

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

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**PARALELISMO DE GERADORES DE POLOS INDUSTRIAIS COM O
SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

MARIA CLARA BARROS E SILVA SARAIVA

Itajubá, outubro de 2012

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

Maria Clara Barros e Silva Saraiva

**Paralelismo de Geradores de Polos Industriais
com o Sistema Interligado Nacional**

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

Área de Concentração:
Sistemas Elétricos de Potência

Orientador:
Prof. Dr. Pedro Paulo de Carvalho Mendes
Coorientador:
Prof. Dr. Claudio Ferreira

Itajubá

2012

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

Maria Clara Barros e Silva Saraiva

**Paralelismo de Geradores de Polos Industriais com
o Sistema Interligado Nacional**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 26
de Outubro de 2012, conferido ao autor o título de
Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Pedro Paulo de Carvalho Mendes (Orientador)

Prof. Dr. Ronaldo Rossi

Prof. Dr. Robson Celso Pires

Itajubá
2012

*"Assim como o ferro, sem exercício, se oxida,
assim como a água se putrefaz, e no rio gela,
assim também a mente humana, não exercitada, se arruína."*

(Da Vinci)

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, principalmente pela minha vida com saúde para que eu pudesse realizar este trabalho.

Aos meus pais pelo amor incondicional e incentivo em todas as fases da minha vida.

Às minhas irmãs, cunhados e sobrinhos por toda força e empolgação.

À Braskem por ter me dado à oportunidade de realizar o curso de especialização na UNIFEI.

Aos meus líderes e colegas da Braskem, em especial Robson Casali, Carlos Magno Salgado, Fernando Freitas e Marcelo Amaral, pelo apoio técnico, incentivo à realização deste trabalho e suporte nos meus períodos de ausência da empresa.

Ao meu orientador Prof. Pedro Paulo por todos os ensinamentos, presteza, espírito de servir e por sua dedicação na orientação deste trabalho.

"Dedicado a Antonio José e Maria Celda Saraiva."

RESUMO

Esta dissertação analisa as condições de paralelismo de geradores ligados a Polos Industriais com o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Esses geradores, instalados por questões de confiabilidade e sinergia energética com diversos processos industriais, precisam garantir a continuidade de cargas cujos desligamentos ocasionam perdas de milhares de reais e podem inclusive influenciar no desabastecimento de alguma região do país em um produto específico ou até mesmo provocar um aumento nas importações desse item no mercado brasileiro.

Como um estudo de caso, essa dissertação analisa especificamente a condição do Polo Petroquímico de Camaçari, onde existe o paralelo entre a rede básica de 230kV e a Unidade Termelétrica da Braskem.

Foram abordadas diversas condições como a redução de subfrequências na região e a diminuição de geração com as alterações no consumo de vapor, chegando ao ponto de inibição de ilhamento por subfrequência.

Trata-se de simulações de estabilidade, de percentual de carga cortada para atendimento ao Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) e estudo das alterações das proteções envolvidas na mudança.

Adicionalmente, é realizada uma análise de uma subfrequência real ocorrida no sistema com a avaliação de como seria o comportamento do sistema antes e após a mudança.

Palavras-Chave: Paralelismo; Sincronismo; Gerador; Polo.

ABSTRACT

This dissertation analyses the parallelism between generators associated to industrial complexes and Brazilian Electrical System.

The generators in this study, installed for reliability or for synergy with industrial processes energy, needs to grant the continuity of loads whose shutdown cause the loss of thousands of dollars and may even influence the supply of any region of the country in an specific product or even cause an increase in import of that item in Brazilian market.

As a study case, this dissertation analyses specifically the condition of Camaçari's Petrochemical Complex, where exists the connection between the grid in 230kV and Braskem's Thermal Unit.

There were broached several conditions such as underfrequencies occurrences reduction at the region and the decline of generation with steam consumption reduction, until the point of inhibition of underfrequencies islanding.

This is related to stability simulation, percentage of load shed to attend to the Regional Scheme of Load Shedding (ERAC) and protection changes studies involved.

In addition, there is an analysis of a real underfrequency occurred in the system with the evaluation of how it could behave before and after the changes.

