

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**AVALIAÇÃO DE LÓGICAS ASSOCIADAS ÀS  
PERDAS DUPLAS DE CIRCUITOS NO ÂMBITO DE  
ESQUEMAS DE CONTROLE DE EMERGÊNCIA**

**ADRIANA NAKAZATO**

**Itajubá, Dezembro de 2010**



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ADRIANA NAKAZATO**

**AVALIAÇÃO DE LÓGICAS ASSOCIADAS ÀS  
PERDAS DUPLAS DE CIRCUITOS NO ÂMBITO DE  
ESQUEMAS DE CONTROLE DE EMERGÊNCIA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação  
em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para  
obtenção do Título de Mestre em Ciências em  
Engenharia Elétrica

**Área de Concentração:** Sistemas Elétricos de Potência

**Orientador:** Pedro Paulo de Carvalho Mendes

**Dezembro de 2010**

**Itajubá - MG**

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –  
Bibliotecária Margareth Ribeiro- CRB\_6/1700

N163a

Nakazato, Adriana

Avaliação de lógicas associadas às perdas duplas de circuitos no âmbito de Esquemas de Controle de Emergência / Adriana Nakazato. -- Itajubá, (MG) : [s.n.], 2010.

99 p. : il.

Orientador: Prof. Dr. Pedro Paulo de Carvalho Mendes.

Coorientador: Prof. Dr. Paulo Gomes.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Desempenho dinâmico de Sistemas de Potência. 2. Esquemas de Controle de Emergência (ECE). 3. Tronco de 765 kV associado à Usina de Itaipu. I. Mendes, Pedro Paulo de Carvalho, orient. II. Gomes, Paulo, coorient. III. Universidade Federal de Itajubá. IV. Título.




Ministério da Educação  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

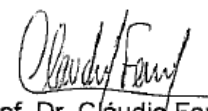
## **A N E X O I**


### **PRONUNCIAMENTO DA BANCA EXAMINADORA**

A Banca Examinadora, abaixo assinada, nomeada pela Portaria nº 1725 de 16 de dezembro de 2010, considerando o resultado do Julgamento da Prova de Defesa Pública da Dissertação de Mestrado intitulada: "**Avaliação de Lógicas Associadas às Perdas Duplas de Circuitos no Âmbito de Esquemas de Controle de Emergência**" apresenta pronunciamento no sentido de que o Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI solicite ao Departamento de Registro Acadêmico a expedição do título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica**, na **Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência**, satisfeitas as demais exigências regimentais, a **Adriana Nakazato**.

Itajubá, 17 de dezembro de 2010.

  
Prof. Dr. Ronaldo Rossi  
1º Examinador - UNESP-FEG

  
Prof. Dr. Cláudio Ferreira  
2º Examinador - UNIFEI

  
Prof. Dr. Pedro Paulo de Carvalho Mendes  
3º Examinador - UNIFEI - (Orientador)



Ministério da Educação  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

## A N E X O II

### FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

Título da Dissertação: **“Avaliação de Lógicas Associadas às Perdas Duplas de Circuitos no Âmbito de Esquemas de Controle de Emergência”**

Autor: **Adriana Nakazato**

### JULGAMENTO

Examinadores	Conceito	Rubrica
	A = Aprovado - R = Reprovado - I = Insuficiente	
1º	A	
2º	A	
3º	A	

**Observações:**

- (1) O Trabalho será considerado Aprovado se todos os Examinadores atribuírem conceito A.
  - (2) O Trabalho será considerado Reprovado se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.
  - (3) O Trabalho será considerado Insuficiente (I) se for atribuído pelo menos um conceito R. Neste caso o candidato deverá apresentar novo trabalho. A banca deve definir como avaliar a nova versão da Dissertação.
- Este documento terá a validade de 60 (sessenta) dias a contar da data da defesa da Dissertação.**

Resultado Final: Conceito: A, ou seja, aprovada

Observações: \_\_\_\_\_

Itajubá, 17 de dezembro de 2010.

Prof. Dr. Ronaldo Rossi  
1º Examinador - UNESP-FEG

Prof. Dr. Claudio Ferreira  
2º Examinador - UNIFEI

Prof. Dr. Pedro Paulo de Carvalho Mendes  
3º Examinador - UNIFEI - (Orientador)

cs/2010



Aos meus pais, Mauricio e Dulce,  
pelo amor e pela educação recebida, que tornou possível minha chegada até aqui.



“Comece fazendo o que é necessário, depois o que é possível  
e de repente você estará fazendo o impossível.”

São Francisco de Assis





## AGRADECIMENTOS

A Deus, sempre presente.

Aos meus pais, Mauricio e Dulce, por nunca medirem esforços para me oferecer uma escola de qualidade e por me ensinarem o significado das palavras respeito, honestidade, amor e gratidão. Enfim, pelo amor e pela educação recebida, que tornou possível minha chegada até aqui.

Ao professor Pedro Paulo de Carvalho Mendes pela orientação, incentivo e amizade.

Ao engenheiro Paulo Gomes, pela co-orientação e atenção dispensada. Um grande incentivador do aprimoramento intelectual e profissional.

Aos meus gerentes, Mauro Pereira Muniz e Alexandre Garcia Massaud, pelo incentivo, apoio e confiança depositada.

Aos engenheiros Roberto Perret de Magalhães e Gustavo de Souza Francisco, pela colaboração, incentivo, apoio técnico, solidariedade e sabedoria.

Às amigas da GPE Renata Ribeiro Silva, Lúcia Mariana de Souza de Abreu e Tatiana Maria Tavares de Souza Alves pela amizade, ajuda e apoio recebidos.

Ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) pela confiança, incentivo e oportunidade proporcionada.

Aos funcionários da PPG, pelo carinho e atenção sempre dispensados, em especial à Cristina Silva e Magda S. Abranches.

A todos aqueles que direta ou indiretamente colaboraram na execução deste trabalho.



## **Resumo da Dissertação apresentada à UNIFEI como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)**

**Este trabalho aborda, no âmbito de Sistemas Especiais de Proteção (SEPs), a avaliação de lógicas associadas às perdas duplas de circuitos em sistemas de transmissão que podem apresentar maiores riscos para a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Os SEPs, que englobam os Esquemas de Controle de Emergência (ECEs) e os Esquemas de Controle de Segurança (ECSs) são sistemas automáticos de controle que podem ser implantados nas estações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.**

**Um grande sistema interligado necessita de um conjunto de medidas de controle coordenadas que exigem altos níveis de complexidade para planejá-lo e operá-lo com segurança e economia. Deste modo, é imprescindível que, para manter a segurança e a integridade do sistema elétrico, quando este está submetido a fenômenos que provocam instabilidade ou desligamentos em cascata, sejam usados os SEPs.**

**No sistema brasileiro, o SEP associado ao tronco de transmissão em 765 kV de Itaipu, em razão da sua grande importância para o SIN e por ser o primeiro ECE a utilizar a tecnologia de Controladores Lógico Programáveis (CLPs) no Brasil, merece destaque especial.**

**O tronco de 765 kV pode transportar um fluxo bastante elevado, de até aproximadamente 6600 MW. Desta forma, qualquer contingência envolvendo este tronco de transmissão apresenta maiores riscos para o SIN. A nível temporal o seu grau de exposição é muito maior que os demais troncos de transmissão hoje em operação.**

**Este ECE exerce uma função de grande importância para a confiabilidade global do SIN, uma vez que tem se mostrado eficiente para garantir a integridade da transmissão, reduzindo sensivelmente os impactos que as emergências poderiam causar, permitindo uma operação segura deste tronco com altos valores de geração de Itaipu e de fluxo para a região Sudeste. A utilização dos CLPs permitiu grande flexibilidade na implementação das lógicas, assim como a inclusão de novas ações, aumentando a segurança do sistema.**



**Atualmente as lógicas associadas às perdas duplas de circuitos em paralelo nos trechos do tronco de 765 kV se encontram com valores de ajuste conservativos, podendo levar ao desligamento desnecessário de unidades geradoras no setor de 60 Hz de Itaipu. Desta forma, os ajustes deste ECE precisam ser reavaliados para minimizar o número de desligamentos de unidades geradoras nesta usina, uma vez que reduzir a geração na usina de Itaipu significa aumentar o custo da operação, notadamente quando a compensação envolve a utilização de geração térmica.**

**Face à incorporação de importantes instalações ao Sistema Interligado Nacional – SIN, que elevaram consideravelmente a sua robustez, torna-se oportuno o momento para a reavaliação do ECE do Tronco de 765 kV de Itaipu, apresentado neste trabalho.**

**Desta forma pretende-se contribuir para o entendimento da questão envolvendo Sistemas Especiais de Proteção e com este propósito, o estado da arte é apresentado.**

**Espera-se assim que os engenheiros envolvidos nesta área de trabalho e pesquisa possam obter importantes informações com os resultados apresentados.**



**Abstract of Thesis presented to UNIFEI as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)**

**This work approaches, in the sphere of Special Protection Systems (SPSs), the logicals evaluation associated to the double losses of the circuits in transmission system that may present bigger risks to the operation of the National Interconnected System (NIS). The SPSs, that embody the Emergency Control Schemes (ECSs) and the Security Control Schemes (SCSs) are automatic control systems, implanted in the generation, transmission and distribution stations of electric energy.**

**A large interconnected power system needs a set of control coordinates measures that demands a high level of complexity to plan and operate it with security and economy. This way, is indispensable to use the SPSs, to maintain the security and integrity of the electric system, when it is submitted to phenomenons which provoke instability or sequence disconnections.**

**In the Brazilian power system, the SPS is associated with the 765 kV Itaipu's transmission system, in reason to its big importance to the NIS and for being the first ECS to use the Logical Programables Controllers (LPCs) tecnologia in Brazil, deserves special distinction.**

**The 765 kV transmission system can transport a very elevated power flow, even approximately 6600 MW. This way, any contingency involving this transmission system presents bigger risks to the NIS. In relating to time, its level of exposition its much bigger than the others transmission trunks operating nowadays.**

**This ECS exercise a function of big importancy to the global reliability of the NIS, once that is shown its efficiency to guarantee the transmission integrity, reducing sensibly the impact that the emergencies may cause, allowing a secure operation of this trunk with high values of Itaipu's generation and of power flow to the Southeast region. The utilization of the LPCs allowed a big flexibility in the implementation of the logicals, therefore as the inclusion of new actions, increasing the security system.**

**Currently, the logicals associated to the double losses of the circuits in parallel in the trunk section of 765 kV are with conservative adjust values, leading to the unnecessary disconnection of the generated units in the Itaipu's 60 Hz sector.**



**This way, the adjusts of this ECSs need to be reevaluated to minimize the disconnections numbers of the generated units of this plant, once that reducing Itaipu's Power Plant generation means to increase the operation cost, when notably the compensation involves the utilization of the thermic generation.**

**Due to the incorporation of important installations, to the NIS, which increased considerably its robustness, it becomes opportune the moment to the reevaluation of the Itaipu's ECSs Trunk of 765 kV, presented in this work.**

**In this sense, this work aims to contribute to the understanding of the question involving the SPSs. For this purpose, the state of the art is presented.**

**It is expected that the engineers involved in this area of work and research may obtain some important pieces of information about the interpretation of the results from each approach adressed in this work.**



## SUMÁRIO

<b>CAPÍTULO 1</b> .....	1
<b>INTRODUÇÃO</b> .....	1
1.1 <b>Sistemas Especiais de Proteção - SEPs</b> .....	1
1.2 <b>Caso de Estudo</b> .....	3
1.3 <b>Objetivo da Dissertação</b> .....	4
1.4 <b>Organização do Trabalho</b> .....	4
<b>CAPÍTULO 2</b> .....	8
<b>CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL – SIN:</b>	
<b>ASPECTOS GERAIS</b> .....	8
2.1 <b>Condições de Operação do SIN</b> .....	8
2.1.1 <b>Interligação Sul/Sudeste</b> .....	9
2.1.2 <b>Interligação Norte/Nordeste</b> .....	10
2.1.3 <b>Interligação Norte/Sudeste</b> .....	11
2.1.4 <b>Interligação Sudeste/Nordeste</b> .....	12
<b>CAPÍTULO 3</b> .....	14
<b>SISTEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO – SEPs: FUNDAMENTOS TEÓRICOS.</b>	14
3.1 <b>Introdução</b> .....	14
3.2 <b>SEPs Utilizados no Brasil</b> .....	15
<b>CAPÍTULO 4</b> .....	19
<b>ESQUEMAS DE CONTROLE DE EMERGÊNCIA DO TRONCO DE 765 KV DE</b>	
<b>ITAIPU</b> .....	19
4.1 <b>Introdução</b> .....	19
4.2 <b>Esquemas de Controle de Emergência do Tronco de 765 kV de Itaipu</b> .....	25
4.2.1 <b>Esquema de corte de geração em Itaipu 60Hz para sobrecarga nos</b>	
<b>transformadores 765/525 kV de Foz do Iguaçu</b> .....	25
4.2.2 <b>Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de um dos</b>	
<b>circuitos entre Tijuco Preto e Itaberá</b> .....	26
4.2.3 <b>Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de um dos</b>	
<b>circuitos entre Ivaiporã e Itaberá</b> .....	27
4.2.4 <b>Esquema de abertura de três circuitos Tijuco Preto – Itaberá para</b>	
<b>rejeição de carga total em Tijuco Preto</b> .....	28
4.2.5 <b>Esquema de abertura de três linhas Foz do Iguaçu – Ivaiporã 765 kV</b>	
<b>pela operação do relé de taxa de frequência de Itaipu</b> .....	29
4.2.6 <b>Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de um dos</b>	
<b>circuitos Ivaiporã – Foz do Iguaçu</b> .....	30
4.2.7 <b>Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para sobrecarga nos</b>	
<b>transformadores 765/525 kV de Ivaiporã</b> .....	31
4.2.8 <b>Esquema de rejeição total das linhas Foz do Iguaçu – Ivaiporã 1, 2 e 3</b>	
<b>em Foz do Iguaçu</b> .....	32
4.2.9 <b>Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para abertura total do</b>	
<b>tronco de 765 kV entre Tijuco Preto e Ivaiporã</b> .....	33
4.2.10 <b>Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para sobrecarga nos</b>	
<b>transformadores 765/500 kV e 765/345 kV de Tijuco Preto</b> .....	34
4.2.11 <b>Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para sobrecarga nos</b>	
<b>transformadores 765/500 kV e 765/345 kV de Tijuco Preto</b> .....	36
4.2.12 <b>Esquema para corte de reator da SE Ivaiporã</b> .....	37



4.2.13	Esquema para corte de geração em Itaipu 60 Hz por atuação do limitador de máxima corrente de campo .....	38
4.2.14	Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de dois circuitos série entre Ivaiporã e Tijuco Preto .....	39
4.2.15	Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de dois circuitos série entre Foz do Iguaçu e Itaberá.....	40
4.2.16	Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de dois circuitos Ivaiporã – Foz do Iguaçu .....	41
4.2.17	Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de dois circuitos entre Ivaiporã – Itaberá ou Itaberá – Tijuco Preto.....	42
4.2.18	Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda dos dois transformadores 765/525 kV de Ivaiporã .....	43
4.2.19	Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda dupla da LT Ibiúna – Bateias .....	44
4.2.20	Esquema de corte de uma unidade geradora em Itaipu 60 Hz para perda dupla da LT Ibiúna – Bateias.....	45
CAPÍTULO 5.....		46
PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE SINCRONISMO – PPS .....		46
5.1	Introdução.....	46
5.2	Característica das oscilações eletromecânicas entre áreas de um sistema elétrico de potência.....	47
5.3	Proteção de bloqueio por oscilação e para perda de sincronismo (PPS) .....	52
CAPÍTULO 6.....		58
LÓGICA ASSOCIADA À PERDA DUPLA DE CIRCUITOS ENTRE IVAIPORÃ E TIJUCO PRETO DO ESQUEMA DE CONTROLE DE EMERGÊNCIA DO TRONCO DE 765 KV DE ITAIPU (LÓGICA 15) .....		58
6.1	Introdução.....	58
6.2	Objetivo do estudo.....	58
6.3	Descrição da lógica de funcionamento .....	59
6.4	Dados para as simulações .....	59
CAPÍTULO 7.....		71
RESULTADOS OBTIDOS DAS SIMULAÇÕES.....		71
7.1	Introdução.....	71
7.2	Descrição dos Programas Usados .....	71
7.2.1	Programa de Análise Estática .....	71
7.2.2	Programa de Análise Dinâmica .....	73
7.3	Resultados das Simulações .....	73
7.3.1	Caso exemplo: Configuração Completa com 10 unidades sincronizadas na UHE Itaipu-60 Hz .....	74
CAPÍTULO 8.....		84
CONCLUSÕES .....		84
8.1	Problema Investigado .....	84
8.2	Contribuições.....	86
8.3	Sugestões para Trabalhos Futuros .....	87
ANEXO .....		89
MEMÓRIA DE CÁLCULO DOS AJUSTES DAS PPS NO TRECHO ITABERÁ – TIJUCO PRETO .....		89
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....		96



## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 2.1 - Interligação Sul-Sudeste – Localização Geográfica .....</b>	<b>10</b>
<b>Figura 2.2 - Interligações Norte-Nordeste, Norte-Sul e Sudeste-Nordeste – Localização geográfica .....</b>	<b>13</b>
<b>Figura 4.1 - Configuração básica do sistema de 765 kV e a localização dos CLPs que compõem o esquema em questão .....</b>	<b>22</b>
<b>Figura 4.2 - Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para sobrecarga nos transformadores 765/525 kV de Foz do Iguaçu (Lógica 1).....</b>	<b>25</b>
<b>Figura 4.3 - Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de um dos circuitos entre Tijuco Preto e Itaberá (Lógica 2.1) .....</b>	<b>26</b>
<b>Figura 4.4 - Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de um dos circuitos entre Ivaiporã e Itaberá (Lógica 2.2) .....</b>	<b>27</b>
<b>Figura 4.5 - Esquema de abertura de três circuitos Tijuco Preto – Itaberá para rejeição de carga total em Tijuco Preto (Lógica 3).....</b>	<b>28</b>
<b>Figura 4.6 - Esquema de abertura de três linhas Foz do Iguaçu – Ivaiporã 765 kV pela operação do relé de taxa de frequência de Itaipu (Lógica 4) .....</b>	<b>29</b>
<b>Figura 4.7 - Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de um dos circuitos Ivaiporã – Foz do Iguaçu (Lógica 5) .....</b>	<b>30</b>
<b>Figura 4.8 - Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para sobrecarga nos transformadores 765/525 kV de Ivaiporã (Lógica 6) .....</b>	<b>31</b>
<b>Figura 4.9 - Esquema de rejeição total das linhas Foz do Iguaçu – Ivaiporã 1, 2 e 3 em Foz do Iguaçu.....</b>	<b>32</b>
<b>Figura 4.10 - Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para abertura total do tronco de 765 kV entre Tijuco Preto e Ivaiporã (Lógica 8).....</b>	<b>33</b>
<b>Figura 4.11 - Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para sobrecarga nos transformadores 765/500 kV e 765/345 kV de Tijuco Preto (Lógica 9) .....</b>	<b>35</b>
<b>Figura 4.12 - Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para sobrecarga nos transformadores 765/500 kV e 765/345 kV de Tijuco Preto (Lógica 9 Provisória).....</b>	<b>36</b>
<b>Figura 4.13 - Esquema para corte de reator da SE Ivaiporã (Lógica 10).....</b>	<b>37</b>





---

<b>Figura 4.14 - Esquema para corte de geração em Itaipu 60 Hz por atuação do limitador de máxima corrente de campo (Lógica 11) .....</b>	<b>38</b>
<b>Figura 4.15 - Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de dois circuitos série entre Ivaiporã e Tijuco Preto (Lógica 12).....</b>	<b>39</b>
<b>Figura 4.16 - Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de dois circuitos série entre Foz do Iguaçu e Itaberá (Lógica 13) .....</b>	<b>40</b>
<b>Figura 4.17 - Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de dois circuitos Ivaiporã – Foz do Iguaçu (Lógica 14).....</b>	<b>41</b>
<b>Figura 4.18 - Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de dois circuitos entre Ivaiporã – Itaberá ou Itaberá – Tijuco Preto (Lógica 15) .....</b>	<b>42</b>
<b>Figura 4.19 - Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda dos dois transformadores 765/525 kV de Ivaiporã (Lógica 16) .....</b>	<b>43</b>
<b>Figura 4.20 - Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda dupla da LT Ibiúna – Bateias (Lógica 17 Provisória) .....</b>	<b>44</b>
<b>Figura 4.21 - Esquema de corte de uma unidade geradora em Itaipu 60 Hz para perda dupla da LT Ibiúna – Bateias (Lógica 18 Provisória).....</b>	<b>45</b>
<b>Figura 5.1 - Distinção entre oscilação e perda de sincronismo .....</b>	<b>48</b>
<b>Figura 5.2 - Sistema equivalente com duas fontes.....</b>	<b>49</b>
<b>Figura 5.3 - Característica de perda de sincronismo para <math>k = 1</math>.....</b>	<b>50</b>
<b>Figura 5.4 - Característica de perda de sincronismo para <math>k = 1</math>, <math>k &gt; 1</math> e <math>k &lt; 1</math>.....</b>	<b>51</b>
<b>Figura 5.5 - Condições de carga, falta e pós-falta .....</b>	<b>55</b>
<b>Figura 5.6 - Condição de pós-falta (perda de sincronismo x oscilação) .....</b>	<b>55</b>
<b>Figura 6.1 - Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de dois circuitos entre Ivaiporã – Itaberá ou Itaberá – Tijuco Preto (Lógica 15) .....</b>	<b>59</b>
<b>Figura 6.2 - Configuração Completa.....</b>	<b>60</b>
<b>Figura 6.3 - Configuração Intermediária 1.....</b>	<b>61</b>
<b>Figura 6.4 - Configuração Intermediária 2.....</b>	<b>61</b>
<b>Figura 6.5 - Configuração Incompleta - Configuração Intermediária 2 sem bancos de capacitores no circuito remanescente do trecho onde ocorre a perda dupla</b>	<b>62</b>
<b>Figura 6.6 - Configuração básica do sistema estudado e a localização das PPS que compõem o esquema em questão .....</b>	<b>64</b>
<b>Figura 6.7 - Modelo RALZA (ABB) .....</b>	<b>65</b>



---

<b>Figura 6.8 - Modelo MOD III (GE) .....</b>	<b>66</b>
<b>Figura 6.9 - Modelo 7SA513 (SIEMENS) .....</b>	<b>67</b>
<b>Figura 6.10 - Características das PPS instaladas nos circuitos de 765 kV entre Itaberá e Tijuco Preto.....</b>	<b>70</b>
<b>Figura 7.1 - PPS do circuito 2 da LT Itaberá-Tijuco Preto – Modelo MOD III (GE) no terminal de Tijuco Preto.....</b>	<b>75</b>
<b>Figura 7.2 - PPS do circuito 2 da LT Itaberá-Tijuco Preto – Modelo MOD III (GE) no terminal de Itaberá.....</b>	<b>75</b>
<b>Figura 7.3 - Corrente de campo nas unidades geradoras da UHE Itaipu-60 Hz, avaliada através da tensão EQ (saída do CDU 21) .....</b>	<b>76</b>
<b>Figura 7.4 - Tensões ao longo do tronco de 765 kV.....</b>	<b>77</b>
<b>Figura 7.5 - PPS do circuito 2 da LT Itaberá-Tijuco Preto – Modelo MOD III (GE) no terminal de Tijuco Preto.....</b>	<b>78</b>
<b>Figura 7.6 - PPS do circuito 2 da LT Itaberá-Tijuco Preto – Modelo MOD III (GE) no terminal de Itaberá.....</b>	<b>78</b>
<b>Figura 7.7 - Tensões ao longo do tronco de 765 kV.....</b>	<b>79</b>
<b>Figura 7.8 - PPS do circuito 2 da LT Itaberá-Tijuco Preto – Modelo MOD III (GE) no terminal de Tijuco Preto.....</b>	<b>80</b>
<b>Figura 7.9 - PPS do circuito 2 da LT Itaberá-Tijuco Preto – Modelo MOD III (GE) no terminal de Itaberá.....</b>	<b>81</b>
<b>Figura 7.10 - Tensões ao longo do tronco de 765 kV.....</b>	<b>81</b>
<b>Figura A.1 - Modelo RALZA (ABB) .....</b>	<b>89</b>
<b>Figura A.2 - Modelo RALZA (ABB) com a determinação dos valores dos pontos de ajustes .....</b>	<b>90</b>
<b>Figura A.3 - Modelo MOD III (GE) .....</b>	<b>91</b>
<b>Figura A.4 - Características do relé MOD III em forma circular .....</b>	<b>92</b>
<b>Figura A.5 - Modelo 7SA513 (SIEMENS) .....</b>	<b>92</b>
<b>Figura A.6 - Cálculo geométrico das coordenadas dos vértices do retângulo representativo da característica da PPS.....</b>	<b>94</b>



## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 4.1 - Desligamentos simultâneos de circuitos no tronco de 765 kV de 2000 a 2003</b> .....	<b>23</b>
<b>Tabela 4.2 - Desligamentos simultâneos de circuitos no tronco de 765 kV de 2004 a 2009</b> .....	<b>23</b>
<b>Tabela 6.1 - Valores de Referência de FIPU e FSE implantados em campo</b> .....	<b>83</b>
<b>Tabela 7.1 - Novos valores de referência (FIPU/FSE) para o corte de 1, 2, 3 e 4 unidades geradoras em Itaipu-60 Hz para as configurações: Completa, Intermediária 1, Intermediária 2 e Incompleta, em função do número de unidades geradoras sincronizadas nesta UHE</b> .....	<b>83</b>
<b>Tabela A.1 - Características da PPS MOD III (GE)</b> .....	<b>91</b>
<b>Tabela A.2 - Equações para determinação dos pontos A, B, C e D</b> .....	<b>95</b>



---

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

<b>ABB</b> .....	Asea Brown Boveri
<b>ANAREDE</b> .....	Programa de Análise de Redes (CEPEL)
<b>ANATEM</b> .....	Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos (CEPEL)
<b>ANDE</b> .....	Administración Nacional de Electricidad
<b>BCS</b> .....	Banco de Capacitor Série
<b>CA</b> .....	Corrente Alternada
<b>CC</b> .....	Corrente Contínua
<b>CEPEL</b> .....	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
<b>CLP</b> .....	Controlador Lógico Programável
<b>CS</b> .....	Compensador Síncrono
<b>ECE</b> .....	Esquema de Controle de Emergência
<b>ECS</b> .....	Esquema de Controle de Segurança
<b>ELETROBRÁS</b> .....	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
<b>ELETROBRÁS FURNAS</b> ....	Centrais Elétricas S.A.
<b>ERAC</b> .....	Esquema Regional de Alívio de Carga
<b>FIPU</b> .....	Fluxo de potência ativa nas linhas entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã medido na SE Foz do Iguaçu. Equivale à geração de Itaipu 60 Hz
<b>FSE</b> .....	Fluxo de potência ativa nas linhas entre Ivaiporã e Itaberá medido em Ivaiporã. Equivale ao fluxo para o sistema Sudeste pelo tronco de 765 kV
<b>GE</b> .....	General Electric
<b>IEDs</b> .....	<i>Intelligent Electronic Devices</i>
<b>ITAIPU</b> .....	Binacional Centrais Elétricas
<b>LT</b> .....	Linha de Transmissão
<b>N/NE</b> .....	Norte/Nordeste



<b>NPCC</b> .....	<i>Northeast Power Coordination Council</i>
<b>N/S</b> .....	Norte/Sul
<b>ONS</b> .....	Operador Nacional do Sistema Elétrico
<b>PPS</b> .....	Proteção contra Perda de Sincronismo
<b>RSE</b> .....	Recebimento pela Região Sudeste
<b>SCADA</b> .....	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
<b>SE</b> .....	Subestação
<b>SIN</b> .....	Sistema Interligado Nacional
<b>SEP</b> .....	Sistema Especial de Proteção
<b>S/SE/CO</b> .....	Sul/Sudeste/Centro-Oeste
<b>TC</b> .....	Transformador de Corrente
<b>TP</b> .....	Transformador de Potencial
<b>UHE</b> .....	Usina Hidrelétrica
<b>UTE</b> .....	Usina Termelétrica
<b>UTRs</b> .....	Unidades Terminais Remotas
<b>WSCC</b> .....	<i>Western System Coordinating Council</i>
<b>59</b> .....	Relé de Sobretensão
<b>62</b> .....	Relé Temporizador de Parada ou Abertura
<b>67</b> .....	Relé de Sobrecorrente Direcional
<b>78</b> .....	Relé de Perda de Sincronismo
<b>86</b> .....	Relé de Bloqueio de Equipamento





## CAPÍTULO 1

# INTRODUÇÃO

*Os sistemas elétricos de potência são os maiores sistemas com características dinâmicas, construídos pelo homem na terra.*

Carson Taylor [44]

### 1.1 Sistemas Especiais de Proteção - SEPs

Os Sistemas Especiais de Proteção (SEPs), que englobam os Esquemas de Controle de Emergência (ECEs) e os Esquemas de Controle de Segurança (ECSs) são sistemas automáticos de controle, implantados nas estações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Muitas vezes, os esquemas são aplicados para proteger o sistema elétrico contra eventos de baixa probabilidade e alto impacto, como por exemplo retiradas múltiplas de linhas de transmissão ou saída forçada de parte ou de toda uma subestação crítica. Outras vezes, os SEPs implementados protegem o sistema contra alguns eventos de natureza mais frequente (contingências simples) quando o reforço do sistema não é factível dentro do período de tempo requisitado ou não é economicamente viável.

Não é possível prever todas as contingências múltiplas que podem acontecer fortuitamente e que levam o sistema ao colapso. Um grande sistema interligado necessita de um conjunto de medidas de controle coordenadas que exigem altos níveis de complexidade para planejá-lo e operá-lo com segurança e economia. Deste modo, é imprescindível que, para manter a segurança e a integridade do sistema elétrico, quando este está submetido a fenômenos que provocam instabilidade ou desligamentos em cascata, sejam usados os SEPs.

A maioria dos SEPs aplicados em várias partes do mundo é resultado da criatividade técnica. Os ingredientes mais importantes de um SEP de sucesso são simplicidade, confiabilidade e custo. A simplicidade reflete quão complexo o sinal de disparo é (em natureza e número). Por exemplo, pode-se implementar simplesmente um esquema para



proteção contra contingências múltiplas que seja disparado pela detecção de todas as possíveis combinações de múltiplas saídas forçadas. Isto resultaria num SEP caro e menos confiável.

Ao contrário, pode-se detectar o conjunto mínimo de contingências que levam ao risco potencial e efetuar o disparo com base em medições locais de variáveis, refletindo o efeito ao invés da causa. Além do impacto indireto do grau de complexidade dos sinais de disparo no desempenho dos SEPs, sua confiabilidade é diretamente dependente do equipamento, nível de redundância e filosofia de projeto dos esquemas.

Alguns conselhos de gerenciamento de confiabilidade norte americanos, como o *Western System Coordinating Council* (WSCC) e o *Northeast Power Coordination Council* (NPCC), implementaram regras, critérios e processos de revisão para controlar a filosofia de projeto dos SEPs. Todo SEP deve ser revisto por um grupo de especialistas da região antes da sua aprovação para implementação.

Os seguintes pontos são questões centrais que devem ser tratadas e estudadas no desenvolvimento de SEPs:

- Detecção – quais medições e cálculos são necessários para detectar e identificar uma condição de emergência?
- Ação de Controle – quais elementos controlados devem responder e como?
- Coordenação – qual o grau de coordenação necessário e até que ponto pode ser usado controle local ou descentralizado?
- Temporização – quão rapidamente uma ação deve ser iniciada e por quanto tempo ela deve durar?
- Grau de Automação e Adaptação – é necessária a intervenção do operador?
- Efeito no equipamento e no sistema – a ação de controle sujeita o elemento que está sendo controlado ou outros elementos a níveis inaceitáveis de esforço?

Não há dúvidas que a utilização de SEPs tem um papel significativo nos sistemas interligados, servindo para:

- Melhorar a operação dos sistemas de potência, aumentando as margens de segurança, dando maiores flexibilidades e retirando restrições de operação;
- Operar os sistemas próximos dos limites, mas com segurança;





- Aumentar os limites de transferência de potência/energia, mantendo o nível de segurança;
- Encontrar uma solução temporária para compensar atrasos no programa de construção de obras (operação fora dos limites de transferência) ou mesmo em situações de desligamentos de equipamentos;
- Aumentar a segurança do sistema, particularmente para fazer frente a contingências extremas ou múltiplas que conduzam o sistema ao colapso [3].

No sistema brasileiro, o SEP associado ao tronco de transmissão em 765 kV de Itaipu, em razão da sua grande importância para o SIN e por ser o primeiro ECE a utilizar a tecnologia de CLPs no Brasil, merece destaque especial.

Face à incorporação de importantes instalações ao Sistema Interligado Nacional – SIN, dentre as quais destacam-se a LT Ibiúna – Bateias 500 kV C1 e C2, a LT Londrina – Assis – Araraquara 525 kV, a entrada em operação do terceiro banco de autotransformadores de 1650 MVA na SE Ivaiporã, bem como a 10<sup>a</sup> unidade geradora de Itaipu 60 Hz, que elevaram consideravelmente a robustez do SIN, torna-se oportuno o momento para a reavaliação do ECE do Tronco de 765 kV de Itaipu, apresentado no caso de estudo desta Dissertação.

## 1.2 Caso de Estudo

O estudo reavalia as contingências de perda dupla de circuitos em paralelo nos trechos do tronco de 765 kV entre Ivaiporã e Tijuco Preto que estejam operando com três circuitos, para quatro configurações: Completa, Intermediária 1, Intermediária 2 e Incompleta. As lógicas atuam comandando o desligamento de unidades geradoras no setor de 60 Hz de Itaipu e atualmente se encontram com valores de ajuste conservativos, podendo levar ao desligamento desnecessário de mais unidades geradoras. Desta forma, os ajustes deste ECE precisam ser reavaliados para minimizar o número de desligamentos de unidades geradoras da Usina de Itaipu.



### **1.3 Objetivo da Dissertação**

O objetivo da Dissertação é apresentar, no âmbito de Esquemas de Controle de Emergência, a avaliação de lógicas associadas às perdas duplas de circuitos em sistemas de transmissão que podem apresentar maiores riscos para o SIN.

O exemplo utilizado refere-se ao sistema de transmissão em 765 kV associado à usina de Itaipu. Face à posição geométrica desta usina, de ser do tipo fio d'água e de ser a última na cascata do rio Paraná, em território brasileiro, o despacho desta usina é sempre bastante elevado, vinte e quatro horas por dia, ao longo de todo o ano. Desta forma, qualquer contingência envolvendo este tronco de transmissão apresenta maiores riscos para o SIN. A nível temporal o seu grau de exposição é muito maior que os demais troncos de transmissão hoje em operação.

Além disso, as lógicas de perdas duplas de circuitos associadas ao ECE do tronco de 765 kV atualmente se encontram com valores de ajuste conservativos, podendo levar ao desligamento desnecessário de mais unidades geradoras no setor de 60 Hz de Itaipu. Reduzir a geração em Itaipu significa aumentar o custo da operação, notadamente quando a compensação envolve a utilização de geração térmica.

Desta forma, os ajustes deste ECE precisam ser reavaliados para minimizar o número de desligamentos de unidades geradoras da usina de Itaipu.

### **1.4 Organização do Trabalho**

Este trabalho está dividido em 8 capítulos, com referências e anexo.

O Capítulo 1 apresenta a introdução da dissertação, descrevendo os conceitos básicos e definições no que diz respeito a Sistemas Especiais de Proteção (SEPs). Ainda neste capítulo são também mostradas as questões centrais que devem ser tratadas e estudadas no desenvolvimento de SEPs, suas funcionalidades e a sua importância para manter a segurança e a integridade do sistema elétrico. No capítulo também é apresentada a motivação para o desenvolvimento deste trabalho e os seus objetivos.



O Capítulo 2 apresenta as características do Sistema Interligado Nacional (SIN), com a descrição da sua capacidade instalada composta de geração hidráulica, térmica, eólica, em biomassa e de importação da Argentina, Uruguai e Paraguai, além da rede básica de transmissão compreendendo as tensões de 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV, 600 kV C.C. e 765 kV. Em seguida são descritas as interligações regionais que possibilitam a operação coordenada dos subsistemas, com a transferência de energia entre as bacias localizadas nas diferentes regiões geográficas do território brasileiro.

O Capítulo 3 inicia com uma abordagem sobre o desenvolvimento dos sistemas elétricos, principalmente com o surgimento das interligações entre os subsistemas e as motivações para a implantação de SEPs. São apresentadas as características dos SEPs utilizados no Brasil, descrevendo-se seus objetivos, suas variáveis e grandezas de entrada, suas ações de comando, as tecnologias empregadas e os tipos de caráter de ativação. Finalizando o capítulo são citados alguns SEPs no sistema brasileiro que merecem destaque especial.

