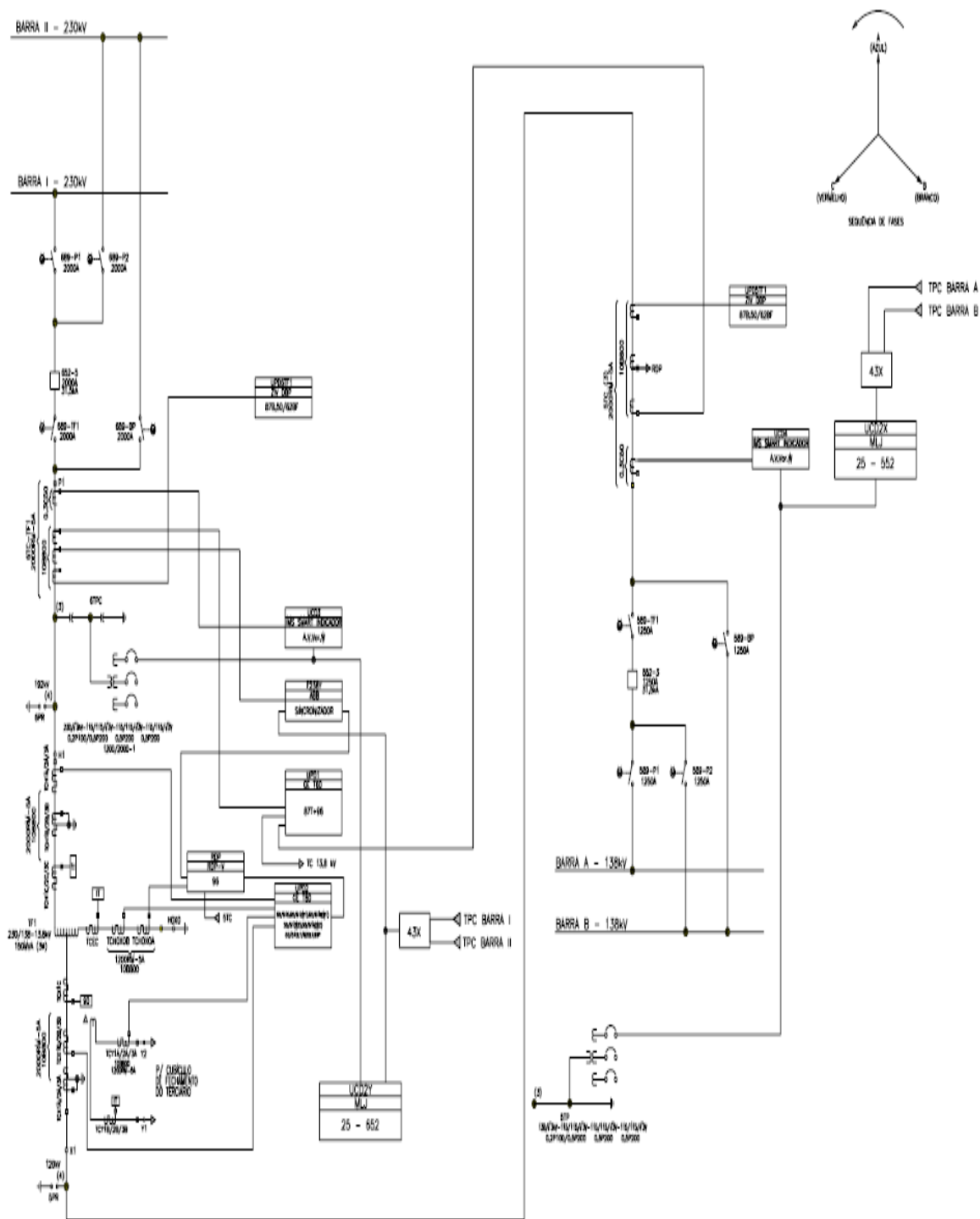


Figura 12 - Unifilar de proteção do Autotransformador

### 7.1.7 Proteção do Serviço Auxiliar

O serviço auxiliar é suprido por um alimentador da COPEL em 13,8 kV, que alimenta o TRSA1 de 13,8/0,48 kV – 500 kVA.

Para a proteção do serviço auxiliar contra curto-circuito entre fases, foi utilizada a função do relé de sobrecorrente temporizado com elemento instantâneo (50/51) e para a proteção contra curto-circuito fase-terra a função de sobrecorrente temporizado com elemento instantâneo de neutro (50/51N). O relé utilizado para este tipo de função foi o MRI3-I5-E5D-M de fabricação SEG, tanto para a função sobrecorrente do lado 13,8 kV quanto da função de sobrecorrente de neutro do lado de 0,48 kV. Este dispositivo atua sobre o relé de bloqueio (função 86) que tem a função de impedir que o operador da subestação religue o sistema em um curto-circuito.

A proteção intrínseca do TRSA1 é constituída pelos seguintes relés: Relé detector de gás (Buchholz) 63 e relé detector de temperatura do enrolamento 49. Estes relés atuam disparando um alarme e conseqüentemente realizando a abertura dos disjuntores do setor primário como do setor secundário. O diagrama unifilar abaixo ilustra o sistema de proteção adotado para o TRSA1 – 23/0,48 kV.