Keywords: Paralellism; Synchronism; Generator; Pole.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. Considerações Gerais	1
1.2. Estruturação do Trabalho.....	3
2. SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA EM POLOS INDUSTRIAIS BRASILEIROS.....	5
3. O PROBLEMA DA ESTABILIDADE.....	9
4. ESTUDO DE CASO: POLO PETROQUÍMICO DE CAMAÇARI-BA.....	15
4.1 O Sistema Elétrico da Chesf na década de 1980	16
4.2. O Sistema Interligado Nacional.....	19
4.3. O Sistema elétrico da Braskem UNIB-BA	25
4.4 O Esquema Regional de Alívio de Carga.....	34
4.4.1 Atendimento ao ERAC no Polo Petroquímico de Camaçari.....	35
4.5 Modo Anterior de Operação em Subfrequência	38
4.5.1 Ajustes de Proteção de Subfrequência para os Geradores da UTE.....	38
4.5.2 Simulações Realizadas para o Modo Anterior de Operação em Subfrequência	39
4.5.2.1 Operação com 4 turbogeradores, ERAC na condição atual e abertura a 60Hz das linhas de 230kV , Sistema na condição DIVIDIDO:	39
4.5.2.2 Operação com 4 turbogeradores, ERAC na condição atual e abertura a 60Hz das linhas de 230kV, Sistema na condição UNIDO:.....	44
4.5.2.3 Operação com 3 turbogeradores, todo o corte de carga ativado e abertura a 60Hz das linhas de 230kV, Sistema na condição DIVIDIDO:	49
4.5.3 Questão Problema.....	51
4.6 Modo de Operação em Subfrequência Proposto	51
4.6.1 Modelagem do SIN no Programa Digsilent Power Factory	51
4.6.2. Simulações Realizadas para o Modo de Operação em Subfrequência Proposto.....	58
4.7 Análise das Alterações das Proteções.....	69

4.7.1 Atuação do Relé 81RA	70
4.7.2 Atuação do Relé 81RB	71
4.7.3 Atuação do Relé 81TX2	73
4.7.4 Atuação do sistema de subfrequência após a implantação da mudança.....	74
5 CASO REAL : OCORRÊNCIA NO SIN EM 10/02/2010	76
6 CONCLUSÕES	86
7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	90
8 BIBLIOGRAFIA	92

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1 - Estabilidade Transitória em Energia Potencial. Fonte: Grigsby, 2007	10
Figura 3.2 - Característica Droop de um Gerador Operando em um Sistema. Fonte: Belchior e Guimarães, 2003	11
Figura 3.3 - Diagrama Esquemático para 2 Máquinas Operando em Paralelo com Características Droop Distintas Suprindo uma Carga Comum	12
Figura 3.4 – Característica Isócrona de uma Unidade Geradora. Fonte: Belchior e Guimarães, 2003.....	12
Figura 3.5 - Diagrama Esquemático para 2 Máquinas Operando em Paralelo, uma com Característica Droop e a Outra Isócrona. Fonte: Belchior e Guimarães, 2003	13
Figura 4.1 - Cadeia Petroquímica. Fonte: Braskem.....	15
Figura 4.1.1 – Sistema Norte/Nordeste – Previsão para 1995. Fonte: Informações da Chesf, figura adaptada do O.N.S.....	18
Figura 4.1.2 – Sistema Interligado Nacional. Fonte: O.N.S..	19
Figura 4.2.1 – Localização no Mapa das Linhas I e II de 500kV Supracitadas. Fonte: Sindat O.N.S.....	20
Figura 4.2.2 – Localização no Mapa das Linhas III; IV; V; VI e VII de 500kV Supracitadas. Fonte: Sindat O.N.S.....	20
Figura 4.2.3 – Localização no Mapa das Linhas VIII a XV de 500kV Supracitadas. Fonte: Sindat O.N.S.....	21
Figura 4.2.4 – Localização no Mapa das Linhas XVI; XVII e XVIII de 500kV Supracitadas. Fonte: Sindat O.N.S.....	22
Figura 4.2.5 – Localização no Mapa das Linhas XIX a XXVII de 500kV Supracitadas. Fonte: Sindat O.N.S.....	23
Figura 4.2.6 – Localização no Mapa das Linhas I e II de 230kV Supracitadas. Fonte: Sindat O.N.S.....	23
Figura 4.2.7 – Localização no Mapa das Usina Itapebi e Pedra do Cavalo. Fonte: Sindat O.N.S.....	24
Figura 4.3.1 – Unidade Termelétrica da UNIB em Camaçari-Ba. Fonte Braskem.	26
Figura 4.3.2 – Fluxograma Termelétrico Integrado. Fonte: Braskem.	28
Figura 4.3.3 – Caldeiras de 400t/h da UTE Braskem. Fonte: Braskem.	28
Figura 4.3.4 – Turbogeneradores de Contrapressão da UTE Braskem. Fonte: Braskem	29
Figura 4.3.5 – Pontilhão para Cabos Elétricos. Fonte: Braskem	29
Figura 4.3.6 – Geração de Vapor nos Anos de 2003 e 2010.	32
Figura 4.3.7 – Ilhas Formadas Após a Abertura da Interligação Entre a UTE e a Chesf na Filosofia “Sistema Dividido”	33