O Capítulo 4 apresenta as características particulares da usina de Itaipu e do sistema de transmissão em 765 kV utilizado para escoar a energia gerada por esta usina. Em seguida é feito um detalhamento do ECE associado à esse sistema de transmissão. São apresentados os motivos para a implantação de CLPs na execução desse ECE e as vantagens proporcionadas com o emprego de tecnologia digital. Uma descrição detalhada dos CLPs, abordando os locais onde estão instalados, as funções desempenhadas por cada CLP e o modo de processamento das informações obtidas do sistema de transmissão pelos CLPs é abordada neste capítulo. São citadas também as diversas atualizações que as lógicas passaram desde a sua implantação, para contemplar a entrada em operação de novos empreendimentos na região. Neste trabalho é mostrada a importância deste ECE para a confiabilidade global do SIN. A título de informação são apresentadas duas tabelas com os dados referentes aos desligamentos simultâneos de circuitos no tronco de 765 kV, ocorridos de 2000 a 2009. Finalizando o capítulo são descritas as lógicas de funcionamento do ECE do Tronco de 765 kV de Itaipu.

O Capítulo 5 aborda os conceitos relacionados à proteção contra perda de sincronismo (PPS) entre dois subsistemas. São apresentados os métodos utilizados para detectar a perda de sincronismo entre os sistemas. O método usualmente utilizado é através da taxa de variação



da impedância no tempo ( $\Delta Z / \Delta t$ ) e o outro se baseia na variação relativa da potência aparente de seqüência positiva. São apresentadas as características das oscilações de potência que variam em virtude de fatores como: parâmetros do sistema de potência e de seus geradores, assim como pelas condições iniciais do evento e o tempo de duração da falta. São obtidas expressões que apresentam a impedância medida pelo relé em um sistema com fonte dupla. Também é apresentada a proteção de bloqueio por oscilação e para perda de sincronismo. A utilização de funções de bloqueio por oscilação em relés de distância é necessária para garantir sua operação correta durante oscilações estáveis dos sistemas e, em casos de oscilações instáveis, permitir que haja operação do relé de perda de sincronismo. Finalizando são descritas as duas filosofias empregadas para detecção de oscilações em sistemas de potência, onde são utilizadas as funções de bloqueio contra oscilações estáveis (*Power swing blocking*) e os relés de disparo por perda de sincronismo (*out-of-step tripping*).

O Capítulo 6 apresenta o caso de estudo descrito neste trabalho, que consiste em avaliar a lógica que integra o ECE do Tronco de 765 kV de Itaipu (Lógica 15), responsável por promover o corte de máquinas nesta usina quando da perda de dois circuitos no mesmo trecho entre Ivaiporã e Itaberá ou entre Itaberá e Tijuco Preto, visando garantir a estabilidade entre o sistema Sul e o restante do sistema. Face à incorporação de importantes instalações entre as regiões Sudeste e Sul, a lógica, atualmente, se encontra com valores de ajuste conservativos, podendo levar ao desligamento desnecessário de um número maior de unidades geradoras na usina de Itaipu. Desta forma, os ajustes foram revistos para minimizar o número de desligamentos de unidades geradoras nesta usina. São apresentadas as proteções contra perda de sincronismo existentes no tronco de 765 kV, de acordo com suas localizações, características e modos de atuação. É feito um detalhamento da lógica de perda dupla chamada Lógica 15 e das condições consideradas nesta avaliação.

No Capítulo 7 são apresentados os resultados obtidos das simulações. Com o objetivo de mostrar como foram obtidos os novos valores de ajustes encontrados, foi utilizada como exemplo uma determinada condição de operação. São descritos também os programas usados nos estudos de regime permanente e de estabilidade de tensão deste trabalho. Finalizando este capítulo é apresentada a tabela contendo os novos ajustes dos valores de referência da Lógica 15 estudada.



No Capítulo 8 são apresentadas as conclusões, contribuições e sugestões para novos trabalhos.



## CAPÍTULO 2

# CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL – SIN: ASPECTOS GERAIS

### 2.1 Condições de Operação do SIN

O Sistema Interligado Nacional – SIN é responsável pelo atendimento de cerca de 98% do mercado brasileiro de energia elétrica. Em 2009, a capacidade instalada no SIN alcançou a potência total de 91727,4 MW, dos quais 75188,5 MW em usinas hidrelétricas (incluindo 7000 MW correspondentes a 50% da capacidade instalada de Itaipu destinada ao mercado brasileiro) e 15951,7 MW em usinas térmicas (incluindo 2007 MW de origem nuclear). O SIN conta ainda com a disponibilidade de 357,5 MW em geração eólica, 33,2 MW em Biomassa, 2192 MW de importação da Argentina, Uruguai e ANDE/Paraguai e 4078 MW de Itaipu, contratados ao Paraguai.

Considerando o acréscimo de geração e a desativação de usinas térmicas, a capacidade total instalada cresceu 3,0% em relação a dezembro de 2008.

A rede básica de transmissão, compreendendo as tensões de 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV, 600 kV C.C. e 765 kV, atingiu em 2009 uma extensão de 95464,9 km, englobando 811 circuitos de transmissão e uma capacidade de transformação de 220392,4 MVA. Os valores citados resultam de um acréscimo de 5149 km de novas linhas de transmissão e de 10280 MVA de novos transformadores, correspondendo a um crescimento em relação ao ano anterior de 3,47% e 4,9%, respectivamente. A operação integrada do SIN em 2009 ocorreu dentro dos padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede, objetivando atender simultaneamente aos requisitos de segurança elétrica e à minimização dos custos operativos.

A operação do Sistema Interligado Nacional é realizada de forma coordenada, aproveitando-se das diversidades hidrológicas existentes entre as bacias hidrográficas nacionais, e proporcionando maior disponibilidade de energia do que a operação de cada subsistema isoladamente. Para viabilizar a transferência de energia entre as bacias localizadas nas diferentes regiões geográficas do extenso território brasileiro, com a conseqüente



otimização da geração de energia são utilizadas as interligações regionais apresentadas a seguir.

### 2.1.1 Interligação Sul/Sudeste

A interligação entre as regiões Sul e Sudeste é atualmente constituída por um sistema de transmissão composto por três circuitos em 765 kV que além de transmitir a potência da região Sul para a região Sudeste, também escoam a energia gerada na usina de Itaipu 60 Hz. Os pontos desse sistema de 765 kV onde são efetuadas as conexões são: com a região Sul, na subestação de Ivaiporã, através da transformação 765/525 kV – 3x1650 MVA, localizada no Estado do Paraná e com a região Sudeste, na SE Tijuco Preto, localizada no Estado de São Paulo, através das transformações 765/500 kV – 3x1650 MVA e 765/345 kV – 3x1500 MVA.

Reforçando esta interligação, existe ainda, em 500 kV, uma linha de circuito duplo entre as SEs Bateias, no Paraná e Ibiúna em São Paulo, e uma linha em 525 kV, em circuito simples entre as SEs Londrina no Paraná e Assis em São Paulo. Além dessas, outras redes de menor capacidade conectam o sistema de transmissão do Estado de São Paulo, à área Norte do Estado do Paraná (em 230 kV, 138 kV e 88 kV) e este ao Estado do Mato Grosso do Sul (em 230 kV).

Salienta-se que apesar do forte acoplamento existente entre os sistemas dessas duas regiões, não se pode desconsiderar o fato que existe uma malha interna aos subsistemas, tanto na região Sudeste quanto na região Sul que tem o seu comportamento/desempenho elétrico significativamente influenciado pelos cenários de despacho de geração/intercâmbios praticados. Isto quer dizer que o desempenho elétrico das redes internas aos subsistemas poderá limitar a transferência de potência entre as regiões Sul e Sudeste, em ambos os sentidos, a valores inferiores ao da capacidade de transferência da interligação.

Alguns reforços que entraram em operação, dos quais se podem destacar os circuitos em 525 kV Ivaiporã – Londrina C2, Machadinho – Campos Novos C2 e Campos Novos – Blumenau C2, seccionado pela SE Biguaçu 525/230 kV, melhoraram significativamente o desempenho da região Sul eliminando algumas restrições ao intercâmbio entre as regiões.



A Figura 2.1 apresenta a localização geográfica dos equipamentos que compõem a Interligação Sul/Sudeste.

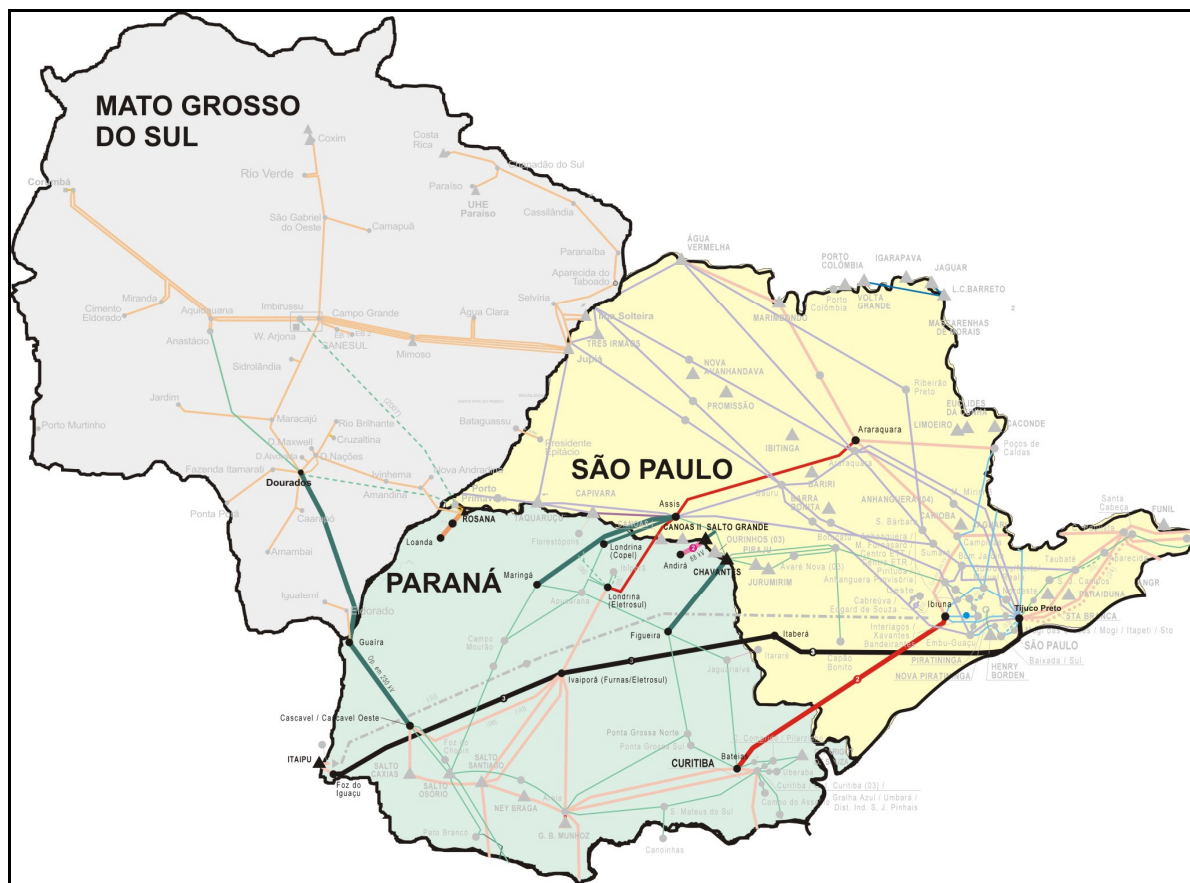


Figura 2.1 – Interligação Sul-Sudeste – Localização Geográfica.

### 2.1.2 Interligação Norte/Nordeste

A interligação entre as regiões Norte e Nordeste é atualmente constituída por um sistema de transmissão composto por quatro circuitos em 500 kV que conectam a subestação de Tucuruí à subestação de Marabá, no Estado do Pará. A partir da subestação de Marabá, seguem quatro circuitos em 500 kV para as subestações de Açailândia/Imperatriz, no Estado do Maranhão. A partir destas subestações, três circuitos em 500 kV seguem passando pela subestação de Presidente Dutra e daí para as subestações de Fortaleza II e Sobradinho, nos Estados do Ceará e da Bahia, respectivamente.





Esta interligação foi concebida inicialmente para escoar a geração excedente na UHE Tucuruí para a região Nordeste e atualmente possibilita a troca de energia também com a região Sudeste.

As conexões desse sistema de 500 kV com as demais regiões, considerando a região Norte como referência, são: com a região Nordeste, nas subestações de Teresina II e Boa Esperança, no Estado do Piauí, através dos circuitos Presidente Dutra – Teresina II e Presidente Dutra – Boa Esperança e nas subestações São João do Piauí e Sobradinho nos Estados do Piauí e Bahia respectivamente, através do circuito Colinas - Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Sobradinho onde este último trecho representa a duplicação dos circuitos entre São João do Piauí e Sobradinho, e com a região Sudeste na subestação de Miracema, no Estado do Tocantins, através dos circuitos Imperatriz - Colinas - Miracema.

Além dessa rede de transmissão em 500 kV, as regiões Norte e Nordeste se conectam através de uma outra rede de pequena capacidade em 230 kV, que interliga as subestações de Peritoró e Coelho Neto, no Estado do Maranhão, à subestação de Teresina, no Estado do Piauí.

### **2.1.3 Interligação Norte/Sudeste**

A interligação entre as regiões Norte e Sudeste, doravante denominada de Interligação Norte/Sul, é constituída atualmente por um sistema de transmissão composto por três circuitos em 500 kV entre a subestação de Imperatriz, no Estado do Maranhão, e a subestação de Serra da Mesa, no Estado de Goiás, passando pelas subestações de Colinas, Miracema e Gurupi, no Estado do Tocantins. Da subestação de Miracema deriva a subestação de Lajeado na qual se conecta a usina de mesmo nome, com capacidade instalada de 950 MW e da subestação de Gurupi deriva a subestação de Peixe na qual se conecta a usina Peixe Angical, com capacidade instalada de 450 MW.

A Interligação Norte/Sul III é composta por dois trechos. O primeiro trecho, interliga as subestações de 500 kV de Marabá e de Colinas por meio de uma nova subestação de 500 kV em Itacaiúnas. Ressalta-se que a ligação entre Marabá e Itacaiúnas é realizada por dois circuitos de 500 kV.



O segundo trecho, interliga as subestações de 500 kV a partir de Colinas, passando por Miracema, Gurupi e Peixe II, até a nova subestação de 500 kV de Serra da Mesa (Serra da Mesa II). Esta nova SE Serra da Mesa II será interligada à atual SE Serra da Mesa através do seccionamento da LT 500 kV Serra da Mesa – Rio das Éguas na SE Serra da Mesa II.

A entrada em operação da Norte/Sul III, em especial o circuito Marabá – Itacaiúnas – Colinas, possibilita explorar toda a potência instalada na UHE Tucuruí elevando a capacidade de exportação da região Norte no cenário Norte exportador. No cenário Sudeste exportador, a Norte–Sul III permite elevar a capacidade de transmissão da Interligação Norte–Sul e, conseqüentemente, elevar a capacidade de exportação da região Sudeste.

#### **2.1.4 Interligação Sudeste/Nordeste**

Os subsistemas Sudeste e Nordeste encontram-se interligados pela LT 500 kV Serra da Mesa – Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II - Ibicoara – Sapeaçu – Camaçari II, denominada de Interligação Sudeste-Nordeste, com cerca de 1100 km de extensão, passando pelos Estados de Goiás e Bahia. Na subestação de Bom Jesus da Lapa II tem-se um rebaixamento 500/230 kV - 2x300 MVA que permite a operação em anel do eixo de 230 kV desde Bom Jesus da Lapa II até Sobradinho. Na subestação de Sapeaçu tem-se um rebaixamento 500/230 kV - 2x600 MVA. Em Camaçari II é fechado o anel com o sistema de transmissão em 500 kV que escoar parte da geração do complexo de usinas Paulo Afonso I, II, III, IV e Apolônio Sales / Luiz Gonzaga / Xingó.

A Figura 2.2 apresenta a localização geográfica dos equipamentos que compõem as Interligações Norte/Nordeste, Norte/Sul e Sudeste/Nordeste.

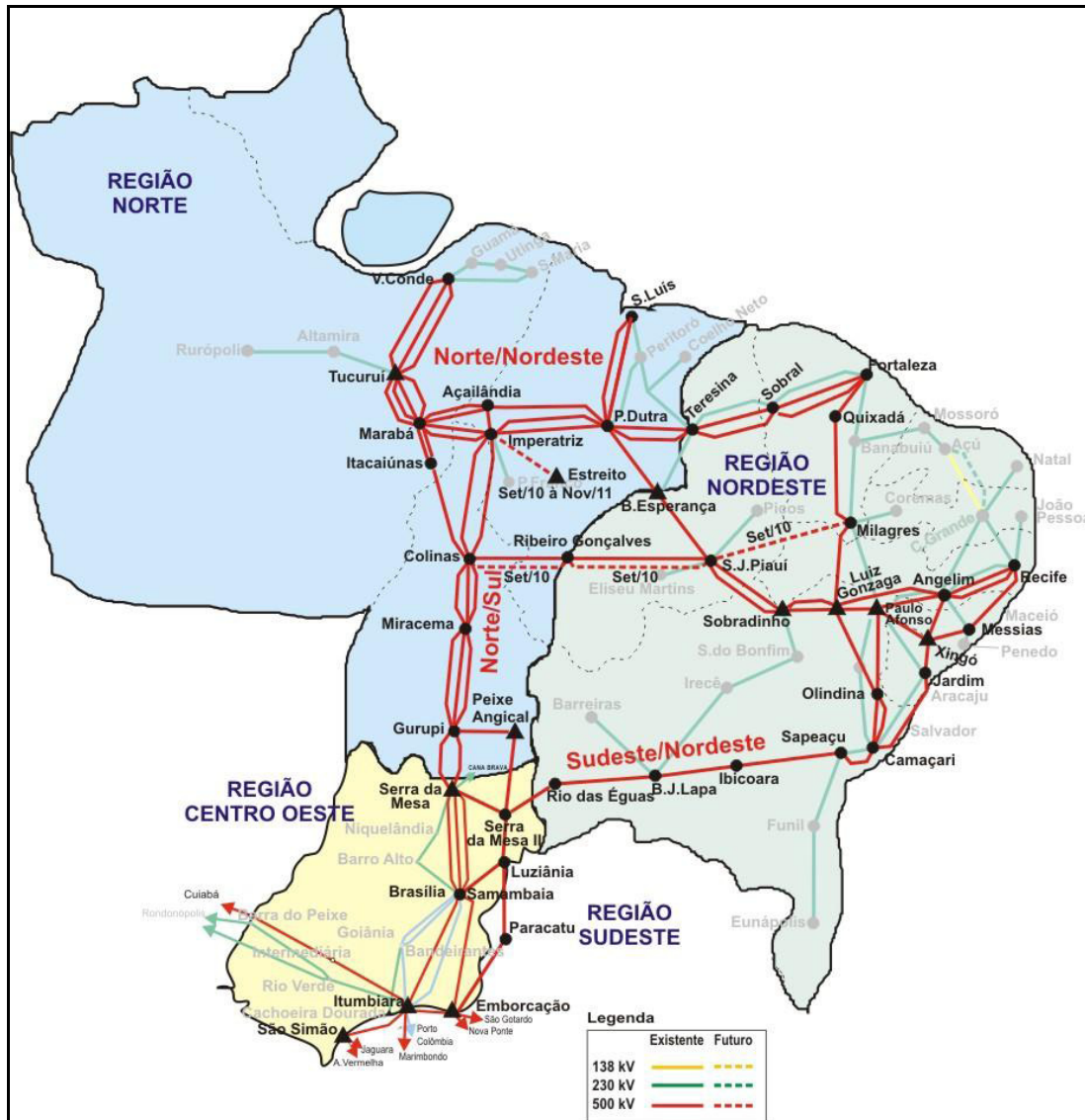


Figura 2.2 – Interligações Norte-Nordeste, Norte-Sul e Sudeste-Nordeste – Localização geográfica.



## CAPÍTULO 3

# SISTEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO – SEPs: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

### 3.1 Introdução

Com o desenvolvimento dos sistemas elétricos, principalmente com o surgimento das interligações entre os subsistemas, nota-se, além das vantagens econômicas, a melhoria da flexibilidade no balanço geração e demanda que contribui na disponibilidade e qualidade dos serviços. No entanto, essas interligações reduzem as distâncias elétricas entre os subsistemas, trazendo novos problemas para o sistema como um todo. Em sistemas interligados, as perturbações causadas por uma falta regional podem se estender a todo o sistema em um efeito cascata, impactando grandes áreas [16].

As redes de transmissão são desenvolvidas em grandes troncos para suprirem as necessidades dos sistemas no futuro. Nos primeiros anos de operação grandes margens de segurança são observadas, tornando-se cada vez menores com o crescimento da carga e com o envelhecimento dos equipamentos.

No caso do sistema brasileiro, o critério de dimensionamento da expansão do sistema de transmissão é aquele em que o sistema deve suportar qualquer contingência simples na rede elétrica (critério “N-1”), inclusive a pior delas [3].

Sendo o sistema planejado para operar de maneira eficiente sob condições normais, não deve haver maiores danos à operação a perda de qualquer elemento, por outro lado, a combinação de alguns desligamentos simultâneos pode proporcionar solicitações aos equipamentos além daquelas para as quais o sistema foi planejado, podendo acarretar as seguintes conseqüências:

- Sobrecarga em equipamentos;
- Falta de suporte de tensão;
- Desbalanço carga e geração;
- Instabilidade.



Neste caso torna-se necessário coordenar medidas operativas no sistema de forma a voltar o mesmo a condições de tensão e fluxo de potência que não envolvam risco de danos aos equipamentos e que preservem o balanço carga e geração. Algumas vezes não há tempo hábil para um operador de sistema coordenar a adoção dessas medidas, produzindo novas atuações de proteções e a possibilidade de desligamentos em cascata.

Devido a grande complexidade do sistema elétrico e a frequência cada vez maior com que estão sendo atingidos os limites de carregamento de circuitos, é ainda mais necessário a implantação de SEPs eficientes que garantam bom desempenho do sistema, mesmo após grandes distúrbios, auxiliando a melhorar a estabilidade. A emergência em um grande subsistema deverá trazer o mínimo de repercussões possível para o SIN [16].

### **3.2 SEPs Utilizados no Brasil**

Os Sistemas Especiais de Proteção (SEPs), que englobam os Esquemas de Controle de Emergências (ECEs) e os Esquemas de Controle de Segurança (ECSs), são sistemas automáticos de controle implantados nas estações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

A diferença existente entre ECEs e ECSs está na maior abrangência dos ECSs em relação aos ECEs. Enquanto os ECEs possuem, na maioria das vezes, uma ação mais localizada, os ECSs possuem uma abrangência maior, compreendendo várias áreas de transmissão e geração. Como exemplo de ECS podemos citar o “ECS da Área Rio de Janeiro/Espírito Santo”, que identifica perdas no setor de 500 kV e promove os cortes de cargas na LIGHT e AMPLA no Rio de Janeiro e ESCELSA no Espírito Santo. E como exemplo de ECE tem-se o “ECE de Alívio de Carga no Circuito Remanescente ou de Perda Dupla no Tronco de 345 kV da SE Adrianópolis a SE Vitória” que está restrito a eventos originados neste trecho.



Os SEPs têm o objetivo de:

- permitir maior utilização dos sistemas de geração, transmissão e distribuição;
- aumentar a confiabilidade da operação do sistema interligado;
- prover proteção adicional a componentes do sistema elétrico;
- melhorar a segurança do sistema, evitando tanto a propagação de desligamentos em cascata quanto de distúrbios de grande porte [3].

Os SEPs recebem informações:

- Das grandezas elétricas relevantes ao processo;
- Da topologia da rede elétrica, incluindo os estados de disjuntores, chaves seccionadoras, posições de taps de transformadores;
- Dos dispositivos de comando e controle, como chaves seletoras, chaves de controle e outros dispositivos.

A atuação do SEP é dada, basicamente, pelo comando de:

- Abertura ou fechamento de linhas de transmissão, geradores, transformadores e outros;
- Redução ou elevação de potência de geradores;
- Alívio ou restauração de cargas e
- Outras ações.

No SIN, as ações finais mais frequentes que os SEPs exercem sobre o sistema elétrico são:

- Corte de geração;
- Corte de carga;
- Abertura automática de linha de transmissão;
- Alívio de carregamento de equipamento;
- Ilhamento;
- Abertura seqüencial;
- Inserção ou desinserção de equipamentos de controle de tensão;
- Segregação de barras;
- Conversão de síncrono para gerador e vice-versa;
- Restauração automática de carga.



Para os SEPs utilizados no SIN, são empregados, basicamente, três tipos de tecnologia:

- Relés: (eletromecânicos, estáticos ou microprocessados);
- Microprocessadores: quando são usados Controladores Lógicos Programáveis (CLPs), Unidades Terminais Remotas (UTRs) ou *Intelligent Electronic Devices* (IEDs);
- Rotina Computacional: quando o ECE for implementado através de uma rotina incorporada a sistema de supervisão e controle, SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) etc.

A lógica do SEP no SIN pode ser fixa ou flexível. Ela será flexível quando os valores ou níveis de operação do esquema variam automaticamente em decorrência das condições do sistema elétrico. Geralmente a lógica flexível está associada a esquemas utilizando CLPs.

Ainda, os ECEs podem ter caráter de ativação permanente ou temporário, de acordo com os seguintes conceitos:

- Permanente: quando o esquema está permanentemente em operação e não está programada sua desativação em nenhuma circunstância;
- Temporário: basicamente em duas situações:
  - O esquema é ativado eventualmente, em situações como manutenção de componentes do sistema ou durante condições especiais de operação ou
  - O esquema, embora ativado permanentemente, será retirado dentro de um prazo definido quando determinada(s) obra(s) estiver(em) concluída(s).

No sistema brasileiro, existem alguns SEPs que merecem destaque especial. São eles:

- Os esquemas associados ao tronco de transmissão em 765 kV, em razão da sua grande importância para o SIN e por ser o primeiro ECE a utilizar a tecnologia de CLPs no Brasil;
- Os Esquemas Regionais de Alívio (Corte) de Carga por subfrequência (ERACs), que por diversas vezes já evitaram grandes blecautes no sistema, comprovando ser um ECE muito eficiente;
- O ECE associado à Interligação Norte/Sul, por ser o mais importante conjunto de esquemas que entrou em operação mais recentemente, também baseado na tecnologia de CLPs.



Cabe ressaltar que os ECEs implementados empregando CLPs permitem a elaboração de lógicas mais detalhadas e seguras, devido a sua robustez, flexibilidade e simplicidade de programação [16]. No Capítulo 4 é feito um detalhamento do ECE do Tronco de 765 kV de Itaipu, com as descrições das lógicas de funcionamento.





## CAPÍTULO 4

# ESQUEMAS DE CONTROLE DE EMERGÊNCIA DO TRONCO DE 765 KV DE ITAIPU

### 4.1 Introdução

Os troncos de transmissão podem ter grandes variações nos seus carregamentos, seja ao longo do dia em função da curva diária de carga, como por exemplo o tronco de transmissão para a Área Rio de Janeiro/Espírito Santo ou em função das condições hidrológicas (período úmido e período seco), como é o caso do sistema de transmissão associado às usinas do rio Madeira, onde o carregamento no período seco pode levar a necessidade de desligamento de um dos bipolos.

Qualquer tipo de contingência, seja simples ou múltipla, tem suas conseqüências reduzidas quando ocorrem em condições de baixo carregamento. No caso da usina de Itaipu a situação é particular. Face à posição geométrica desta usina, de ser do tipo fio d'água e de ser a última na cascata do rio Paraná, em território brasileiro, o despacho desta usina é sempre bastante elevado, vinte e quatro horas por dia, ao longo de todo o ano. A não geração em Itaipu significa verter água sem turbinamento, uma vez que não há como armazenar esta água não turbinada em outra usina da cascata. Desta forma, reduzir a geração em Itaipu significa aumentar o custo da operação, notadamente quando a compensação envolve a utilização de geração térmica. Observa-se, portanto, que o tronco de 765 kV opera com um carregamento elevado vinte e quatro horas por dia, durante todo o ano. Desta forma, qualquer contingência envolvendo este tronco de transmissão apresenta maiores riscos para o SIN.

O ECE do Tronco de 765 kV de Itaipu foi implantado junto com a entrada em operação do segundo circuito em 1989 e até o segundo semestre de 1995, a sua atuação era realizada por ações de proteção, habilitadas por intervenção humana sobre chaves seletoras instaladas em diversos pontos do sistema de transmissão. Em função de falhas de manobras nestas chaves ou durante serviços de manutenção ocorreram vários desligamentos indevidos



de máquinas ou recusa de abertura durante contingências na transmissão. Buscando aumentar o grau de confiabilidade de atuação do esquema e também otimizar suas ações foram implantados CLPs na execução desse ECE. O emprego de tecnologia digital possibilitou tornar as lógicas do esquema mais eficientes, seguras e seletivas, desaparecendo a necessidade de intervenção humana para habilitação do esquema ou manutenção de relés auxiliares. O centro de decisão está instalado na usina de Itaipu 60 Hz, com dois CLPs na configuração dual, sendo um “*back-up*” do outro, uma vez que são alimentados através de fontes independentes e ocorrendo a perda de um deles o outro assume a função de Master, garantindo assim a confiabilidade do esquema. As demais subestações do tronco funcionam com apenas um CLP, enviando os dados coletados (informações digitais de “*status*” de disjuntores e chaves seccionadoras e as informações analógicas de fluxo de potência nas linhas). O CLP localizado na SE Foz do Iguaçu envia para o CLP Master através de um sistema de microondas, a informação de fluxo de potência ativa nos três circuitos que partem desta subestação para a SE Ivaiporã. No CLP Master essas informações compõem o FIPU. O CLP localizado na SE Ivaiporã envia para o CLP Master também através de um sistema de microondas, a informação de fluxo de potência ativa nos três circuitos que partem desta subestação para a SE Itaberá. No CLP Master essas informações compõem o FSE. O CLP Master, além da aquisição dos dados enviados pelas outras subestações, identifica os geradores que estão em operação e estabelece uma seqüência de corte. Os CLPs monitoram a topologia da rede e o ponto de operação desse tronco. Dependendo da localização e do tipo de perturbação na rede de 765 kV, atua uma lógica específica do ECE.

A velocidade de processamento dos CLPs e a sua facilidade de programação permitiram definir lógicas com atuação bastante detalhadas e que foram otimizadas conforme a etapa de expansão do sistema de 765 kV. Inicialmente, os esquemas comandavam o desligamento de geradores apenas na ocorrência de sobrecarga em transformadores, para os casos de perda simples de linha de transmissão ou perda da interligação Sul/Sudeste (S/SE). Posteriormente foram incluídas ações para evitar a ocorrência de colapso de tensão, com ordem de abertura de gerador e/ou reator manobrável, e de desligamento de gerador em caso de perda dupla de linha de transmissão [3].

As lógicas associadas ao ECE do Tronco de 765 kV sofreram diversas atualizações desde a sua implantação para contemplar a entrada em operação de novos empreendimentos



na região. Quando da entrada em operação do terceiro circuito, tornou-se necessário incluir lógicas adicionais, elevando para vinte o número de lógicas. Devido ao elevado número de lógicas executadas pelo ECE, os CLPs passaram a trabalhar em seus limites de processamento.

O tronco de 765 kV pode transportar um fluxo bastante elevado, de até aproximadamente 6600 MW. Desta forma, este ECE exerce uma função de grande importância para a confiabilidade global do SIN, uma vez que tem se mostrado eficiente para garantir a integridade da transmissão, reduzindo sensivelmente os impactos que as emergências poderiam causar, permitindo uma operação segura deste tronco com altos valores de geração de Itaipu e de fluxo para a região Sudeste. A utilização dos CLPs permitiu grande flexibilidade na implementação das lógicas, assim como a inclusão de novas ações, aumentando a segurança do sistema [3].

A Figura 4.1 mostra a configuração básica do sistema de 765 kV, bem como a localização dos CLPs que compõem o esquema em questão.

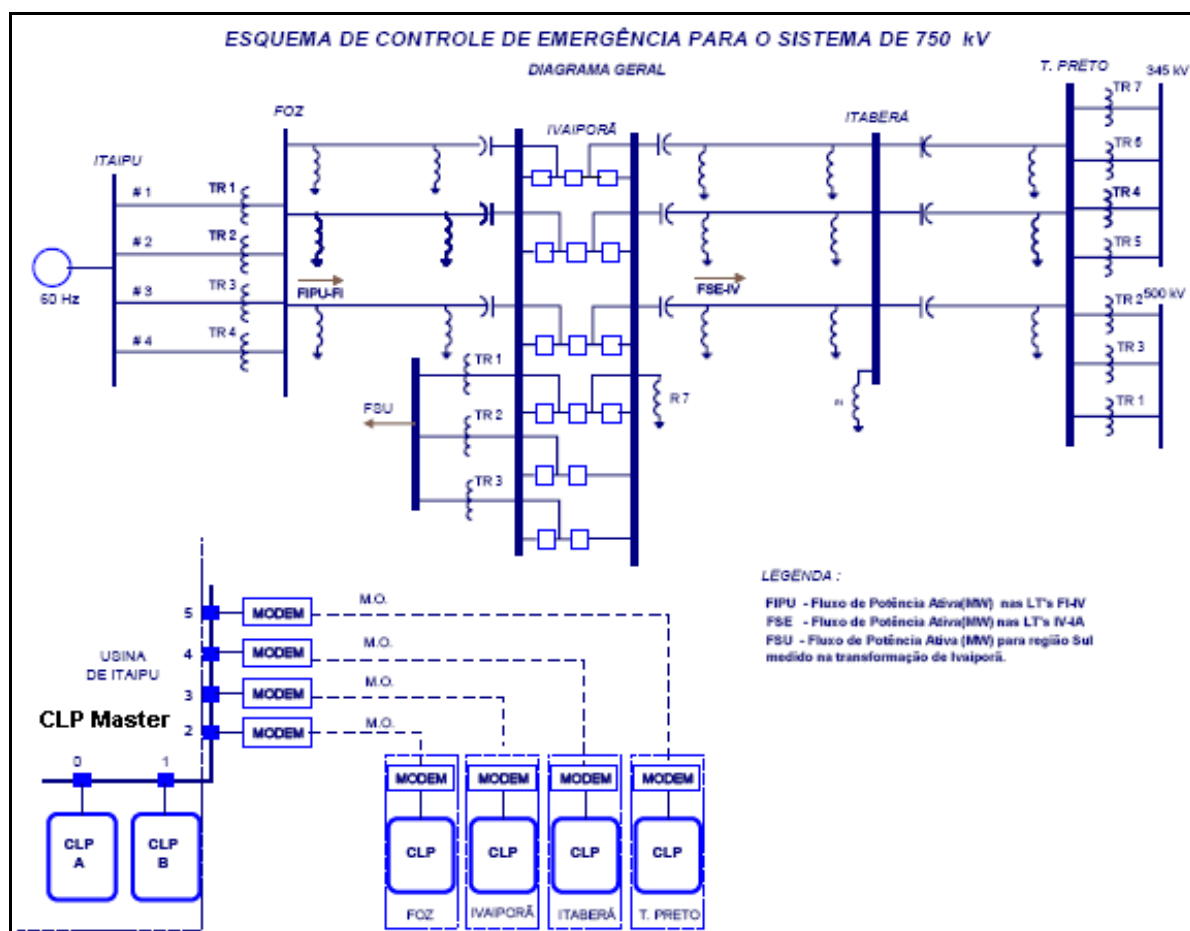


Figura 4.1 – Configuração básica do sistema de 765 kV e a localização dos CLPs que compõem o esquema em questão.

As Tabelas 4.1 e 4.2 apresentam os desligamentos simultâneos de circuitos no tronco de 765 kV, ocorridos de 2000 a 2003 e de 2004 a 2009, respectivamente.



Tabela 4.1 – Desligamentos simultâneos de circuitos no tronco de 765 kV de 2000 a 2003.

Data	Trecho Envolvido		Circuitos	Tempos (ms)	Comentários	
30/06/00 00:48	Itaberá	Ivaiporã	3-2-1	42 - 22042 - 25029	Fortes ventos na região, deslig. LT IA IV 3, religigada automaticamente com sucesso. Novo desligamento 4s após o RA. Após 22 e 25s, deslig. dos circ. 2 e 1	
25/11/00 11:06	Itaberá	T. Preto	2-1	43 - 110	Explosão de TC em ponto comum (SE Itaberá), das linhas IA - TP 2 e IA - IV 2. Atuação correta do BF, desligando a linha IA - IV 2. Os circuitos 1 e 3 da linha IA-IV desligaram por sobretensão. A linha FI - IV 3 desligou por sobrefrequência	
	Itaberá	Ivaiporã	2-1-3	203 - 303 - 303		
	Ivaiporã	F. Iguaçú	3	3000		
08/07/01 07:53	Itaberá	Ivaiporã	3-1	118 - 122	Erro de manobra em chave de aterramento na SE Itaberá (curto na barra)	
21/01/02 11:06	Itaberá	T. Preto	3-2-1	1845 - 1942 - 1962	Oscilação Potência	Deslig. circuito 2 da LT Araraquara - Ilha Solteira devido rompimento de condutor. No circuito 1 atuação incorreta da proteção. Teve início processo de oscilação de potência no SIN.
	Itaberá	Ivaiporã	2-1-3	1931 - 1951 - 1856		
	Ivaiporã	F. Iguaçú	2-3-1	2607 - 2611 - 2615	Atuação de ECE	
06/07/03 23:59	Itaberá	T. Preto	1-2-3	134 - 134 - 134	Descarga atmosférica nos circuitos 1 e 2 e na barra de Itaberá	
	Itaberá	Ivaiporã	1-2-3	35 - 95 - 193		
16/09/03 03:13	Itaberá	T. Preto	1-2	123 - 1280	Descarga atmosférica nos circ. 1 e 2. Atuação incorreta proteção da linha IA TP 1	
	Itaberá	Ivaiporã	2-1	40 - 116		
01/11/03 14:06	Itaberá	Ivaiporã	1-2	36 - 144	Curto na LT IA-IV C1 e 15 ms depois curto na barra de IA	

Tabela 4.2 – Desligamentos simultâneos de circuitos no tronco de 765 kV de 2004 a 2009.