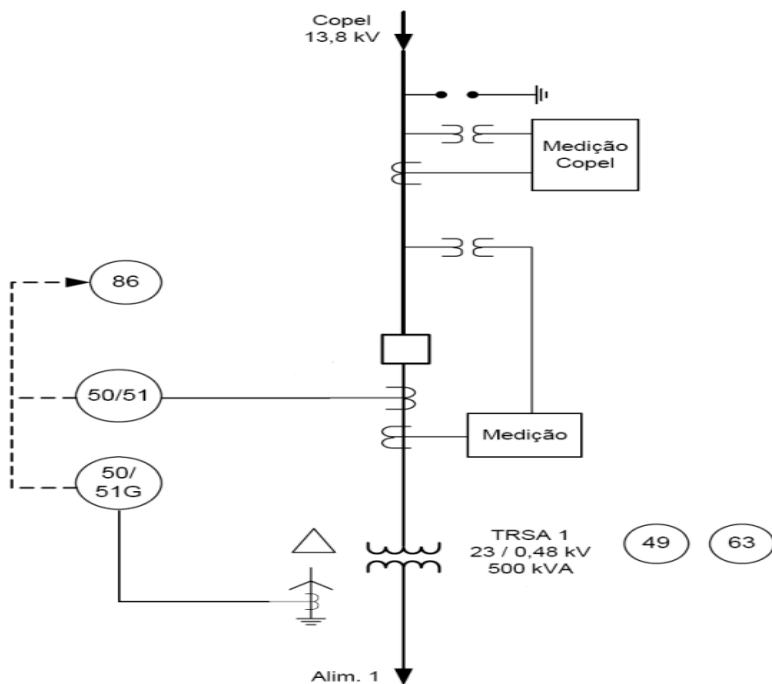


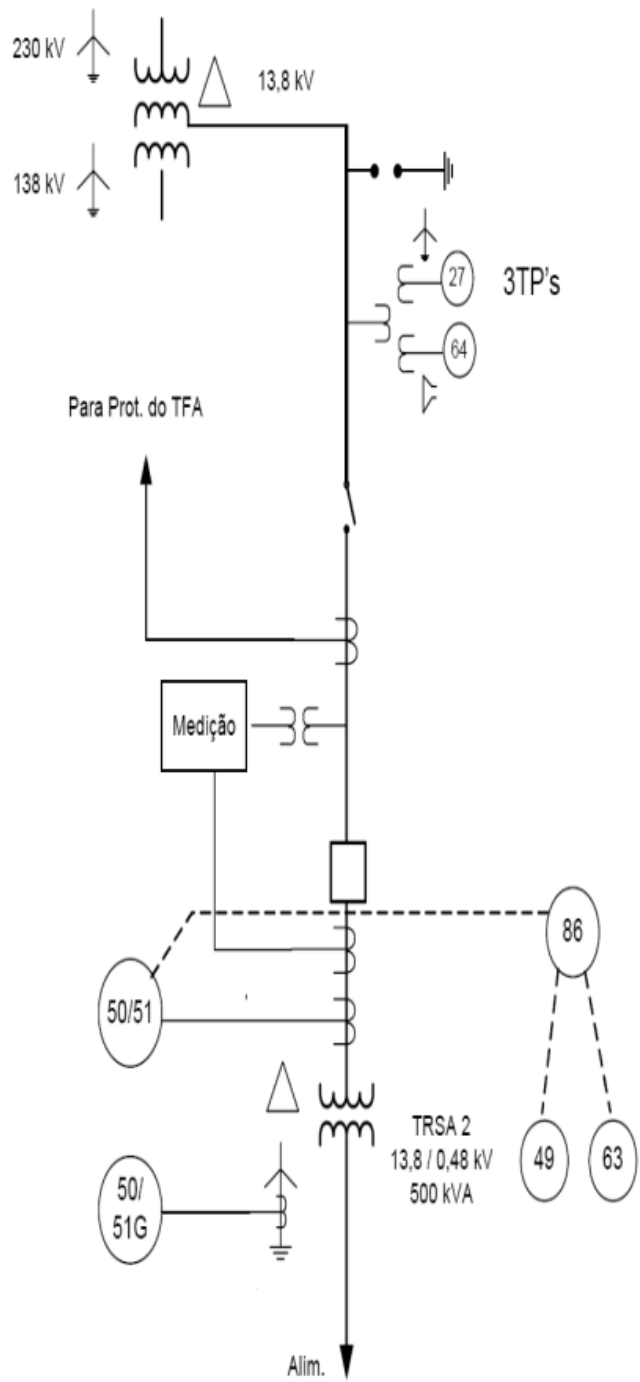
Figura 13 - Unifilar de Proteção de TRSA1

Há outras fontes do lado terciário do Autotransformador TFA 230/138/13, 8 kV de 150/150/7, 5 MVA que alimenta o transformador TRSA2 de 13,8/0,48 kV – 500 kVA.

Para a proteção contra curto-circuito entre fases, foi utilizada a função do relé de sobrecorrente temporizado com elemento instantâneo (50/51) e para a proteção contra curto-circuito fase-terra a função de sobrecorrente temporizado com elemento instantâneo de neutro (50/51N). O relé utilizado para este tipo de função foi o MRI3-I5-E5D-M de fabricação SEG, tanto para a função sobrecorrente do lado 13,8 kV, quanto da função de sobrecorrente de neutro do lado de 0,48 kV. Além disso, foi realizada a proteção contra sobretensão (64) e subtensão (27) para o lado terciário de 13,8 kV do TFSA.

A proteção intrínseca do TRSA2 é constituída pelos seguintes relés: Relé detector de gás (Buchholz) 63 e relé detector de temperatura do enrolamento 49. Estes relés atuam disparando um alarme e conseqüentemente disparando tanto os disjuntores do setor primário como do setor secundário.

Ligada a estes relés, existe um relé de bloqueio 86, que no caso de falta impede que o operador da subestação religue o sistema. O diagrama unifilar abaixo ilustra o esquema de proteção adequado para a proteção do terciário do TFSA1 e TRSA2 – 13,8 kV/0,48kV.



**Figura 14 - Unifilar Proteção TRSA2**

## Capítulo 8. Conclusões

O processo de expansão e de interligação do sistema elétrico nacional prevê soluções diferenciadas desde a geração de energia até a distribuição ao consumidor final. Assim, novas fontes de energia e de transmissão fazem parte disso e são de fundamental importância para um crescimento sólido de um país. Para tanto, deve-se ressaltar que as regiões do Brasil possuem um grande potencial de geração de energia, tais como o Norte em relação às Hidroelétricas e o Nordeste para a possibilidade de futura geração de energia eólica<sup>1</sup>.

A expansão que foi desenvolvida neste trabalho não foge à regra acima e encaixa-se neste perfil. Este trabalho mostrou um exemplo de forma resumida como é realizado a expansão do sistema de transmissão deste outorgadas as regras por meio de leilões gerenciados pela ANEEL.

A subestação de Foz do Iguaçu Norte, bem como o desenvolvimento de todo o empreendimento de expansão, mostra-se satisfatório e capaz de atender as necessidades estabelecidas no estudo de expansão da região de Foz do Iguaçu, no qual é integrante deste trabalho por meio do Anexo I e tem uma breve descrição no Capítulo 2.

Entretanto, ao tentar-se enxugar custos, os projetos defendidos em grande parte dos estudos de expansão de transmissão apresentam soluções a curto prazo, o que de fato poderia ser melhor aproveitada para realizar-se um dimensionamento mais a longo prazo da ampliação do sistema de transmissão.

---

<sup>1</sup> No ano de 2009 foi licitado o primeiro leilão público de energia eólica do país. Especialistas do *blog. planalto.gov.br/sucesso-de-leilao-de-energia-eolica-deve-triplicar-capacidade-brasileira-no-setor* constataram que o Brasil tem um potencial de geração de energia eólica de 143 GW.

## Referências Bibliográficas

- [1] Martín, José Raúl – Diseño de Subestaciones Eléctricas – McGraw-Hill/Interamericana de México – 1992
- [2] Herszterg, Ivan – Notas de Aula – Disciplina de Subestações – UFRJ – 2008.
- [3] Stevenson, William D. Jr – Elementos de Análise de Sistemas de Potência (Elements of Power System Analysis) – McGraw – Hill.
- [4] Relatório I – Viabilidade Técnico-Econômica Estudo de Expansão para Região de Foz do Iguaçu (COPEL/PET13/2002) – Julho/2002
- [5] Edital ANEEL 005/2006 – Anexo 6G;
- [6] Engenharia, Marte – Especificação Técnica - Pára – Raios - 2008.
- [7] Engenharia, Marte – Especificação Técnica – Chaves Seccionadoras – 2008.
- [8] Engenharia, Marte – Especificação Técnica – Disjuntores – 2008
- [9] Engenharia, Marte – Especificação Técnica – Isoladores de Pedestal – 2008.
- [10] Engenharia, Marte – Especificação Técnica – Autotransformador – 2008.
- [11] Engenharia, Marte – Especificação Técnica – Transformadores de Potencial – 2008
- [12] Engenharia, Marte – Especificação Técnica – Transformadores de Corrente – 2008.
- [13] Engenharia, Marte – Memória de Cálculo – Malha de Terra – 2008.
- [14] Estudo de Seletividade e Cálculo dos Ajustes das Proteções do Autotransformador TFA 230/138/13,8 kV – Consultoria e Serviços, Virtus – 2009.
- [15] Estudo de Seletividade e Cálculo dos Ajustes da Proteção do Barramento de 230 kV - Consultoria e Serviços, Virtus – 2009
- [16] Estudo de Seletividade e Cálculo dos Ajustes da Proteção do Barramento de 138 kV - Consultoria e Serviços, Virtus – 2009
- [17] Fotos e anotações – Visita Técnica – SE Foz do Iguaçu Norte (PR) – 2009
- [18] Kindermann, Geraldo– Proteção de Sistemas Elétricos de Potência – 2005
- [19] Nemésio, Jorge – Apostilas Disciplina de Equipamentos Elétricos – UFRJ – 2008.
- [20] Engenharia, Marte – Especificação Técnica Grupo Motor Gerador – 2008;



- [21] Itaipu – Transformadores - Folha de requisitos Técnicos – Transformadores de Serviços Auxiliares
- [22] Tectrol – Folha de requisitos Técnicos – Baterias e Carregadores – 2006
- [23] COPEL – Espaçamentos elétricos em subestações
- [24] EPE – DEE – RE – 139/2008-r0
- [25] ABB – Ficha Técnica do Autotransformador
- [26] Anexo Edital ANEEL 005/2006 – Anexo 6G - Características da Área para Novas Instalações
- [27] ANBT NBR-6855
- [28] ABNT NBR-5416
- [29] Resolução Normativa ANEEL nº. 191

**Anexo I – Principais Aspectos do Relatório de Viabilidade Técnico-Econômica - Estudo de expansão para a região de Foz do Iguaçu – Julho/2002**

Para analisar as alternativas possíveis deste empreendimento foram utilizados cenários em que é atribuído cargas aproximadas dos anos de 2004, 2007 e 2011 da região.