Figura 4.5.2.1.1 – Gráfico da Frequência Durante o Transitório Após a Perda da Chesf.....	41
Figura 4.5.2.1.2 – Gráfico das Potências Ativas Geradas pelos Turbogeneradores	42
Figura 4.5.2.1.3 – Gráfico da Velocidade Mecânica Relativa dos Turbogeneradores.	43
Figura 4.5.2.1.4 – Gráfico da Tensão em uma das Barras de 69kV.	44
Figura 4.5.2.2.1 – Gráfico da Frequência Durante o Transitório Após a Perda da Chesf.....	46
Figura 4.5.2.2.2 – Gráfico das Potências Geradas pelos Turbogeneradores	47
Figura 4.5.2.2.3 – Gráfico da Velocidade Mecânica Relativa dos Turbogeneradores.	48
Figura 4.5.2.2.4 – Gráfico da Tensão em uma das Barras de 69kV.	49
Figura 4.5.2.3.1 – Diferença Angular Rotórica	50
Figura 4.5.2.3.2 – Gráfico das Potências Geradas	50
Figura 4.6.1.1 – Modelo Utilizado para SIN. Fonte: O.N.S.	52
Figura 4.6.1.2 – Intercâmbio de Energia Elétrica entre a Região Nordeste e Outras Regiões.....	54
Figura 4.6.1.3 – Gráfico da Carga e da Importação de Energia Elétrica na Região Nordeste	56
Figura 4.6.1.4 – Percentual de Importação de Energia Elétrica pela Região Nordeste	56
Figura 4.6.1.5 – Modelo Implementado no Programa Digsilent	57
Figura 4.6.2.1.1 – Gráfico da Frequência Durante o Transitório Após a Perda das Interligações.....	60
Figura 4.6.2.1.2 – Gráfico das Potências Ativas Geradas pelos Turbogeneradores	61
Figura 4.6.2.1.3 – Gráfico da Velocidade Mecânica dos Turbogeneradores.....	62
Figura 4.6.2.1.4 – Gráfico da tensão em uma das barras de 69kV.	63
Figura 4.6.2.2.1 – Gráfico da Frequência Durante o Transitório Após a Perda das Interligações.....	65
Figura 6.2.2.2 – Gráfico das Potências Ativas Geradas pelos turbogeneradores	66
Figura 4.6.2.2.3 – Gráfico da Velocidade Mecânica dos Turbogeneradores.....	67
Figura 4.6.2.2.4 – Gráfico da Tensão em uma das Barras de 69kV.	68
Figura 4.7.1 – Diagrama Simplificado das Proteções Antes da Mudança.....	69
Figura 4.7.2 – Localização dos Disjuntores no Diagrama Unifilar	70
Figura 4.7.1.1 – Atuação do Relé 81RA.....	71
Figura 4.7.2.1 – Atuação do Relé 81RB	72

Figura 4.7.3.1 – Atuação do Relé 81TX2.....	74
Figura 4.7.4.1 – Diagrama Simplificado das Proteções Após a Mudança.....	75
Figura 5.1.1 – Gráfico da Frequência Durante o Transitório Após a Perda das Interligações e da Turbina a Gás	79
Figura 5.1.2 – Gráfico das Potências Ativas Geradas pelos Turbogeneradores	80
Figura 5.1.3 – Gráfico da Velocidade Mecânica dos Turbogeneradores.....	81
Figura 5.1.4 – Gráfico da Tensão em uma das Barras de 69kV.	81
Figura 5.2.1 – Gráfico da Frequência Durante o Transitório Após a Perda das Interligações e da Turbina a Gás	83
Figura 5.2.2 – Gráfico das Potências Ativas Geradas pelos Turbogeneradores	84
Figura 5.2.3 – Gráfico da Velocidade Mecânica dos Turbogeneradores.....	85
Figura 5.2.4 – Gráfico da Tensão em uma das Barras de 69kV	85

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1.1- Resumo de algumas políticas de incentivos a polos industriais nos Estados Unidos, Canadá, Europa e Ásia.....	2
Tabela 2.1- Características de suprimento elétrico do Polo Petroquímico de Triunfo.	5
Tabela 2.2- Características de suprimento elétrico do Polo Petroquímico de Camaçari.	6
Tabela 2.3- Características de suprimento elétrico do Polo A.....	6
Tabela 2.4- Características de suprimento elétrico do Polo B.....	7
Tabela 2.5- Características de suprimento elétrico do Polo C.....	7
Tabela 2.6- Características de suprimento elétrico do Polo D.....	8
Tabela 4.1.1- Desligamentos de Alimentadores da Chesf em 1987 e 1988.....	17
Tabela 4.1.2- Desligamentos por Consumidor.....	17
Tabela 4.2.1- Variação de Frequência em Camaçari de 2002 a 2009.....	25
Tabela 4.2.2- Subfrequências que Causaram Abertura de Paralelo.	25
Tabela 4.3.1- Classes de Rejeição de Carga	30
Tabela 4.4.1- Corte de Carga Subsistema Chesf.....	35
Tabela 4.4.2- Corte de Carga Subsistema Braskem.....	36
Tabela 4.5.2.1.1- Geração Antes e Após simulação	40
Tabela 4.5.2.2.1- Geração Após Simulação.....	45
Tabela 4.6.1.1- Intercâmbio do Nordeste em MW médios.....	53
Tabela 4.6.1.2- Intercâmbios e Carga do Nordeste em MW médios.....	55
Tabela 4.6.2.1.1- Geração Após Simulação.....	59
Tabela 4.6.2.2.1- Geração Após Simulação.....	64
Tabela 4.7.1- Nomenclatura dos Relés Utilizadas Neste Capítulo.....	69
Tabela 5.1- Geração na Condição Inicial.....	77
Tabela 5.1.1- Geração Após Simulação	78
Tabela 5.2.1- Geração Após Simulação	82