Data	Trecho Envolvido		Circuitos	Tempos (ms)	Comentários	
10/11/04 03:10	F. Iguaçú	Ivaiporã	1-2	88 - 56 (*)	Desc. atmosférica circ. 1 e 2. (*) tempo eliminação da falta	
10/11/04 04:12	F. Iguaçú	Ivaiporã	1-2	# 0	Desc. atmosférica circ. 2 e atuação incorreta da proteção do circ. 1 (# => tempo de abertura dos dois circuitos iguais)	
14/06/05 19:26	F. Iguaçú	Ivaiporã	2-1	42 - 6070	Quedas de torres dos circ. 1 e 2	
04/10/2005 20:38	F. Iguaçú	Ivaiporã	2-3-1	43 - 2min+18098 - 2min+20464	Quedas de torres dos circ. 2 e 3. O circ. 1 desligou devido à oscilação de potência	
01/09/2006 17:52	F. Iguaçú	Ivaiporã	3-2	51 - 5min+15837	Quedas de torres dos circuitos 2 e 3. Às 19:29:25,783 queda de torre na LT FI IN - bipolo 1.	
18/02/2007 22:57	Itaberá	T. Preto	3-1	63 - 100	Curtos-circuitos nas LTs IA-TP c1 e IA-IV3 e na barra B de IA. A LT IA-TP 3 desligou devido a configuração da barra de IA.	
05/01/2008 13:46	Itaberá	Ivaiporã	1-2	# 35	Curto-circuito de causa indeterminada no c1 e atuação acidental da prot. do reator do c2. Tempo de abertura dos dois circuitos praticamente iguais (35 ms).	
10/01/2009 18:05	F. Iguaçú	Ivaiporã	2-1	40 - 318	Quedas de torres nos 2 circ. CC no circ. 1 ocorreu 145 ms após eliminação da falta do circ. 2 (58 ms) e durou 113 ms.	
04/07/2009 18:36	F. Iguaçú	Ivaiporã	2-1	55	O circ. 2 desligou devido a descarga atm e o circ. 1 por atuação incorreta da teleproteção	
22/07/2009 23:41	Itaberá	Ivaiporã	1-2-3	35 - 72 - 136	Os circ. 1 e 2 deslig. devido descargas atm e o circ. 3 pela atuação incorreta da proteção diferencial do reator da linha	



De 2000 a 2009 são observados 17 eventos de desligamentos simultâneos de circuitos no tronco de 765 kV, sendo distribuídos da seguinte forma:

- 6 causados por descargas atmosféricas;
- 4 causados por quedas de torres;
- 2 causados por curto-circuito em LT com erro de proteção;
- 2 causados por curto-circuito na LT e na barra;
- 1 causado por explosão de TC;
- 1 causado por erro de manobra;
- 1 causado por fortes ventos na região.

A seguir é feito um detalhamento do ECE do Tronco de 765 kV de Itaipu, com as descrições das lógicas de funcionamento.



## 4.2 Esquemas de Controle de Emergência do Tronco de 765 kV de Itaipu

### 4.2.1 Esquema de corte de geração em Itaipu 60Hz para sobrecarga nos transformadores 765/525 kV de Foz do Iguaçu

Este esquema tem por objetivo evitar a abertura dos transformadores 765/525 kV da SE Foz do Iguaçu (Lógica 1) decorrente de sobrecarga superior a 50% durante 20s. Havendo sobrecarga (atuação do relé de sobrecorrente dos trafos) superior a 50% em pelo menos um transformador e o fluxo pelo transformador for maior que 0,9 pu após 3s será enviado comando para corte de uma unidade geradora. Persistindo a sobrecarga por mais 10s outra unidade será cortada.

A Figura 4.2 mostra o esquema de corte de geração descrito anteriormente.

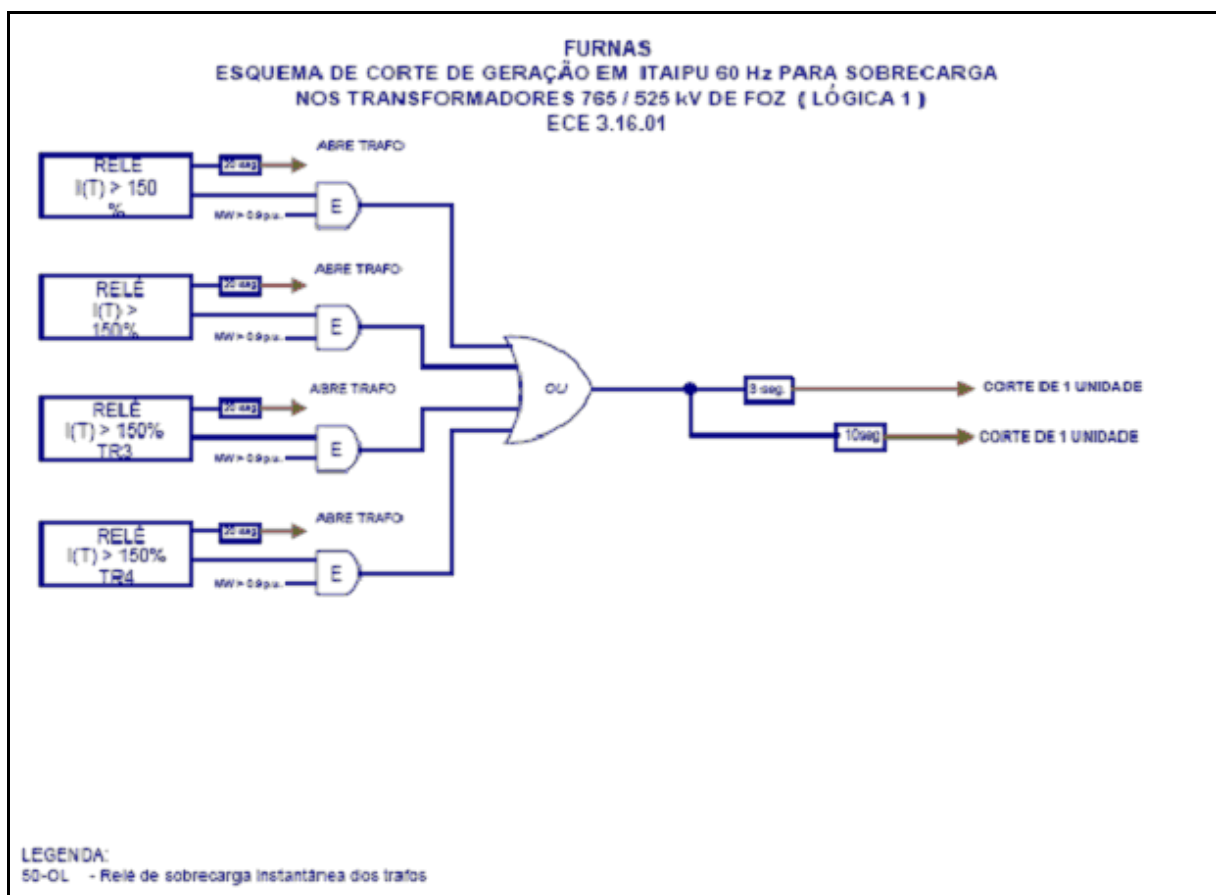


Figura 4.2 – Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para sobrecarga nos transformadores 765/525 kV de Foz do Iguaçu (Lógica 1).



#### 4.2.2 Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de um dos circuitos entre Tijuco Preto e Itaberá

Este esquema tem por objetivo evitar a abertura do tronco de 765 kV entre Itaberá e Tijuco Preto na perda de um dos circuitos deste trecho (Lógica 2.1).

A Figura 4.3 mostra o esquema de corte de geração descrito anteriormente.

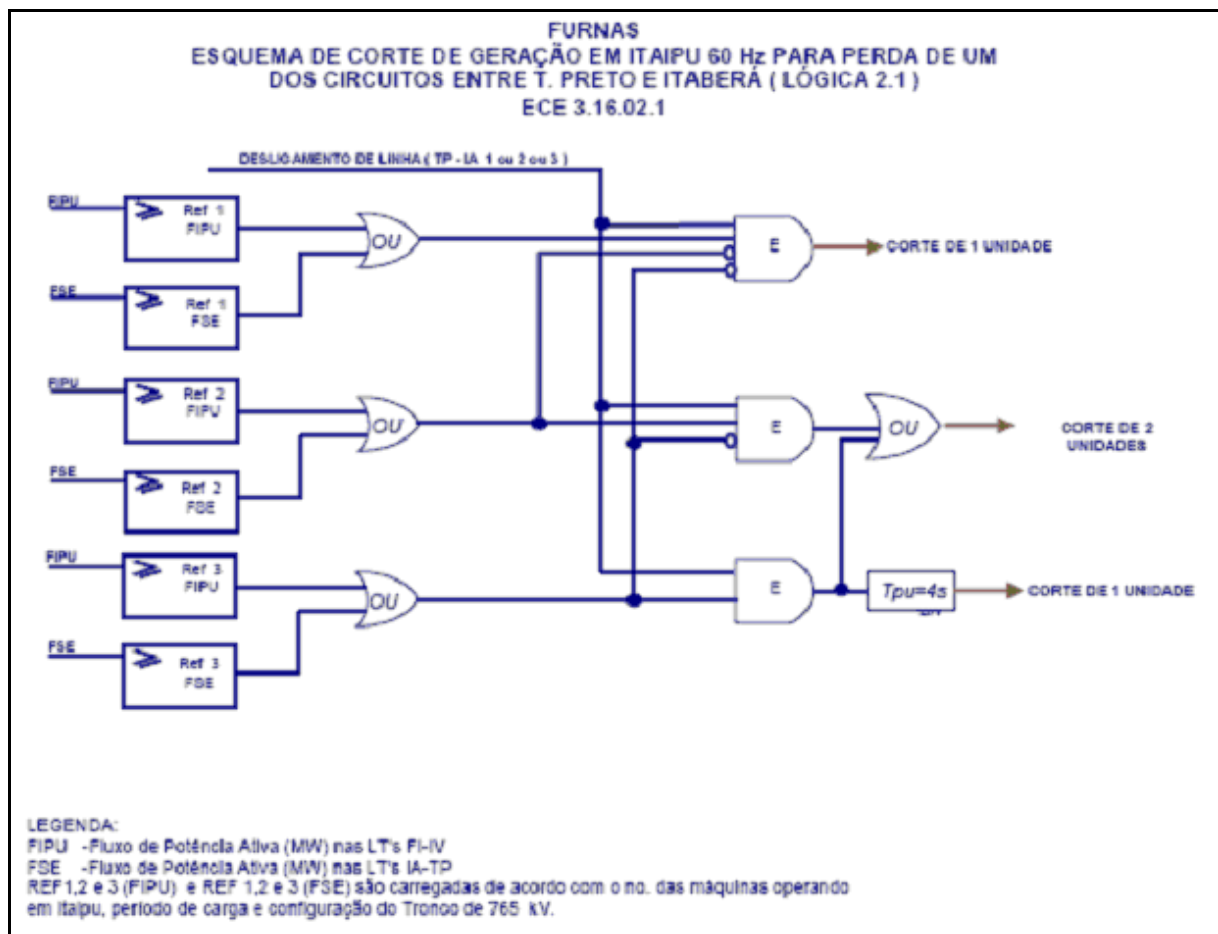


Figura 4.3 – Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de um dos circuitos entre Tijuco Preto e Itaberá (Lógica 2.1).



### 4.2.3 Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de um dos circuitos entre Ivaiporã e Itaberá

Este esquema tem por objetivo evitar a abertura do tronco de 765 kV entre Itaberá e Ivaiporã na perda de um dos circuitos deste trecho.

A Figura 4.4 mostra o esquema de corte de geração descrito anteriormente.

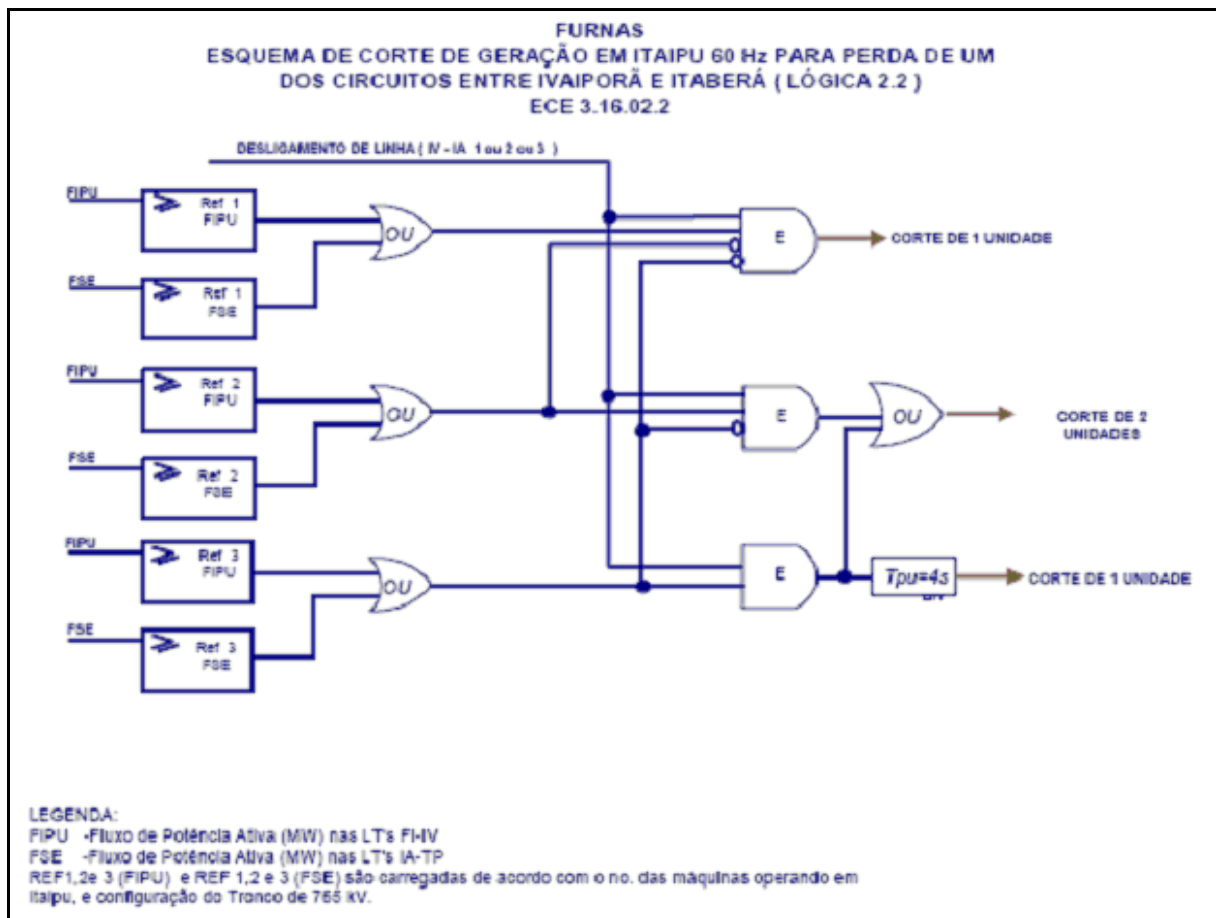


Figura 4.4 – Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de um dos circuitos entre Ivaiporã e Itaberá (Lógica 2.2).



#### 4.2.4 Esquema de abertura de três circuitos Tijuco Preto – Itaberá para rejeição de carga total em Tijuco Preto

Este esquema tem por objetivo prover uma garantia adicional para as máquinas de Itaipu 60 Hz devido à possibilidade de ocorrência de auto-excitação no caso da perda de transformação em Tijuco Preto, com saída simultânea de transformação de Ivaiporã, bem como reduzir as sobretensões no sistema de 765 kV. Este esquema, uma vez operado, provoca corte de geração na Usina de Itaipu.

A Figura 4.5 mostra o esquema de abertura de circuitos descrito anteriormente.

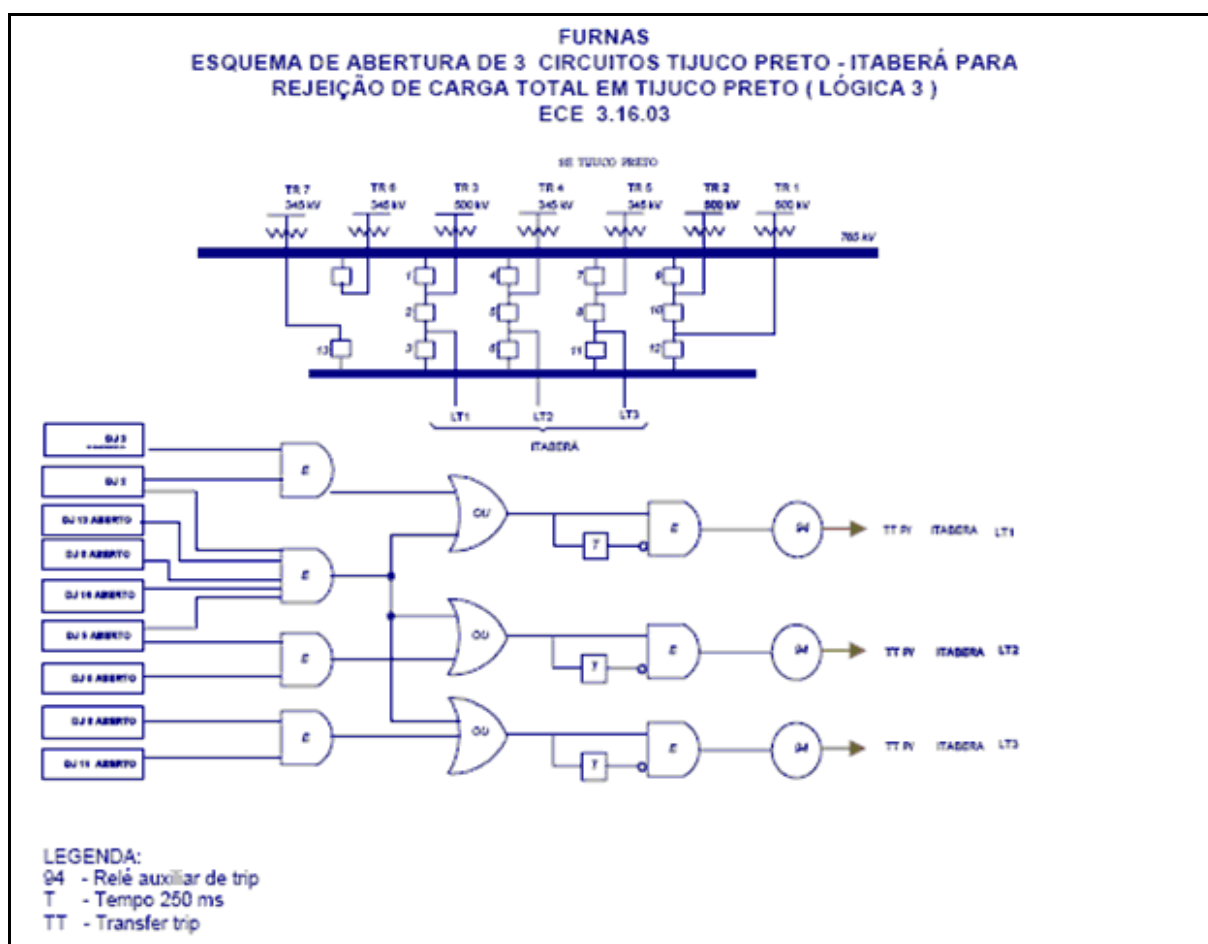


Figura 4.5 – Esquema de abertura de três circuitos Tijuco Preto – Itaberá para rejeição de carga total em Tijuco Preto (Lógica 3).



#### 4.2.5 Esquema de abertura de três linhas Foz do Iguaçu – Ivaiporã 765 kV pela operação do relé de taxa de frequência de Itaipu

Este esquema tem por objetivo evitar o bloqueio das usinas térmicas do Sistema Sul por sobrefrequência, decorrentes de rejeições totais entre Ivaiporã e Tijuco Preto, o esquema atua comandando a abertura das LTs Foz do Iguaçu-Ivaiporã 1, 2 e 3 por taxa de frequência.

A Figura 4.6 mostra o esquema de abertura de circuitos descrito anteriormente.

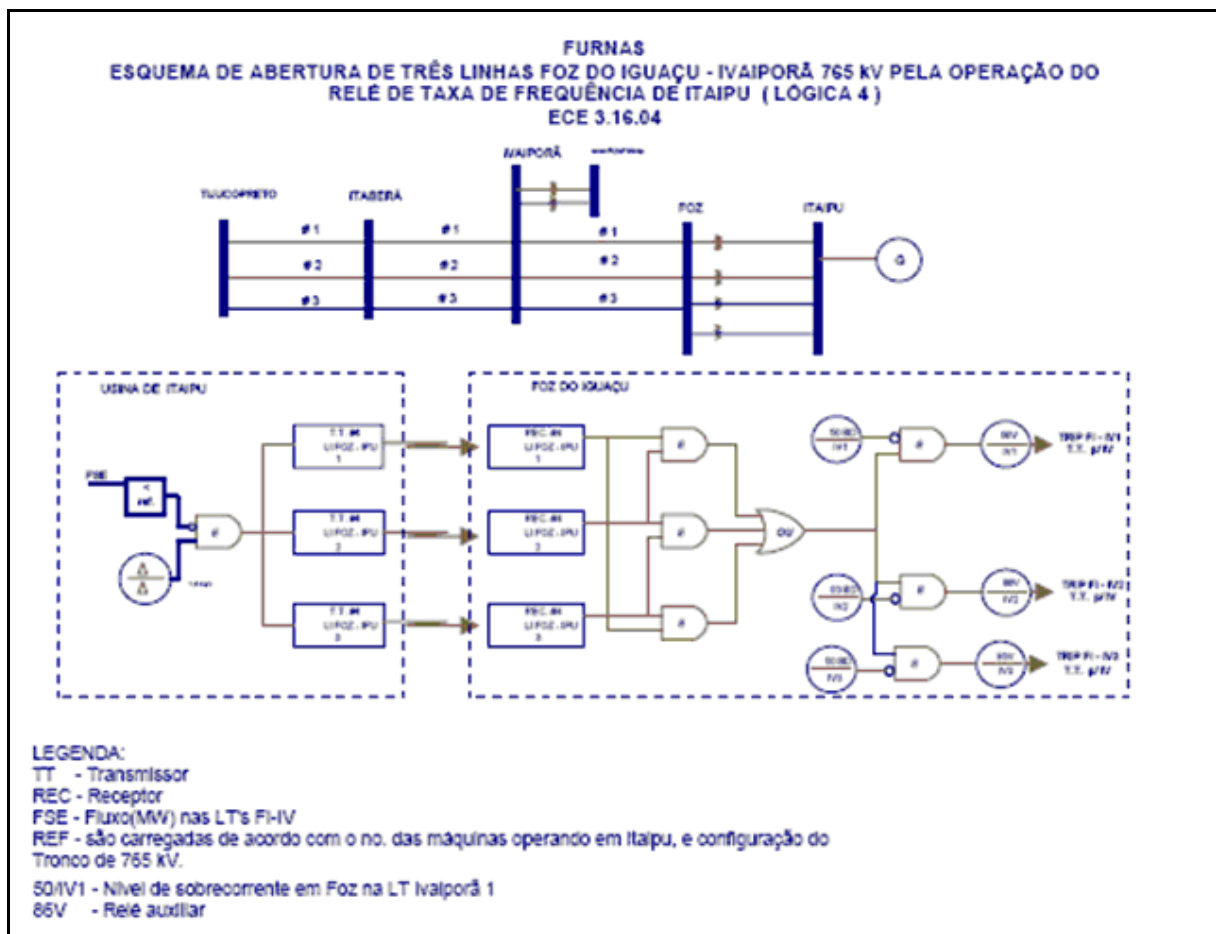


Figura 4.6 – Esquema de abertura de três linhas Foz do Iguaçu – Ivaiporã 765 kV pela operação do relé de taxa de frequência de Itaipu (Lógica 4).



#### 4.2.6 Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de um dos circuitos Ivaiporã – Foz do Iguaçu

Este esquema tem por objetivo evitar a abertura do sistema de transmissão em 765 kV quando da perda de um dos circuitos entre Ivaiporã e Foz do Iguaçu.

A Figura 4.7 mostra o esquema de corte de geração descrito anteriormente.

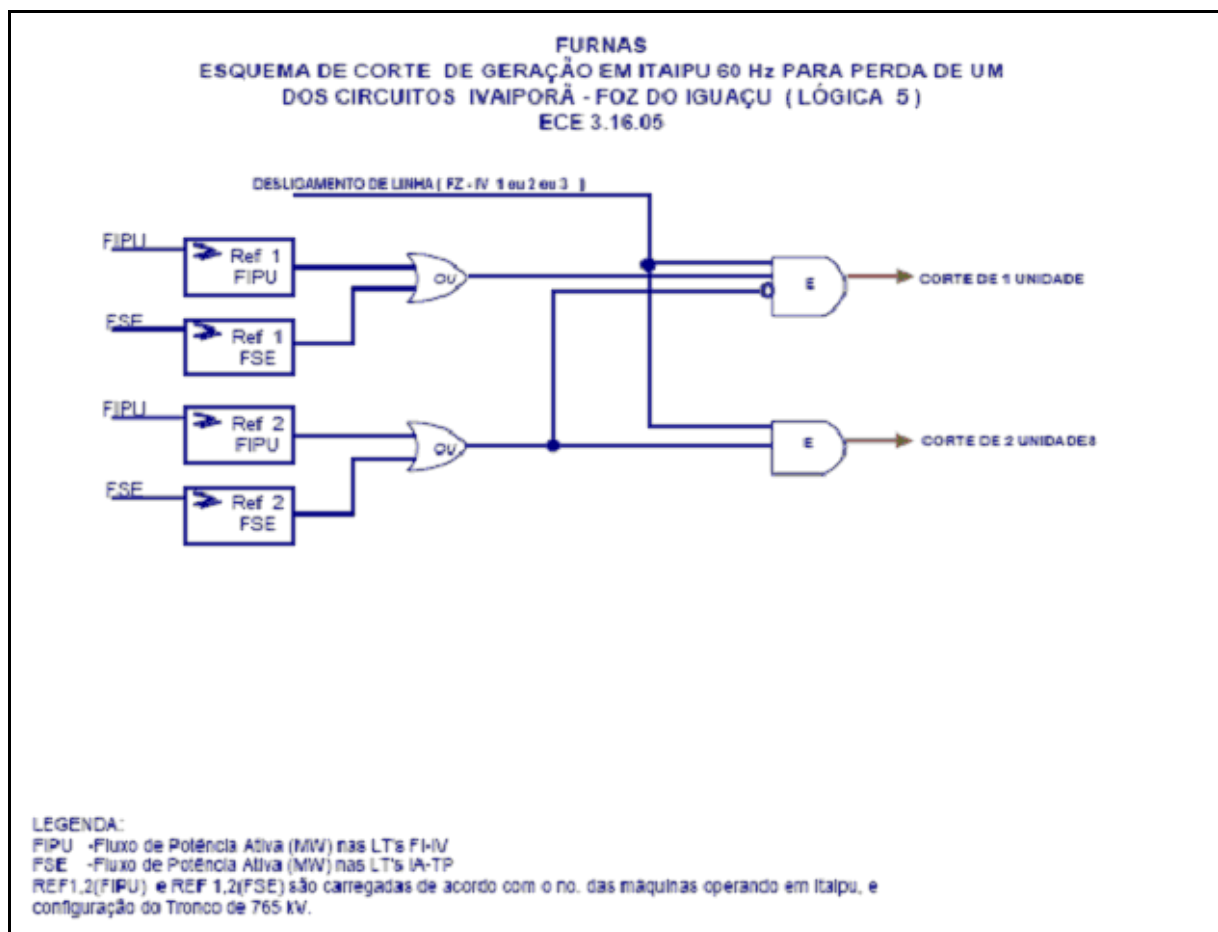


Figura 4.7 – Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de um dos circuitos Ivaiporã – Foz do Iguaçu (Lógica 5).



#### 4.2.7 Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para sobrecarga nos transformadores 765/525 kV de Ivaiporã

Este esquema tem por objetivo evitar a abertura dos transformadores 765/525 kV da SE Ivaiporã decorrente de sobrecarga superior a 50% durante 20s. Havendo sobrecarga (atuação do relé de sobrecorrente dos transformadores) superior a 50% em pelo menos um transformador e o fluxo pelo transformador maior que 0,9 pu após 3s será enviado comando para corte de uma unidade geradora. Persistindo a sobrecarga por mais 10s outra unidade será cortada.

A Figura 4.8 mostra o esquema de corte de geração descrito anteriormente.

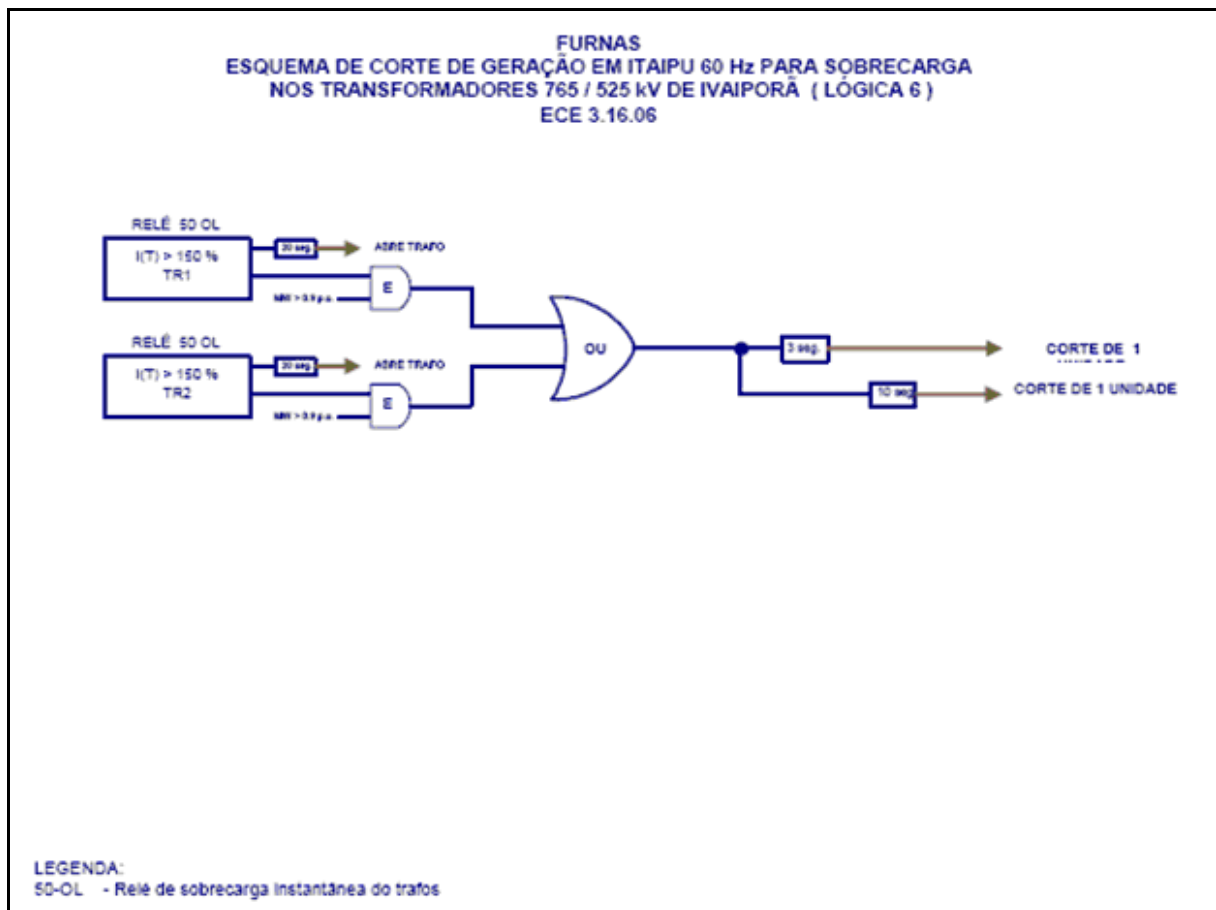


Figura 4.8 – Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para sobrecarga nos transformadores 765/525 kV de Ivaiporã (Lógica 6).



#### 4.2.8 Esquema de rejeição total das linhas Foz do Iguaçu – Ivaiporã 1, 2 e 3 em Foz do Iguaçu

Este esquema tem por objetivo evitar sobretensões rigorosas nas barras de Itaipu - 60 Hz decorrentes de rejeições totais em Foz do Iguaçu.

A Figura 4.9 mostra o esquema de rejeição de linhas descrito anteriormente.

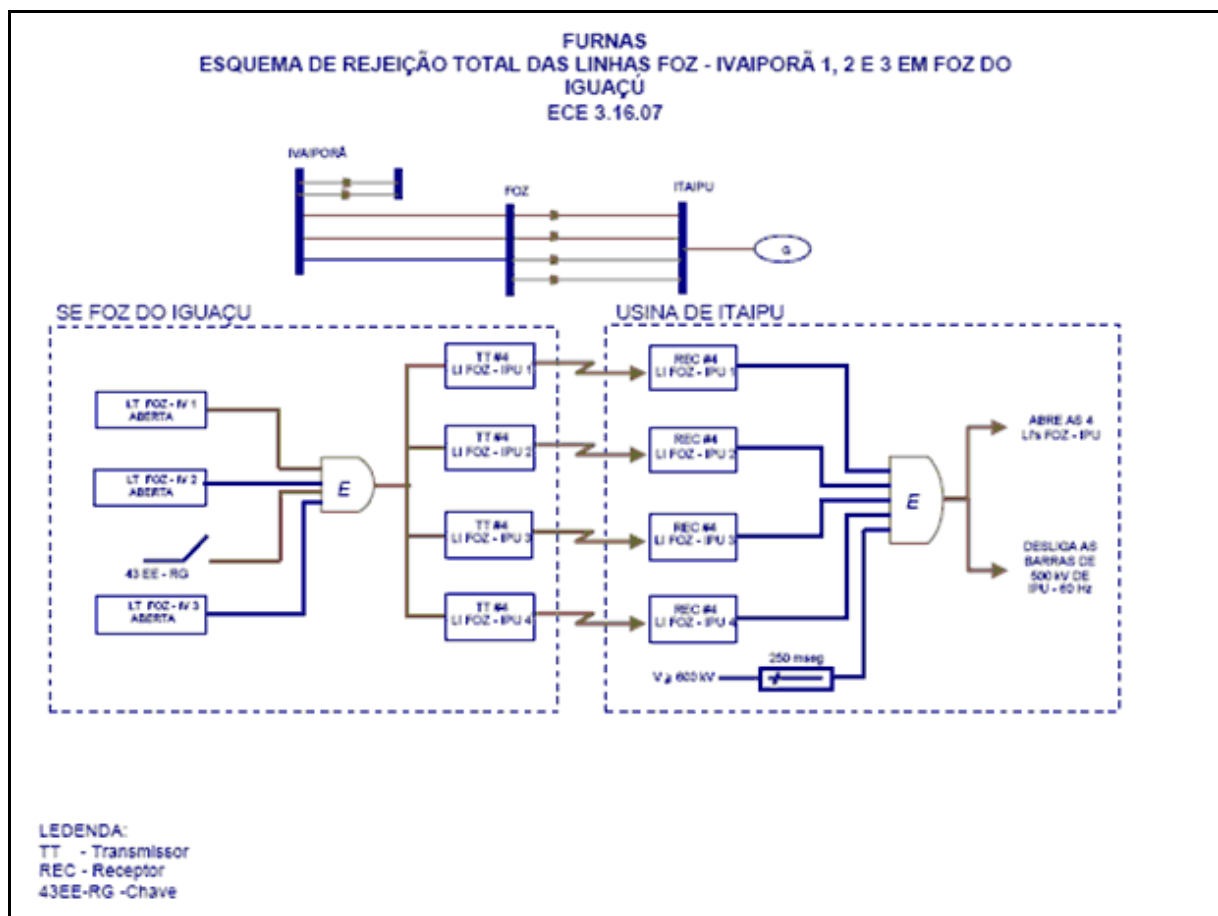


Figura 4.9 – Esquema de rejeição total das linhas Foz do Iguaçu – Ivaiporã 1, 2 e 3 em Foz do Iguaçu.