As principais cargas para a região de Foz do Iguaçu são:

**Tabela 46 - Previsão de Carga para Condições de Carga Pesada (MW + jMVar) [4]**

<b>Subestação</b>	<b>2004</b>	<b>2007</b>	<b>2011</b>
Foz do Iguaçu	38,7 + j14,0	47,1 + j17,0	57,2 + j20,7
Vila Yolanda	44,5 + j22,2	53,8 + j26,8	64,6 + j32,2
Portal	19,9 + j9,2	24,0 + j11,1	28,3 + j13,1
Medianeira	36,2 + j13,9	43,3 + j16,6	50,9 + j19,5
Céu Azul	9,7 + j4,1	11,2 + j4,7	13,1 + j5,5
Total (MVA)	162,1	195,1	232,9

Verificando as alternativas possíveis, foi considerada a construção de uma nova subestação em área próxima ao seccionamento da LT 138 kV Medianeira – Foz do Iguaçu para suprimento à subestação Vila Yolanda, distante aproximadamente de 5 km da atual subestação Foz do Iguaçu. A denominação da subestação deverá ser Foz do Iguaçu Norte. A atual subestação Foz do Iguaçu 138 kV apresenta restrições ambientais e físicas, cujo arranjo deverá requerer mudanças de posições de “bays” de linhas, remanejamento de linhas, reformas das barras principal e transferência do setor de 138 kV e necessidade de nova casa de comando.

Esta nova localização da futura subestação permite uma maior confiabilidade do sistema, haja visto que a posição perante as subestações Foz do Iguaçu, Vila Yolanda e Portal, incluindo-se ainda a proximidade a uma fonte de 230 kV, permite uma configuração em anel.

Neste estudo não se inclui a possibilidade de alimentação pela conversora de Acaray devido às restrições dos equipamentos, falando-se em projeções futuras, proporcionando baixa confiabilidade. Além disso, há restrições em função do nível de tensão, pois a subestação Acaray tem em seu barramento tensão de 130 kV, o que poderia acarretar em um monitoramento através dos bancos de capacitores da subestação Cascavel setor 138 kV, de propriedade da COPEL.

Do mesmo modo, não será viável a operação do banco de capacitores da subestação conversora devido a sua incerteza de disponibilidade quando o sistema estiver operando em situações de emergência.

O sistema necessitará suprir os carregamentos tanto em operações normais quanto em situações de emergência sem a violação de tensão do sistema. Inclui-se ainda a esse estudo os equipamentos das subestações da região de implantação, haja visto que os limites de cada componente precisa ser respeitado.

Será verificado neste estudo o desempenho, levando-se em conta a situação em termos de carregamento adequado nos anos de 2004, 2007 e 2011 na região de Cascavel e Foz do Iguaçu, tanto em condições normais quanto em situações de emergência.

Inicialmente, analisou-se o desempenho com as configurações do ano de 2004, sem qualquer reforço do sistema, procurando avaliar principalmente em situações de emergência. Como o atendimento a Foz do Iguaçu é radial a partir de Cascavel, os resultados apresentaram violações de tensão e restrições de carregamento.

Uma vez confirmada a necessidade de reforços no sistema, o estudo deverá estabelecer um elenco de obras para a alternativa mais viável técnica e economicamente.

### **Operação em 230 kV da LT Cascavel – Foz do Iguaçu e a Construção da subestação Foz do Iguaçu Norte**

Esta alternativa propõe a construção da subestação Foz do Iguaçu Norte, como reforço ao sistema local e a mudança no nível de tensão da LT Cascavel – Foz do Iguaçu.

Através da análise das configurações da figura 1, procurou-se verificar a existência de violações no sistema. Após constatações dos problemas, foi feita uma análise de desempenho levando-se em conta a operação, em 230 kV, da LT Cascavel - Foz do Iguaçu, atualmente operando em 138 kV, associada a construção da subestação Foz do Iguaçu Norte 230/138 kV, para condição operação normal e de emergência. Apresentaremos abaixo duas situações que melhor estariam adaptadas a esta alternativa.

- Condição normal de operação:

O sistema não apresentou restrições de carregamento, porem observa-se abaixo na tabela 48 que os transformadores da SE Cascavel 150 MVA - 230/138 – 13,8 kV estão próximos de seu limiar.

**Tabela 47 - Condição de Carga Pesada em 2004 [4]**

<b>Instalação</b>	<b>Fluxo (MVA)</b>
LT 230 kV Cascavel - Medianeira (op. 138 kV)	83
LT 230 kV Medianeira - Foz do Iguaçu (op. 138 kV)	55
LT 138 kV Cascavel - Céu azul	84
LT 138 kV Céu azul – Medianeira	70
LT 138 kV Medianeira – Portal	55
LT 138 kV Portal - Vila Yolanda	32
LT 138 kV Vila Yolanda - Foz do Iguaçu	18
Transformador 1 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	135
Transformador 2 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	142
Transformador 3 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	134

- Em condições de emergência:

A perda de um dos transformadores 150 MVA 230/138 – 13,8 kV da subestação Cascavel acarretaria em perdas inadmissíveis para o desempenho do

sistema, sobrecarregando os outros transformadores a patamares que não possibilitaria a operação dos mesmos. Os valores de carregamento chegariam a 194 MVA e 205 MVA (8% e 14 %).

As perdas das LT's de 138 kV do sistema acarretam violações de tensões das subestações da região compreendida entre Cascavel e Foz do Iguaçu ( $V < 0,90$  pu). As linhas Cascavel – Medianeira e Cascavel – Céu Azul requerem cortes de carga na ordem de 40% e 20% respectivamente, para que o sistema respeite os critérios de restrições.

### **Operação das linhas Cascavel – Medianeira e Medianeira – Foz do Iguaçu em 230 kV.**

- Condição normal de operação:

O sistema não apresentou restrições.

- Em condições de emergência:

A perda do suprimento em 230 kV da subestação de Foz do Iguaçu proporciona violações de tensão, abaixo dos valores permitidos. Este fato tem como consequência o corte de carga das subestações Foz do Iguaçu e Vila Yolanda na ordem de 50% para cada uma.

A perda da linha de transmissão em 138 kV entre Foz do Iguaçu e Vila Yolanda acarreta em violação de tensão nas subestações da região, requerendo para as subestações Vila Yolanda e Portal um corte de carga da ordem de 30% e o acréscimo de bancos shunt de capacitores da ordem 7,2 Mvars e 4,8 Mvars, respectivamente, nessas subestações.

Em face dessas análises, em especial aos casos de emergência, precisou-se avaliar a necessidade de reforçar não somente com a construção da nova subestação de Foz do Iguaçu Norte ao sistema de transmissão.