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRACE - Associação Brasileira de Grandes Consumidores de Energia Elétrica e Consumidores Livres

CEMAP - Central de Matérias-Primas

Chesf - Companhia Hidroelétrica do São Francisco

CL - Classe

COPENE - Companhia Petroquímica do Nordeste

DJ - Disjuntor

ERAC - Esquema Regional de Alívio de Carga

O.N.S - Operador Nacional do Sistema

SEP - Sistema Especial de Proteção

SIN - Sistema Interligado Nacional

SISUP - Sistema Supervisório

TG - Turbogenerador

UNIB - Unidade de Insumos Básicos

UT - Unidade de Utilidades

UTA - Unidade de Tratamento de Água

UTE - Unidade Termelétrica

1. INTRODUÇÃO

1.1. Considerações Gerais

Diversas regiões do Brasil, com o intuito de obter os benefícios da instalação de polos industriais, como desenvolvimento de infraestrutura, geração de empregos e capacitação da mão-de-obra, proveram várias condições favoráveis como incentivos fiscais e o compartilhamento de infraestrutura, em especial de redes elétricas e de geração de energia elétrica.

A ABRACE (Associação Brasileira de Grandes Consumidores de Energia Elétrica e Consumidores Livres) desenvolve ações desde o ano de 2008 no sentido de conhecer as características dos Polos Industriais em operação no Brasil, buscando identificar suas particularidades.

A ABRACE é uma sociedade sem fins lucrativos que congrega grandes grupos industriais, de energointensivos a consumidores livres, que respondem por 20% de toda energia consumida no Brasil, ou seja, 45% do consumo de energia elétrica, e 40% da energia térmica da indústria brasileira.

De acordo com a tabela 1.1, elaborada pela ABRACE (2008), países como Estados Unidos e Canadá permitem o compartilhamento de infraestrutura de geração de energia elétrica. Além disso, tanto Estados Unidos, Canadá quanto Europa e Ásia possuem subsídios e incentivos para cogeração e autogeração em polos industriais.

Tabela 1.1- Resumo de algumas políticas de incentivos a polos industriais nos Estados Unidos, Canadá, Europa e Ásia

	Características	EUA/Canadá	Europa	Ásia
Conexão/Precificação	Aquisição conjunta de energia elétrica.	✓		✓
	Compartilhamento de subestações e medição.	✓		✓
	Acesso a tarifas diferenciadas.	✓	✓	✓
Repasses internos	Comercialização ou repasse de energia entre consumidores do pólo.	✓	✓	✓
	Rateio de custos entre <i>players</i> .	✓	✓	✓
Encargos	Isenção ou redução de encargos sobre energia para pólos.		✓	
	Tratamento diferenciado dentro do pólo industrial.	✓	✓	
Co-geração e autogeração	Subsídios e incentivos para co-geração e autogeração.	✓	✓	✓
	Compartilhamento de infra-estrutura de geração de energia.	✓		

Fonte: ABRACE - Polos Industriais: uma ferramenta para o desenvolvimento (2008)

O termo polo industrial é abordado nesta dissertação referindo-se ao agrupamento de indústrias que de alguma forma compartilham infraestrutura energética e, em especial, de energia elétrica. Assim, segundo esta definição, um *site* onde duas indústrias compartilhem uma subestação transformadora poderia ser considerado como um polo industrial.

Segundo Pizeta (2009), essa terminologia também foi adotada pela ABRACE em sua proposta de regulamentação dos polos industriais brasileiros.

Este trabalho mostra as peculiaridades de seis polos industriais no Brasil, todos eles com alguma parcela de geração própria de energia elétrica. Essa condição torna crucial o estudo de estabilidade angular transitória dos geradores e o Sistema Interligado Nacional (SIN).

As variações de frequência no SIN, ocasionadas por desligamentos na geração ou na transmissão, causam grandes perturbações nos geradores de polos industriais, que possuem porte inferiores.

Apesar das máquinas apresentarem proteções contra subfrequência, sempre existe a possibilidade de ilhamento prévio antes que as condições cheguem a esse ponto.

A definição dessas condições de paralelismo é sempre baseada nos históricos de ocorrências, riscos de variações de frequência com base nos níveis de importação ou exportação de cada região do país, da suportabilidade das máquinas e da carga que se deseja manter operando nas condições de contingência.