#### 4.2.9 Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para abertura total do tronco de 765 kV entre Tijuco Preto e Ivaiporã

Este esquema tem por objetivo evitar bloqueio de Usinas Térmicas no Sistema Sul devido a sobrefrequências. A abertura total do tronco entre as SEs Ivaiporã e Tijuco Preto comanda o desligamento de determinado número de máquinas de Itaipu 60 Hz.

A Figura 4.10 mostra o esquema de corte de geração descrito anteriormente.

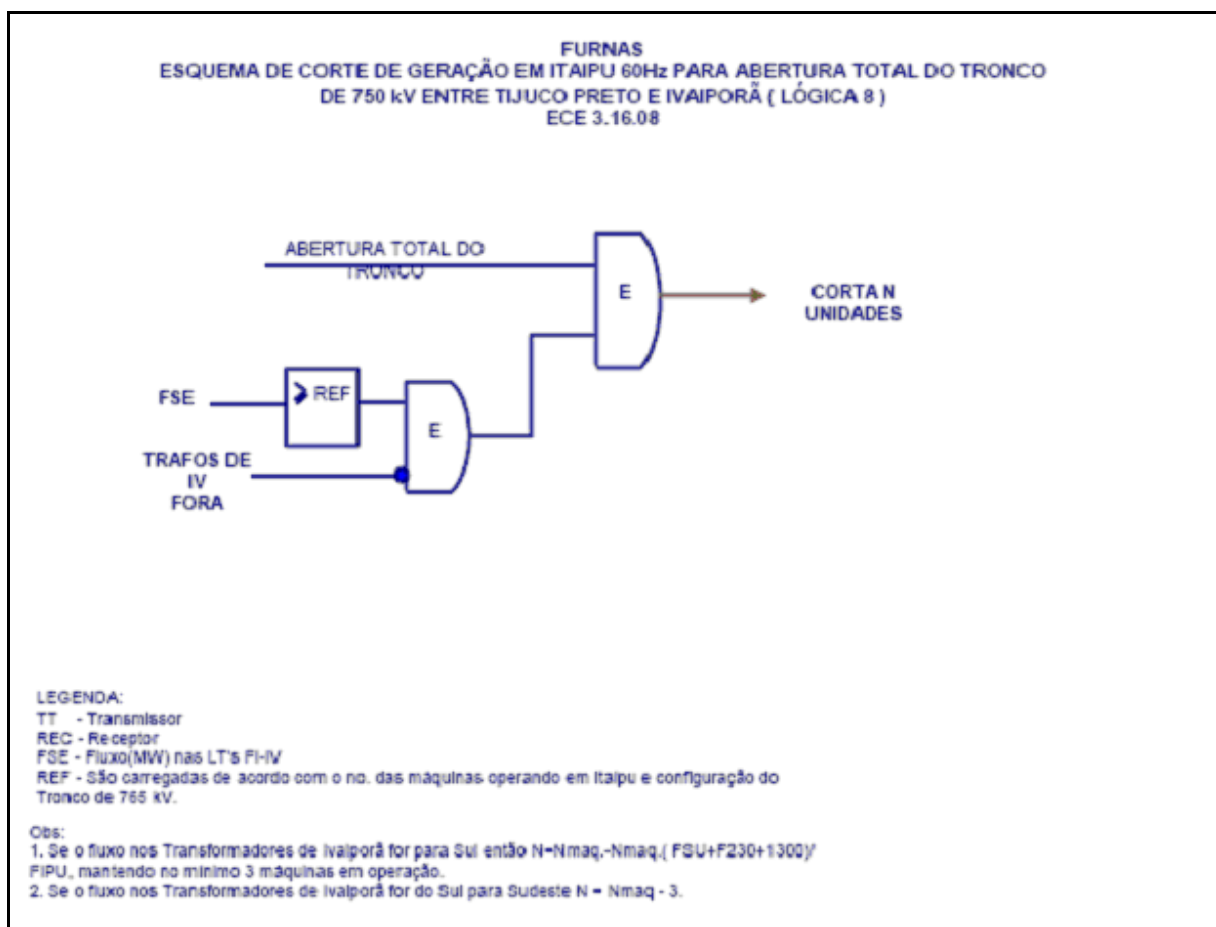


Figura 4.10 – Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para abertura total do tronco de 765 kV entre Tijuco Preto e Ivaiporã (Lógica 8).



#### **4.2.10 Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para sobrecarga nos transformadores 765/500 kV e 765/345 kV de Tijuco Preto**

Este esquema tem por objetivo evitar a abertura dos transformadores 765/500 kV e 765/345 kV da SE Tijuco Preto decorrente de sobrecarga superior a 50% durante 20s. Havendo sobrecarga (atuação do relé de sobrecorrente dos transformadores) superior a 50% em pelo menos um transformador e fluxo pelo transformador maior que 0,9 pu após 3s, será enviado comando para corte de uma unidade geradora em Itaipu. Persistindo a sobrecarga por mais 7s, uma segunda unidade será cortada. Caso ainda persista por mais 6s, haverá corte de uma terceira unidade. Se ainda assim a sobrecarga persistir por mais 2s a lógica promove a abertura da LT Tijuco Preto – Taubaté no terminal de Taubaté, para sobrecarga nos transformadores 765/500 kV ou a abertura das LTs Tijuco Preto-Itapeti 1 e 2 nos terminais de Tijuco Preto, para sobrecarga nos transformadores 765/345 kV. Após atuação dos quatro estágios da Lógica 9, se a sobrecarga não for extinta, o transformador será desligado em 2s.

A Figura 4.11 mostra o esquema de corte de geração descrito anteriormente.



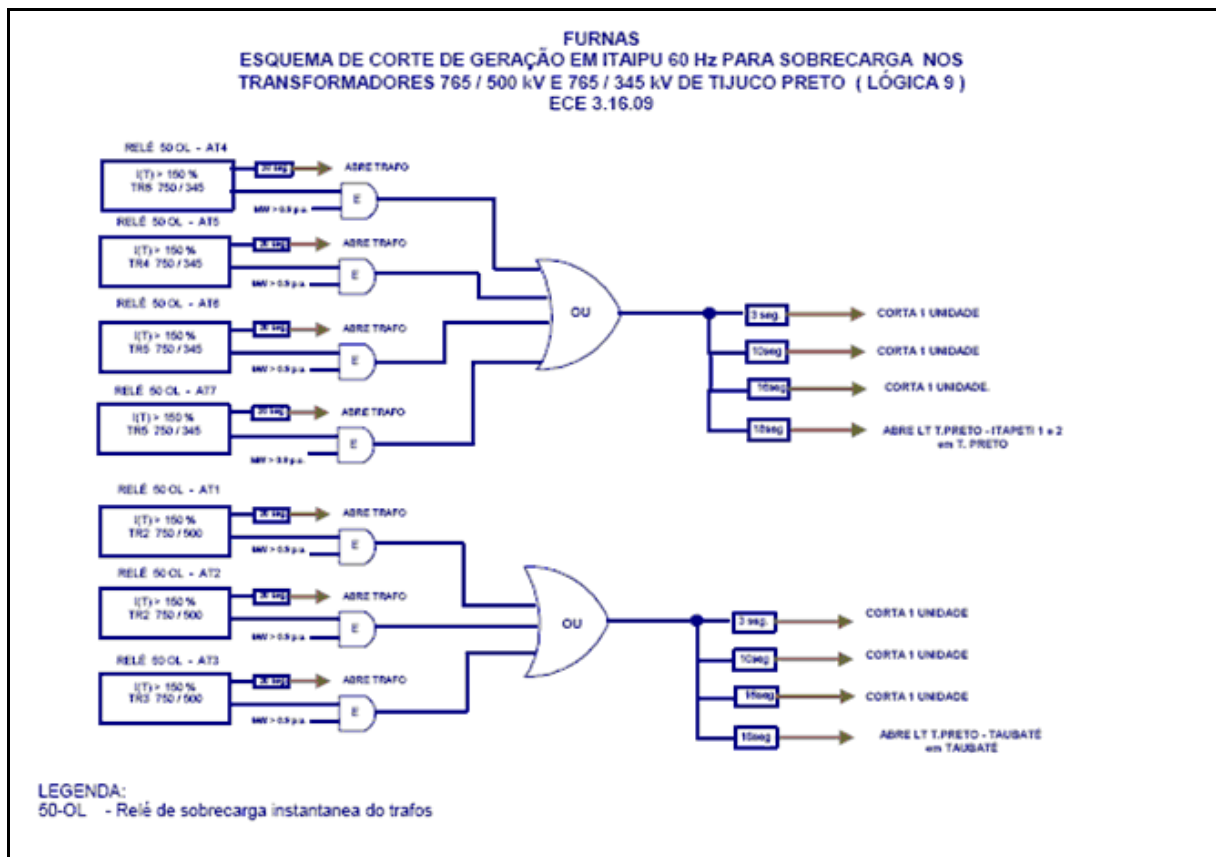


Figura 4.11 - Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para sobrecarga nos transformadores 765/500 kV e 765/345 kV de Tijuco Preto (Lógica 9).



#### 4.2.11 Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para sobrecarga nos transformadores 765/500 kV e 765/345 kV de Tijuco Preto

Este esquema tem por objetivo evitar a sobrecarga na transformação 765/345 kV quando da perda de um autotransformador. Ocorrendo o desligamento de um dos três autotransformadores 750/345 kV da SE Tijuco Preto, e o fluxo de potência ativa em um dos outros ultrapassar o valor de 1350 MW, com a chave 43-ECE/TP fechada, será enviado comando para corte de até três unidades geradoras na UHE de Itaipu. Estes cortes são temporizados em 10, 30 e 60s, respectivamente. Caso o valor continue acima do valor de referência será também comandado em 70s o desligamento da LT Tijuco Preto – Itaberá 2, na SE Tijuco Preto.

A Figura 4.12 mostra o esquema de corte de geração descrito anteriormente.

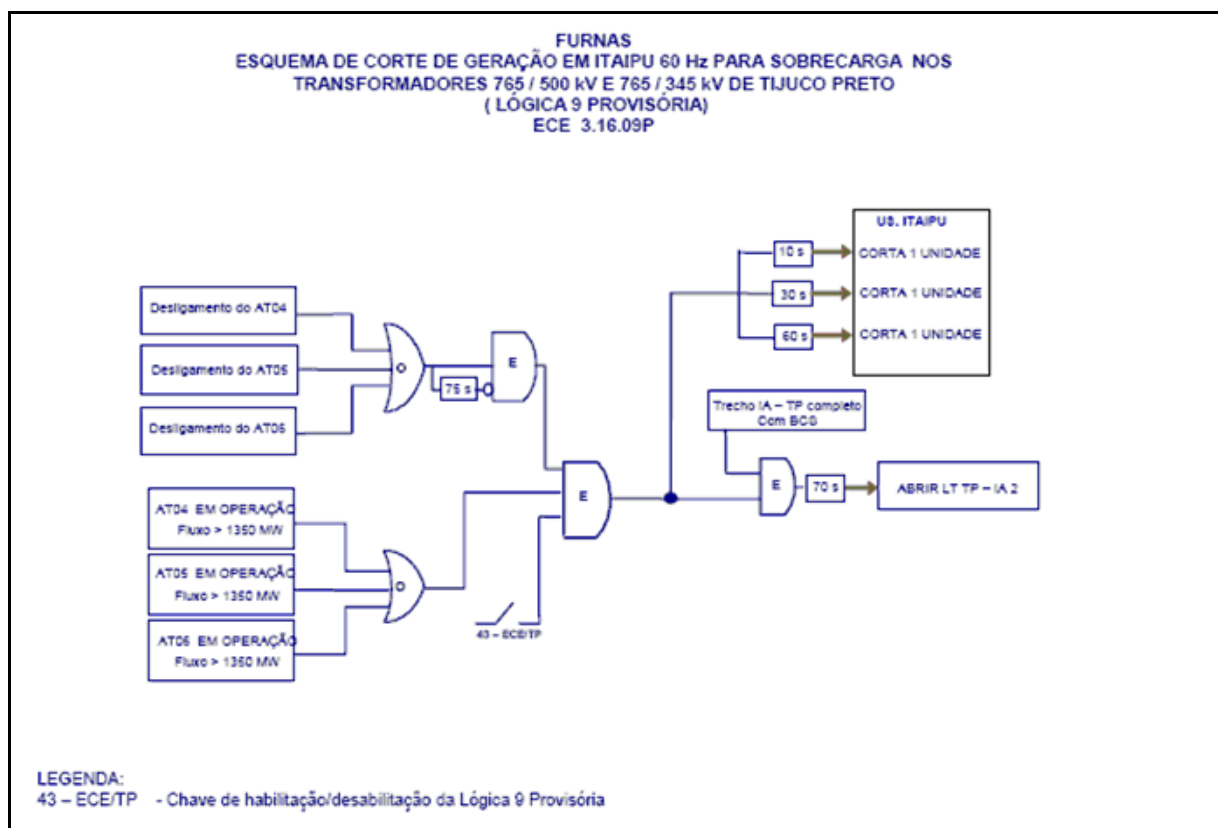


Figura 4.12 – Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para sobrecarga nos transformadores 765/500 kV e 765/345 kV de Tijuco Preto (Lógica 9 Provisória).



#### 4.2.12 Esquema para corte de reator da SE Ivaiporã

Este esquema tem por objetivo comandar o desligamento em Ivaiporã do reator R7 de 330 Mvar, quando em operação, para evitar a ocorrência de colapso de tensão no sistema de 765 kV. Caso esteja indisponível o disjuntor do transformador TR1, não haverá desligamento do reator R7 devido à configuração de barramento.

A Figura 4.13 mostra o esquema de corte de reator descrito anteriormente.

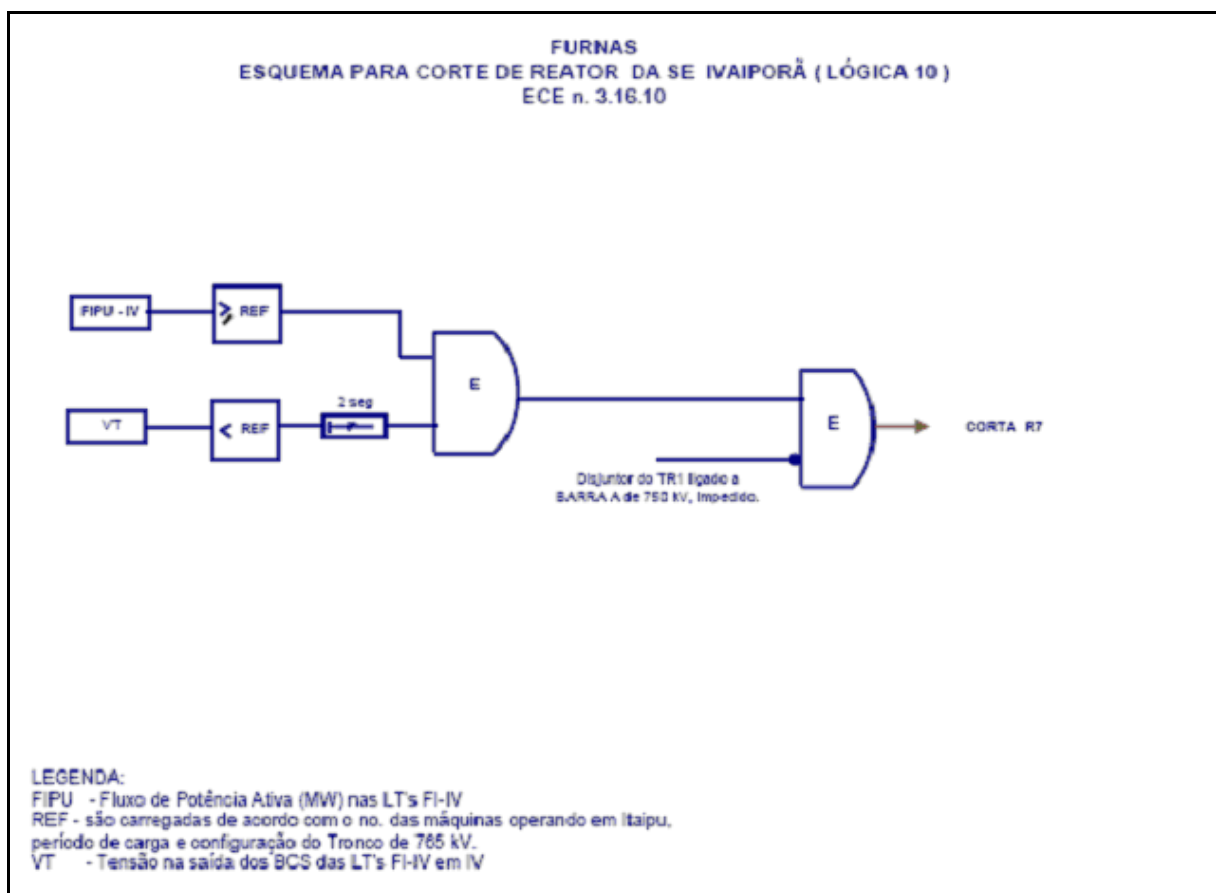


Figura 4.13 – Esquema para corte de reator da SE Ivaiporã (Lógica 10).

### 4.2.13 Esquema para corte de geração em Itaipu 60 Hz por atuação do limitador de máxima corrente de campo

Este esquema tem por objetivo evitar a ocorrência de colapso de tensão no sistema de 765 kV através do desligamento de máquina em Itaipu 60 Hz, quando da ocorrência de atuação do limitador de máxima corrente de campo de qualquer unidade e estiverem atingidas as condições de FIPU (fluxo de Itaipu) e da tensão VT (tensão terminal).

A Figura 4.14 mostra o esquema de corte de geração descrito anteriormente.

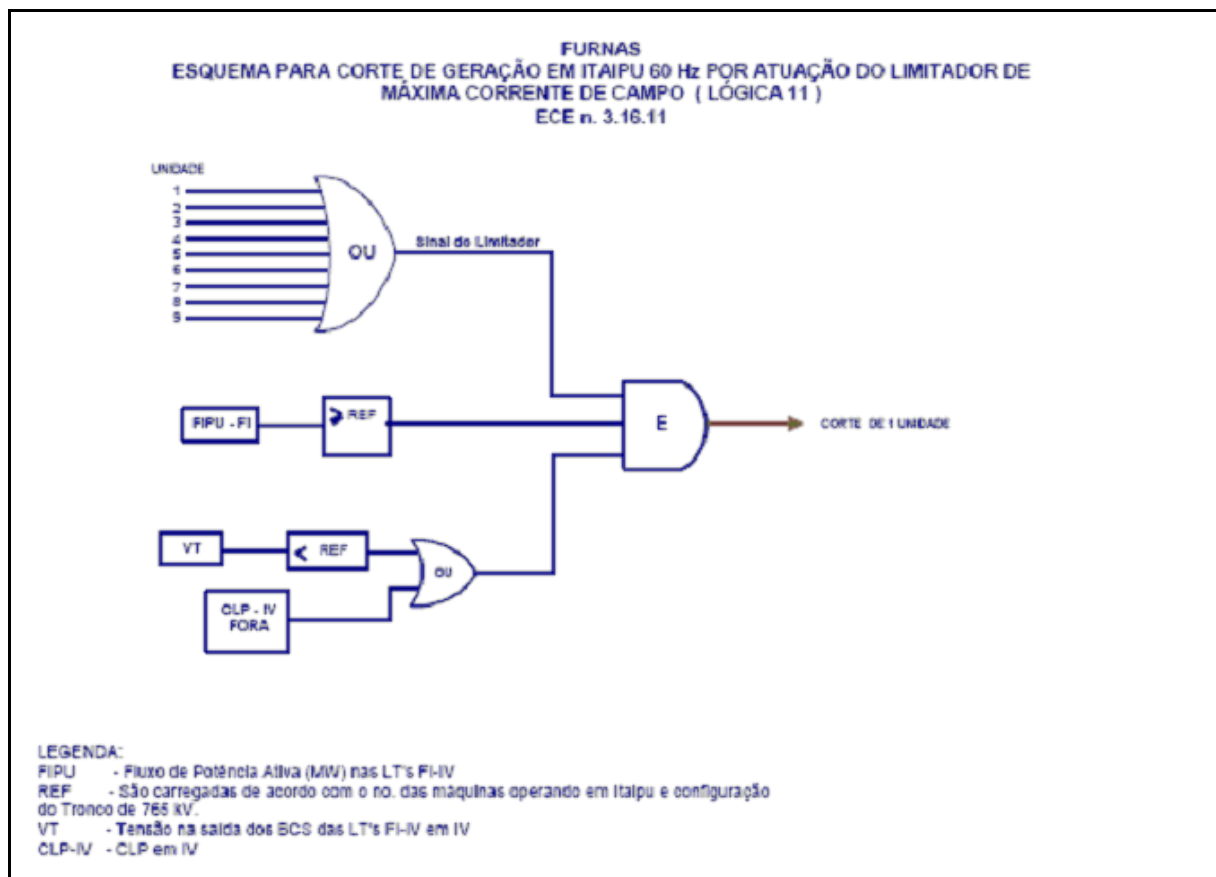


Figura 4.14 – Esquema para corte de geração em Itaipu 60 Hz por atuação do limitador de máxima corrente de campo (Lógica 11).



#### 4.2.14 Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de dois circuitos série entre Ivaiporã e Tijuco Preto

Este esquema tem por objetivo evitar a abertura do tronco de 765 kV entre Ivaiporã e Tijuco Preto na perda de dois circuitos série deste trecho.

A Figura 4.15 mostra o esquema de corte de geração descrito anteriormente.

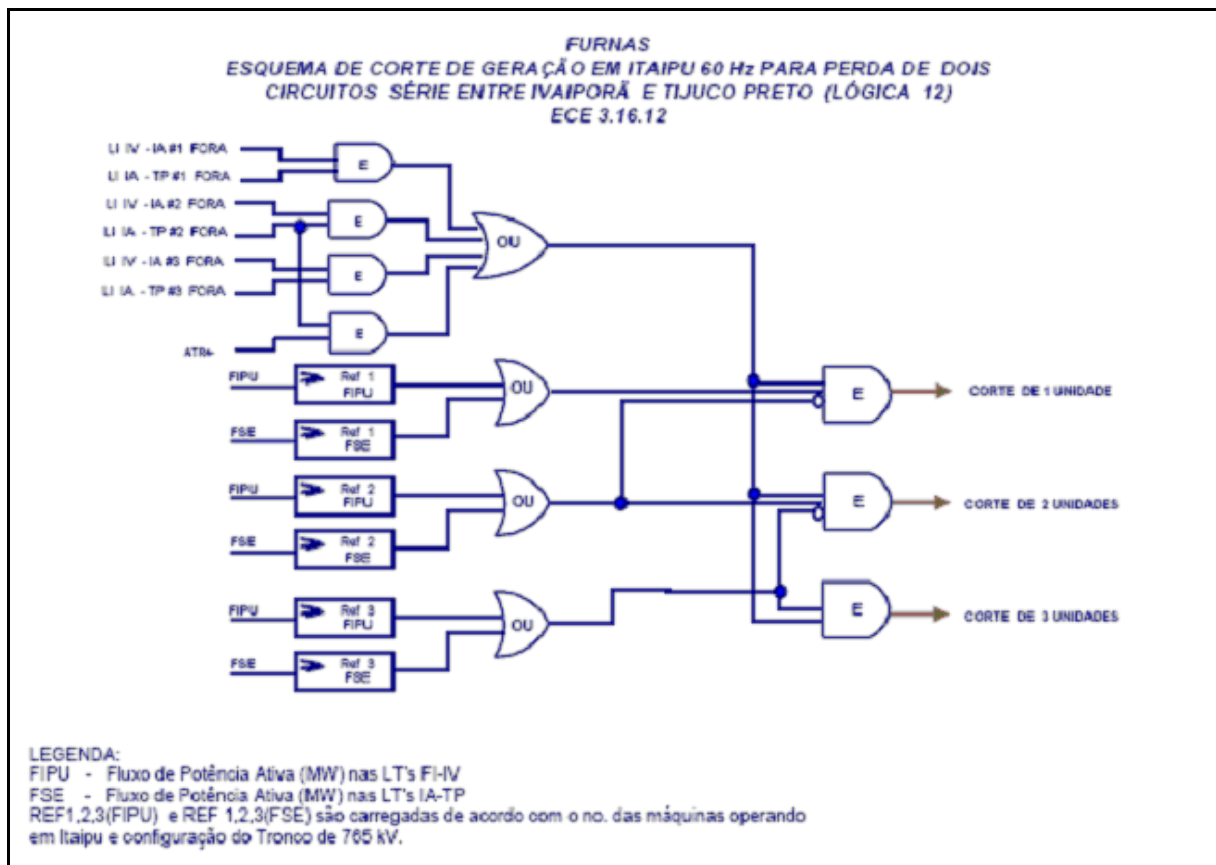


Figura 4.15 - Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de dois circuitos série entre Ivaiporã e Tijuco Preto (Lógica 12).



#### 4.2.15 Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de dois circuitos série entre Foz do Iguaçu e Itaberá

Este esquema tem por objetivo evitar a abertura do tronco de 765 kV entre Foz do Iguaçu e Itaberá na perda de dois circuitos série deste trecho.

A Figura 4.16 mostra o esquema de corte de geração descrito anteriormente.

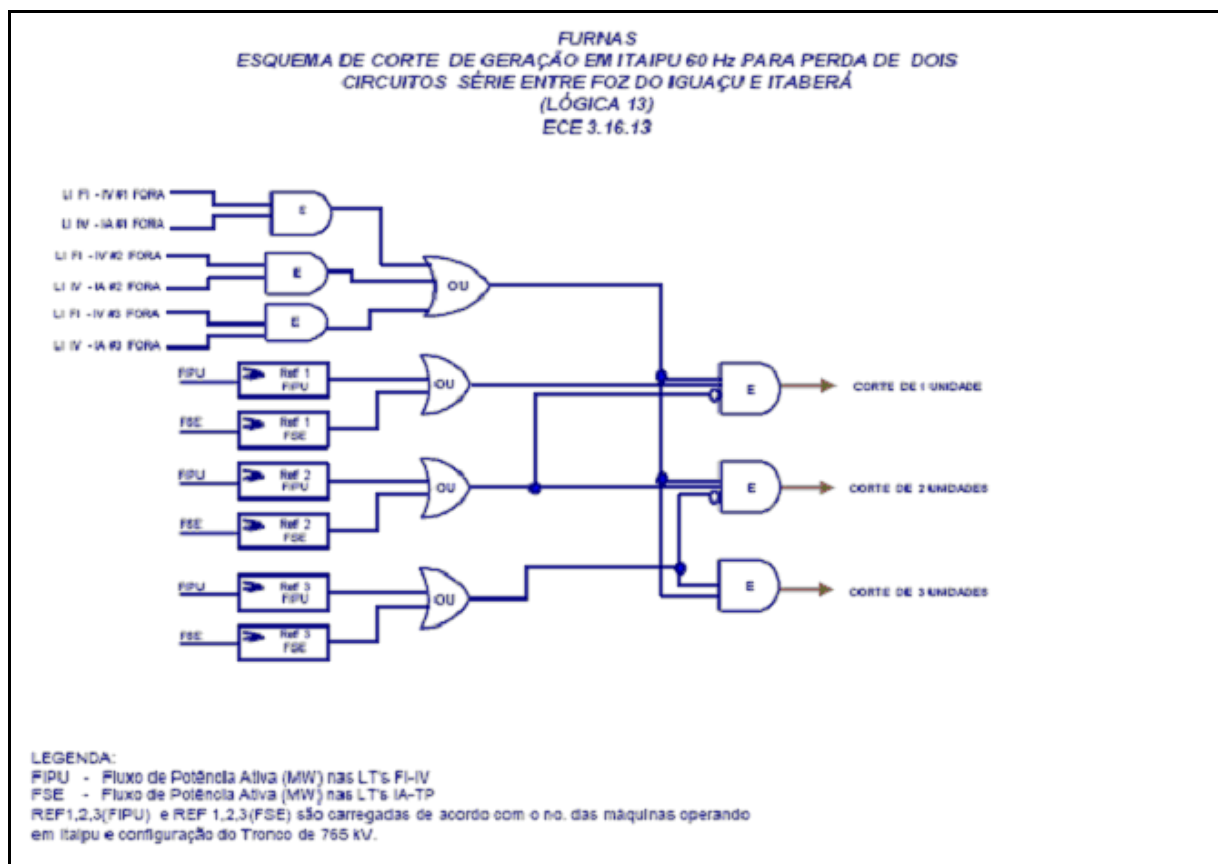


Figura 4.16 – Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de dois circuitos série entre Foz do Iguaçu e Itaberá (Lógica 13).



#### 4.2.16 Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de dois circuitos Ivaiporã – Foz do Iguaçu

Este esquema tem por objetivo evitar a abertura do tronco de 765 kV entre Ivaiporã e Foz do Iguaçu na perda de dois dos circuitos deste trecho.

A Figura 4.17 mostra o esquema de corte de geração descrito anteriormente.

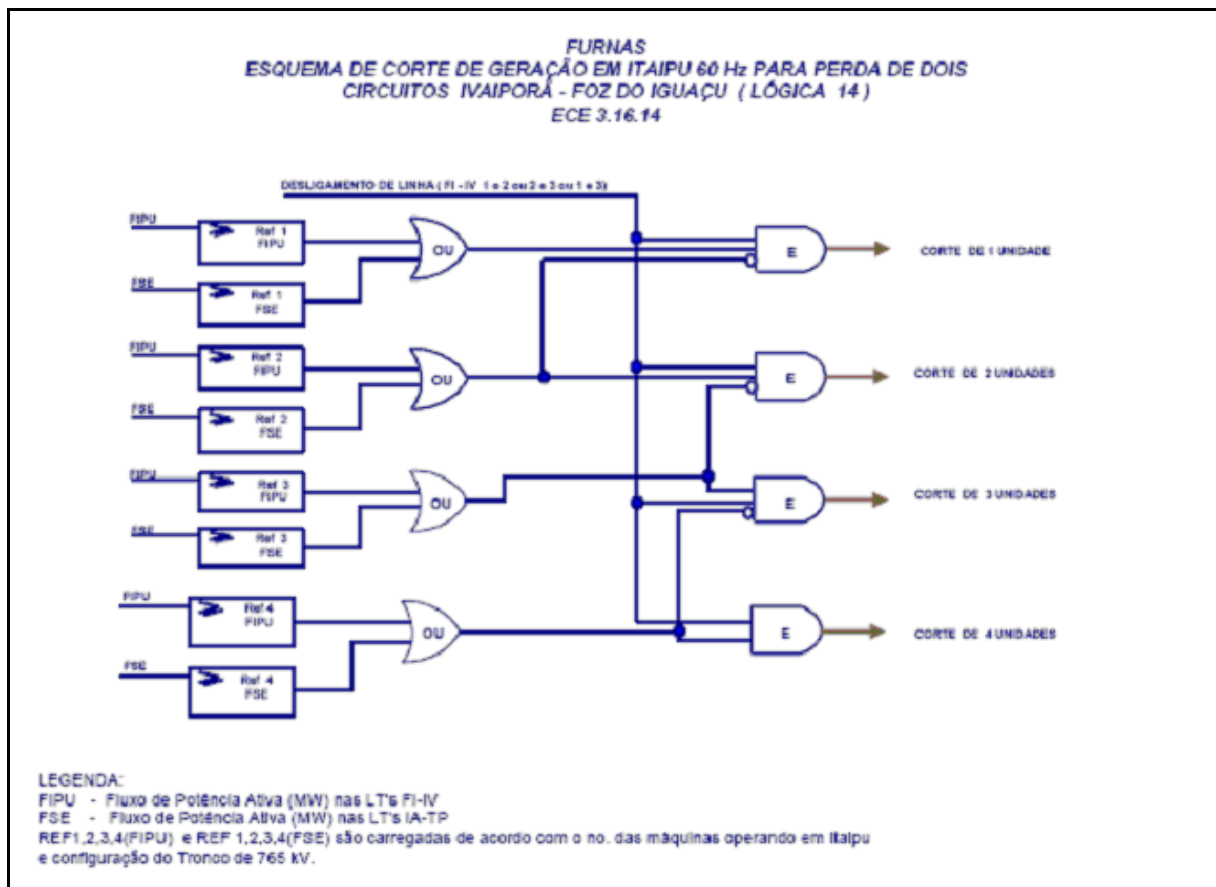


Figura 4.17 – Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de dois circuitos Ivaiporã – Foz do Iguaçu (Lógica 14).



#### 4.2.17 Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de dois circuitos entre Ivaiporã – Itaberá ou Itaberá – Tijuco Preto

Este esquema tem por objetivo evitar a abertura do tronco de 765 kV entre Ivaiporã e Tijuco Preto devido ao desligamento de dois dos circuitos deste trecho.

A Figura 4.18 mostra o esquema de corte de geração descrito anteriormente.

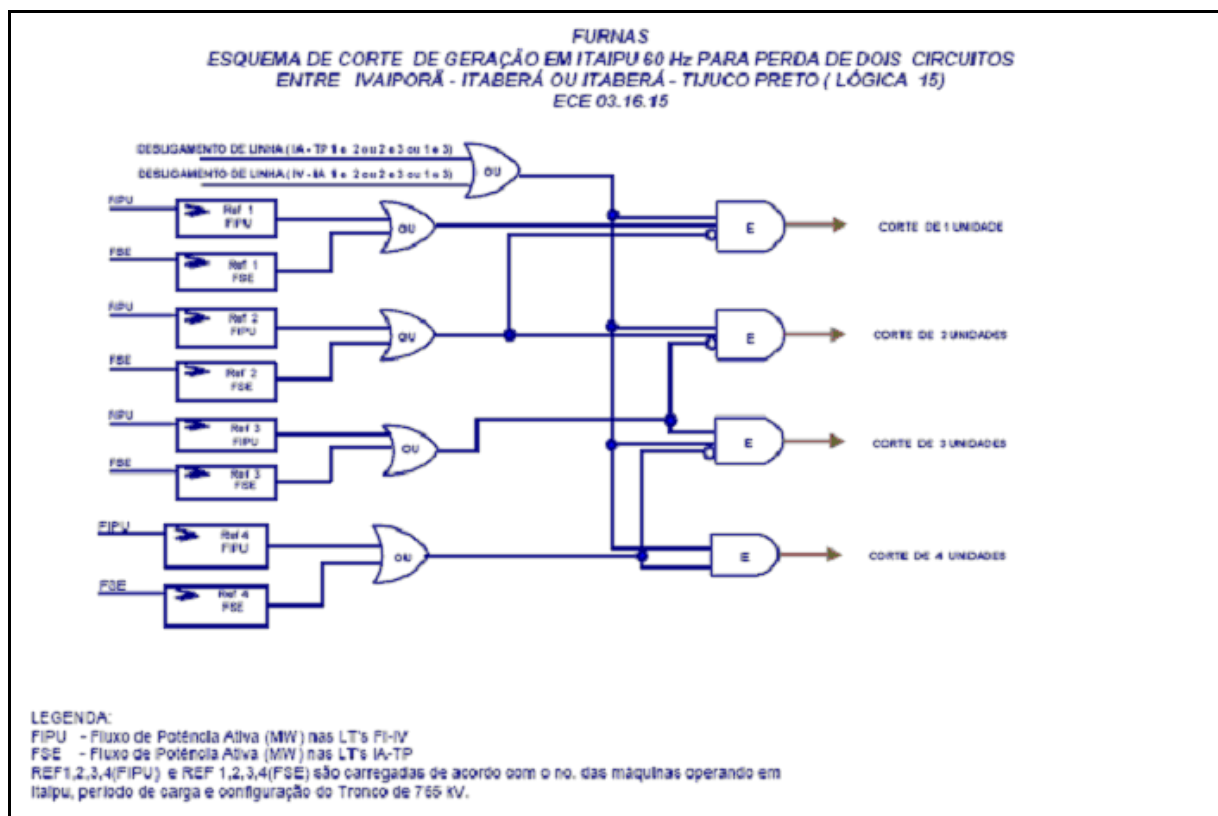


Figura 4.18 – Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de dois circuitos entre Ivaiporã – Itaberá ou Itaberá – Tijuco Preto (Lógica 15).





#### 4.2.18 Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda dos dois transformadores 765/525 kV de Ivaiporã

Este esquema tem por objetivo evitar a abertura do tronco de 765 kV em Ivaiporã na perda da transformação em Ivaiporã.

A Figura 4.19 mostra o esquema de corte de geração descrito anteriormente.