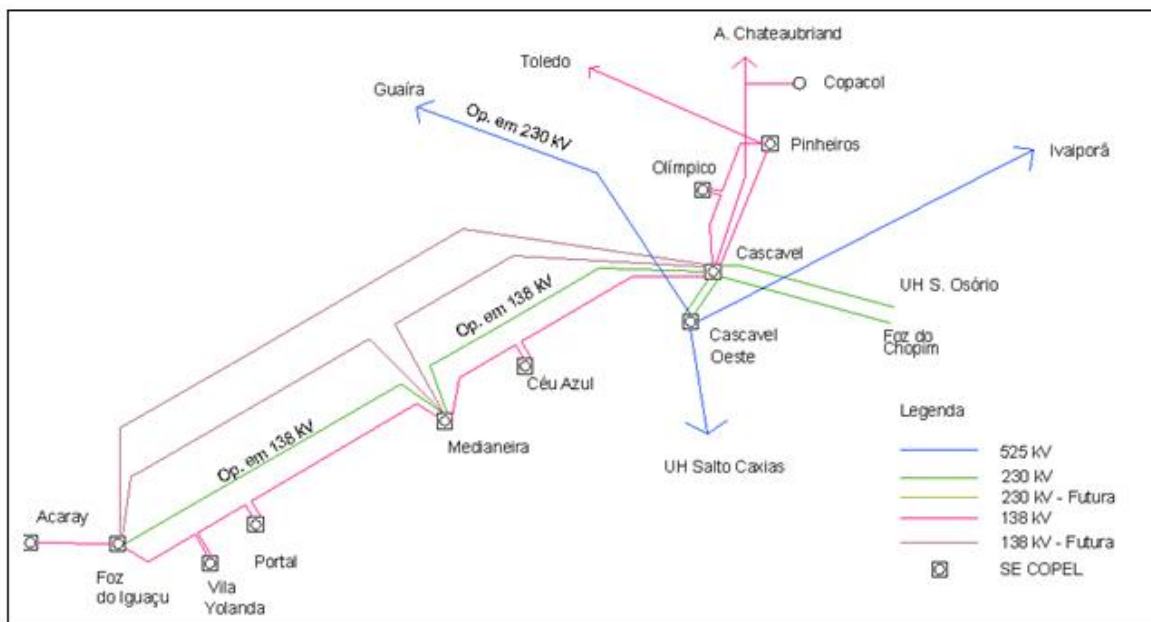
Evidenciando a fragilidade do sistema para o suprimento da subestação Foz do Iguaçu para o ano base de 2004, foram elaboradas as seguintes alternativas de reforço ao sistema da região, levando-se em conta a expansão do sistema de transmissão:

- Expansão em 138 kV,
- Expansão em 230 kV e 138 KV
- Expansão em 230 KV.

As alternativas de reforços citados acima serão avaliadas para os anos de 2004, 2007 e o ano horizonte de 2011, de modo a avaliar quais dessas alternativas seriam capazes de gerar segurança de suprimento a região de Foz do Iguaçu.

### Expansão em 138 kV.

- Construção da LT Cascavel – Foz do Iguaçu , circuito duplo, com condutor com bitola 397,5 kcmil, com 131 km de extensão, sendo um dos circuitos seccionado na subestação Medianeira. A figura 15 mostra a configuração mencionada.



**Figura 15 - Topologia com a Alternativa de Expansão em 138 kV [4]**

### Ano de 2004

- Condição normal de operação:  
O sistema não apresentou restrições e violações.

O mercado previsto para a região desta expansão exigirá mais dos transformadores 230/138 kV – 150 MVA da subestação Cascavel, conforme segue descrito na tabela 49.

**Tabela 48- Condição de Carga Pesada com Expansão em 138 kV em 2004 [4]**

<b>Instalação</b>	<b>Fluxo (MVA)</b>
Transformador 1 230/138 - 13,8 kV - 150 MVA	128
Transformador 2 230/138 - 13,8 kV - 150 MVA	135
Transformador 3 230/138 - 13,8 kV - 150 MVA	126

- Em condições de emergência:

Em face aos elevados fluxos verificados nos transformadores da subestação Cascavel, a falta de um deles tem como consequência um carregamento que ultrapassa os limites de potência dos outros transformadores, conforme seguem descrição na tabela a seguir.

**Tabela 49 - Condição de Emergência com a Expansão em 138 kV em 2004 [4]**

<b>Instalação</b>	<b>Fluxo (MVA)</b>
Transformador 1 230/138 - 13,8 kV - 150 MVA	181
Transformador 2 230/138 - 13,8 kV - 150 MVA	192
Transformador 3 230/138 - 13,8 kV - 150 MVA	-

Devido a este fator, é necessário buscar novas alternativas de expansão. Como a alternativa em 138 kV mostrou ser restritiva para o desempenho adequado da subestação Cascavel, e devido às características radiais de fornecimento à região de Foz do Iguaçu, através de quatro linhas de transmissão em 138 kV, que provoca maior solicitação da transformação em Cascavel. Logo, há uma necessidade de analisar uma expansão em 230 kV para não sobrecarregar os transformadores de Cascavel.

Por fim, a alternativa de reforço em 138 kV não apresentou condições adequadas para a solução do suprimento da região, devendo ser descartada esta expansão.

### Expansão em 230 kV e 138 kV

Operação em 230 kV da LT Cascavel – Foz do Iguaçu (atualmente seccionada na SE Medianeira), isolada em 230 kV e operando em 138 kV. Na operação dessa linha em 230 kV os pontos de conexão passarão a ser pelas subestações Cascavel Oeste e Foz do Iguaçu Norte.

- Construção da subestação Foz do Iguaçu Norte 230/138 kV.
- Construção da LT 138 kV Cascavel – Foz do Iguaçu Norte, em circuito duplo, cabo 397,5 kcmil, 126 km. Em primeira etapa será feito o lançamento apenas para um circuito, sendo posteriormente verificado um eventual lançamento do segundo circuito, sendo este seccionado na subestação Medianeira.

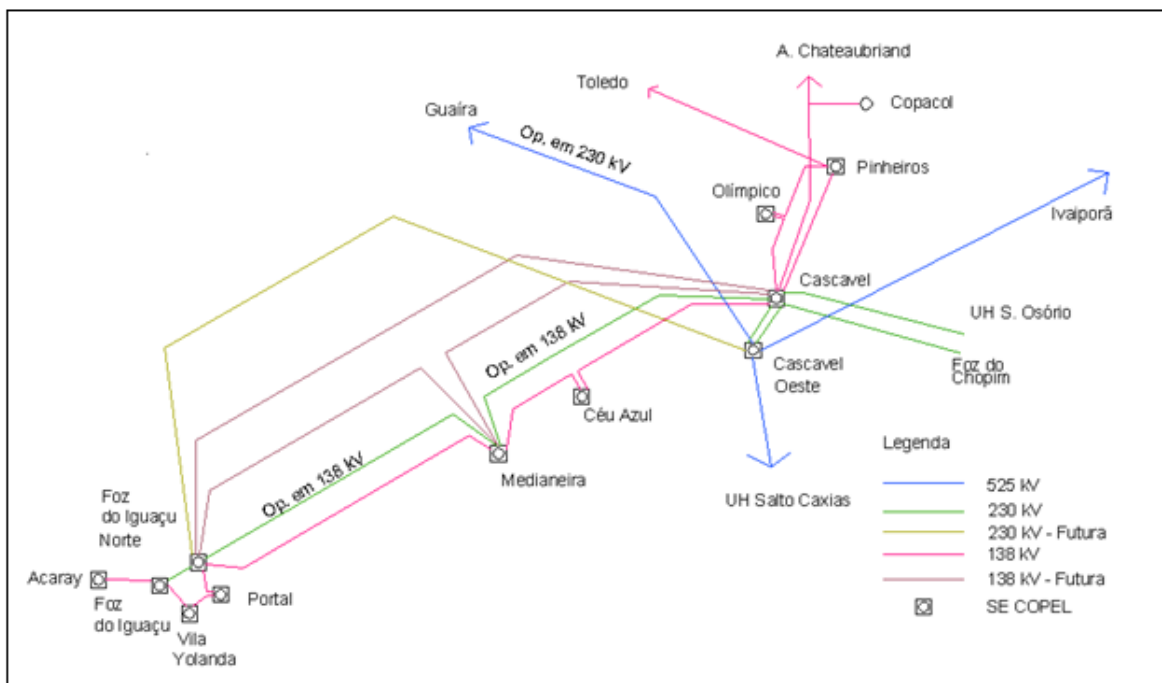


Figura 16 - Topologia com a Alternativa de Expansão em 230 kV e 138 kV [4]



### Ano de 2004

- Condição normal de operação:

O sistema não apresentou restrições e violações.