1.2. Estruturação do Trabalho

Será apresentada as peculiaridades, em termos de geração de energia elétrica, em seis polos industriais brasileiros, que no capítulo 2, o capítulo 3 aborda o problema da estabilidade e expõe alguns conceitos de estabilidade que são utilizados ao longo das análises.

O capítulo 4 aborda o estudo de caso realizado no Polo Petroquímico de Camaçari, na Bahia. Inicialmente, descreve o sistema elétrico da Chesf na década de 1980, bem como as estatísticas de suas ocorrências. Da mesma forma, este capítulo também mostra as alterações feitas no Sistema Interligado Nacional (SIN) entre os anos 2000 e 2009, pontuando as entradas em operação de linhas de transmissão e usinas que alteraram a confiabilidade do abastecimento de energia elétrica em 230kV em Camaçari-Ba.

Este capítulo também descreve o sistema elétrico da Braskem no Polo Petroquímico em análise e expõe o atendimento do sistema elétrico estudado ao Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC).

Dando continuidade, resume os ajustes de proteção por subfrequência dos diversos geradores da Unidade Termelétrica e enfoca o comportamento do sistema elétrico em análise em caso de subfrequência antes das mudanças propostas por este trabalho, mostrando as condições de ilhamento.

Neste mesmo capítulo são expostos os resultados de simulações realizadas no sistema para esta configuração e é elaborada a questão problema básica deste trabalho, evidenciando a necessidade de mudança.

Além disso, o trabalho descreve o comportamento do sistema elétrico em análise em caso de subfrequência após as mudanças propostas.

Ainda neste capítulo são expostas as simulações de subfrequência realizadas para o sistema elétrico em análise em caso de subfrequência após as mudanças sugeridas por este trabalho. Também enfoca as alterações nas proteções necessárias para a implantação das mudanças.

O capítulo 5 analisa o caso real da subfrequência ocorrida no dia 10 de fevereiro de 2010 no SIN que impactou numilhamento do Sistema Nordeste, atingindo uma frequência mínima de 56,3Hz. É avaliado o comportamento do sistema antes e após as mudanças propostas e os custos que seriam relacionados a esta ocorrência em ambos os casos.

2. SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA EM POLOS INDUSTRIAIS BRASILEIROS

A maior parte dos polos industriais existentes que compartilham infraestrutura elétrica foi formada antes da estruturação do novo modelo do setor elétrico, que se iniciou em meados da década de 90. Dessa forma, cada um possui uma concepção diferente em termos de energia elétrica.

Os polos industriais foram nomeados de forma genérica para manter sigilo em relação às empresas que os integram. Todos os casos relacionados são reais e consistem em importantes polos industriais em operação no Brasil.

Apenas os polos petroquímicos de Camaçari e Triunfo, ambos liderados pela empresa Braskem S.A. têm seus nomes revelados, pelo fato de possuírem esses dados divulgados no trabalho de Pizeta (2009).

A Tabela 2.1, a seguir, apresenta as principais características do polo petroquímico de Triunfo, considerando os fatores de diferenciação de polos industriais.

Tabela 2.1- Características de suprimento elétrico do Polo Petroquímico de Triunfo.

POLO PETROQUÍMICO DE TRIUNFO	
Descrição geral	Polo petroquímico composto por diversas empresas independentes que compartilham subestação transformadora de Rede Básica com tensão primária de 230 kV. A Braskem S.A. é a empresa líder do polo e possui uma unidade de insumos básicos, a qual é responsável pelo fornecimento de produtos petroquímicos e utilidades (vapor, água desmineralizada, ar de processo etc.) às demais indústrias do polo. A empresa líder possui também outras unidades industriais, produtoras de polipropileno e polietileno, que recebem utilidades de sua unidade de insumos básicos.
Aquisição de energia	A aquisição de energia é feita individualmente pelas empresas, seja no mercado livre ou cativo.
Geração de energia	A empresa líder possui em sua unidade de insumos básicos uma planta de cogeração de energia que é usada para consumo próprio. As demais empresas não possuem geração de energia elétrica.
Exportação de energia ao SIN	A energia gerada pela empresa líder é utilizada integralmente para consumo próprio. Apesar de ser possível, não há

	exportação de energia ao SIN.
Comercialização da energia gerada	Atualmente não há venda de energia internamente às empresas do polo, nem exportação ao sistema elétrico.

Fonte: Análise da regulamentação do suprimento de energia elétrica aos Polos Industriais como fator de competitividade (Pizeta, 2009).

As tabelas que se seguem, de 2.2 a 2.6, resumem a análise dos demais polos, conforme os mesmos critérios utilizados para análise do polo petroquímico de Triunfo.

Tabela 2.2- Características de suprimento elétrico do Polo Petroquímico de Camaçari.