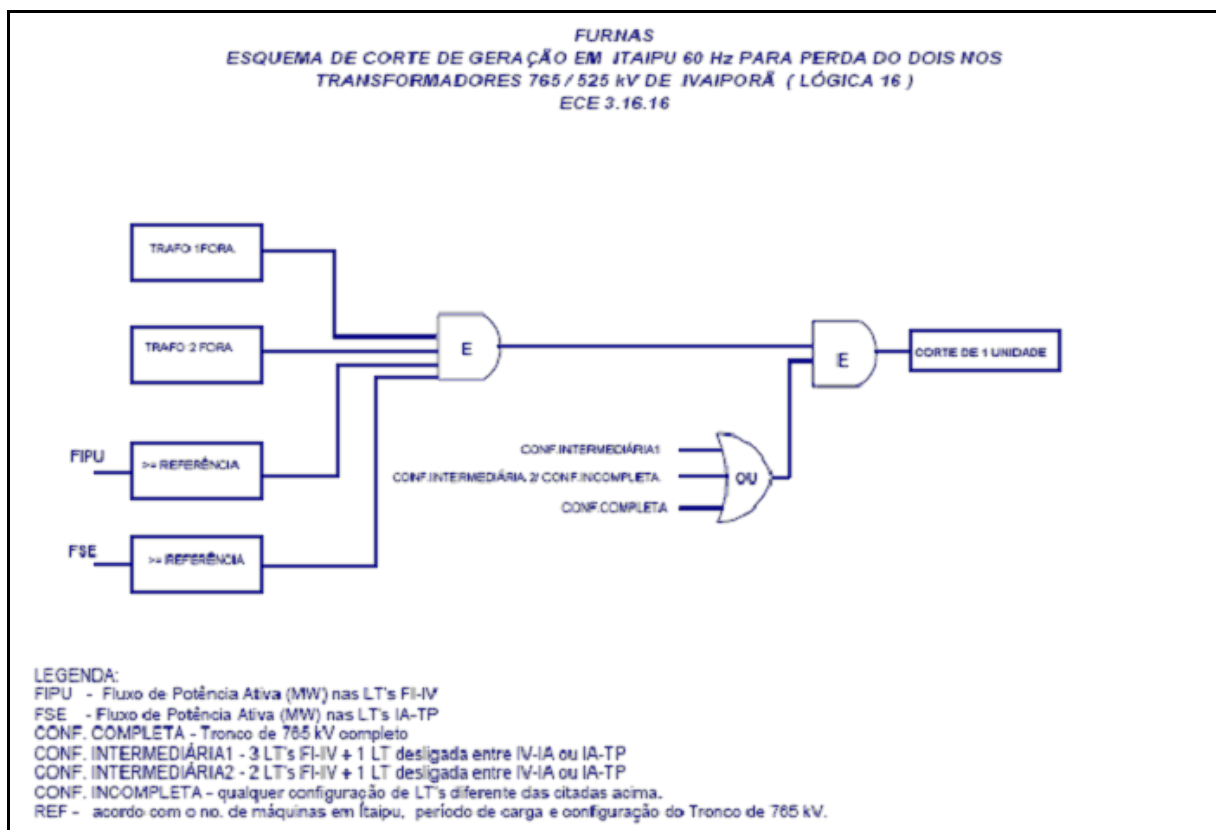


Figura 4.19 – Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda dos dois transformadores 765/525 kV de Ivaiporã (Lógica 16).



#### 4.2.19 Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda dupla da LT Ibiúna – Bateias

Este esquema tem por objetivo evitar sobrecarga na transformação da SE Ivaiporã 765/525 kV quando da ocorrência de perda dupla da LT Ibiúna – Bateias, estando em operação dois autotransformadores na SE de Ivaiporã e elevada transferência de energia do Sudeste para o Sul.

A Figura 4.20 mostra o esquema de corte de geração descrito anteriormente.

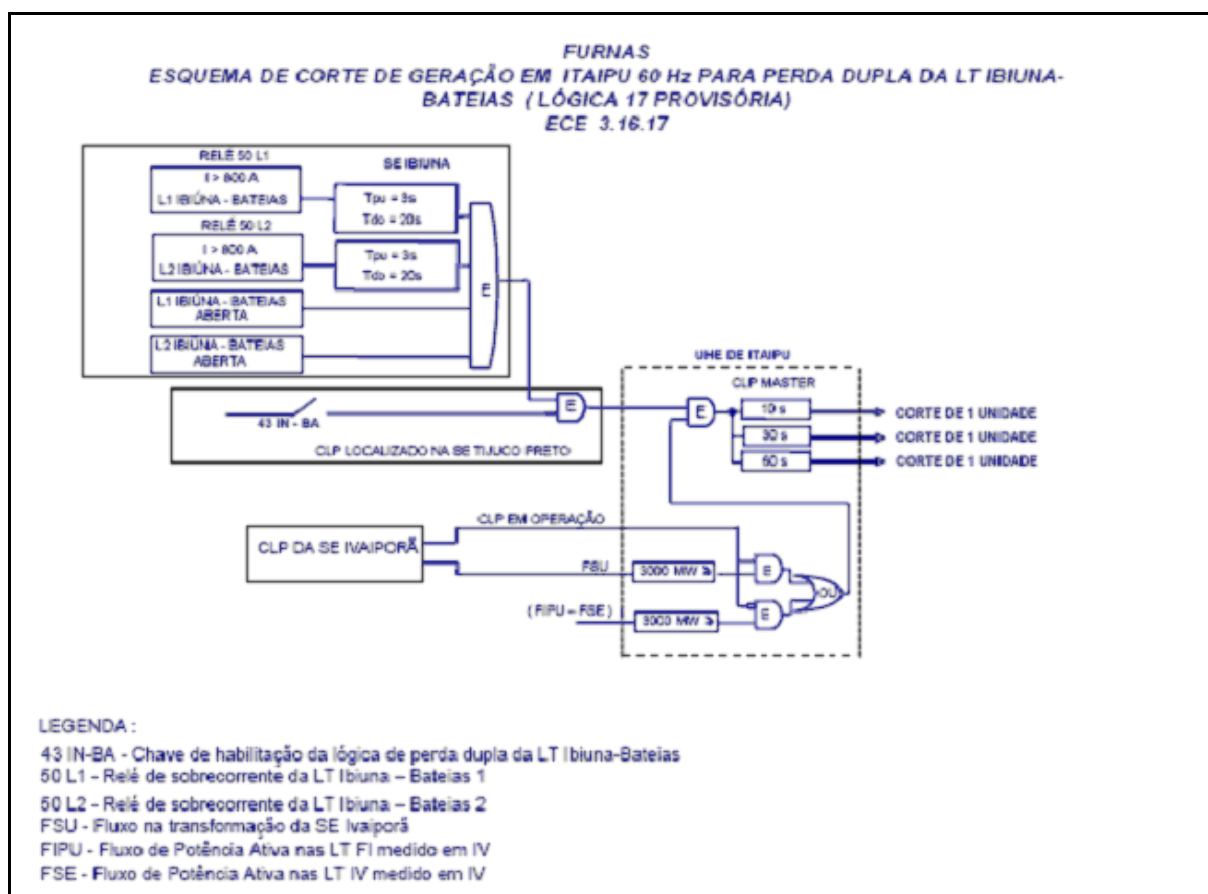


Figura 4.20 – Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda dupla da LT Ibiúna – Bateias (Lógica 17 Provisória).



#### 4.2.20 Esquema de corte de uma unidade geradora em Itaipu 60 Hz para perda dupla da LT Ibiúna – Bateias

Este esquema tem por objetivo melhorar o desempenho dinâmico do SIN na ocorrência da perda dupla da LT 500 kV Ibiúna - Bateias, estando elevada a transferência de energia do Sudeste para o Sul.

A Figura 4.21 mostra o esquema de corte de geração descrito anteriormente.

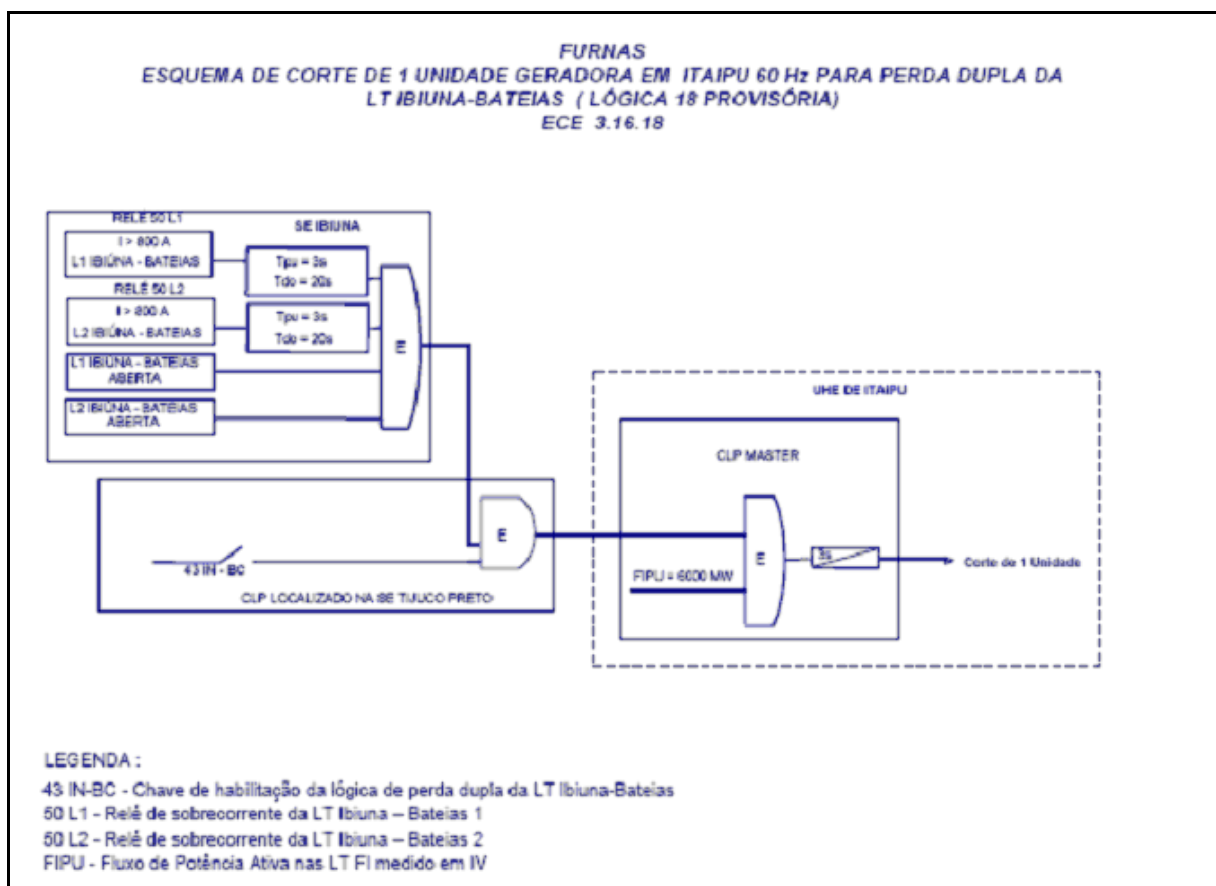


Figura 4.21 – Esquema de corte de uma unidade geradora em Itaipu 60 Hz para perda dupla da LT Ibiúna – Bateias (Lógica 18 Provisória).



## CAPÍTULO 5

# PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE SINCRONISMO – PPS

### 5.1 Introdução

A proteção por perda de sincronismo deve atuar para cessar oscilações de potência instáveis ou subamortecidas isolando dois subsistemas em local pré-determinado. Em caso de oscilações rápidas, quando a taxa de variação da potência aparente é elevada, atua de modo que o disparo ocorra, impedindo o estressamento do sistema devido às altas correntes fluindo durante o primeiro ciclo da oscilação.

A forma usualmente utilizada para detectar a perda de sincronismo entre dois sistemas é através da taxa de variação da impedância no tempo ( $\Delta Z / \Delta t$ ). A impedância vista pelo relé varia em função da diferença angular entre esses sistemas, sendo detectada por duas unidades de medição de impedância e um temporizador ajustável, promovendo a separação das áreas e evitando a perda de sincronismo. Na utilização deste método verifica-se o intervalo de tempo ( $\Delta t$ ) dispendido pela trajetória da impedância no plano R-X para atravessar uma área definida pelas características externa e interna do relé.

Em um outro método de detecção de oscilação, baseado na medição da potência aparente, a detecção é baseada na variação relativa da potência aparente de seqüência positiva. Durante a operação em regime permanente a potência aparente não varia ou varia muito lentamente. Nas oscilações, a potência aparente varia relativamente rápido, de maneira que a sua variação relativa pode ser usada como um critério de detecção.

A função de disparo por perda de sincronismo (PPS) é utilizada em diversos pontos do Sistema Interligado Nacional – SIN tais como a Interligação Norte-Sul, a Interligação Sudeste-Nordeste, a Interligação Norte-Nordeste e a Interligação Sul-Sudeste (tronco 765 kV). O problema da perda de sincronismo na Interligação Sul-Sudeste, e mais especificamente no tronco 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã, afeta de forma sensível a operação do SIN, uma vez que é por aquele tronco de transmissão, que a energia gerada por Itaipu 60Hz é escoada para as regiões Sul e Sudeste. Frequentemente a interligação opera com



fluxos próximos aos limites, o que a torna mais susceptível a contingências internas e externas, particularmente a contingências que provoquem variações abruptas de carga ou geração [15].

## **5.2 Característica das oscilações eletromecânicas entre áreas de um sistema elétrico de potência**

A interligação de dois grandes sistemas através de corrente alternada ocasiona o surgimento de um modo de oscilação entre eles de baixa frequência, menores que 1 Hz, podendo chegar a 0,2 Hz, dependendo das inércias totais envolvidas e da topologia da rede de transmissão. Normalmente estas oscilações possuem também um baixo amortecimento, levando a um longo período de observação do fenômeno.

Manobras, bem como faltas, podem resultar em variações repentinas de potência que podem levar conseqüentemente a oscilações transitórias de potência. Durante estas oscilações, tensões e correntes e suas grandezas derivadas tais como potência ou impedância estarão oscilando periodicamente. A frequência natural dessas oscilações é tipicamente da ordem de 0,5 a 2 Hz para oscilações estáveis e de 4 a 10 Hz para oscilações instáveis. Frequência, amplitude e duração dessas oscilações de potência são determinadas por parâmetros do sistema de potência e de seus geradores, assim como pelas condições iniciais do evento, como o tempo de duração da falta. Quanto mais rápida (e mais seletiva) for a eliminação da falta, menor será a oscilação de potência observada.

As oscilações de potência são melhores observadas em sistemas de transmissão de alta e extra-alta tensão, especialmente em faltas próximas a grandes usinas ou em linhas de interligação entre subsistemas.

O amortecimento das oscilações de potência é realizado pela atuação dos controles dos geradores, utilizando dispositivos/algoritmos chamados Estabilizadores (“*Power System Stabilizers*”).

As variações dinâmicas do carregamento são fenômenos transitórios eletromecânicos que espelham o desempenho do sistema elétrico. A maneira mais fácil de visualizar estas

variações se dá no diagrama R-X, onde pode ser analisado o comportamento do quociente  $V/I$ , conforme mostrado na Figura 5.1.

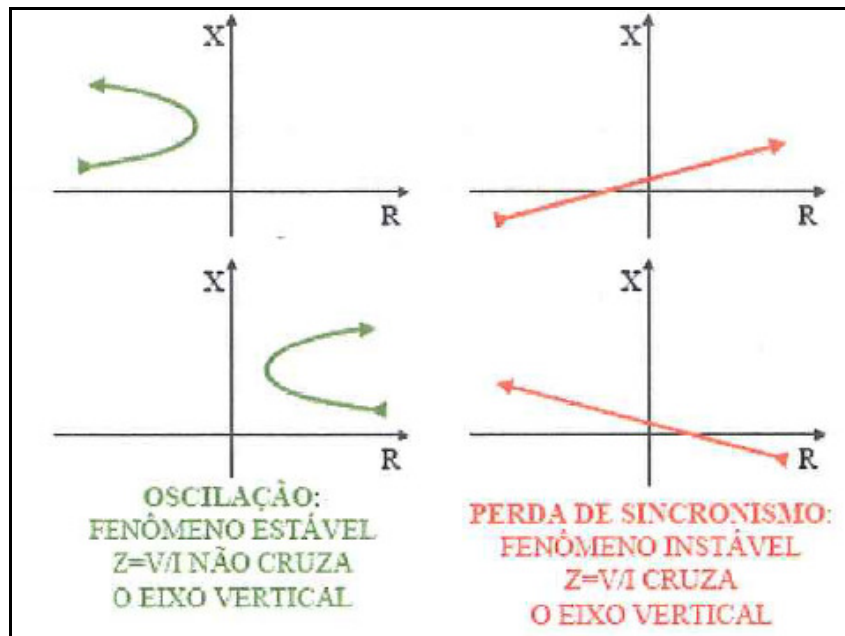


Figura 5.1 – Distinção entre oscilação e perda de sincronismo.

A forma mais rápida e conveniente para detectar a perda de sincronismo entre dois sistemas é através da utilização da relação entre as tensões e correntes, ou seja, a impedância. A impedância vista pelo relé irá variar em função da diferença angular entre esses sistemas, sendo rapidamente detectada, promovendo a separação das áreas e evitando a perda de sincronismo.

Com base na Figura 5.2 a seguir, considerando que as tensões são perfeitamente senoidais e que a razão entre elas  $E_S$  ( $E_S = kE / \delta$ ) e  $E_G$  (onde  $E_G = E$ ) mantem-se constante, pode-se calcular a impedância medida pelo relé, através das grandezas  $V$  e  $I$ .

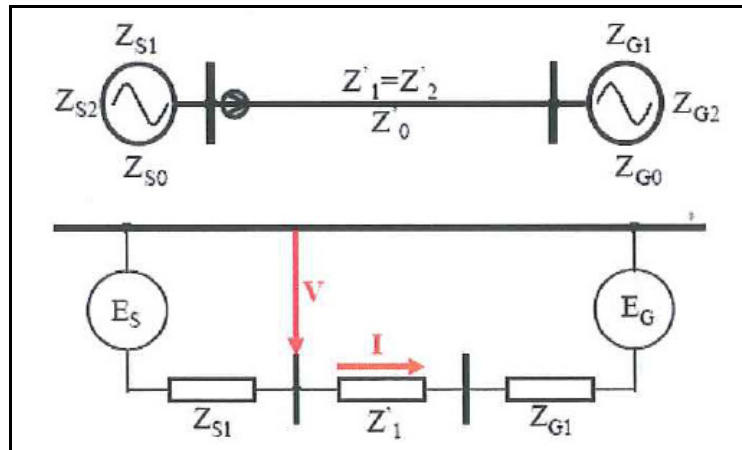


Figura 5.2 – Sistema equivalente com duas fontes.

A expressão a seguir apresenta a impedância medida pelo relé no caso mais simples, em que as tensões  $E_S$  e  $E_G$  são iguais (relação  $k = 1$ ):

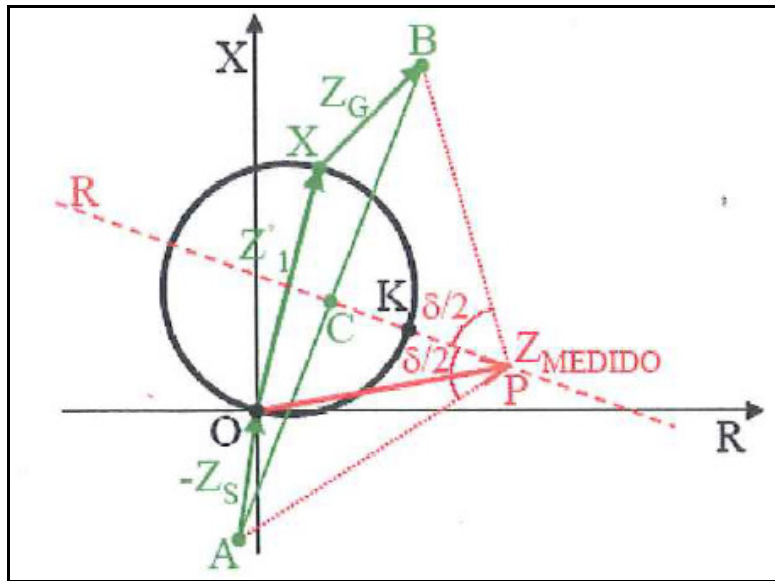
$$Z_{\text{MEDIDO}} = \frac{Z_S + Z_1 + Z_G}{2} [1 - j \cotg(\delta / 2)] - Z_S \quad (5.1)$$

No caso geral, em que  $k \neq 1$ , a expressão de  $Z_{\text{MEDIDO}}$  é dada por:

$$Z_{\text{MEDIDO}} = k \frac{(k - \cos \delta) - j \sin \delta}{(k - \cos \delta)^2 + \sin^2 \delta} (Z_S + Z_1 + Z_G) - Z_S \quad (5.2)$$

A Figura 5.3 descreve o lugar geométrico percorrido pela impedância medida por um relé tipo Mho, mostrando que o mesmo irá operar quando a extremidade P sobre a reta R ultrapassar o ponto K, considerando a razão entre as tensões  $k = E_S / E_G = 1$ .

O ângulo formado pela interseção das retas AP e BP sobre a reta PR representa o ângulo  $\delta$  de separação entre os sistemas. Assumindo que a fonte S está adiantada em relação à fonte G, a impedância medida move-se de P para R, variando seu valor à medida que o ângulo aumenta.

Figura 5.3 – Característica de perda de sincronismo para  $k = 1$ .

A partir da análise da figura anterior, cabe destacar alguns pontos:

- O deslocamento da extremidade P de  $Z_{MEDIDO}$  sobre a reta R é regido pela variação do ângulo  $\delta$  entre as tensões das fontes;
- O ponto C é o centro elétrico do sistema, em que as fontes apresentam tensões defasadas de  $\delta=180^\circ$ , com valores mínimos de tensão e correntes com valores máximos;
- Se os módulos das tensões das fontes não forem iguais, os lugares geométricos tornam-se duas famílias de círculos, nas quais cada círculo corresponde a um valor de k:
  - para  $k > 1$  os lugares geométricos são círculos acima da reta R
  - para  $k < 1$  os círculos ficam abaixo da reta R
- O ponto em que o ângulo  $\delta=90^\circ$  recai sobre o círculo cujo diâmetro é a impedância total AB e corresponde à máxima potência transferida de A para B. Se a oscilação não vai além deste ponto, os sistemas provavelmente mantêm-se estáveis;
- Se a excursão da impedância for além deste ponto provavelmente a estabilidade entre os sistemas será perdida.



No caso geral, em que os módulos das tensões das fontes S e G são diferentes, demonstra-se que o lugar geométrico da impedância medida é uma família de círculos, acima e abaixo da reta apresentada, dependendo da relação  $E_S / E_G$ .

Para melhor ilustrar a característica de perda de sincronismo, para os diversos casos ( $k=1$ ,  $k > 1$  e  $k < 1$ ), considera-se a Figura 5.4.

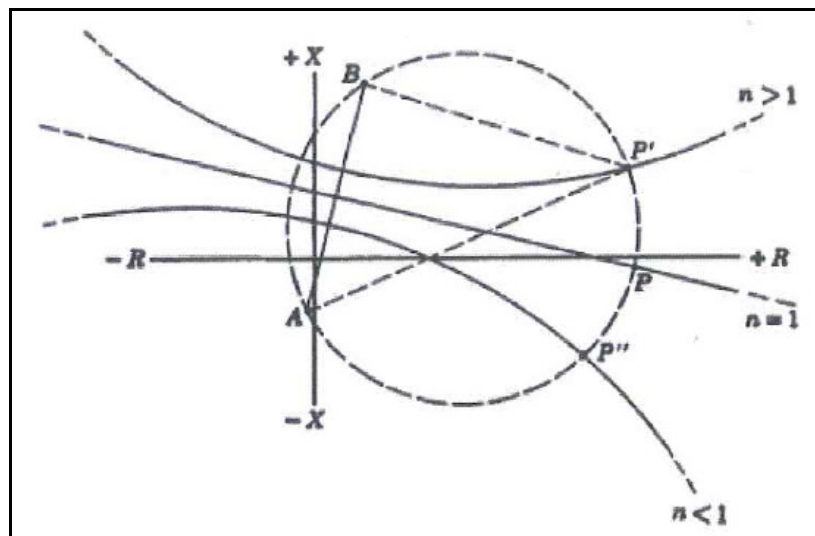


Figura 5.4 – Característica de perda de sincronismo para  $k = 1$ ,  $k > 1$  e  $k < 1$ .

A descrição acima é puramente ilustrativa, uma vez que o modelo apresentado foi bastante simplificado, sendo a linha e os subsistemas substituídos por equivalentes interligados entre si.

Na prática, as ações dos reguladores das máquinas síncronas e dos controladores do sistema elétrico dão origem a lugares geométricos diferentes dos mostrados anteriormente.

Por isso, em função da complexidade envolvida, a determinação da perda de sincronismo ou de oscilações deve ser efetuada por programas de estabilidade. Deve-se ressaltar ainda que o centro elétrico não é fixo, visto que as características dos sistemas se alteram e, conseqüentemente, as impedâncias  $Z_S$  e  $Z_G$  dos sistemas variam conforme a quantidade de componentes que estejam inseridos nos sistemas elétricos, à medida em que estes evoluem [15].



### 5.3 Proteção de bloqueio por oscilação e para perda de sincronismo (PPS)

A primeira tarefa dos dispositivos de proteção sistêmica é a de detectar as oscilações e ser estável para disparos indesejáveis, quer dizer, não acarretar disparo mesmo que as medições durante a oscilação preencham as condições de disparo (trajetória da impedância permanecendo dentro das zonas de atuação por tempo suficientemente longo). Uma tarefa adicional deve ser a de permitir disparo por oscilação de potência sob certas condições (usualmente em casos de oscilações instáveis ou ainda de longa duração) de maneira a separar o sistema de potência cessando a oscilação. Esta característica só é usada em poucas regiões, que necessitam ser determinadas através de estudos.

A utilização de funções de bloqueio por oscilação em relés de distância é necessária para garantir sua operação correta durante oscilações estáveis dos sistemas e, em casos de oscilações instáveis, permita que haja operação do relé de perda de sincronismo. Tais funções de proteção visam aumentar a estabilidade, evitando com isso que determinado distúrbio se propague, em função de desligamentos provocados por atuações não desejadas de relés de distância.

Durante as oscilações em um sistema com fonte dupla, conforme visto anteriormente, a impedância medida pelos relés de distância (função 21) situados nos terminais da LT pode se afastar da região do plano R-X em que se localizam as impedâncias medidas em condições de carga e eventualmente entrar na região definida pelas características de operação do relé. Isso acarretaria operação indevida, uma vez que os relés de distância não conseguiriam distinguir essa condição de uma condição de falta. As oscilações eletromecânicas, como visto, têm origem em perturbações no sistema que, por implicarem variações súbitas de geração, de carga ou da topologia da rede, levam os ângulos entre os geradores a variarem de forma oscilatória (oscilações essas regidas, fundamentalmente, pelas equações dinâmicas das máquinas), enquanto o sistema caminha para o novo ponto de operação. À medida que o ângulo entre as fontes dos dois lados da LT aumenta, o fluxo de potência entre as fontes e através da LT se eleva, levando à redução das tensões. Assim, o quociente  $V/I$  medido pelo relé se reduz.



A impedância medida pelo relé na extremidade S da linha de transmissão irá variar à medida que o ângulo  $\delta$  entre as fontes varia. À medida que  $\delta$  cresce, isto é, que as fontes se afastam, I cresce e V se reduz.

Observa-se que, à medida que  $\delta$  aumenta, a impedância medida se desloca através da reta. Quando for atingido o ponto C, conforme apresentado na Figura 5.3, as fontes estarão em oposição de fase. A partir desse ponto, não é mais possível a transferência de potência de S para G e as fontes perderão o sincronismo.

O ponto C, em um sistema homogêneo, estará localizado ao longo da linha de transmissão ou, dependendo da relação entre  $Z_S$ ,  $Z_L$  e  $Z_G$ , atrás ou à frente da linha de transmissão.

O ponto C é denominado centro elétrico do sistema e sua tensão cai à zero no momento em que as fontes ficam em oposição de fase. Sua localização é determinada pela topologia da rede e pelas impedâncias das fontes, ou seja, pelo número de unidades geradoras em operação.

O fenômeno da perda de sincronismo tem maior probabilidade de ser observado no caso de linhas ou troncos de transmissão que interliguem de forma radial dois subsistemas ou interliguem radialmente uma usina ou um conjunto de usinas ao sistema. Quanto mais malhada a interligação entre as áreas, menor a probabilidade de elas virem a perder o sincronismo.

Com o objetivo de garantir a operação correta dos relés de distância (função 21) utilizados em linhas de transmissão, são duas as filosofias empregadas para detecção de oscilações em sistemas de potência. Primeiramente, é necessário identificar se a condição de oscilação entre os sistemas é estável ou instável; depois, deve-se distinguir entre uma condição de oscilação (variação dinâmica do carregamento) ou defeito (falta). Dessa forma, podem-se utilizar as funções de bloqueio contra oscilações estáveis (*Power swing blocking*) ou os relés de disparo por perda de sincronismo (*out-of-step tripping*).



A operação de bloqueio da função 21 por oscilação baseia-se no fato de que existe uma mudança lenta e progressiva da impedância vista pelo relé em caso de oscilação, o mesmo não acontece quando ocorre um defeito, uma vez que a mudança da impedância é instantânea. Caso o intervalo entre a sensibilização da característica externa e da interna seja superior ao tempo de discriminação definido, TD, será inibida a atuação do relé 21. Essa função é denominada bloqueio por oscilação (68OSB – *power swing blocking*).

O mesmo princípio adotado no bloqueio por oscilação é usado para promover a separação controlada de áreas do sistema, quando forem detectadas oscilações instáveis, que levariam à perda de sincronismo entre geradores, possível colapso nas áreas afetadas pela interligação e atuação descontrolada das proteções do sistema. Nesse caso, se o intervalo entre o cruzamento das características externa e interna pela impedância medida for inferior a um tempo de discriminação definido, o relé identificará oscilação entre os subsistemas e comandará a abertura das linhas de interligação. Essa função é denominada Proteção para Perda de Sincronismo (PPS) – função 78 ou 68OST (*out-of-step-tripping*), dependendo se o relé comanda ou não, de forma direta, a abertura dos disjuntores. Para estabelecer a distinção necessária podem ser utilizadas duas características de operação simétricas aos eixos, de modo a englobar todas as zonas de distância à frente e reversas. Na prática, as características de operação (interna e externa) não precisam ser necessariamente simétricas. Basta que envolva adequadamente todas as características de operação das unidades de medida e partida à frente e reversas que tenham de ser bloqueadas.

A Figura 5.5 a seguir mostra a impedância medida para condições de carregamento, falta e pós-falta, destacando a operação ou não do relé. Foi utilizada a característica de operação do tipo quadrilateral, formada pela intersecção de características de resistência e reatância (*blindings*). Observe que na condição de carga não operam ambas as características (externa e interna). Na condição de falta, ambos os relés operam praticamente em simultaneidade. Em uma situação de pós-falta, se a duração da variação de  $Z$  entre os pontos 1 e 2 for superior a um tempo de discriminação (TD), fica caracterizada uma variação dinâmica do carregamento.

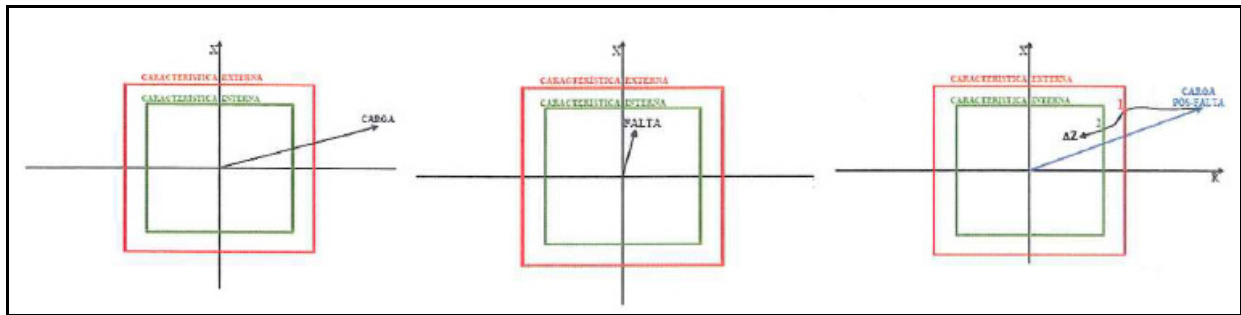


Figura 5.5 – Condições de carga, falta e pós-falta.

A discriminação entre perda de sincronismo e oscilação pode ser feita pela detecção do cruzamento do eixo vertical pela desoperação da característica externa ou interna oposta, conforme mostrado na Figura 5.6. Os pontos 3 e 4 indicam a desoperação das características do lado esquerdo, havendo, portanto, a perda de sincronismo.

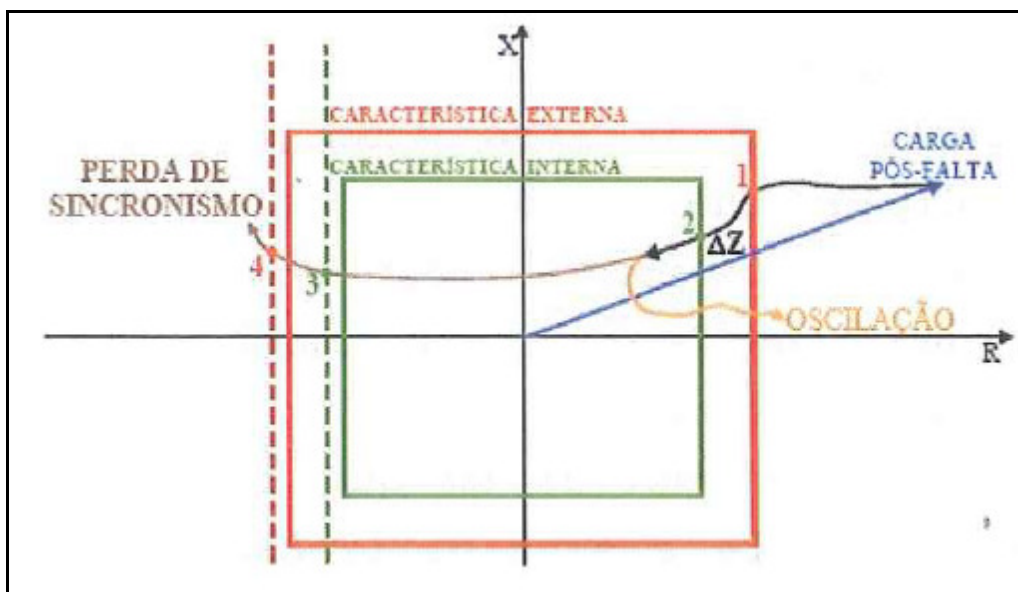


Figura 5.6 – Condição de pós-falta (perda de sincronismo x oscilação).

Em resumo, o curto-circuito e as oscilações eletromecânicas podem ser distinguidos pela velocidade de deslocamento da impedância medida no plano R-X. No curto-circuito a impedância se desloca quase instantaneamente e durante as oscilações eletromecânicas a impedância varia ao longo de dezenas ou centenas de milissegundos. Esse fato é usado para inibir a atuação indevida dos relés de distância (função 21) quando de oscilações eletromecânicas, estáveis ou não. Para isso são acrescentadas duas características ao relé envolvendo todas as características de medida e partida da função 21, diretas e reversas.



A rigor, o cruzamento, pela impedância medida, das características externa e interna da PPS caracteriza oscilação entre os subsistemas, mas não necessariamente oscilação instável. Para caracterizar, sem possibilidade de erro, a perda de sincronismo, é necessário aguardar o cruzamento, pela impedância medida, do eixo vertical ( $R=0$ ). Isso é feito acrescentando-se mais duas unidades de medida de resistência próximas a esse eixo. A sensibilização de uma delas permitiria assegurar que os subsistemas irão perder sincronismo.

Essa alternativa nem sempre é factível, uma vez que implicaria em adiar o comando de abertura da interligação até que as tensões ficassem muito reduzidas, o que pode comprometer a capacidade dos subsistemas de sobreviverem separadamente e sem consequência mais severas, como a rejeição de geração ou perda de carga. Observe-se ainda que a emissão do comando de abertura nesse momento significa que os disjuntores deverão operar com as fontes praticamente em oposição de fase e com corrente máxima – devendo ser dimensionados para isso.

Outra alternativa é a emissão do comando de abertura quando ocorrer o reset das unidades de medida opostas (*trip-on-way-out*). Nesse momento, o sincronismo já terá sido perdido e o ângulo entre as fontes estará diminuindo. Isso implica, porém, em adiar ainda mais a separação dos subsistemas, o que poderá comprometer o papel da PPS de evitar que a perda de sincronismo entre os subsistemas tenha desdobramentos mais severos.

Quando se adota a alternativa em que a abertura dos disjuntores é comandada quando ocorre a sensibilização da característica interna do relé, existirá sempre o risco de abertura para oscilações estáveis. Para minimizar este problema, as características do relé devem ser definidas de modo que apenas em situações limite entre oscilação estável e instável possa ocorrer atuação desnecessária. Isso deve ser avaliado através de simulações.

Outros aspectos que devem ser considerados no ajuste dos parâmetros do relé são:

- As características do relé devem estar suficientemente distantes do lugar geométrico das impedâncias medidas em condições de carga, de forma que não haja atuação da PPS para pequenas perturbações.

- O tempo de discriminação TD deve ser inferior ao menor tempo de excursão da impedância entre as características externa e interna observado nas simulações.



- O relé deve estar localizado próximo ao centro elétrico do sistema, determinado para a configuração mais usual (rede completa). Caso contrário, se o centro elétrico ocorrer muito distante da barra em que o relé está localizado, este não será capaz de detectar o fenômeno de perda de sincronismo [15].