- Em condições de emergência:

O sistema não apresentou restrições e violações.

Segue na tabela 51 com a descrição da operação de emergência.

**Tabela 50 - Condição de Emergência com a Alternativa de Expansão em 230 kV e 138 kV em 2004 [4]**

<b>Contingência</b>	<b>LT de Maior Carregamento</b>	<b>MVA</b>
Cascavel Oeste - Foz do Iguaçu Norte 230 kV	Transformador 1 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	136
	Transformador 2 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	144
	Transformador 3 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	135
	Cascavel Oeste - Foz do Iguaçu Norte 230 kV	0
	Cascavel - Medianeira 138 kV	85
	Cascavel - Céu Azul 138 kV	84
Transformador 230/138 kV- 150 MVA - Cascavel	Transformador 1 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	139
	Transformador 2 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	146
	Transformador 3 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	0
	Cascavel Oeste - Foz do Iguaçu Norte 230 kV	93
	Cascavel - Medianeira 138 kV	29
	Cascavel - Céu Azul 138 kV	31

### Ano de 2007

- Condição normal de operação:

O sistema não apresentou restrições e violações.

- Em condições de emergência:

O sistema não apresentou restrições e violações.

A seguir estão tabeladas as emergências mais significativas e os carregamentos verificados.

**Tabela 51 - Condição de Emergência com a Alternativa de Expansão em 230 kV e 138 kV em 2007 [4]**

<b>Contingência</b>	<b>LT de Maior Carregamento</b>	<b>MVA</b>
Cascavel Oeste - Foz do Iguaçu Norte 230 kV	Transformador 1 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	162
	Transformador 2 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	171
	Transformador 3 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	161
	Cascavel Oeste - Foz do Iguaçu Norte 230 kV	0
	Cascavel - Medianeira 138 kV	110
	Cascavel - Céu Azul 138 kV	110
Transformador 230/138 kV- 150 MVA - Cascavel	Transformador 1 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	156
	Transformador 2 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	165
	Transformador 3 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	0
	Cascavel Oeste - Foz do Iguaçu Norte 230 kV	113
	Cascavel - Medianeira 138 kV	37
	Cascavel - Céu Azul 138 kV	39

Cabe salientar que em caso de perda da LT 230 kV Cascavel Oeste – Foz do Iguaçu Norte verificam-se violações de tensão nas seguintes subestações:

<b>Instalação</b>	<b>Tensão (pu)</b>
Foz do Iguaçu 138 kV	0,833
Vila Yolanda 138 kV	0,829
Portal 138 kV	0,833

**Tabela 52 - Violação das Tensões em Caso de Emergência com a Alternativa 230 kV e 138 kV em 2007 [4]**

Para resolver este problema foi necessária a aquisição de banco de capacitores novos e/ou adicionais, cujas especificações para operação são as seguintes:

**Tabela 53 - Banco de Capacitores para Expansão em 230 kV e 138 kV [4]**

<b>Instalação</b>	<b>Shunt (Mvar)</b>	<b>Tensão (pu)</b>
Foz do Iguaçu 138 kV	5,0 (adicional)	0,902
Vila Yolanda 138 kV	15,0 (adicional)	0,901
Portal 138 kV	10,0 (adicional)	0,902

**Ano de 2011**

- Condição normal de operação:

O sistema não apresentou restrições e violações.

A tabela a seguir apresenta os carregamentos das principais instalações de transmissão da região de Foz do Iguaçu.

**Tabela 54 - Condição de Carga Pesada com a Alternativa 230 kV e 138 kV em 2011 [4]**

<b>Instalação</b>	<b>Fluxo (MVA)</b>
Transformador 1 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	126
Transformador 2 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	133
Transformador 3 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	125
Transformador 1 230/138 - 13,8 kV - SE Foz do Iguaçu Norte	137
Cascavel Oeste - F. Iguaçu Norte 230 kV	144
Cascavel - Medianeira 138 kV	48
Cascavel - Céu Azul 138 kV	50

- Em condições de emergência:

As situações mais críticas seriam as perdas do sistema de 230 kV da subestação Foz do Iguaçu Norte, a perda de um dos transformadores de 230/138 kV da mesma subestação, assim como a perda da LT 138 kV entre Foz do Iguaçu Norte e Foz do Iguaçu, acarretariam restrições de tensão e carregamento ao sistema da região.

A seguir estão tabelados as emergências acima descritas e como ficariam os respectivos carregamentos.

**Tabela 55 - Condição de Emergência com a Alternativa de Expansão em 230 kV e 138 kV em 2011 [4]**

<b>Contingência</b>	<b>LT Maior Carregamento</b>	<b>MVA</b>
Cascavel Oeste - Foz do Iguaçu Norte 230 kV	Transformador 1 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	151
	Transformador 2 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	159
	Transformador 3 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	149
	C. Oeste - F. Iguaçu Norte 230 kV	0
	Cascavel - Medianeira 138 kV	84
	Cascavel - Céu Azul 138 kV	85
Transformador 230/138 kV- 150 MVA - Cascavel	Transformador 1 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	178
	Transformador 2 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	188
	Transformador 3 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	0
	C. Oeste - F. Iguaçu Norte 230 kV	147
	Cascavel - Medianeira 138 kV	44
	Cascavel - Céu Azul 138 kV	47
F. do Iguaçu Norte - F. Iguaçu 138 kV	Transformador 1 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	127
	Transformador 2 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	134
	Transformador 3 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	125
	C. Oeste - F. Iguaçu Norte 230 kV	145
	Cascavel - Medianeira 138 kV	48
	Cascavel - Céu Azul 138 kV	51
	F. Iguaçu Norte - Portal 138 kV	160

Na perda do sistema de 230 kV da subestação Foz do Iguaçu Norte, só foi possível manter o sistema dentro dos critérios através do recurso de corte de cargas na região. O percentual de corte foi de aproximadamente 40 % das cargas das subestações de Foz do Iguaçu, Vila Yolanda e Portal.

Por causa desse fato, foi considerado um reforço do sistema para a região o lançamento do segundo circuito, em 138 kV, na linha de circuito duplo já existente entre as subestações Foz do Iguaçu Norte e Cascavel.

Outrossim, foi possível verificar que o sistema da área de Foz do Iguaçu requer uma obra de duplicação da LT 138 kV Foz do Iguaçu Norte – Portal, visando eliminar a sobrecarga verificada nessa linha quando a mesma opera em condição de emergência.

A nova configuração para esta alternativa prevê o seguinte elenco de obras adicionais:

- Lançamento do segundo circuito de 138 kV na linha de circuito duplo já existente entre Cascavel e Foz do Iguaçu Norte, com cabo 397,5 kcmil, 126 km;
- Construção da LT 138 kV Foz do Iguaçu Norte – Foz do Iguaçu, cabo 397,5 kcmil, 3 km.
- Condição normal de operação:

Para esta nova configuração, o sistema da região não apresenta restrições ou violações, conforme mostra tabela 57.

**Tabela 56 - Condição de Carga Pesada com Ampliação da Alternativa em 230 kV e 138 kV [4]**

<b>Instalação</b>	<b>Fluxo (MVA)</b>
Transformador 1 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	131
Transformador 2 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	138
Transformador 3 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	129
Cascavel Oeste - F. Iguaçu Norte 230 kV	121
Cascavel - F. Iguaçu Norte 138 kV	29
Cascavel - Medianeira 138 kV	40
Cascavel - Céu Azul 138 kV	43

- Em condições de emergência:

Apesar de o segundo circuito previsto ter sido lançado, o sistema não resistiu às condições de emergência. As restrições de carregamento podem ser observadas na tabela 58.