POLO PETROQUÍMICO DE CAMAÇARI	
Descrição geral	Polo petroquímico composto por diversas empresas independentes. A Braskem S.A. é a empresa líder do polo e possui uma unidade de insumos básicos, a qual é responsável pelo fornecimento de produtos petroquímicos, energia elétrica e utilidades (vapor, água desmineralizada, ar de processo etc.) às demais indústrias do complexo. Há importação de energia do SIN mas a mesma é utilizada apenas para consumo da empresa líder. As demais indústrias do polo são atendidas pela cogeração da Braskem por meio de redes elétricas privadas e expressas que interligam a cogeração ao consumidor. A empresa líder possui também outras unidades industriais, produtoras de polietileno, que recebem utilidades da unidade de insumos básicos.
Aquisição de energia	A energia adquirida do SIN é usada apenas para consumo das unidades industriais da empresa líder, não havendo transferência de energia.
Geração de energia	A empresa líder possui em sua unidade de insumos básicos uma planta de cogeração de energia, a qual é responsável pelo suprimento, por meio de redes privadas, de energia elétrica às demais indústrias do polo.
Exportação de energia ao SIN	Não há exportação de energia ao SIN.
Comercialização da energia gerada	A energia elétrica gerada pela empresa líder é vendida às demais indústrias do polo por meio de redes privadas.

Fonte: Análise da regulamentação do suprimento de energia elétrica aos Polos Industriais como fator de competitividade (Pizeta, 2009).

Tabela 2.3- Características de suprimento elétrico do Polo A.

POLO A	
Descrição geral	Presença de duas empresas sendo que uma delas (Indústria X) é fornecedora de utilidades, tais como, energia elétrica, vapor, água quente, etc., à outra empresa (Indústria Y).
Aquisição de energia	A energia é adquirida do SIN apenas em casos de parada na planta de cogeração da Indústria X. Quando adquirida do SIN, a energia é negociada no mercado livre.

Geração de energia	A Indústria X possui uma planta de cogeração de energia para consumo próprio e suprimento à Empresa Y.
Exportação de energia ao SIN	Não há exportação de energia ao SIN, embora exista esta possibilidade.
Comercialização da energia gerada	A energia elétrica gerada pela Indústria X é vendida à Indústria Y em conjunto com outras utilidades, como vapor, água quente, etc.

Fonte: Análise da regulamentação do suprimento de energia elétrica aos Polos Industriais como fator de competitividade (Pizeta, 2009).

Tabela 2.4- Características de suprimento elétrico do Polo B.

POLO B	
Descrição geral	Polo composto por diversas empresas independentes que compartilham subestação transformadora com tensão primária de 138 kV. Este polo possui uma empresa líder que é responsável pela interface com o SIN.
Aquisição de energia	A aquisição de energia é feita de forma centralizada pela empresa líder, com rateio dos custos entre seus integrantes proporcionais aos seus consumos.
Geração de energia	A indústria líder possui planta de cogeração de energia, que é utilizada apenas para consumo próprio.
Exportação de energia ao SIN	Não há exportação de energia ao SIN.
Comercialização da energia gerada	A energia elétrica gerada é usada para consumo próprio da indústria líder do polo, não havendo venda ou transferências internas de energia.

Fonte: Análise da regulamentação do suprimento de energia elétrica aos Polos Industriais como fator de competitividade (Pizeta, 2009).

Tabela 2.5- Características de suprimento elétrico do Polo C.

POLO C	
Descrição geral	Polo composto por diversas empresas independentes que compartilham subestação transformadora com tensão primária de 138 kV. Este polo possui uma indústria líder que é responsável pela interface com o SIN.
Aquisição de energia	A aquisição de energia é feita de forma centralizada pela indústria líder, com rateio dos custos entre seus integrantes proporcionais aos seus consumos.
Geração de energia	A indústria líder possui planta de cogeração de energia, que é utilizada apenas para consumo próprio.
Exportação de energia ao SIN	Não há exportação de energia ao SIN.
Comercialização da energia gerada	A energia elétrica gerada é usada para consumo próprio da indústria líder do polo, não havendo venda ou transferências internas de energia.

Fonte: Análise da regulamentação do suprimento de energia elétrica aos Polos Industriais como fator de competitividade (Pizeta, 2009).

Tabela 2.6- Características de suprimento elétrico do Polo D.

POLO D	
Descrição geral	Polo constituído apenas por duas indústrias independentes, conectadas à Rede Básica em 230 kV.
Aquisição de energia	A aquisição de energia é feita individualmente pelas empresas, seja no mercado livre ou cativo.
Geração de energia	A indústria proprietária do terreno possui uma planta de cogeração de energia para consumo próprio com venda de excedente à segunda indústria, que também adquire uma parcela de energia do SIN para atender sua demanda global.
Exportação de energia ao SIN	Não há exportação de energia ao SIN. A transferência de energia de uma indústria à outra é feita utilizando apenas o pátio de alta tensão da subestação compartilhada, não havendo circulação no SIN da energia gerada.
Comercialização da energia gerada	Há geração interna de energia elétrica por uma indústria com transferência à outra, porém sem utilização das instalações do SIN.