## **CAPÍTULO 6**

# **LÓGICA ASSOCIADA À PERDA DUPLA DE CIRCUITOS ENTRE IVAIPORÃ E TIJUCO PRETO DO ESQUEMA DE CONTROLE DE EMERGÊNCIA DO TRONCO DE 765 KV DE ITAIPU (LÓGICA 15)**

### **6.1 Introdução**

A Lógica 15 é uma das lógicas que integram o Esquema de Controle de Emergências associado ao sistema de transmissão de 765 kV que escoam a potência gerada na Usina de Itaipu-60Hz, promovendo o corte de máquinas nesta usina quando da perda de dois circuitos no mesmo trecho entre Ivaiporã e Itaberá ou entre Itaberá e Tijuco Preto, visando garantir a estabilidade entre o sistema Sul (com Itaipu-60Hz) e o restante do sistema.

### **6.2 Objetivo do estudo**

O objetivo deste caso de estudo é reavaliar a Lógica 15 face às alterações topológicas sofridas pela interligação entre as regiões Sudeste e Sul (o 3º transformador 765/525 kV de Ivaiporã, a LT 500 kV Ibiúna-Bateias em circuito duplo e a LT 525 kV Londrina – Assis – Araraquara), à entrada em operação da 10ª unidade geradora de Itaipu-60Hz e ao reforço da interligação Norte-Sul. O estudo reavalia as contingências de perda dupla de circuitos em paralelo nos trechos do tronco de 765 kV entre Ivaiporã e Tijuco Preto que estejam operando com três circuitos, para quatro configurações: Completa, Intermediária 1, Intermediária 2 e Incompleta.

A seguir é feito um detalhamento da Lógica 15 do ECE do Tronco de 765 kV de Itaipu e das condições consideradas nesta avaliação.





### 6.3 Descrição da lógica de funcionamento

A seguir está apresentada na Figura 6.1 a lógica de funcionamento do esquema de corte de geração em Itaipu-60Hz para perda de dois circuitos entre Ivaiporã e Itaberá ou Itaberá e Tijuco Preto.

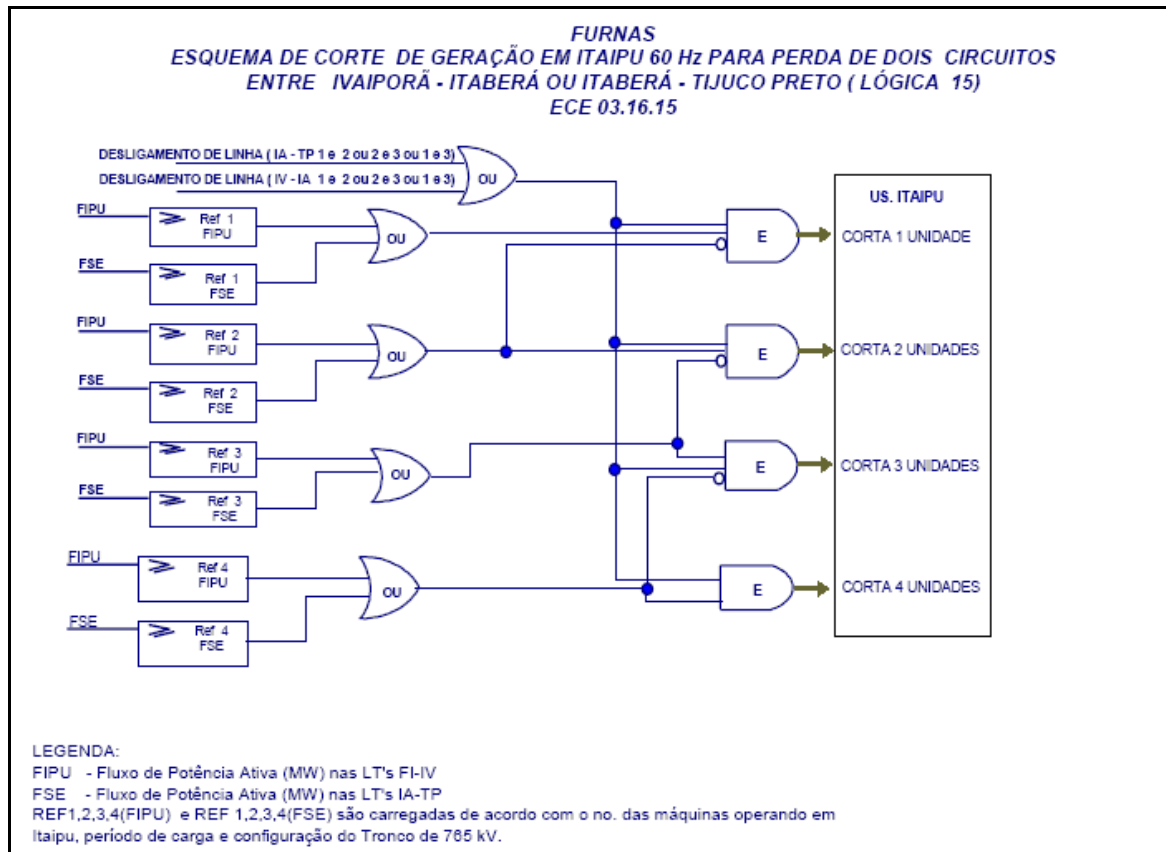


Figura 6.1 – Esquema de corte de geração em Itaipu 60 Hz para perda de dois circuitos entre Ivaiporã – Itaberá ou Itaberá – Tijuco Preto (Lógica 15), residente no CLP Master situado na UHE Itaipu.

### 6.4 Dados para as simulações

#### 6.4.1 Contingência Analisada

A Lógica 15 é dimensionada para fazer face à perda de dois circuitos no mesmo trecho entre Ivaiporã e Itaberá ou entre Itaberá e Tijuco Preto. Considerando-se que, por limitações de implementação nos CLPs, não é possível estabelecer conjuntos distintos de referências de FIPU/FSE para atuação da lógica para cada trecho do tronco de 765 kV, foi feita uma primeira análise, onde se identificou o trecho mais crítico como sendo o trecho compreendido



entre as SE Itaberá e Tijuco Preto. Assim, todas as simulações são desenvolvidas considerando a perda dupla de circuitos do trecho Itaberá - Tijuco Preto.

#### 6.4.2 Configurações do Tronco de 765 kV

##### 6.4.2.1 Configuração Completa

Esta configuração é caracterizada por estarem em operação todos os nove circuitos de 765 kV (3-3-3) e pelo menos um dos transformadores 765/525 kV de Ivaiporã. A Figura 6.2 apresenta a Configuração Completa. Para a definição das referências de corte de máquinas pela Lógica 15, é considerada a perda dupla dos circuitos de 765 kV no trecho Itaberá – T. Preto, por ser a contingência mais crítica.

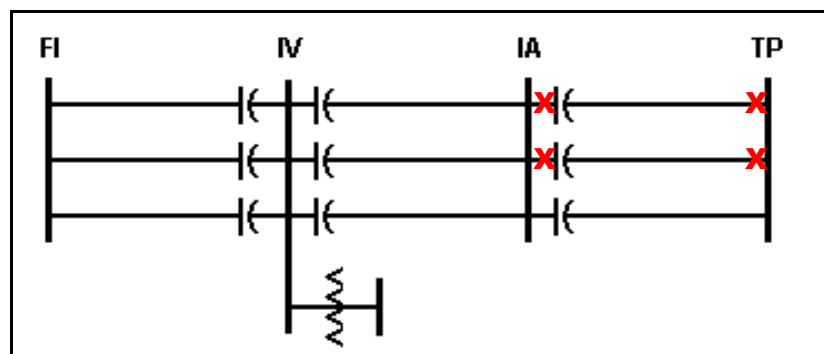


Figura 6.2 – Configuração Completa.

##### 6.4.2.2 Configuração Intermediária 1

Esta configuração é caracterizada pela indisponibilidade de um dos circuitos do tronco de 765 kV entre Ivaiporã e Itaberá e/ou entre Itaberá e T. Preto (3-2-2, 3-2-3 ou 3-3-2) e pelo menos um dos transformadores 765/525 kV da SE Ivaiporã ligado. A Figura 6.3 apresenta a Configuração Intermediária 1.

Para a definição das referências de corte de máquinas pela Lógica 15, é considerada a perda dupla dos circuitos de 765 kV no trecho Itaberá – T. Preto na configuração mais desfavorável, que seria aquela em que se encontrasse indisponível um dos circuitos do trecho Ivaiporã – Itaberá (3-2-3).

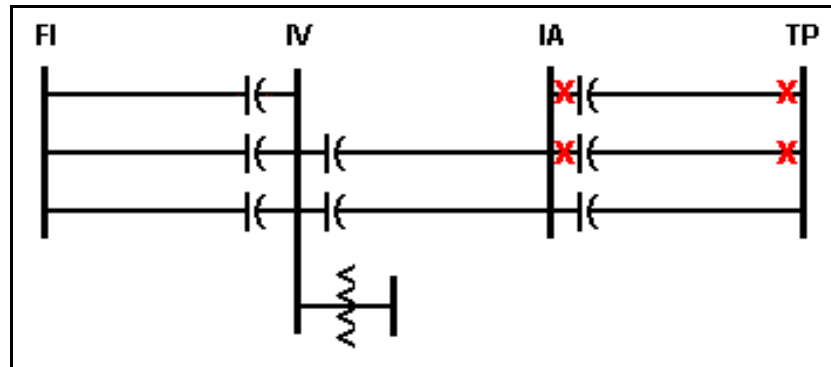


Figura 6.3 – Configuração Intermediária 1.

### 6.4.2.3 Configuração Intermediária 2

Esta configuração é caracterizada pela indisponibilidade de um dos circuitos do tronco de 765 kV entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã, estando os demais trechos entre Ivaiporã e T. Preto completos ou com um circuito indisponível (2-3-3, 2-2-3 ou 2-3-2) e pelo menos um dos transformadores 765/525 kV da SE Ivaiporã ligado. A Figura 6.4 apresenta a Configuração Intermediária 2.

Para a definição das referências de corte de máquinas pela Lógica 15, é considerada a perda dupla dos circuitos de 765 kV no trecho Itaberá – T. Preto na configuração mais desfavorável, que seria aquela em que se encontrasse indisponível um dos circuitos do trecho Ivaiporã – Itaberá (2-2-3).

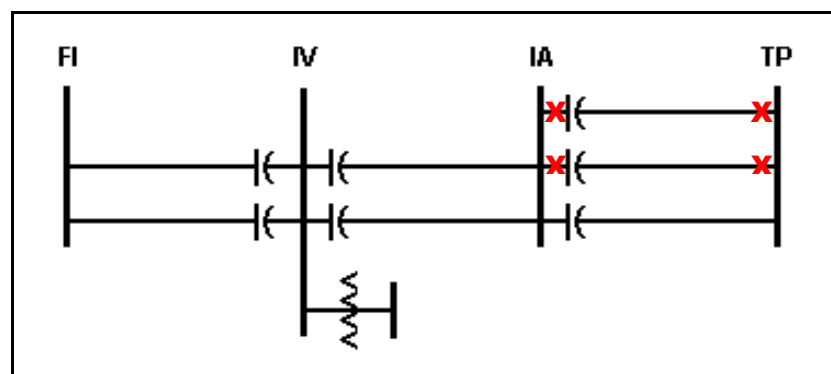


Figura 6.4 – Configuração Intermediária 2.



#### 6.4.2.4 Configuração Incompleta

Esta configuração é caracterizada por qualquer das seguintes situações:

- indisponibilidade de um circuito de cada trecho entre Foz do Iguaçu e T. Preto (2-2-2);
- ausência total da transformação de Ivaiporã;
- quaisquer configurações de linhas diferentes das configurações completa, intermediária 1 e intermediária 2, como aquelas que possuam apenas um circuito em operação em um ou mais trechos;
- configurações intermediária 1 ou 2 sem bancos de capacitores série;
- configurações sem dois bancos de capacitores série em trechos distintos.

Considerando-se que a Lógica 15 utiliza um único conjunto de referências para todas as situações de rede incompleta, tais referências são determinadas para a situação mais restritiva, que é a configuração intermediária 2 sem BCS em um dos circuitos do trecho Itaberá-Tijuco Preto. A Figura 6.5 apresenta a Configuração Incompleta.

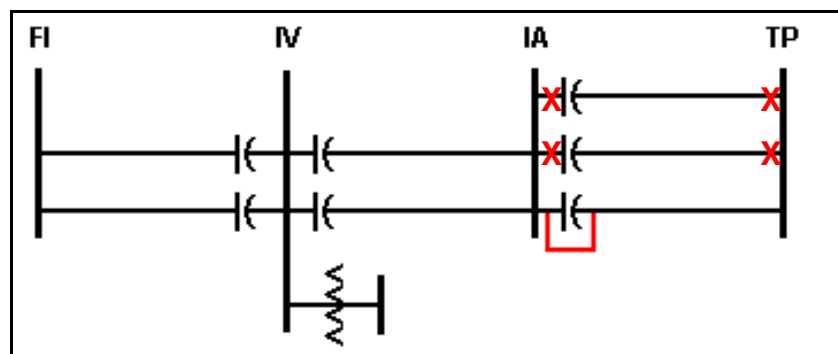


Figura 6.5 – Configuração Incompleta - Configuração Intermediária 2 sem bancos de capacitores no circuito remanescente do trecho onde ocorre a perda dupla.



### 6.4.3 Configuração da Usina de Itaipu-60Hz

- Número de máquinas em operação: de quatro até dez unidades
- Queda bruta média: 117,4 m
- Geração máxima por unidade: até 750 MW
- Geração máxima da usina: 6600 MW (limite imposto pela capacidade dos quatro trafos 500/765 kV de Foz do Iguaçu)

### 6.4.4 Caso Base utilizado

São utilizados os casos de referência do mês de maio de 2008 do relatório Diretrizes para a Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral – Maio a Agosto/2008, para as condições de carga pesada e leve.

### 6.4.5 Cenário Estudado

É considerado nos estudos o cenário de máximo recebimento pela região Sudeste (RSE), com maximização de geração na usina de Itaipu-60 Hz (FIPU).

### 6.4.6 Modelagem da Carga

A modelagem da carga é aquela usualmente adotada nos estudos do ONS.

### 6.4.7 Sequência de Eventos

Nas análises desenvolvidas não é considerado o religamento das linhas do tronco e são considerados os seguintes eventos:

- $t_0$  → curto-circuito monofásico no barramento de 765 kV de Tijuco Preto.
- $t_1 = t_0 + 80$  ms → eliminação do defeito pela abertura simultânea de dois circuitos do tronco.
- $t_2 = t_1 + 200$  ms → atuação da Lógica 15 – corte de máquinas em Itaipu.



Obs.: O curto-circuito monofásico é simulado através do chaveamento de um reator de 8000 Mvar no barramento de Tijuco Preto (barra 76), de modo a garantir um valor de tensão nesta barra, no instante da aplicação do curto, próximo a 0,65 pu (497,25 kV).

#### 6.4.8 Programas Utilizados

- ANAREDE – Análise de redes em regime permanente.
- ANATEM – Análise de transitórios eletromecânicos.

#### 6.4.9 Proteções Contra Perda de Sincronismo do Tronco de 765 kV

O tronco de 765 kV conta com três modelos de proteções de perda de sincronismo. A Figura 6.6 mostra de forma simplificada a configuração básica do sistema estudado, bem como a localização das PPS que compõem o esquema em questão.

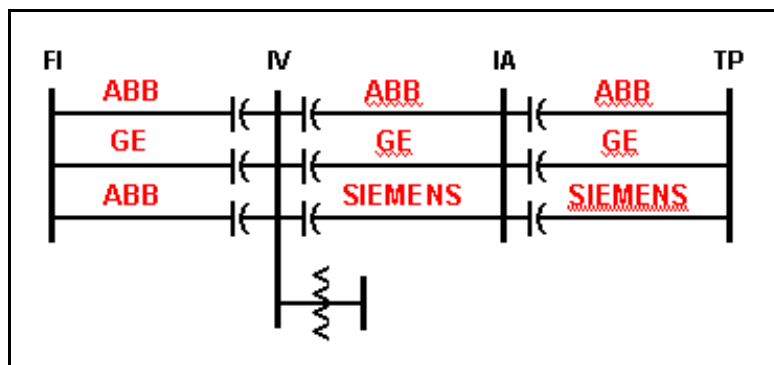


Figura 6.6 – Configuração básica do sistema estudado e a localização das PPS que compõem o esquema em questão.

São apresentados, a seguir, os modelos de proteções de perda de sincronismo existentes no tronco de 765 kV, de acordo com suas localizações, características e modos de atuação.



### 6.4.9.1 Modelo RALZA (ABB)

Este modelo encontra-se em operação nas linhas Foz do Iguaçu – Ivaiporã 1 e 3, Ivaiporã – Itaberá 1 e Itaberá – Tijuco Preto 1. Sua característica em forma de lente modificada foi modelada nas simulações através do retângulo que a circunscribe (em vermelho).

Sua atuação ocorre (é emitido sinal de trip) sempre que o ponto representativo da impedância no diagrama R-X entra e sai daquela característica, o que caracteriza uma perda de sincronismo. Foi acrescentada no modelo uma característica externa (azul), situada 20% além da característica interna, apenas para ter-se uma indicação de proximidade do ponto representativo da impedância em relação à característica de atuação da PPS. A Figura 6.7 apresenta o Modelo RALZA (ABB).

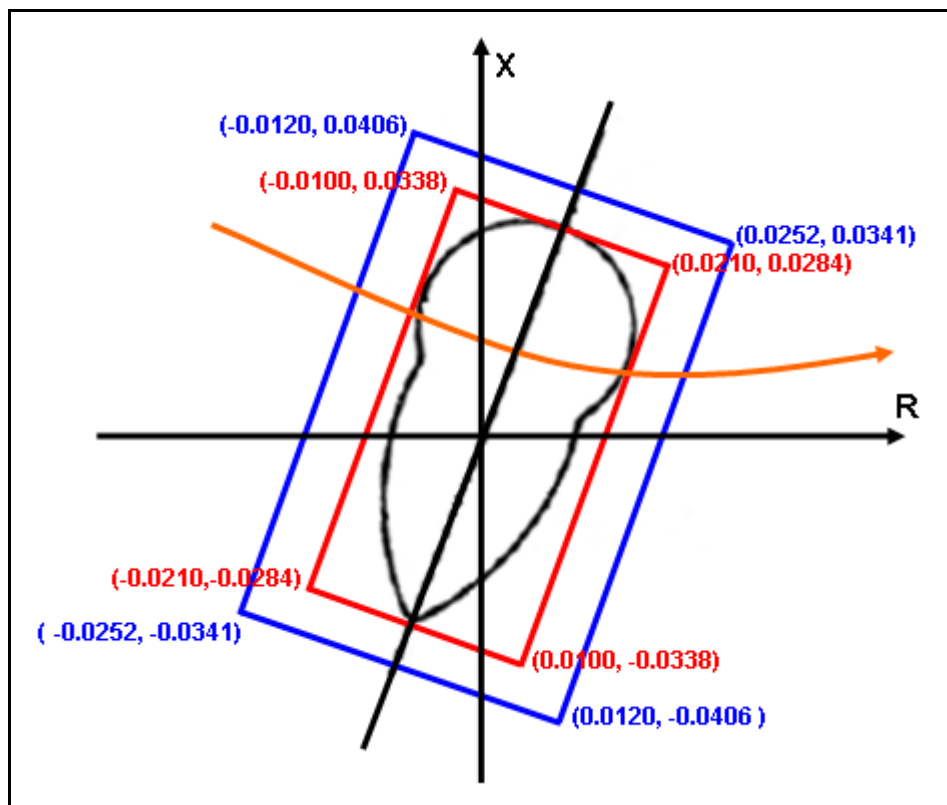


Figura 6.7 – Modelo RALZA (ABB).



### 6.4.9.2 Modelo MOD III (GE)

Este modelo encontra-se em operação nas linhas Foz do Iguaçu – Ivaiporã 2, Ivaiporã – Itaberá 2 e Itaberá – Tijuco Preto 2. Suas características em forma de lente (inner), círculo (middle) e tomate (outer) podem ser modeladas nas simulações através dos retângulos que as circunscrevem, definindo as fronteiras *outer*, *middle* e *inner*.

Sua atuação ocorre (é emitido sinal de trip) sempre que o ponto representativo da impedância no diagrama R-X sai da característica interna (“*inner*”), não importando o tempo de permanência em seu interior e nem o lado em que o ponto saia da característica. A Figura 6.8 apresenta o Modelo MOD III (GE).

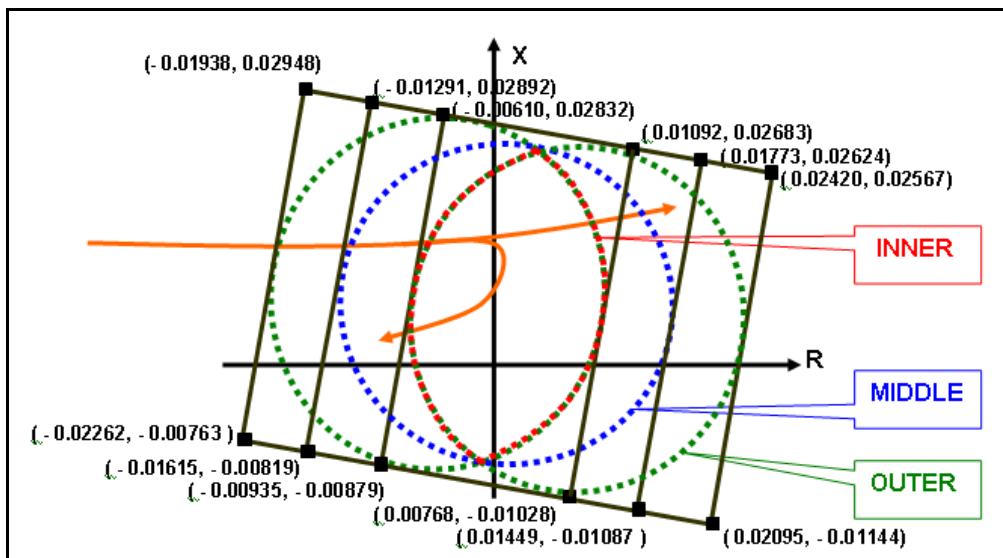


Figura 6.8 – Modelo MOD III (GE).

### 6.4.9.3 Modelo 7SA513 (SIEMENS)

Este modelo encontra-se em operação nas linhas Ivaiporã – Itaberá 3 e Itaberá – T. Preto 3. Sua característica em forma de carretel (preto) foi modelada nas simulações através do paralelogramo que a circunscreve (vermelho).

Sua atuação ocorre (é emitido sinal de trip) sempre que o ponto representativo da impedância no diagrama R-X entra e sai daquela característica, o que caracteriza uma perda de sincronismo. Foi acrescentada no modelo uma característica externa (azul), acrescentando-



se  $5 \Omega$  secundários, apenas para ter-se uma indicação de proximidade do ponto representativo da impedância em relação à característica de atuação da PPS. A Figura 6.9 apresenta o Modelo 7SA513 (SIEMENS).

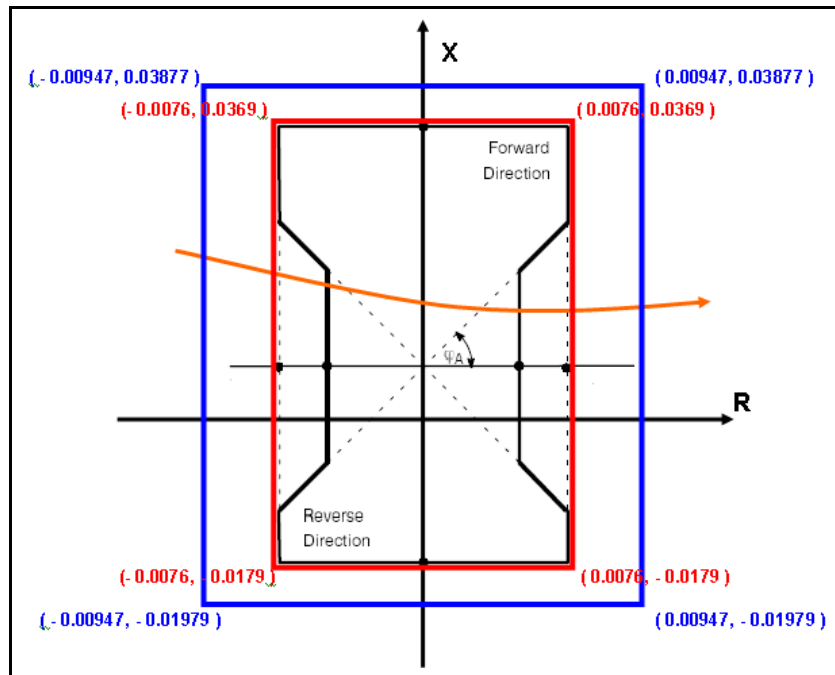


Figura 6.9 – Modelo 7SA513 (SIEMENS).

#### 6.4.10 Critérios Adotados

Na análise dos resultados obtidos são considerados os seguintes critérios:

##### 6.4.10.1 Critérios Adotados nas Condições Pré-Falta

- Os circuitos de 765 kV são considerados com todos os reatores de linha conectados;
- A corrente de campo das máquinas de Itaipu-60Hz, em regime permanente, avaliada através da tensão EQ (saída do CDU 21), deve ficar em no máximo 2,05 p.u.;
- A corrente máxima em regime contínuo nos circuitos de 765 kV é igual a 2780 A (limite imposto pelos capacitores série). Sem os capacitores série este limite se eleva para 2820 A;



- A tensão na barra de referência da SE Ivaiporã (terminais de linha dos capacitores série dos circuitos Foz - Ivaiporã) não devem ser superior a 1,020 p.u. ( $V_t$ );
- A tensão máxima no tronco de 765 kV é de 1,046 p.u.;
- A tensão mínima na barra de 765 kV de Tijuco Preto é de 0,90 p.u.;
- A Usina de Itaipu-60Hz é considerada com o seu controle conjunto (despachos equilibrados entre as unidades geradoras).

#### **6.4.10.2 Critérios Adotados nas Condições Pós-Falta**

- A corrente de campo nas unidades geradoras da UHE Itaipu-60Hz, avaliada através da tensão EQ (saída do CDU 21), deve permanecer inferior a 2,1 p.u. após a estabilização do SIN;
- O tempo máximo de atuação do limitador da corrente de campo das unidades geradoras da UHE Itaipu-60 Hz deve ser de 200 ms;
- As oscilações de tensão devem ter amortecimento positivo e valor pico-a-pico inferior a 2% aos 10 segundos de simulação após o último evento, conforme critério definido nos Procedimentos de Rede do ONS;
- As oscilações de potência nas unidades geradoras da UHE Itaipu-60 Hz devem ter amortecimento positivo e valor pico-a-pico de no máximo 40 MW/máquina, aos 15 segundos de simulação após o último evento;
- O valor da tensão na barra sob curto no instante de sua aplicação foi considerado em 0,65 p.u.;
- Na primeira oscilação após a eliminação da falta, a tensão mínima não pode ser inferior a 75% e nas demais oscilações a mesma deve ser superior a 80%, devendo o seu valor final permanecer dentro da faixa operativa de emergência.

#### **6.4.10.3 Definição dos Valores de Referência**

São definidos valores de referência de FSE para cada configuração do tronco de 765 kV e da UHE Itaipu-60Hz (cinco a dez máquinas) de tal modo que, quando da perda dupla de circuitos no trecho Itaberá-Tijuco Preto, não seja atingido o ponto de colapso ou ativada a PPS do circuito remanescente.



Pela observação das características das PPS instaladas nos circuitos de 765 kV entre Itaberá e Tijuco Preto, observa-se que a situação mais restritiva é aquela em que o circuito remanescente é o que está equipado com a PPS da GE (Modelo MOD III), uma vez que haverá o comando de desligamento da linha remanescente sempre que o ponto representativo da impedância no diagrama R-X sai da característica interna (“*inner*”), não importando o tempo de permanência em seu interior e nem o lado de saída.

Deste modo, como critério para a definição das referências para a Lógica 15, o nível de FSE e FIPU devem ser elevados gradualmente de 100 MW em 100 MW, não necessariamente de modo simultâneo, até o ponto em que, ocorrida a perda dupla dos circuitos no trecho Itaberá-T. Preto e efetuado o corte de máquina(s) em Itaipu, a impedância do ponto de carga vista por ambos os terminais da LT não ultrapasse a característica média, “*Middle*” da PPS da GE (Modelo MOD III) por um tempo superior a 280 ms a partir da aplicação do curto ou não seja atingido o ponto de colapso. Este tempo de 280 ms leva em consideração o tempo de eliminação da falta (80 ms) e o tempo de processamento da Lógica 15 no CLP Master (200 ms) para o envio do comando de abertura dos disjuntores das máquinas a serem desligadas.

A característica “*Middle*” da PPS da GE (Modelo MOD III) é usada para determinar uma margem de segurança na definição das referências da Lógica 15 (para cada configuração do tronco de 765 kV, nº de unidades sincronizadas na UHE Itaipu-60Hz e nº de unidades cortadas).

Para a definição desta margem de segurança, cabem três observações:

- 1) O evento de perda dupla é um evento de baixa probabilidade. Portanto, é preferível estabelecer margem de segurança mais conservadora (ou seja, estabelecer níveis mais baixos de referências de FIPU/FSE para o corte de máquinas) do que correr o risco de não cortar o número suficiente de unidades geradoras em Itaipu-60Hz e ter como consequência a abertura do circuito remanescente por atuação da PPS.

- 2) Esta margem de segurança deve ser suficiente para cobrir os erros inerentes dos relés e da medição de potência (TP's, TC's, transdutores), que, acumulados, podem ser estimados em um nível da ordem de 5%.
- 3) Por outro lado, esta margem de segurança deve ser tal que seja guardado um relativo distanciamento em relação à característica "Inner" da PPS da GE. O critério considerado consiste em utilizar as fronteiras de sua característica "Middle" como referência (a impedância não deve ultrapassar a característica "Middle" por um tempo superior a 280 ms a partir da aplicação do curto).

A Figura 6.10 apresenta as características das PPSs instaladas nos circuitos de 765 kV entre Itaberá e Tijuco Preto.

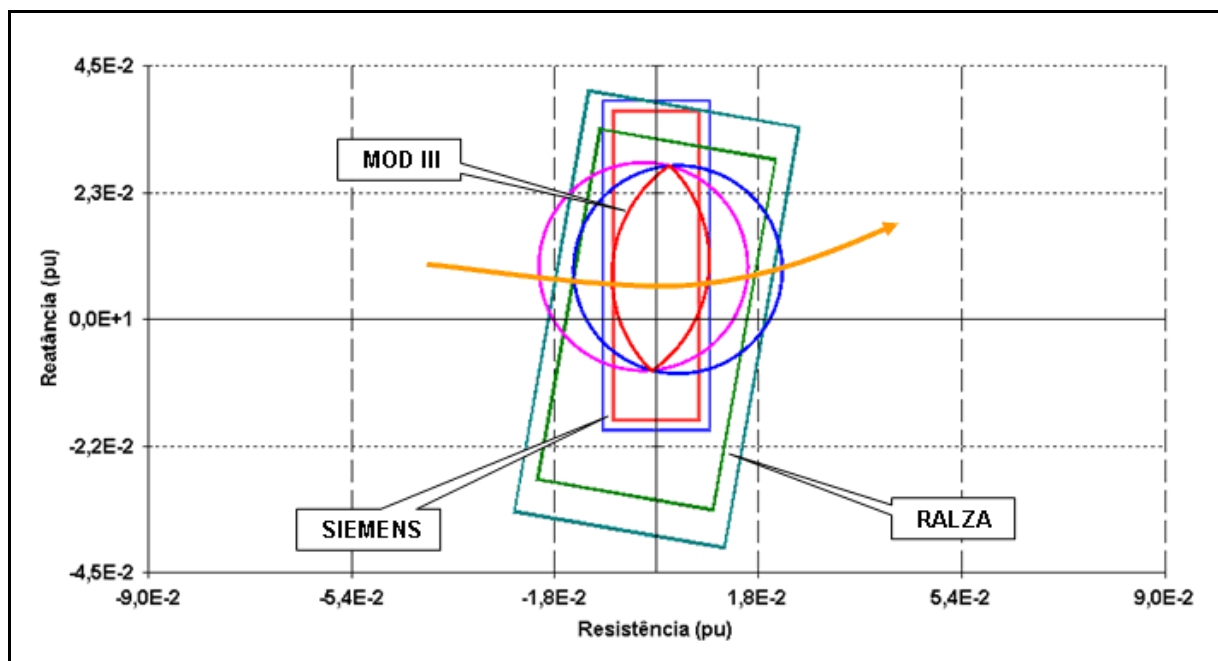


Figura 6.10 – Características das PPS instaladas nos circuitos de 765 kV entre Itaberá e Tijuco Preto.



## **CAPÍTULO 7**

# **RESULTADOS OBTIDOS DAS SIMULAÇÕES**

### **7.1 Introdução**

O presente capítulo tem por objetivo apresentar os resultados obtidos das simulações na reavaliação da lógica associada à perda dupla de circuitos entre Ivaiporã e Tijuco Preto do Esquema de Controle de Emergência do tronco de 765 kV de Itaipu, face à incorporação de importantes instalações entre as regiões Sudeste e Sul. Para tal foram considerados sistemas reais nas simulações.

As lógicas atuam comandando o desligamento de unidades geradoras no setor de 60 Hz e atualmente se encontram com valores de ajuste conservativos, podendo levar ao desligamento desnecessário de um número maior de unidades geradoras na usina de Itaipu. Desta forma, os ajustes foram revistos para minimizar o número de desligamentos de unidades geradoras nesta usina.

A seguir são apresentados os valores de referência para o corte de uma, duas, três e quatro unidades geradoras em Itaipu-60 Hz para as configurações: Completa, Intermediária 1, Intermediária 2 e Incompleta em função do número de unidades geradoras sincronizadas nesta UHE para perda de dois circuitos entre Itaberá e Tijuco Preto.

### **7.2 Descrição dos Programas Usados**

A seguir são descritos os programas usados nos estudos de regime permanente e estabilidade de tensão, bem como a sua aplicação neste trabalho.

#### **7.2.1 Programa de Análise Estática**

##### **7.2.1.1 Programa de Fluxo de Potência - ANAREDE**

O Programa de Análise de Redes - ANAREDE - é formado por um conjunto de seis aplicações computacionais para estudos de sistemas elétricos em regime permanente, sendo



---

normalmente usado pelas áreas de operação e de planejamento de sistemas elétricos de potência [8].

Este conjunto de aplicações integradas é composto dos seguintes programas:

- (a) Programa de Fluxo de Potência – permite o cálculo do estado operativo da rede elétrica para condições definidas de carga, geração, topologia e restrições operacionais;
- (b) Programa de Equivalente de Redes – tem como finalidade a determinação de um modelo reduzido de rede elétrica, que represente com precisão adequada o comportamento ou resposta de um sistema externo equivalentado, quando o sistema interno de interesse é submetido a impactos;
- (c) Programa de Análise de Contingências – processa seqüencialmente um conjunto de casos de contingências com a finalidade de detectar dificuldades operativas. Para cada caso de contingência é executada uma solução de fluxo de potência e é efetuada a monitoração do estado operativo da rede elétrica. O resultado é traduzido em termos de índices de severidade apresentados em ordem decrescente;
- (d) Programa de Análise de Sensibilidade – tem como objetivo o cálculo de fatores de sensibilidade de primeira ordem, que traduzem o comportamento de determinadas grandezas da rede elétrica em relação a uma grandeza ou um conjunto de variáveis de controle, tais como: tensão em barras de geração; injeções de potência ativa e reativa em barramentos; e variações de tapes em transformadores;
- (e) Programa de Redespacho de Potência Ativa – determina um ponto de operação que satisfaça as restrições operacionais (limite de fluxo em circuitos, limite de geração ou intercâmbio de potência ativa, ou qualquer combinação linear entre fluxo e geração de potência ativa) e otimize uma função objetivo (mínimo desvio absoluto ou quadrático do ponto de operação, mínimo corte de carga, máximo carregamento do sistema, ou qualquer função convexa definida pelo usuário);
- (f) Programa de Fluxo de Potência Continuado – processa seqüencialmente vários casos de fluxo de potência, aumentando a carga de um conjunto de barramentos especificados. Este programa é utilizado para determinação da margem de estabilidade de tensão e para análise da variação do perfil de tensão (curvas P-V e V-Q). Determina também o vetor tangente, classificando as barras críticas.



Devido as características do estudo realizado foi utilizado somente o item (a), Programa de Fluxo de Potência para a determinação dos pontos de operação em cada configuração considerada.

## **7.2.2 Programa de Análise Dinâmica**

### **7.2.2.1 Programa de Simulação Dinâmica para Análise de Estabilidade de Tensão - ANATEM**

O Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos - ANATEM - é uma aplicação computacional para a realização de estudos de estabilidade à frequência fundamental tanto na operação como no planejamento de sistemas elétricos de potência [9]. Este trabalho utilizou esta ferramenta para a determinação das condições finais do sistema após o evento considerado.