**Tabela 57 - Condição de Emergência com Ampliação da Alternativa em 230 kV e 138 kV [4]**

<b>Contingência</b>	<b>LT Maior Carregamento</b>	<b>MVA</b>
Cascavel Oeste - Foz do Iguaçu Norte 230 kV	Transformador 1 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	177
	Transformador 2 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	189
	Transformador 3 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	176
	C. Oeste - F. Iguaçu Norte 230 kV	0
	Cascavel - F. Iguaçu Norte 138 kV	75
	Cascavel - Medianeira 138 kV	88
	Cascavel - Céu Azul 138 kV	88
Transformador 230/138 kV- 150 MVA - Cascavel	Transformador 1 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	181
	Transformador 2 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	191
	Transformador 3 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	0
	C. Oeste - F. Iguaçu Norte 230 kV	130
	Cascavel - F. Iguaçu Norte 138 kV	25
	Cascavel - Medianeira 138 kV	37
	Cascavel - Céu Azul 138 kV	40

Devido a essas análises foi possível verificar que o lançamento do segundo circuito de 138 kV entre as subestações Cascavel e Foz do Iguaçu Norte não é suficiente para eliminar as sobrecargas verificadas, ou seja, o sistema requer mais do que um reforço em 138 kV.

Assim, o reforço que permitiria um menor sobrecarregamento na SE Cascavel seria uma segunda linha de transmissão entre as subestações Cascavel Oeste e Foz do Iguaçu Norte. Somado a isto, será previsto um outro transformador 230/138 kV – 150 MVA na subestação Foz do Iguaçu Norte, devido ao carregamento do transformador existente atingir o limite de 150 MVA em condições de operação normal.

Esta nova configuração para a alternativa citada prevê as seguintes obras adicionais:

- Construção da LT Cascavel Oeste – Foz do Iguaçu Norte, cabo 795 kcmil, 115km;
- Instalação do segundo transformador 230/138 kV – 150 MVA na subestação Foz do Iguaçu Norte.

- Condição normal de operação:

Para essa configuração, verifica-se que, em condição normal de operação, o sistema não apresenta restrições, conforme tabela 59.

**Tabela 58 - Condição Carga Pesada Segunda Expansão em 230 kV e 138 kV [4]**

<b>Instalação</b>	<b>Fluxo (MVA)</b>
Transformador 1 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	118
Transformador 2 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	125
Transformador 3 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	117
Cascavel Oeste - F. Iguaçu Norte 230 kV	2x89
Cascavel - Medianeira 138 kV	29
Cascavel - Céu Azul 138 kV	33

- Em condições de emergência:

O sistema não apresentou restrições. A tabela 60 ilustra o desempenho em tal condição de operação:

**Tabela 59 - Condição de Emergência Segunda Expansão em 230 kV e 138 kV [4]**

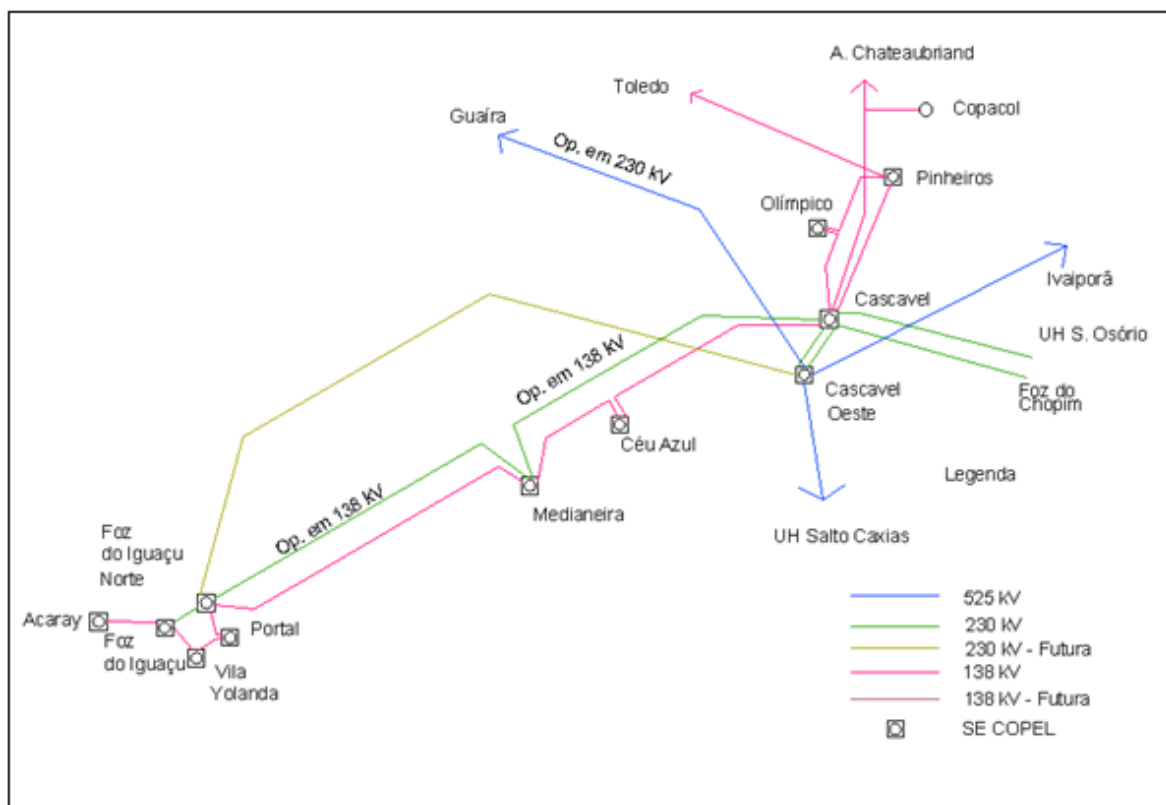
<b>Contingência</b>	<b>LT Maior Carregamento</b>	<b>MVA</b>
Transformador 230/138 kV- 150 MVA - Cascavel	Transformador 1 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	166
	Transformador 2 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	175
	Transformador 3 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	0
	C. Oeste - F. Iguaçu Norte 230 kV	2x84
	Cascavel - Medianeira 138 kV	25
	Cascavel - Céu Azul 138 kV	29

### Expansão em 230 kV.

Esta alternativa prevê o seguinte elenco de obras:

- Construção da LT Cascavel Oeste – Foz do Iguaçu Norte, cabo 795 kcmil, 115km;
- Construção da subestação Foz do Iguaçu Norte 230/138 kV, com um transformador 230/138 kV – 150 MVA.

A figura 17 mostra a configuração prevista.



**Figura 17 - Topologia com a Alternativa de Expansão em 230 kV [4]**

### Ano de 2004

- Condição normal de operação:  
O sistema não apresentou restrições e violações.
- Em condições de emergência:



O sistema não apresentou restrições e violações.

A tabela 61 ilustra os carregamentos mais significativos nas condições de emergência.

**Tabela 60 - Condição de Emergência com a Alternativa de Expansão de 230 kV em 2004 [4]**

<b>Contingência</b>	<b>LT Maior Carregamento</b>	<b>MVA</b>
Cascavel Oeste - Foz do Iguaçu Norte 230 kV	Transformador 1 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	135
	Transformador 2 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	143
	Transformador 3 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	134
	C. Oeste - F. Iguaçu Norte 230 kV	0
	Cascavel - Medianeira 138 kV	82
	Cascavel - Céu Azul 138 kV	83
Transformador 230/138 kV- 150 MVA - Cascavel	Transformador 1 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	137
	Transformador 2 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	145
	Transformador 3 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	0
	C. Oeste - F. Iguaçu Norte 230 kV	94
	Cascavel - Medianeira 138 kV	28
	Cascavel - Céu Azul 138 kV	31

#### **Ano de 2007**

- Condição normal de operação:

O sistema não apresentou restrições e violações.

- Em condições de emergência:

O sistema não apresentou restrições e violações.

A tabela 62 ilustra os carregamentos mais significativos nas condições de emergência.