Fonte: Análise da regulamentação do suprimento de energia elétrica aos Polos Industriais como fator de competitividade (Pizeta, 2009).

Como é possível verificar, independente das diferenças de carga, de número de empresas e da forma como a energia elétrica é compartilhada, o fator comum entre os polos estudados é a existência de geração de energia elétrica e o paralelismo com o SIN.

Essa dissertação realiza uma análise profunda da condição de paralelismo do Polo de Camaçari com o SIN, diante das variações de frequência verificadas na região Nordeste do Brasil.

3. O PROBLEMA DA ESTABILIDADE

De acordo com Stevenson (1986), a estabilidade de sistema de potência pode ser definida como a propriedade do sistema que permite às máquinas síncronas desse sistema responderem a um distúrbio, a partir de uma condição normal de operação, de tal maneira a retomarem uma condição de operação novamente normal.

Os estudos de estabilidade transitória determinam se o sistema permanecerá em sincronismo após distúrbios significativos como perda de unidades geradoras, faltas no sistema de transmissão, variações bruscas de carga.

Em resumo, quando há subitamente mais carga do que geração no sistema em estudo, a frequência elétrica tende a cair, pois para o acionador o gerador passa a ter um “peso” maior até que os sistemas de controle atuem, fornecendo mais potência ao sistema.

Da mesma forma, quando há subitamente mais geração do que carga em um sistema elétrico, a frequência elétrica tende a subir, pois para o acionador o gerador passa a ser “mais leve” até que os sistemas de controle atuem, reduzindo a potência fornecida.

Nesse contexto, o estudo da estabilidade transitória avalia se o tempo de resposta dos sistemas de controle é suficiente para a recuperação da frequência do sistema ou se haverá perda de sincronismo e desligamento dos geradores.

Uma analogia bem simples feita por Grigsby (2007) ajuda na visualização da estabilidade. Na figura 3.1.a, uma bola em repouso em um poço representa um sistema em regime permanente. Visivelmente, qualquer mudança temporária da bola irá resultar em um retorno para a posição estável no fundo do vale.

Por outro lado, alterações maiores poderão fazer com que a bola se mova pela curva, mas se manterá estável desde que ela não ultrapasse o limite do poço (figura 3.1.b). Quando a falta for muito longa, a bola ganha energia cinética suficiente para escapar do vale, perdendo a possibilidade de retornar por si só para o regime permanente (figura 3.1.c).

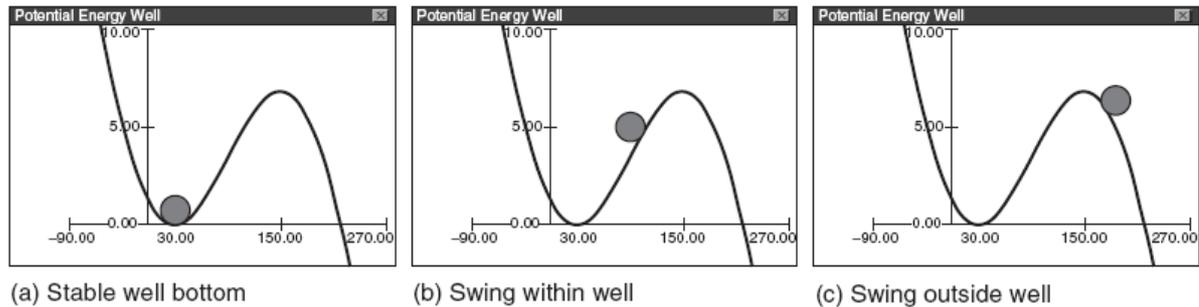


Figura 3.1 - Estabilidade Transitória em Energia Potencial. Fonte: Grigsby, 2007

Definindo conceitos de maneira mais técnica, são utilizadas explicações didáticas contidas em Belchior e Guimarães (2003).

Denomina-se por máquina primária como qualquer unidade responsável pelo acionamento mecânico de um gerador de energia elétrica (turbina hidráulica, turbina a vapor, turbina a gás, motor a combustão). Esta por sua vez, vem normalmente associada com uma unidade de controle (regulador de velocidade) responsável pelo ajuste do suprimento de potência mecânica no eixo do grupo gerador-máquina primária de acordo com a necessidade da carga elétrica nos terminais do gerador. Em outras palavras, este mecanismo de regulação automática de velocidade atua no sentido de elevar ou reduzir a potência do grupo de geração, quando sua velocidade (ou frequência) se afasta da velocidade de referência.