## **7.3 Resultados das Simulações**

São apresentados os resultados das simulações que reavaliam as contingências de perda dupla de circuitos em paralelo nos trechos do tronco de 765 kV entre Ivaiporã e Tijuco Preto que estejam operando com três circuitos, para quatro configurações: Completa, Intermediária 1, Intermediária 2 e Incompleta, apresentadas no item 6.4.2 deste trabalho. Esta lógica atua comandando o corte de até quatro unidades geradoras no setor de 60 Hz da UHE Itaipu.

Considerando-se que, por limitações de implementação nos CLPs, não é possível estabelecer conjuntos distintos de referências de FIPU/FSE para atuação da lógica para cada trecho do tronco de 765 kV, foi feita uma primeira análise, onde se identificou o trecho mais crítico como sendo o trecho compreendido entre as SE Itaberá e Tijuco Preto. Assim, todas as simulações são desenvolvidas considerando a perda dupla de circuitos do trecho Itaberá - Tijuco Preto.

Com o objetivo de mostrar como foram obtidos os novos valores de ajustes encontrados, é apresentada, como exemplo, a seguinte condição de operação: Configuração Completa com 10 unidades sincronizadas na UHE Itaipu-60 Hz.



### 7.3.1 Caso exemplo: Configuração Completa com 10 unidades sincronizadas na UHE Itaipu-60 Hz

#### 7.3.1.1 Situação 1:

- UHE Itaipu-60 Hz: 10 unidades geradoras – **Total = 6300 MW**
- **FIPU = 6300 MW / FSE = 5300 MW**
- **Sem corte de unidades geradoras na UHE Itaipu**

Para este cenário, com fluxo de potência ativa nas linhas entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã medido na SE Foz do Iguaçu (FIPU) de **6300 MW**, que equivale à geração de Itaipu 60 Hz, e fluxo de potência ativa nas linhas entre Ivaiporã e Itaberá medido em Ivaiporã (FSE) de **5300 MW**, que equivale ao fluxo para o sistema Sudeste pelo tronco de 765 kV, a ocorrência de perda dupla de circuitos do trecho Itaberá - Tijuco Preto, **sem o corte de unidades geradoras na UHE Itaipu, atende os critérios** apresentados no item 6.4.10 deste trabalho.

As Figuras 7.1 e 7.2 apresentam as PPS do circuito 2 da LT Itaberá-Tijuco Preto – Modelo MOD III (GE) nos terminais de Tijuco Preto e Itaberá, respectivamente. Observa-se que a impedância do ponto de carga vista por ambos os terminais da linha não ultrapassa a característica média, “*Middle*” da PPS da GE (Modelo MOD III).



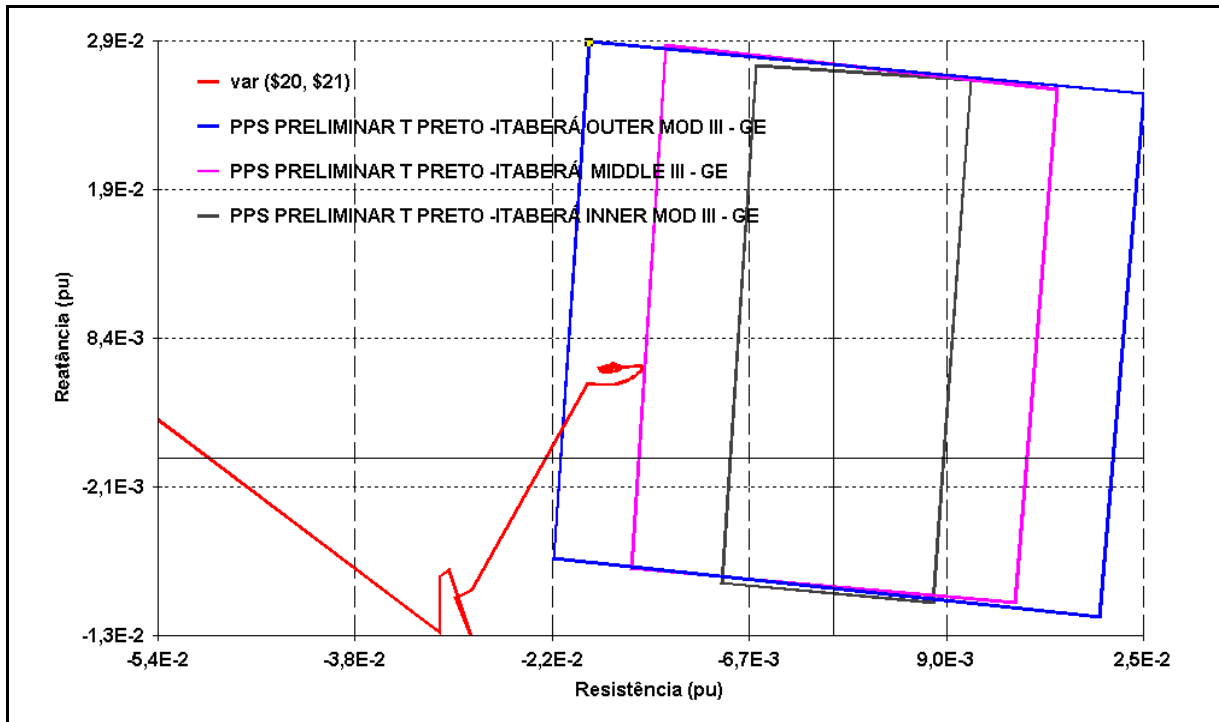


Figura 7.1 – PPS do circuito 2 da LT Itaberá-Tijuco Preto – Modelo MOD III (GE) no terminal de Tijuco Preto.

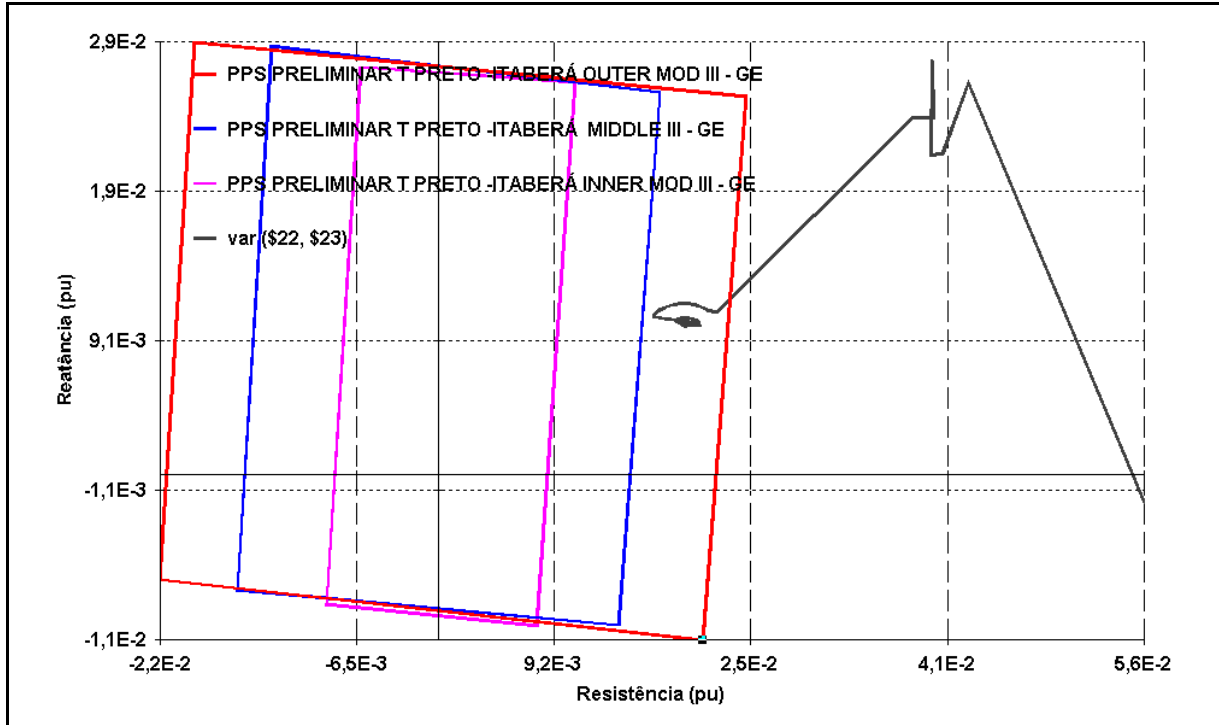


Figura 7.2 – PPS do circuito 2 da LT Itaberá-Tijuco Preto – Modelo MOD III (GE) no terminal de Itaberá.



A Figura 7.3 apresenta a corrente de campo nas unidades geradoras da UHE Itaipu-60Hz, avaliada através da tensão EQ (saída do CDU 21). Observa-se que esta variável permanece inferior a 2,1 p.u. (critério determinado pelo fabricante do equipamento, no caso o sistema de excitação dos geradores) após a estabilização do SIN.

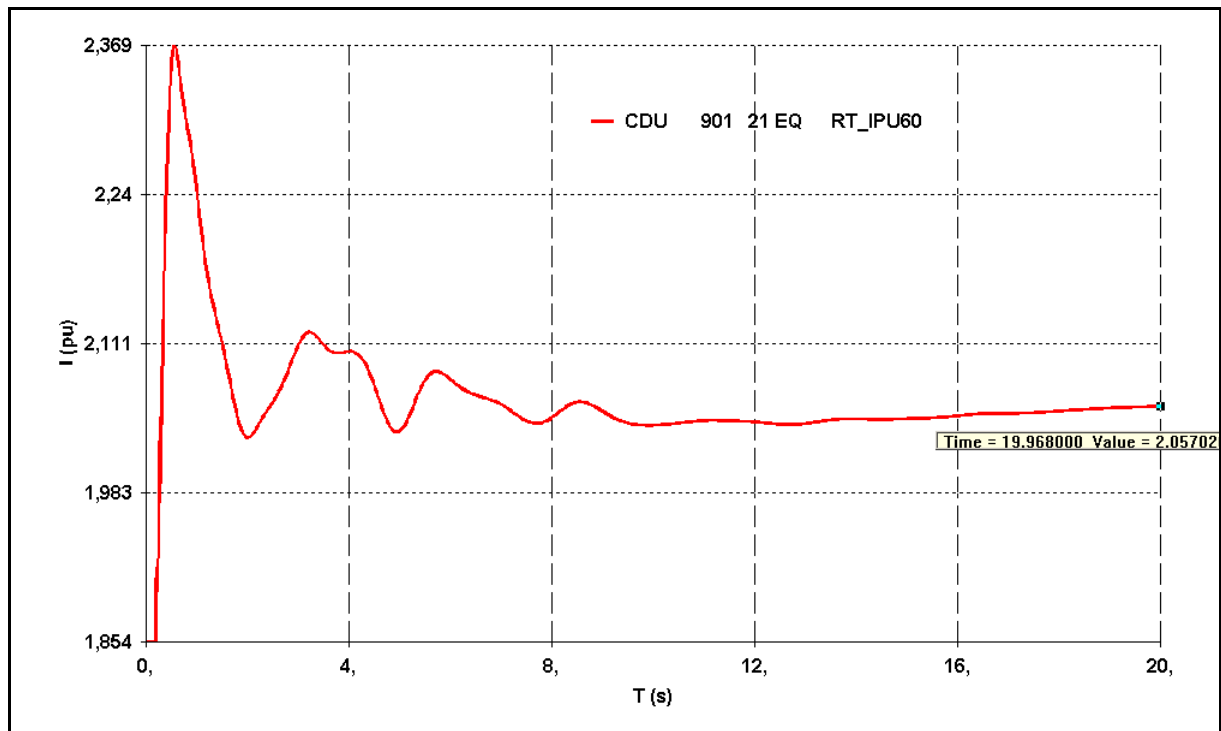


Figura 7.3 – Corrente de campo nas unidades geradoras da UHE Itaipu-60 Hz, avaliada através da tensão EQ (saída do CDU 21).

A Figura 7.4 apresenta as tensões ao longo do tronco de 765 kV. Observa-se que as mesmas atendem aos critérios de oscilação estabelecidos no item 6.4.10.

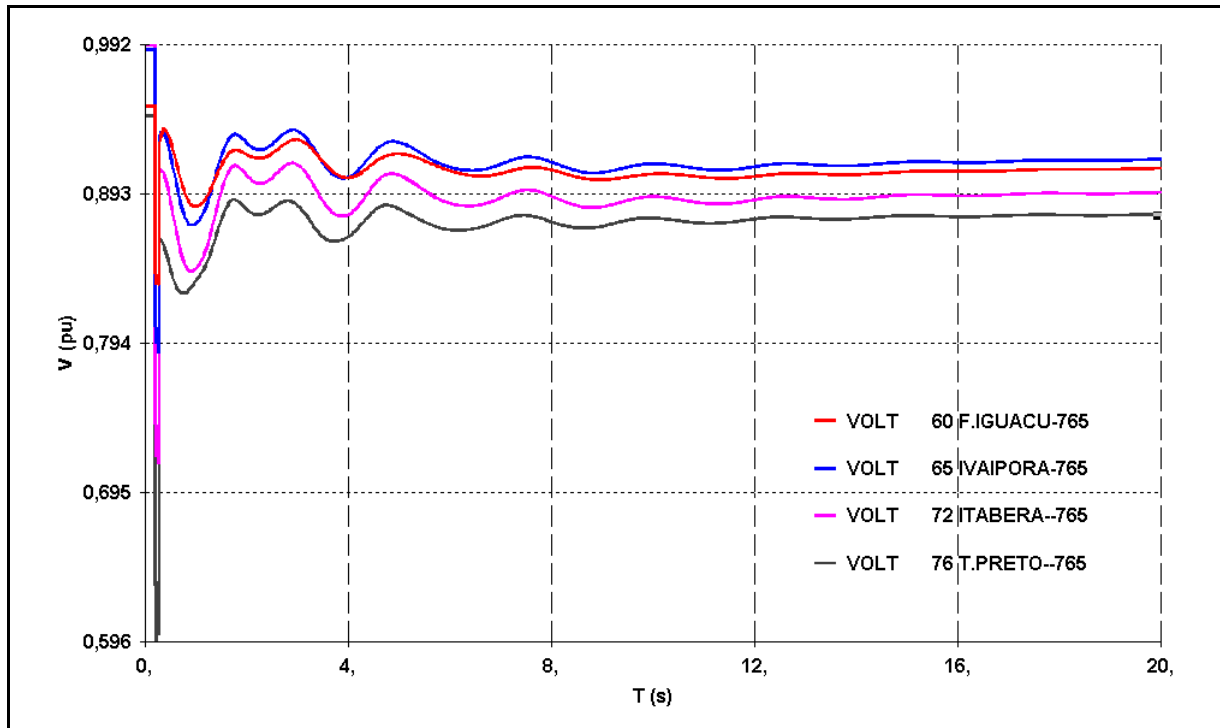


Figura 7.4 – Tensões ao longo do tronco de 765 kV.

#### 7.3.1.2 Situação 2:

- UHE Itaipu-60 Hz: 10 unidades geradoras – **Total = 6300 MW**
- **FIPU = 6300 MW / FSE = 5400 MW**
- **Sem corte de unidades geradoras na UHE Itaipu**

Para este cenário, com fluxo de potência ativa nas linhas entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã medido na SE Foz do Iguaçu (FIPU) de **6300 MW**, que equivale à geração de Itaipu 60 Hz, e fluxo de potência ativa nas linhas entre Ivaiporã e Itaberá medido em Ivaiporã (FSE) de **5400 MW**, que equivale ao fluxo para o sistema Sudeste pelo tronco de 765 kV, a ocorrência de perda dupla de circuitos do trecho Itaberá - Tijuco Preto, **sem o corte de unidades geradoras na UHE Itaipu, não atende os critérios** apresentados no item 6.4.10 deste trabalho.

As Figuras 7.5 e 7.6 apresentam as PPS do circuito 2 da LT Itaberá-Tijuco Preto – Modelo MOD III (GE) nos terminais de Tijuco Preto e Itaberá, respectivamente. Observa-se que a impedância do ponto de carga vista pelo terminal de Tijuco Preto ultrapassa a característica média, “*Middle*” da PPS da GE (Modelo MOD III).

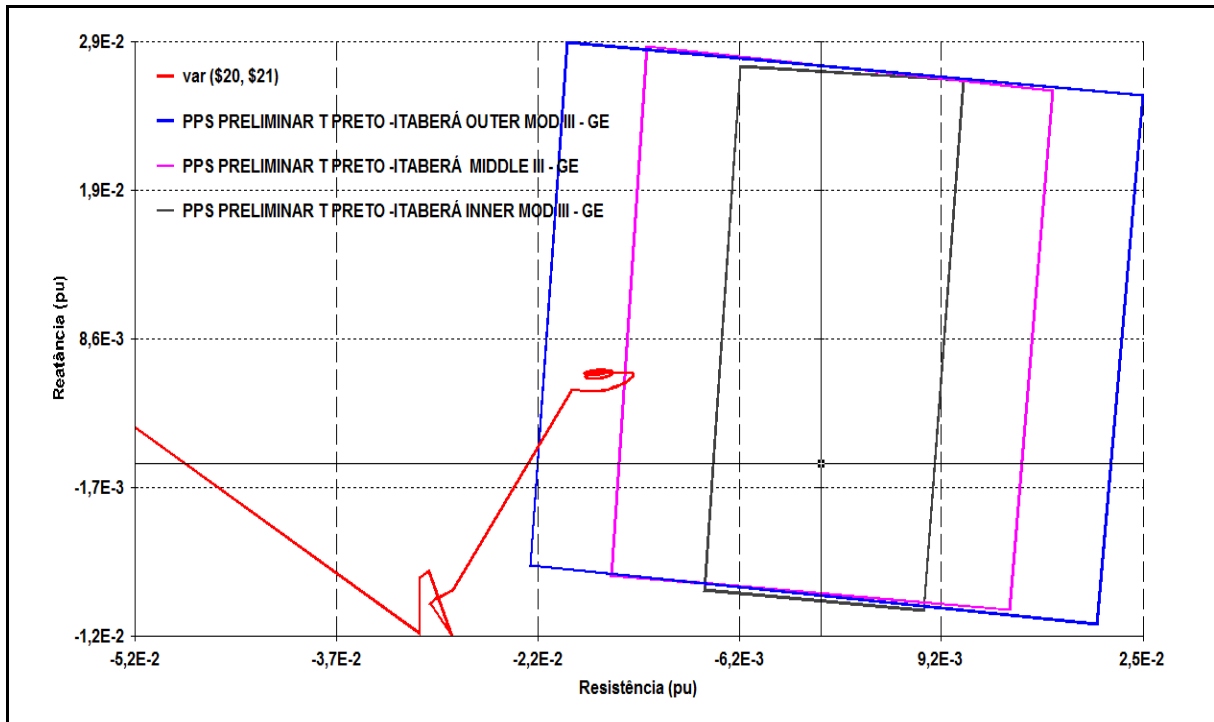


Figura 7.5 – PPS do circuito 2 da LT Itaberá-Tijuco Preto – Modelo MOD III (GE) no terminal de Tijuco Preto.

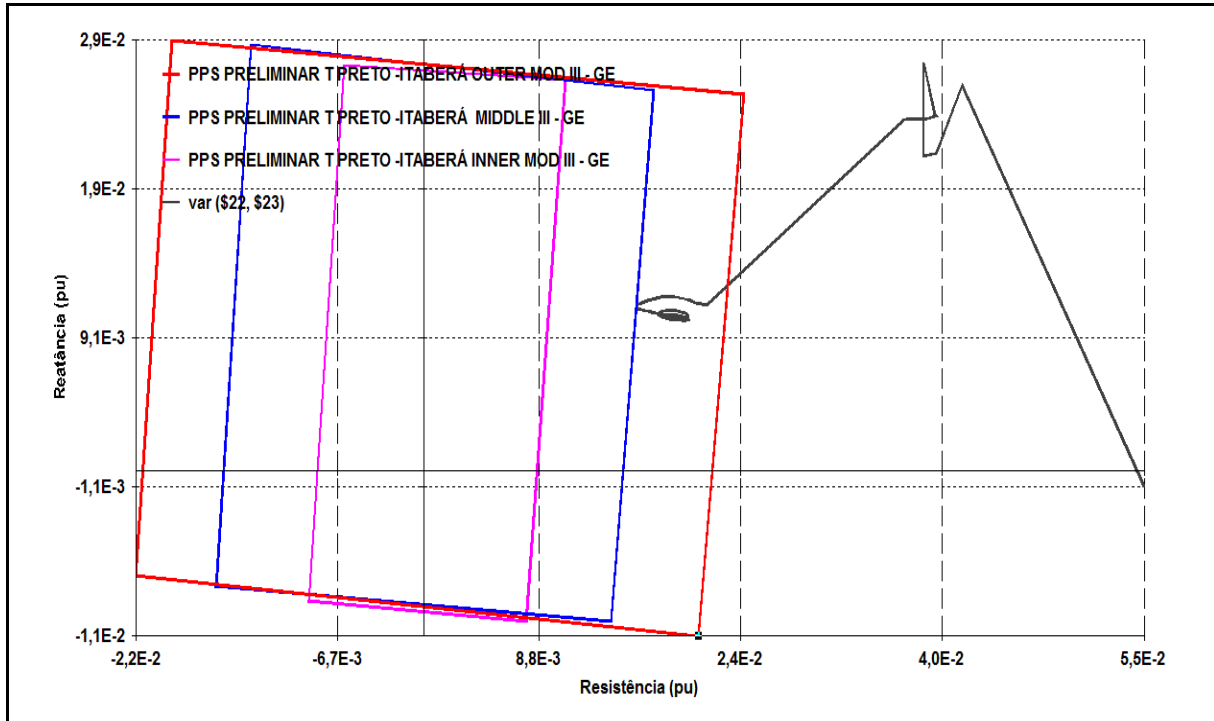


Figura 7.6 – PPS do circuito 2 da LT Itaberá-Tijuco Preto – Modelo MOD III (GE) no terminal de Itaberá.



A Figura 7.7 apresenta as tensões ao longo do tronco de 765 kV. Observa-se que a tensão em Tijuco Preto 765 kV permanece abaixo da faixa operativa de emergência em regime permanente, de acordo com os critérios de oscilação estabelecidos no item 6.4.10.

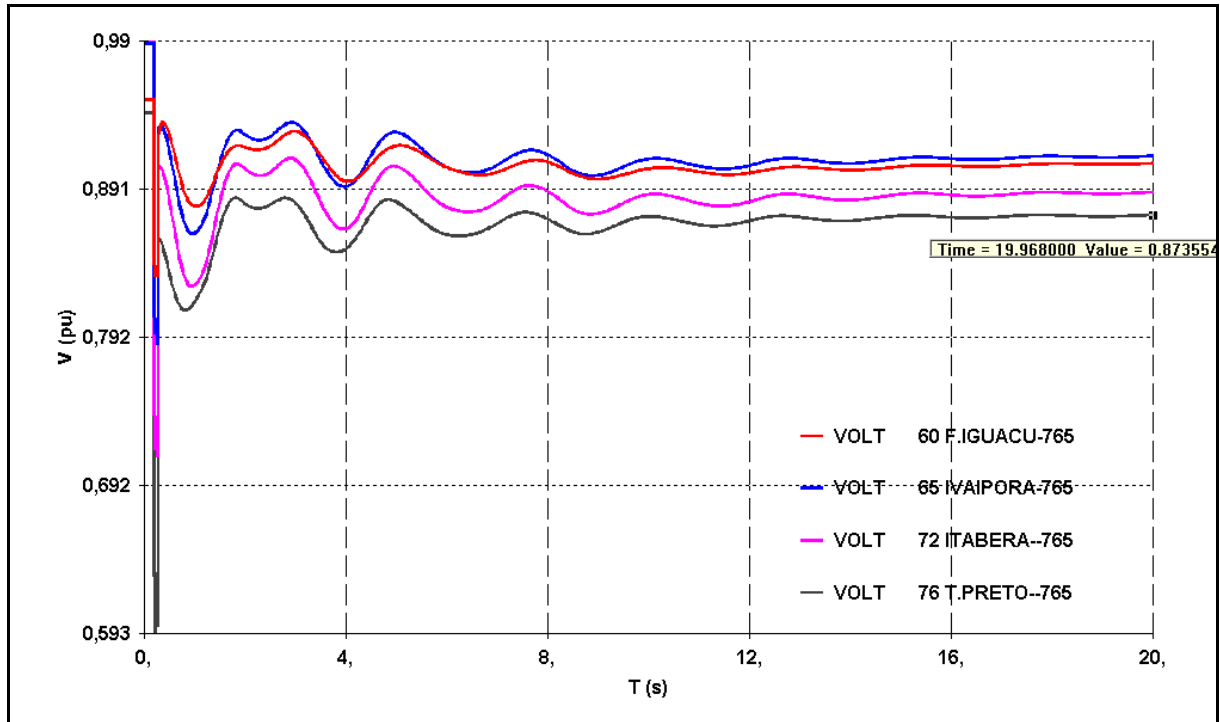


Figura 7.7 – Tensões ao longo do tronco de 765 kV.

### 7.3.1.3 Situação 3:

- UHE Itaipu-60 Hz: 10 unidades geradoras – **Total = 6300 MW**
- **FIPU = 6300 MW / FSE = 5400 MW**
- **Com corte de 1 unidade geradora na UHE Itaipu**

Para este cenário, com fluxo de potência ativa nas linhas entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã medido na SE Foz do Iguaçu (FIPU) de **6300 MW**, que equivale à geração de Itaipu 60 Hz, e fluxo de potência ativa nas linhas entre Ivaiporã e Itaberá medido em Ivaiporã (FSE) de **5400 MW**, que equivale ao fluxo para o sistema Sudeste pelo tronco de 765 kV, a ocorrência de perda dupla de circuitos do trecho Itaberá - Tijuco Preto, **com o corte de 1 unidade geradora na UHE Itaipu, atende os critérios** apresentados no item 6.4.10 deste trabalho.



As Figuras 7.8 e 7.9 apresentam as PPS do circuito 2 da LT Itaberá-Tijuco Preto – Modelo MOD III (GE) nos terminais de Tijuco Preto e Itaberá, respectivamente. Observa-se que a impedância do ponto de carga vista por ambos os terminais da linha não ultrapassa a característica média, “*Middle*” da PPS da GE (Modelo MOD III).

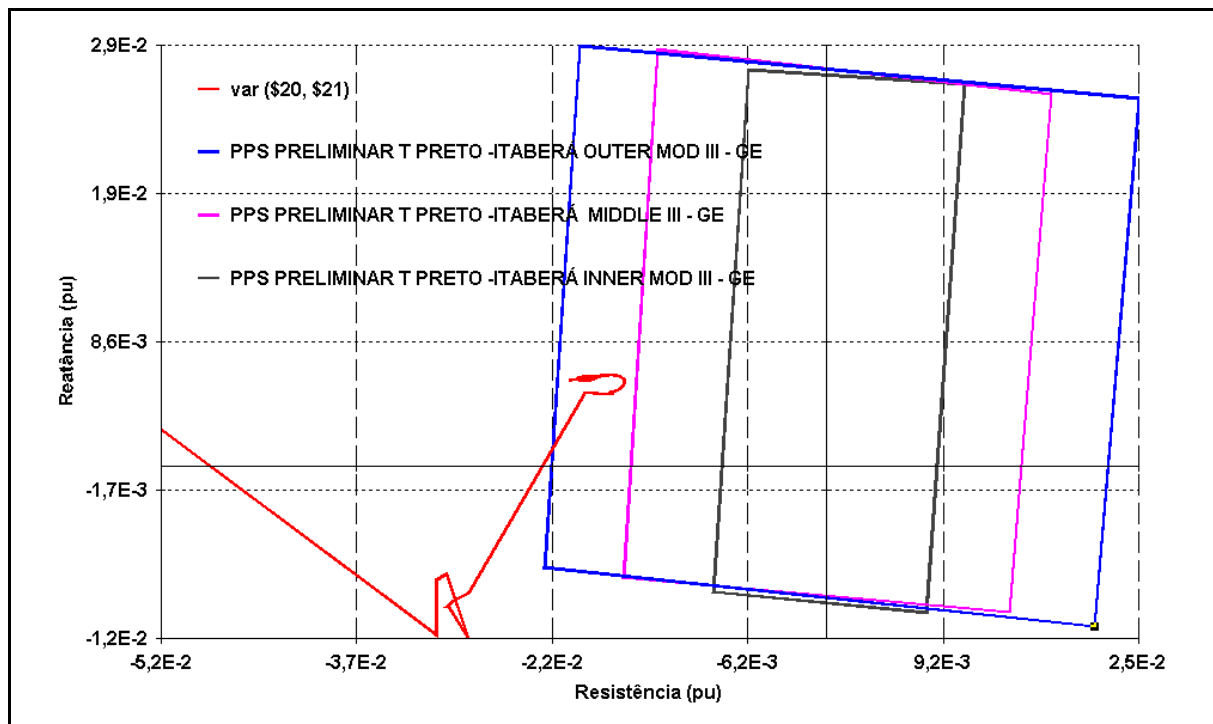


Figura 7.8 – PPS do circuito 2 da LT Itaberá-Tijuco Preto – Modelo MOD III (GE) no terminal de Tijuco Preto.

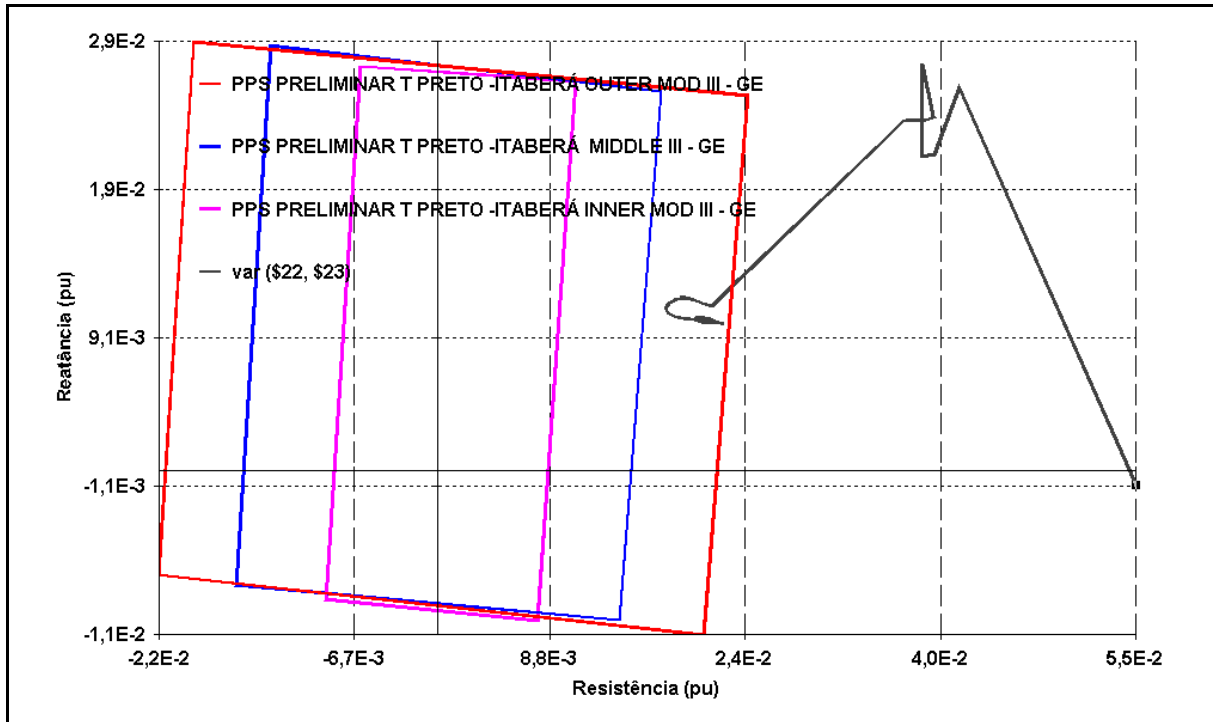


Figura 7.9 – PPS do circuito 2 da LT Itaberá-Tijuco Preto – Modelo MOD III (GE) no terminal de Itaberá.

A Figura 7.10 apresenta as tensões ao longo do tronco de 765 kV. Observa-se que as mesmas atendem aos critérios de oscilação estabelecidos no item 6.4.10.

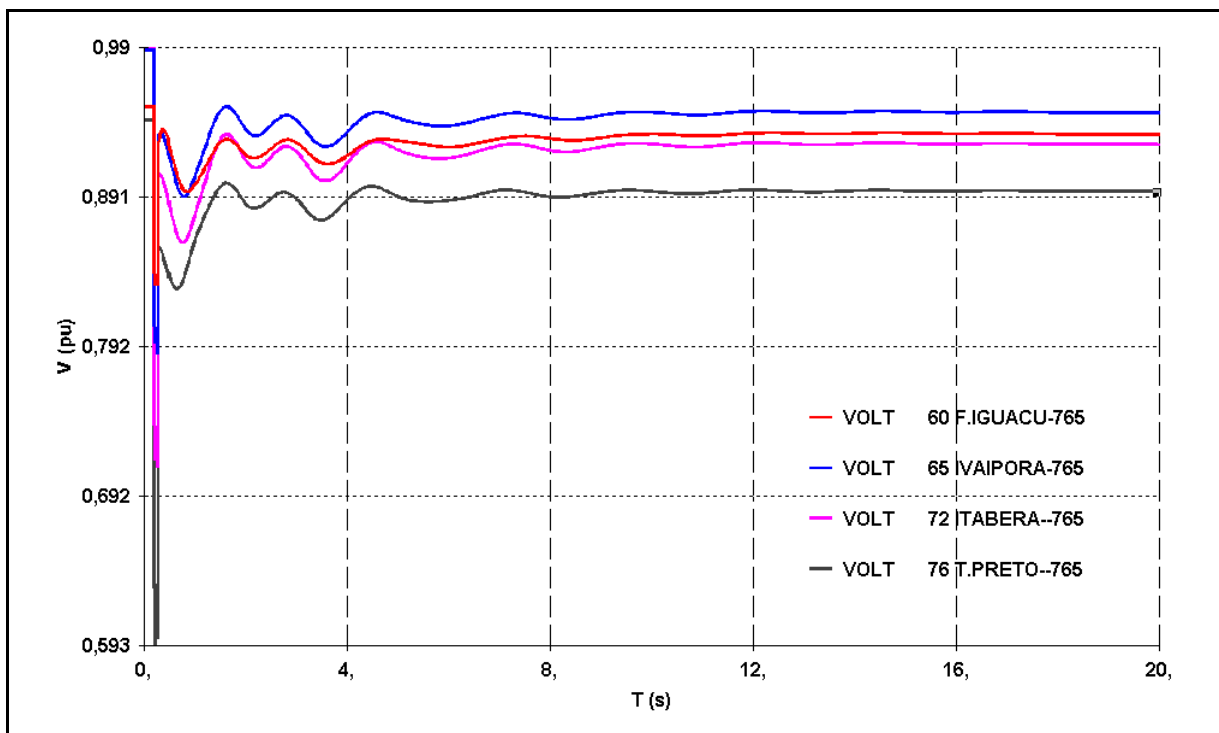


Figura 7.10 – Tensões ao longo do tronco de 765 kV.



No exemplo mostrado anteriormente, pode-se observar que, para um FSE de 5300 MW não há a necessidade de corte de unidade geradora, no entanto, quando se eleva o FSE para 5400 MW, há a necessidade de se efetuar o corte de 1 unidade geradora na usina de Itaipu para atender os critérios citados. Observa-se, que para o FSE com valor compreendido no intervalo entre 5300 MW e 5400 MW, não há como se determinar a necessidade ou não de corte de unidades geradoras, uma vez que o critério utilizado na busca pelos valores de referência é feita aumentando-se o FIPU e o FSE de 100 MW em 100 MW, como já mencionado anteriormente. Pode-se concluir, para o exemplo apresentado, que o valor de referência adotado para o corte de 1 unidade geradora em Itaipu corresponde ao FSE de 5300 MW, para um FIPU de 6300 MW.

Este procedimento foi feito para a determinação dos novos valores de referência de FIPU e FSE, para o corte de unidades geradoras, em função do número de máquinas sincronizadas gerando potência ativa nesta usina e da configuração topológica do sistema de transmissão em 765 kV.

A Tabela 6.1 apresenta os valores de referência de FIPU e FSE implantados em campo e a Tabela 6.2 apresenta os novos valores de referência de FIPU e FSE obtidos das simulações.

Comparando-se as Tabelas 6.1 e 6.2, nota-se que houve um aumento bastante significativo nos valores de referência de FIPU e FSE, para o corte de unidades geradoras. Este fato se deve à incorporação de importantes instalações entre as regiões Sudeste e Sul, aumentando a robustez do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Os estudos também mostraram que o corte de até quatro unidades geradoras na UHE Itaipu é suficiente para evitar a instabilidade no SIN.





Tabela 6.1 – Valores de Referência (FIPU/FSE) implantados em campo.