**Tabela 61 - Condição de Emergência com a Alternativa de Expansão em 230 kV em 2007 [4]**

<b>Contingência</b>	<b>LT Maior Carregamento</b>	<b>MVA</b>
Cascavel Oeste - Foz do Iguaçu Norte 230 kV	Transformador 1 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	160
	Transformador 2 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	169
	Transformador 3 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	159
	C. Oeste - F. Iguaçu Norte 230 kV	0
	Cascavel - Medianeira 138 kV	107
	Cascavel - Céu Azul 138 kV	108
Transformador 230/138 kV- 150 MVA - Cascavel	Transformador 1 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	156
	Transformador 2 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	165
	Transformador 3 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	0
	C. Oeste - F. Iguaçu Norte 230 kV	113
	Cascavel - Medianeira 138 kV	36
	Cascavel - Céu Azul 138 kV	39

Verificou-se ainda, na perda da LT 230 kV Cascavel Oeste – Foz do Iguaçu Norte, violações de tensão nas subestações da tabela 63:

**Tabela 62 - Violação das Tensões em Caso de Emergência com a Alternativa 230 kV em 2007 [4]**

<b>Instalação</b>	<b>Tensão (pu)</b>
Foz do Iguaçu 138 kV	0,858
Vila Yolanda 138 kV	0,855
Portal 138 kV	0,859

Para eliminar essas violações serão necessários bancos de capacitores (novos e/ou adicionais) nas subestações citadas a seguir cujos montantes foram os seguintes.

**Tabela 63 - Banco de Capacitores para Expansão em 230 kV [4]**

<b>Instalação</b>	<b>Shunt (Mvar)</b>
Vila Yolanda 138 kV	10,0 (adicional)
Portal 138 kV	10,0 (novo)

**Ano de 2011**

- Condição normal de operação:

O sistema não apresentou restrições e violações.

A tabela 65 apresenta os seguintes carregamentos das principais instalações de transmissão da região de Foz do Iguaçu.

**Tabela 64 - Condição de Carga Pesada com a Alternativa de Expansão em 230 kV em 2011 [4]**

<b>Instalação</b>	<b>Fluxo (MVA)</b>
Transformador 1 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	126
Transformador 2 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	133
Transformador 3 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	125
Transformador 1 230/138 – 13,8 kV – SE F. do Iguaçu Norte	137
Cascavel Oeste - F. Iguaçu Norte 230 kV	144
Cascavel - Medianeira 138 kV	48
Cascavel - Céu Azul 138 kV	50

- Em condições de emergência:

As perdas mais significativas como o sistema de 230 kV de Foz do Iguaçu Norte, um dos transformadores da mesma subestação e a LT Foz do Iguaçu - F. do Iguaçu Norte acarretam violações de tensão e sobrecargas no sistema de transmissão da região.

A tabela 66 ilustra de maneira resumida as questões elucidadas acima.

**Tabela 65 - Condição de Emergência com a Alternativa de Expansão em 230 kV em 2011 [4]**

<b>Contingência</b>	<b>LT Maior Carregamento</b>	<b>MVA</b>
Cascavel Oeste - Foz do Iguaçu Norte 230 kV	Transformador 1 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	165
	Transformador 2 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	174
	Transformador 3 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	163
	C. Oeste - F. Iguaçu Norte 230 kV	0
	Cascavel - Medianeira 138 kV	96
	Cascavel - Céu Azul 138 kV	98
Transformador 230/138 kV -150 MVA - Cascavel	Transformador 1 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	178
	Transformador 2 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	188
	Transformador 3 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	0
	C. Oeste - F. Iguaçu Norte 230 kV	143
	Cascavel - Medianeira 138 kV	43
	Cascavel - Céu Azul 138 kV	47

Na emergência, em face da perda da LT Cascavel Oeste – Foz I. Norte o sistema se manterá sem restrições e violações caso haja um corte de carga em torno de 30 % nas subestações Foz do Iguaçu, Vila Yolanda e Portal.

Em função dessa restrição e da sobrecarga verificada no transformador 230/138 kV da subestação Cascavel, foi considerado como reforço de sistema para a região, a operação em 230 kV da LT Cascavel – Foz do Iguaçu (operando em 138 kV), conectando-se nas SE's 230 kV Cascavel Oeste e Foz do Iguaçu norte.

Igualmente, foi possível verificar que o sistema de Foz do Iguaçu precisa da duplicação da LT 138 kV Foz do Iguaçu Norte – Portal, visando eliminar a sobrecarga na LT 138 kV Foz Iguaçu – Foz do Iguaçu Norte.

A nova configuração para esta alternativa prevê o seguinte elenco de obras adicionais:

- Operação em 230 kV da LT Cascavel – Foz do Iguaçu (atualmente seccionada na SE Medianeira), isolada em 230 kV e operando em 138 kV. Na operação dessa linha em 230 kV os pontos de conexão passarão a ser as SE's Cascavel Oeste e Foz do Iguaçu Norte;
- Instalação do segundo transformador 230/138 kV – 150 MVA na SE Foz do Iguaçu Norte;
- Construção da LT 138 kV Foz do Iguaçu Norte – Foz do Iguaçu, cabo 397,5 kcmil, 3 km.

- Condição normal de operação:

O sistema não apresentou restrições e violações, conforme mostra a tabela

67.

**Tabela 66 - Condição Carga Pesada Segunda Expansão em 230 kV [4]**

<b>Instalação</b>	<b>Fluxo (MVA)</b>
Transformador 1 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	114
Transformador 2 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	121
Transformador 3 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	113
Cascavel Oeste - F. Iguaçu Norte 230 kV	2x88
Cascavel - Céu Azul 138 kV	49

- Em condições de emergência:

O sistema não apresenta restrições. A tabela 68 mostra o carregamento da região.

**Tabela 67 - Condição de Emergência Segunda Expansão em 230 kV [4]**

<b>Contingência</b>	<b>LT Maior Carregamento</b>	<b>MVA</b>
Transformador 230/138 kV -150 MVA - Cascavel	Transformador 1 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	160
	Transformador 2 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	168
	Transformador 3 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	0
	C. Oeste - F. Iguaçu Norte 230 kV	2x91
Cascavel Oeste - Foz do Iguaçu Norte 230 kV	Transformador 1 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	119
	Transformador 2 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	126
	Transformador 3 230/138 - 13,8 kV - SE Cascavel	118
	C. Oeste - F. Iguaçu Norte 230 kV	173
Cascavel - Céu Azul 138 kV	C. Oeste - F. Iguaçu Norte 230 kV	2x116
	F. Iguaçu Norte - Medianeira 138 kV	67

### **Análise dos Custos**

A tabela 69 apresenta o custo de investimento das alternativas analisadas. Esta análise visa obter o custo global e o valor presente de cada alternativa para efeito de comparação.

### **Expansão em 230 kV e 138 kV**

**Tabela 68 – Custos de Investimentos da Alternativa em Expansão em 230 kV e 138 kV [4]**

<b>Ano</b>	<b>Item</b>	<b>Local</b>	<b>Qtd</b>	<b>Custo Unit. (R\$)</b>	<b>Custo do Ítem (R\$)</b>	<b>Valor Presente (R\$)</b>
2004	EL 230 kV	C. Oeste	1	1.786.000	1.786.000	1.786.000
2004	EL 230 kV	Foz do I. Norte	1	1.786.000	1.786.000	1.786.000
				-	-	-
2004	TF 230/138 - 13,8 kV - 150 MVA	Foz do Ig. Norte	1	2.423.000	2.423.000	2.423.000
2004	CT 230 kV	Foz do Ig. Norte	1	1.452.000	1.452.000	1.452.000
2004	CT 138 kV	Foz do Ig. Norte	1	751.000	751.000	751.000
2004	Módulo Geral	Foz do Ig. Norte	1	7.089.000	7.089.000	7.089.000
2004	EL 138 kV	Foz do Ig. Norte	4	1.051.000	4.204.000	4.204.000
2004	LT 138 kV CS 397,5 MCM	Cascavel - Foz Ig. Norte	126	97.000	12.222.000	12.222.000
2004	LT 138 kV CD 397,5 MCM	Secc Casc - Foz Ig. Norte	3	148.000	444.000	444.000
2007	Cap. Shunt - 13,8 kV - 5 Mvar	Foz do Iguaçu	1	130.000	130.000	92.530
2007	Cap. Shunt - 13,8 kV - 5 Mvar	Vila Yolanda	3	130.000	390.000	277.590
2007	Cap. Shunt - 13,8 kV - 5 Mvar	Portal	2	130.000	260.000	185.060
2011	LT 138 kV CS 397,5 MCM	Foz Ig. Norte - Portal	3	97.000	291.000	131.630
2011	EL 138 kV	Foz do Ig. Norte	1	1.051.000	1.051.000	475.420
2011	EL 138 kV		1	1.051.000	1.051.000	475.420
2011	LT 138 kV CS 397,5 MCM	Casc. O. - Foz Ig. Norte	115	144.000	16.560.000	7.490.900
2011	EL 138 kV	Cascavel Oeste	1	1.786.000	1.786.000	807.900
2011	EL 138 kV	Foz do Ig. Norte	1	1.786.000	1.786.000	807.900
2011	ATF 230/138 - 13,8 kV - 150 MVA	Foz do Ig. Norte	1	2.423.000	2.423.000	1.096.040
2011	CT 230 kV	Foz do Ig. Norte	1	1.452.000	1.452.000	656.810
2011	CT 138 kV	Foz do Ig. Norte	1	751.000	751.000	339.710
<b>Valor Global (230 e 138 kV)</b>					<b>60.088.000</b>	<b>44.993.910</b>

Obs: EL: Entrada de Linha; CT: Conexão de Transformador; TF: Transformador; ATF: Autotransformador.

Os “bays” de linha liberados em Cascavel, Foz do Iguaçu e Medianeira, na operação em 230 kV nas LT's 138 kV Cascavel – Medianeira e Medianeira – Foz

do Iguaçu, foram considerados nos reforços em 138 kV previstos nesta alternativa.

### Expansão em 230 kV

**Tabela 69 - Custos de Investimentos da Alternativa em Expansão em 230 kV  
[4]**

Ano	Item	Local	Qtd	Custo Unit. (R\$)	Custo do Ítem (R\$)	Valor Presente (R\$)
2004	ATF 230/138 - 13,8 kV - 150 MVA	Foz do Ig. Norte	1	2.423.000	2.423.000	2.423.000
2004	CT 230 kV	Foz do Ig. Norte	1	1.452.000	1.452.000	1.452.000
2004	CT 138 kV	Foz do Ig. Norte	1	751.000	751.000	751.000
2004	Módulo Geral	Foz do Ig. Norte	1	7.089.000	7.089.000	7.089.000
2004	EL 138 kV	Foz do Ig. Norte	4	1.051.000	4.204.000	4.204.000
2004	LT 230 kV CS 795 kcmil.	Cascavel - Foz Ig. Norte	115	144.000	16.560.000	16.560.000
2004	EL 230 kV	Cascavel Oeste	1	1.786.000	1.786.000	1.786.000
2004	EL 230 kV	Foz do Ig. Norte	1	1.786.000	1.786.000	1.786.000
2007	Cap. Shunt - 13,8 kV - 5 Mvar	Vila Yolanda	2	130.000	260.000	185.060
2007	Cap. Shunt - 13,8 kV - 5 Mvar	Portal	2	130.000	260.000	185.060
2011	LT 138 kV CS 397,5 MCM	Foz Ig. Norte - Portal	3	97.000	291.000	131.630
2011	EL 138 kV	Foz do Ig. Norte	1	1.051.000	1.051.000	475.420
2011	EL 138 kV	Portal	1	1.051.000	1.051.000	475.420
2011	EL 230 kV	Cascavel Oeste	1	1.786.000	1.786.000	807.900
2011	EL 230 kV	Foz do Ig. Norte	1	1.786.000	1.786.000	807.900
2011	ATF 230/138 - 13,8 kV - 150 MVA	Foz do Ig. Norte	1	2.423.000	2.423.000	1.096.040
2011	CT 230 kV	Foz do Ig. Norte	1	1.452.000	1.452.000	656.810
2011	CT 138 kV	Foz do Ig. Norte	1	751.000	751.000	339.710
<b>Valor Global (230 kV)</b>					<b>47.162.000</b>	<b>41.211.950</b>



Analisando-se as tabelas 69 e 70 verifica-se que, considerando-se os custos globais das alternativas, a que apresenta menor valor presente dos investimentos é a alternativa de expansão em 230 kV.

### **Capítulo 1. Análise das Perdas**

Para efeito comparativo foram levantados os valores das perdas ôhmicas do sistema de transmissão da região de Foz do Iguaçu, para as alternativas consideradas nos anos de 2004, 2007 e 2011, mostrados na tabela 71.

**Tabela 70 - Perdas Ohmicas (MW) - Região de Foz do Iguaçu [4]**

Alternativa	Perdas		
	2004	2007	2011
230 kV e 138 kV	22,1	35,6	33,6
230 kV	21,8	34,8	34,4

O valor da maior perda verificada para a alternativa de 230 kV no ramo de 2011, foi devido ao fato da primeira alternativa apresentar o sistema de 138 kV sobredimensionado reduzindo as perdas ôhmicas, porém exigindo mais dos transformadores 230/138 kV da subestação Cascavel.

Para o cálculo dos custos anuais das perdas, as mesmas foram consideradas constantes ao longo de cada intervalo entre os anos considerados no estudo, uma vida útil do projeto de 25 anos para efeito de planejamento, taxa de atualização de 12 % e custo da energia de R\$ 56,32/MWh (Câmbio: R\$ 1 = US\$ 1,76 – jun/2002).

Contabilizando-se esses custos referidos ao ano de 2004, verificou-se uma diferença de R\$ 131.135,00 em favor da alternativa de 230 /138 kV.

### **Considerações Gerais das Análises**

Com a instalação existente, tentou-se viabilizar uma alternativa mudando-se as condições atuais de operação na região (ex: operar em 230 kV a LT Foz do Iguaçu – Cascavel), porém são insuficientes para atender às demandas.

Na análise do estudo de Cargas partindo do ano base em 2004, percebe-se a necessidade de ampliação do sistema elétrico da região de Foz do Iguaçu, uma vez que para um futuro próximo o aumento do consumo de energia fatalmente levaria para a região transtornos com corte intermitente de cargas.

Para tal, foi feita uma comparação nas alternativas de expansão, ora mencionados neste capítulo, para solução do problema com um levantamento de consumo para o ano horizonte de 2011. As alternativas são:

- Expansão em 138 kV: que de imediato já fora descartado, pois não apresentou resultado satisfatório na primeira análise em caso de emergência que foi o ano de 2004.
- Expansão em 138 kV e 230 kV: mostrou-se satisfatório para uma análise de cargas em situação de emergência até o ano de 2011, porém com a ampliação desta expansão, descrita com detalhes no presente capítulo.
- Expansão em 230 kV: mostrou-se satisfatório para uma análise de cargas em situação de emergência até o ano de 2011, porém, assim como a alternativa anterior, com uma ampliação, descrita com detalhes no presente capítulo.

Por derradeiro, para definir qual das duas possibilidades seriam mais vantajosas para expansão, foi feita uma análise de custos e perdas ôhmicas. A tabela 72 mostra um resumo dos custos envolvidos em cada expansão.

**Tabela 71 - Comparativa de Custos entre as Expansões [4]**

Custos Totais (R\$x1000) - Região de Foz do Iguaçu					
Alternativa	Custos				
	Invest. Total	VP Invest.	VP Perdas	Total	(%)
230 kV e 138 kV	60.088,00	44.993,92	0	44.493,92	109
230 kV	47.162,00	41.211,96	131,14	41.343,10	100

Portanto, a expansão escolhida e o estudo para o qual o capítulo 3 fará será para a **Expansão em 230 kV**.

## **Anexo II – Desenhos e diagramas Unifilares**