Configuração	Nº de unidades sincronizadas	FIPU/FSE			
		Seleciona 1 unidade	Seleciona 2 unidades	Seleciona 3 unidades	Seleciona 4 unidades
Completa ou Intermediária 1	5	3500/3700	--	--	--
	6	--	4100/3900	--	--
	7	--	4600/3900	5200/4600	--
	8	--	4800/4100	5600/5000	5800/5500
	9	--	5000/4100	5900/5000	6500/5500
Intermediária 2 ou Incompleta	5	--	--	--	--
	6	--	3800/3800	--	--
	7	--	4200/4000	4900/4800	--
	8	--	4500/4000	5100/4800	5500/5200
	9	--	4900/4000	5400/4800	5800/5200

Tabela 6.2 – Novos Valores de Referência (FIPU/FSE) obtidos das simulações.

Configuração	Nº de unidades sincronizadas	FIPU/FSE			
		Seleciona 1 unidade	Seleciona 2 unidades	Seleciona 3 unidades	Seleciona 4 unidades
Completa ou Intermediária 1	5(*)	3600/5200	--	--	--
	6	4300/5000	(**)--/5500	--	--
	7	5000/4900	(**)--/5500	(**)--/5700	--
	8	5700/4800	(**)--/5500	(**)--/5700	(**)--/5900
	9	6200/5100	6400/5500	(**)--/5600	(**)--/5800
	10	6300/5300	6600/5500	(**)--/5600	(**)--/5800
Intermediária 2 ou Incompleta	5(*)	3600/4900	--	--	--
	6	4300/4500	(**)--/5000	--	--
	7	5000/4100	(**)--/4800	(**)--/5100	--
	8	5700/4000	(**)--/4100	(**)--/4700	(**)--/5300
	9	5900/4200	6000/4600	6100/4900	6200/5300
	10	6000/4600	6600/5000	(**)--/5200	(**)--/5300

(\*) Com 5 unidades geradoras em operação na UHE Itaipu só é possível o desligamento de uma única unidade, de forma a manter o número mínimo de quatro unidades em operação nesta usina.

(\*\*) O desligamento das unidades geradoras considera apenas os valores de referência de FSE, uma vez que não existem valores de referência para o FIPU.



## CAPÍTULO 8

# CONCLUSÕES

### 8.1 Problema Investigado

Este trabalho aborda, no âmbito de Sistemas Especiais de Proteção (SEPs), a avaliação de lógicas associadas às perdas duplas de circuitos em sistemas de transmissão que podem apresentar maiores riscos para a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Os SEPs, que englobam os Esquemas de Controle de Emergência (ECEs) e os Esquemas de Controle de Segurança (ECSs) são sistemas automáticos de controle que podem ser implantados nas estações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Um grande sistema interligado necessita de um conjunto de medidas de controle coordenadas que exigem altos níveis de complexidade para planejá-lo e operá-lo com segurança e economia. Deste modo, é imprescindível que, para manter a segurança e a integridade do sistema elétrico, quando este está submetido a fenômenos que provocam instabilidade ou desligamentos em cascata, sejam usados os SEPs.

No sistema brasileiro, o SEP associado ao tronco de transmissão em 765 kV de Itaipu, em razão da sua grande importância para o SIN e por ser o primeiro ECE a utilizar a tecnologia de Controladores Lógico Programáveis (CLPs) no Brasil, merece destaque especial.

O tronco de 765 kV pode transportar um fluxo bastante elevado, de até aproximadamente 6600 MW. Desta forma, qualquer contingência envolvendo este tronco de transmissão apresenta maiores riscos para o SIN. A nível temporal o seu grau de exposição é muito maior que os demais troncos de transmissão hoje em operação.

Este ECE exerce uma função de grande importância para a confiabilidade global do SIN, uma vez que tem se mostrado eficiente para garantir a integridade da transmissão, reduzindo sensivelmente os impactos que as emergências poderiam causar, permitindo uma



operação segura deste tronco com altos valores de geração de Itaipu e de fluxo para a região Sudeste.

É importante destacar que a implantação de CLPs na execução desse ECE, possibilitou tornar as lógicas do esquema mais eficientes, seguras e seletivas, desaparecendo a necessidade de intervenção humana para habilitação do esquema. O emprego de tecnologia digital aumentou o grau de confiabilidade de atuação do esquema e possibilitou a inclusão de novas ações, aumentando a segurança do sistema. A velocidade de processamento dos CLPs e a sua facilidade de programação permitiram definir lógicas com atuação bastante detalhadas e que foram otimizadas conforme a expansão do sistema de 765 kV. Quando da entrada em operação do terceiro circuito, tornou-se necessário incluir lógicas adicionais, elevando para vinte o número de lógicas. Devido ao elevado número de lógicas executadas pelo ECE, os CLPs passaram a trabalhar em seus limites de processamento. Os CLPs monitoram a topologia da rede e o ponto de operação desse tronco.

Atualmente as lógicas associadas às perdas duplas de circuitos em paralelo nos trechos do tronco de 765 kV se encontram com valores de ajuste conservativos, podendo levar ao desligamento desnecessário de um número maior de unidades geradoras na usina de Itaipu, face à incorporação de importantes instalações entre as regiões Sudeste e Sul nos últimos anos.

Este trabalho apresentou o caso de estudo, que consistiu em avaliar a lógica que integra o ECE do Tronco de 765 kV de Itaipu (Lógica 15), responsável por promover o corte de máquinas nesta usina quando da perda de dois circuitos no mesmo trecho entre Ivaiporã e Itaberá ou entre Itaberá e Tijuco Preto, visando garantir a estabilidade entre o sistema Sul e o restante do sistema. Nesta avaliação foram estudadas as proteções de perda de sincronismo existentes no tronco de 765 kV, de acordo com suas localizações, características e modos de atuação.

A busca dos novos valores de referência de FIPU e FSE baseou-se, entre outros critérios, na não atuação das proteções de perda de sincronismo existentes no tronco de 765 kV, uma vez que havendo a atuação das PPSs, poderá ocorrer a abertura total da interligação e



a interrupção de suprimento do Sul à região Sudeste, podendo causar sérios desdobramentos ao sistema.

As simulações obtidas mostraram que houve um aumento bastante significativo nos valores de referência de FIPU e FSE, para o corte de unidades geradoras na UHE Itaipu, em todas as configurações estudadas. Os novos ajustes encontrados minimizam o número de desligamentos de unidades geradoras nesta usina, o que é bastante significativo em termos de custo da operação, notadamente quando a compensação envolve a utilização de geração térmica.

Os estudos também mostraram que o corte de até quatro unidades geradoras na UHE Itaipu é suficiente para evitar a instabilidade no SIN.

## 8.2 Contribuições

O trabalho apresentado, pretende contribuir para o entendimento da questão envolvendo Sistemas Especiais de Proteção voltados para Sistemas Elétricos de Potência.

Além dessa importante contribuição, pode-se citar:

- O entendimento do que seja o Sistema Interligado Nacional (SIN);
- As particularidades da UHE Itaipu e do tronco de transmissão em 765kV associado à usina;
- A utilização das ferramentas adequadas para o cálculo do fluxo de potência e a estabilidade dinâmica voltados para o sistema elétrico;
- Os critérios de análise utilizados na determinação dos Valores de Referência;
- O entendimento do que sejam os SEPs, com relação aos seus objetivos, suas variáveis e grandezas de entrada, suas ações de comando, bem como as tecnologias empregadas;
- As características e modos de atuação das Proteções contra Perda de Sincronismo (PPSs) existentes ao longo do tronco de 765 kV;
- Os aspectos relativos aos CLPs no que se refere as suas características básicas, bem como as lógicas implantadas;
- As tendências futuras em termos de tecnologia de Supervisão e Controle;



- Novas concepções dos Sistemas Especiais de Proteção (SEPs).

Espera-se assim que os engenheiros envolvidos nesta área de trabalho e pesquisa possam obter importantes informações com os resultados apresentados.

### 8.3 Sugestões para Trabalhos Futuros

Os CLPs, de fabricação da empresa SISTEMA, onde estão implantadas as lógicas do ECE do tronco de 765 kV associado à UHE Itaipu já se encontram com as suas vidas úteis vencidas e com a fabricação descontinuada; além disso, devido ao elevado número de lógicas executadas pelo ECE, os CLPs passaram a trabalhar em seus limites de processamento não suportando mais a inclusão de qualquer linha de programação.

Devido ao fato destes CLPs não serem mais fabricados, as manutenções que envolvam a troca de componentes se tornaram muito difíceis de serem realizadas. Assim sendo, FURNAS que é a proprietária do ECE, já vem realizando estudos de viabilidade da substituição dos CLPs por equipamentos mais modernos. A tendência vem apontando para a substituição dos CLPs por “IEDs” (*Intelligent Electronic Devices*).

Os IEDs são equipamentos de última geração, considerados o “estado da arte” em se tratando de supervisão e controle. Além da facilidade de programação, devem ser destacadas as suas dimensões bastante reduzidas se comparadas aos CLPs convencionais.

A tendência da nova filosofia de aquisição de informações é a ampliação dos domínios do novo ECE, não ficando restrito somente ao tronco de transmissão de 765 kV. Assim sendo, as informações referentes aos “*status*” dos equipamentos de manobra e dos fluxos de potência ativa que ficavam restritos às linhas do tronco, na nova concepção, deverão abranger também as LTs 500 kV Ibiúna-Bateias C1 e C2, a futura LT 500 kV Foz do Iguaçu-Cascavel Oeste e LT 500 kV Londrina-Assis-Araraquara, dentre outras.

Com relação ao corte de geração, a tendência da nova filosofia, é a de se estender o corte de geração que hoje é feito somente na UHE Itaipu, para as demais UHEs do sistema Sul. O objetivo é de preservar o tronco de 765 kV e as interligações Sul/ Sudeste, no caso de



eventos originados no próprio tronco ou no sistema Sudeste, que levem ao aumento de fluxo nas interligações no sentido do Sul para o Sudeste.

Caso esse novo esquema venha a ser viabilizado, a sua abrangência deverá ser bem maior do que o atual ECE em operação, sendo seu objetivo manter a integridade do SIN através da preservação da Interligação Sul/Sudeste.

Face ao exposto acima, dentro desta nova ótica, sugere-se que novos trabalhos envolvendo a determinação de valores de referência para corte de máquinas no sistema Sul, abranjam não somente o tronco de 765 kV, como também as demais interligações entre as regiões Sul e Sudeste.



## ANEXO

# MEMÓRIA DE CÁLCULO DOS AJUSTES DAS PPS NO TRECHO ITABERÁ – TIJUCO PRETO

### 1) Modelo RALZA (ABB)

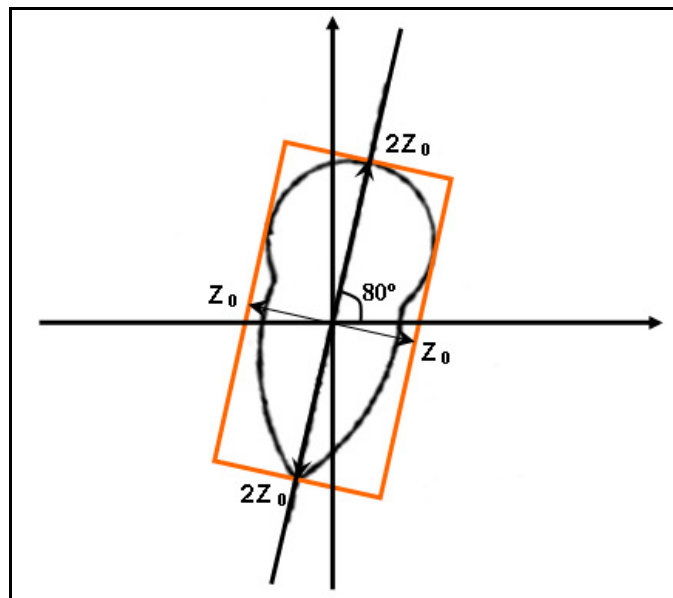


Figura A.1 – Modelo RALZA (ABB).

$$Z_0 = \frac{q \times D}{I_s} \quad (\text{A.1})$$

Para o circuito Itaberá – Tijuco Preto:  $q = 21$   $D = 2$   $I_s = 5A$

Logo:  $Z_0 = 8,4 \Omega$  secundários

Refletindo para o primário:

$$Z_{0P} = Z_{0S} \times \frac{RTP}{RTC} = 8,4 \times \frac{765000/115}{3000/5} = 93,13 \Omega \text{ primários} \quad (\text{A.2})$$



Colocando em valores por unidade :

$$Z_{0 \text{ pu}} = \frac{Z_{0P}}{Z_{base}} = \frac{93,13}{(765000)^2 / 100 \times 10^6} = \frac{93,13}{5852,25} = 0,0159 \text{ pu} \quad (\text{A.3})$$

Calculando-se geometricamente os vértices do polígono que circunscreve a característica do relé tem-se:

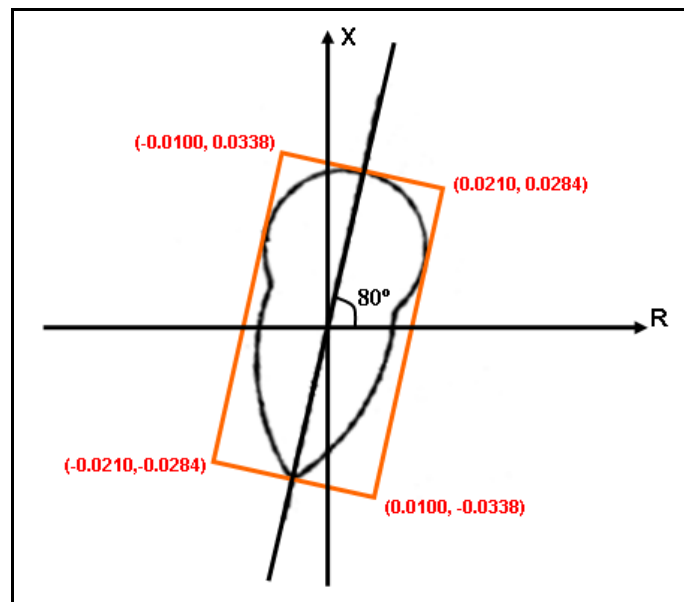


Figura A.2 – Modelo RALZA (ABB) com a determinação dos valores dos pontos de ajustes.





## 2) Modelo MOD III (GE)

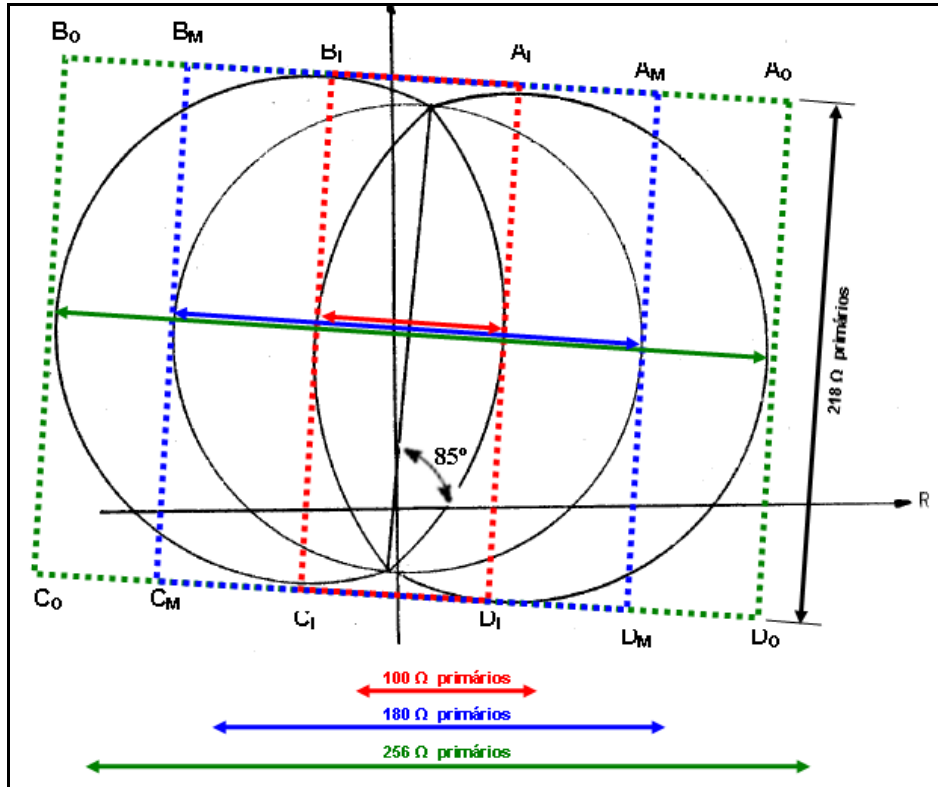


Figura A.3 – Modelo MOD III (GE).

Na Tabela A.1 tem-se o cálculo geométrico dos vértices dos retângulos que circunscrevem as características da PPS.

Tabela A.1 – Características da PPS MOD III (GE).

CARACT	VÉRTICES	R ( $\Omega$ )	X ( $\Omega$ )	R (pu)	X (pu)
INNER	A <sub>I</sub>	63,93	157,03	0,01092	0,02683
	B <sub>I</sub>	- 35,69	165,74	- 0,00610	0,02832
	C <sub>I</sub>	- 54,69	- 51,43	- 0,00935	- 0,00879
	D <sub>I</sub>	44,93	- 60,14	0,00768	- 0,01028
MIDDLE	A <sub>M</sub>	103,78	153,54	0,01773	0,02624
	B <sub>M</sub>	- 75,54	169,23	- 0,01291	0,02892
	C <sub>M</sub>	- 94,54	- 47,94	- 0,01615	- 0,00819
	D <sub>M</sub>	84,78	- 63,63	0,01449	- 0,01087
OUTER	A <sub>O</sub>	141,63	150,23	0,02420	0,02567
	B <sub>O</sub>	- 113,39	172,54	- 0,01938	0,02948
	C <sub>O</sub>	- 132,39	- 44,63	- 0,02262	- 0,00763
	D <sub>O</sub>	122,63	- 66,94	0,02095	- 0,01144

Valores em pu na base 5852,25  $\Omega$ .



A Figura A.4 apresenta as características do relé MOD III em forma circular.

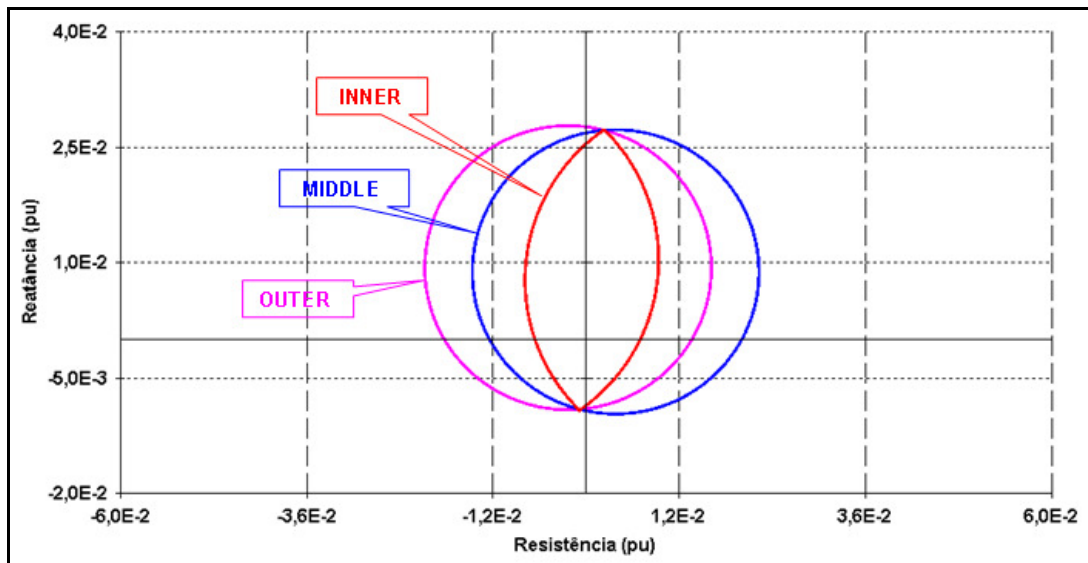


Figura A.4 – Características do relé MOD III em forma circular.

### 3) Modelo 7SA513 (SIEMENS)

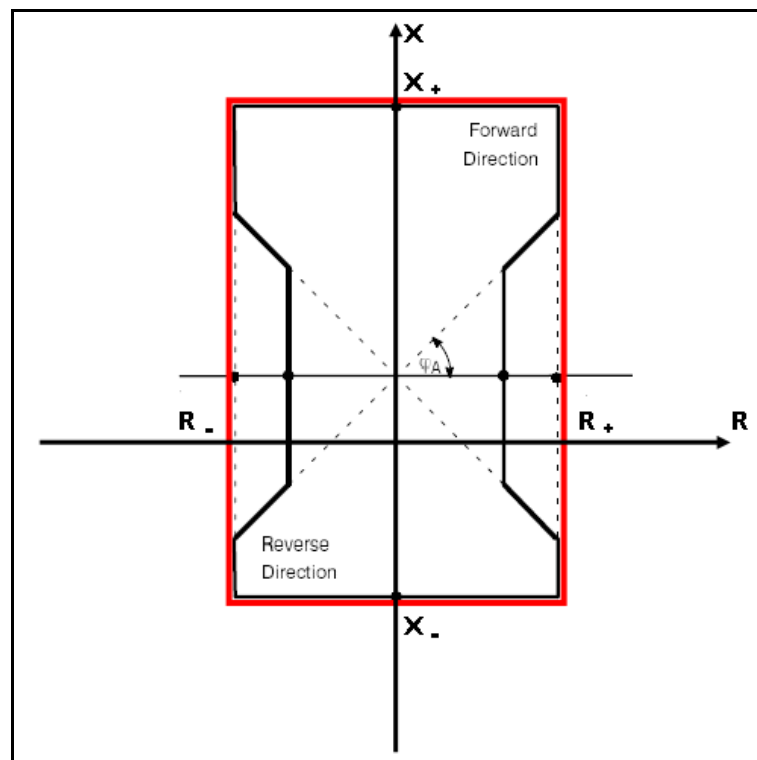


Figura A.5 – Modelo 7SA513 (SIEMENS).



Para o circuito Itaberá – Tijuco Preto:

$$X_+ = 97,33 \Omega \text{ secundários}$$

$$X_- = -47,24 \Omega \text{ secundários}$$

$$R_+ = 20,0 \Omega \text{ secundários}$$

$$R_- = -20,0 \Omega \text{ secundários}$$

Refletindo para o primário:

$$Z_P = Z_S \times \frac{RTP}{RTC} = Z_S \times \frac{765000/115}{3000/1} = Z_S \times 2,2174 \quad (\text{A.4})$$

Logo:

$$X_+ = 97,33 \times 2,2174 = 215,819 \Omega \text{ primários}$$

$$X_- = -47,24 \times 2,2174 = -104,750 \Omega \text{ primários}$$

$$R_+ = 20,0 \times 2,2174 = 44,348 \Omega \text{ primários}$$

$$R_- = -20,0 \times 2,2174 = -44,348 \Omega \text{ primários}$$

Colocando em valores por unidade:

$$Z_{pu} = \frac{Z}{Z_{base}} = \frac{Z}{(765000)^2 / 100 \times 10^6} = \frac{Z}{5852,25} \text{ pu} \quad (\text{A.5})$$

Logo:

$$X_+ = 215,819 / 5852,25 = 0,0369 \text{ pu}$$

$$X_- = -104,750 / 5852,25 = -0,0179 \text{ pu}$$

$$R_+ = 44,348 / 5852,25 = 0,0076 \text{ pu}$$

$$R_- = -44,348 / 5852,25 = -0,0076 \text{ pu}$$

No modelo é introduzida uma característica externa fictícia, acrescentando-se 5  $\Omega$  secundários à característica acima determinada. Assim tem-se:

$$X_+ = 97,33 + 5 = 102,33 \Omega \text{ secundários}$$

$$X_- = -47,24 - 5 = -52,24 \Omega \text{ secundários}$$

$$R_+ = 20,0 + 5 = 25,0 \Omega \text{ secundários}$$

$$R_- = -20,0 - 5 = -25,0 \Omega \text{ secundários}$$



Refletindo para o primário:

$$Z_P = Z_S \times \frac{RTP}{RTC} = Z_S \times \frac{765000/115}{3000/1} = Z_S \times 2,2174 \quad (A.6)$$

Logo:

$$X_+ = 102,35 \times 2,2174 = 226,907 \, \Omega \text{ primários}$$

$$X_- = -52,24 \times 2,2174 = -115,837 \, \Omega \text{ primários}$$

$$R_+ = 25,0 \times 2,2174 = 55,435 \, \Omega \text{ primários}$$

$$R_- = -25,0 \times 2,2174 = -55,435 \, \Omega \text{ primários}$$

Colocando em valores por unidade:

$$X_+ = 226,907 / 5852,25 = 0,03877 \text{ pu}$$

$$X_- = -115,837 / 5852,25 = -0,01979 \text{ pu}$$

$$R_+ = 55,435 / 5852,25 = 0,00947 \text{ pu}$$

$$R_- = -55,435 / 5852,25 = -0,00947 \text{ pu}$$

A Figura A.6 apresenta o cálculo geométrico das coordenadas dos vértices do retângulo representativo da característica da PPS.

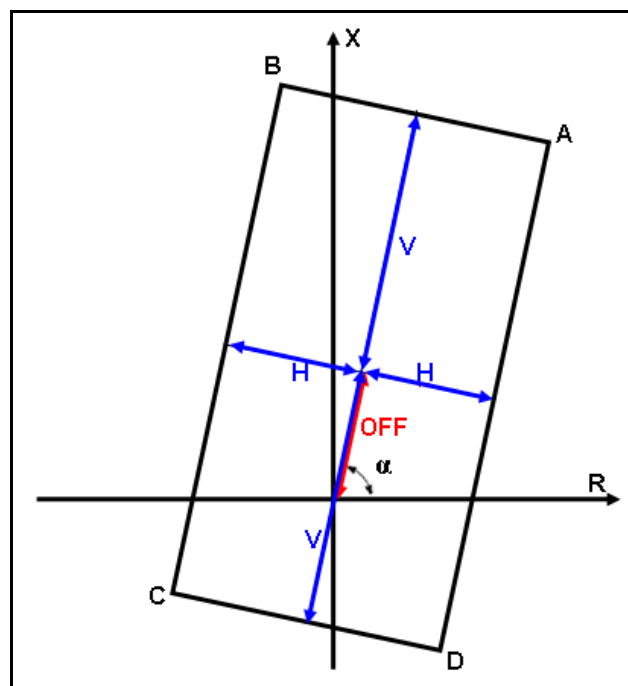


Figura A.6 – Cálculo geométrico das coordenadas dos vértices do retângulo representativo da característica da PPS.



A Tabela A.2 apresenta as equações das coordenadas geométricas dos vértices do retângulo representativo da característica da PPS.

Tabela A.2 – Equações para determinação dos pontos A, B, C e D.

Vértice	R	X
A	$\frac{H}{\text{sen}\alpha} + \frac{V\cos\alpha}{\text{sen}\alpha} - \frac{H\cos^2\alpha}{\text{sen}\alpha} + \text{OFF}\cos\alpha$	$\frac{V\text{sen}\alpha}{\text{sen}\alpha} - \frac{H\cos\alpha}{\text{sen}\alpha} + \text{OFF}\text{sen}\alpha$
B	$\frac{V\cos\alpha}{\text{sen}\alpha} - \frac{H\text{sen}\alpha}{\text{sen}\alpha} + \text{OFF}\cos\alpha$	$\frac{V}{\text{sen}\alpha} + \frac{H\cos\alpha}{\text{sen}\alpha} - \frac{V\cos^2\alpha}{\text{sen}\alpha} + \text{OFF}\text{sen}\alpha$
C	$-\frac{H}{\text{sen}\alpha} - \frac{V\cos\alpha}{\text{sen}\alpha} + \frac{H\cos^2\alpha}{\text{sen}\alpha} + \text{OFF}\cos\alpha$	$-\frac{V\text{sen}\alpha}{\text{sen}\alpha} + \frac{H\cos\alpha}{\text{sen}\alpha} + \text{OFF}\text{sen}\alpha$
D	$-\frac{V\cos\alpha}{\text{sen}\alpha} + \frac{H\text{sen}\alpha}{\text{sen}\alpha} + \text{OFF}\cos\alpha$	$-\frac{V}{\text{sen}\alpha} - \frac{H\cos\alpha}{\text{sen}\alpha} + \frac{V\cos^2\alpha}{\text{sen}\alpha} + \text{OFF}\text{sen}\alpha$



---

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] **Almeida**, Paulo C., Antonio L. Bergamo, Ronaldo L. Bastos e Antônio Ricardo C. D. Carvalho, – “Nova Ação de Controle para os Esquemas de Proteção de Sistemas (EPSs)”, VIII SEPOPE, Mai. **2002**.
- [2] **Almeida**, P. C. – “Esquemas de Proteção de Sistemas de Energia Elétrica”. Rio de Janeiro, **2002**. Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- [3] **Almeida**, P. C., R. B. Prada, “Esquemas de Proteção de Sistemas de Energia Elétrica”; Rio de Janeiro, BRASIL: EPUB, **2005**.
- [4] **Anderson**, P. M., IEEE WG on Special Stability Controls, **B.K. LeReverend**, Cigré WG05 of Study Committee 39: Industry Experience With Special Protection Schemes, Electra N°. 155, August **1994**.
- [5] **Anderson**, P. M. – “Power System Protection” - IEEE Press, McGraw-Hill, **1998**.
- [6] **Caminha**, Amadeu C., “Introdução à Proteção de Sistemas Elétricos”; Edgard Blücher Ltda, São Paulo, **1977**.
- [7] **Carbone**, F., G. Castellano, G. Moreschini – “Coordination and Control of Tap Changers under Load at Different Voltage Level Transformers”, Proc. of the Melecon'96 conference, Bari, Italy, May **1996**.
- [8] **CEPEL-V07-08/99** – “Programa de Análise de Redes – Manual do Usuário”- Agosto de **1999**.
- [9] **CEPEL-V09-12/01** – “Análise de Transitórios Eletromecânicos – Manual do Usuário” – Dezembro de **2001**.
- [10] **Clark**, H. K., “ Proteção de Sistemas Elétricos de Potência – Volume 7”; Edições UFSM, **1983**.
- [11] **D’ Ajuz**, A. et al. Equipamentos elétricos; especificação e aplicação em subestações de alta tensão. Rio de Janeiro: FURNAS - Niterói: Universidade Federal Fluminense/EDUFF, **1987**.
- [12] **Gomes**, P. – “Segurança Operativa dos Sistemas Elétricos: Diagnóstico e Perspectivas Face à Reestruturação do Setor Elétrico”. Itajubá, **2001**. Tese de Doutorado, Escola Federal de Engenharia de Itajubá.
- [13] **Gomes**, P., J.W. Marangon Lima, M.Th. Schilling – “Estratégias para Aumento da Segurança da Malha Elétrica Nacional: Lições Extraídas dos Grandes Blecautes”, XVI SNTPEE, Out. **2001**.
- [14] **Grigsby**, L. L., Power System Stability and Control.



- 
- [15] **Guimarães, J. C.**, Análise Comparativa da Função de Proteção para Perda de Sincronismo e Bloqueio por Oscilação, Utilizando o Relé Digital MiCOM P43x, em Relação à Técnica de Monitorar a Impedância Medida no Plano R-X. Rio de Janeiro: Curso de Especialização em Proteção de Sistemas Elétricos/UFRJ, **2008**. (Monografia).
- [16] **Honório, I. C.** Coordenação de Esquemas de Controle de Emergência. Estabelecimento de Critérios e Procedimentos para Seletividade e Priorização. Itajubá: UNIFEI, **2003**. (Dissertação de Mestrado).
- [17] **IEEE Special Stability Controls Working Group** – “Annotated Bibliography on Power System Stability Controls: 1986-1994”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.11, N° 2, pp. 794-800, August **1996**.
- [18] **IEEE Task Force on Terms & Definitions**, “Proposed Terms & Definitions for Power System Stability”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, N°. 7, pp. 1894-1898, Julho de **1982**.
- [19] **Kundur, P.** – "Power System Stability and Control", McGraw-Hill, Inc. **1994**.
- [20] **Kundur, P.** et al., Definition and Classification of Power System Stability, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 19, No. 2, pp. 1387-1401, May **2004**.
- [21] **Kundur, P.**, General Introduction and Basic Concepts of Voltage Stability Analysis, IEEE PES Summer Meeting, IEEE Special Tutorial Course: Voltage Stability, San Diego, California, USA, **1998**.
- [22] **Kundur, P.**, G. K. Morison, A Review Of Definitions And Classification Of Stability Problems In Today'S Power Systems, IEEE Pes Meeting, New York, Feb., **1997**.
- [23] **Kundur, P.**, G. K. Morinson – “Techniques for Emergency Control of Power Systems”, IFAC/Cigré Symposium on Control of Power Systems and Power Plants, Beijing, China, August **1997**.
- [24] **LeReverend, B. K.**, R. P. Towstego, Update on The Disturbance Performance of Bulk Electra N . 143, August **1992**.
- [25] **Lewis, S.** – “Creating a Smart Power-Delivery System”, Transmission & Distribution World, Jan. **2000**.
- [26] **Marceau et al**, Cigré Task Force 38.03.12 – “Power System Security Assessment: A Position Paper”.
- [27] **McGillis et. al**, Cigré WG 38.03 – “Power System Reliability Analysis. Application Guide”, **1987**.
- [28] **Moors, C.**, T. Van Cutsem – "Design of Load Shedding Schemes Against Voltage Instability", Proceedings paper No 2000 WM-241, presented at the IEEE Winter Power Meeting, Singapore, Jan. **2000**.



- 
- [29] **ONS**, Relatório Desempenho do SIN considerando Perdas Duplas no Tronco de 765 kV ou na Interligação Norte-Sul, ONS RE-3/059/2007, 25 páginas, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Maio de **2007**.
- [30] **Ordacgi Filho, J. M.** – “Proteção de Linhas de Transmissão – Enfoque em Estudos Elétricos”.
- [31] **Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS:** Módulo 10: Manual de Procedimentos da Operação – MPO – Revisão 2.
- [32] **Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS:** Módulo 11: Proteção e Controle.
- [33] **Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS:** Módulo 23: Critérios para Estudos.
- [34] **Protection Against Voltage Collapse**, Cigré WG 34.08, August **1997**.
- [35] **Relatório Eletrobrás/GCPS** – “Plano Decenal da Expansão 1997/2006”, Dez. **1996**.
- [36] **Relatório GCOI/SCEL/GTP/GTPO-01/95** – “Análise de Perturbação do dia 13/12/94 às 10h12 min Envolvendo o Sistema de Transmissão em C.C e C.A associado à Usina de Itaipu”, **1995**.
- [37] **Relatório ONS DPP/GPE 010/2000** – “Interligação Norte/Sul: Providências para Redução do Número de Desligamentos pela Atuação das PPSs Instaladas em Serra da Mesa e Gurupi”, Fev. **2000**.
- [38] **Relatório ONS RE 3/320/2002** – “Critérios e Diretrizes para Estudos de Estabilidade Eletromecânica”, **2002**.
- [39] **Relatório SCEL/SCO-01/99** – “Detalhamento Técnico dos Aspectos de Proteção, Estudos Elétricos e Pós-Operação Englobados na Análise da Perturbação do dia 11/03/99 às 22h06min, Iniciada por Curto-Circuito Monofásico no barramento de 440 kV da SE Bauru”, **1999**.
- [40] **Relatórios da Comissão Mista ELETROBRÁS / CEPEL / ONS / EMPRESAS** criada após o blecaute de 11 de março de **1999**.
- [41] **Santos, M. G., J. M. Ordacgi Filho, S. R. M. Alves, A. C. B. Martins e outros** – “Investigação de Perda de Sincronismo entre os Sistemas Interligados Norte-Sul Devido a Impacto Severo de Geração no Sistema Interligado Sul-Sudeste. Identificação do Problema e Propostas de Solução Através de Esquemas Especiais de Proteção”, XV SNPTEE, Out. **1999**.
- [42] **Schilling, M. Th., A. Rei, N. H. M. Soares, J. W. Marangon Lima**, – “Mensurando o Risco Probabilístico do Critério N-1”, XVI SNPTEE, Out. **2001**.





- [43] **System Protection and Voltage Collapse**, Special publication prepared by IEEE Power System Relaying Committee, 93-THO-596-7-PWR, June **1993**.
- [44] **Taylor, C. W.**, Power System Voltage Stability. Palo Alto, California, USA:McGraw-Hill, Inc., **1994**.
- [45] **Taylor, C. W.**, F. R. Nassief, R. L. Crespap – “Northwest Power Pool Transient Stability and Load Shedding Controls for Generation Imbalance”, IEEE, vol. PAS-100, July **1981**.
- [46] **Trabalhos da Força Tarefa AG TF 38.02.19** – “System Protection Schemes (SPS) in Power Networks”, Comitê de Estudo n° 38 da Cigré.
- [47] **Van Cutsem, T., C. Vournas** – "Voltage Stability of Electric Power Systems", Kluwer academic publishers, Norwell, MA, **1998**.
- [48] **Warrington, C.**, Protective Relays – Their Theory and Practice, Third Edition.
- [49] **Western Systems Coordinating Council** – WSCC – “Co-ordinated Off- Nominal Frequency Load Shedding and Restoration Plan”, November **1997**.