A operação em paralelo define a prática de operar dois ou mais geradores de corrente alternada alimentando uma mesma carga. O controle preciso de velocidade é requerido desde que seja necessário casar a velocidade e o deslocamento elétrico de fase de uma unidade que está entrando em operação com aqueles que já estão suprindo potência. Em adição, a tensão terminal dessa unidade deve também igualar com a do barramento.

Quando ambas a velocidade e tensão são satisfatórias (O.N.S,2010), ou seja:

- máxima diferença de frequência igual a 0,2Hz;
- máxima diferença de tensão igual a 10% da tensão nominal de operação; e
- máxima defasagem angular igual a 10 graus.

Um sincronizador é usado para comparar a fase sendo o disjuntor fechado quando os sistemas estiverem “em fase”. Isto completa o processo de sincronização. A máquina que está entrando em operação é então carregada ao nível requerido pelo ajuste do regulador de velocidade.

Para garantir uma boa divisão de carga entre as unidades geradoras operando em paralelo, os reguladores devem incorporar uma característica denominada estatismo (em inglês, *droop*), isto é, “inclinação” ou “queda de velocidade”, como mostra a figura 3.2.

No Brasil (e EUA) esta é usualmente fixada em 5%. Isto significa que para carregar um gerador desde vazio até plena carga (100% de mudança de carga) haverá uma queda de velocidade de 5%, supondo a característica linear. Na Europa o valor normalmente empregado é de 4%.

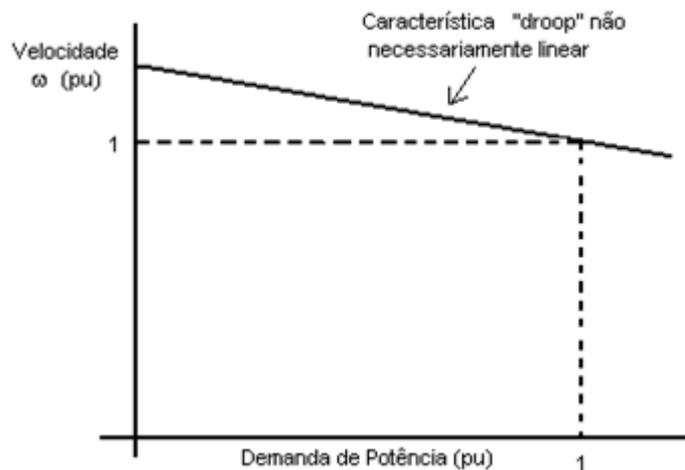


Figura 3.2 - Característica Droop de um Gerador Operando em um Sistema. Fonte: Belchior e Guimarães, 2003

A figura 3.3 ilustra o caso de 2 máquinas com características tipo *droop*, suprindo uma carga comum. Como as duas máquinas estão operando na mesma velocidade, é obvio que as máquinas primárias irão compartilhar desigualmente a carga total.



Figura 3.3 - Diagrama Esquemático para 2 Máquinas Operando em Paralelo com Características Droop Distintas Suprindo uma Carga Comum

Para garantir um compartilhamento igual de carga em proporção às especificações nominais das máquinas, é evidente que a característica *droop* de cada máquina e seu regulador devem ser idênticas.

Com regulação de velocidade convencional normal, é essencial que as máquinas primárias e reguladores de todas unidades, ou pelo menos uma unidade, de um sistema interligado opere com um *droop*. Quando uma máquina opera sem *droop*, ela usa uma característica chamada de “isócrona”, conforme mostra a figura 3.4.

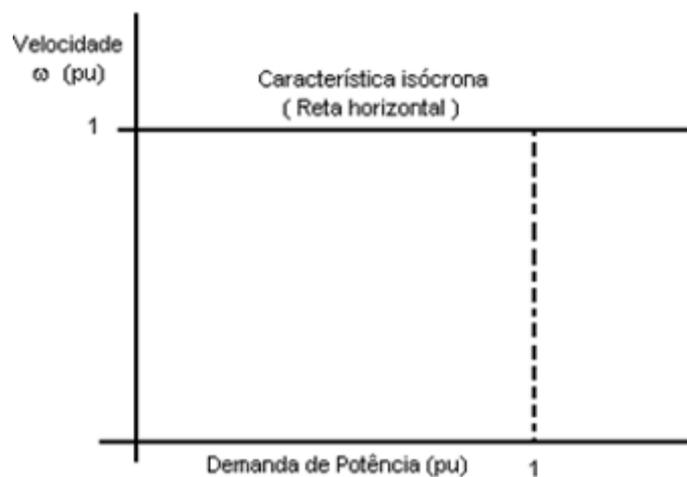


Figura 3.4 – Característica Isócrona de uma Unidade Geradora. Fonte: Belchior e Guimarães, 2003

Para explicar a diferença operativa entre as duas características citadas, considere, por exemplo, um sistema constituído de duas unidades, uma operando com *droop* e a outra operando com característica isócrona. Isto está ilustrado na figura 3.5.

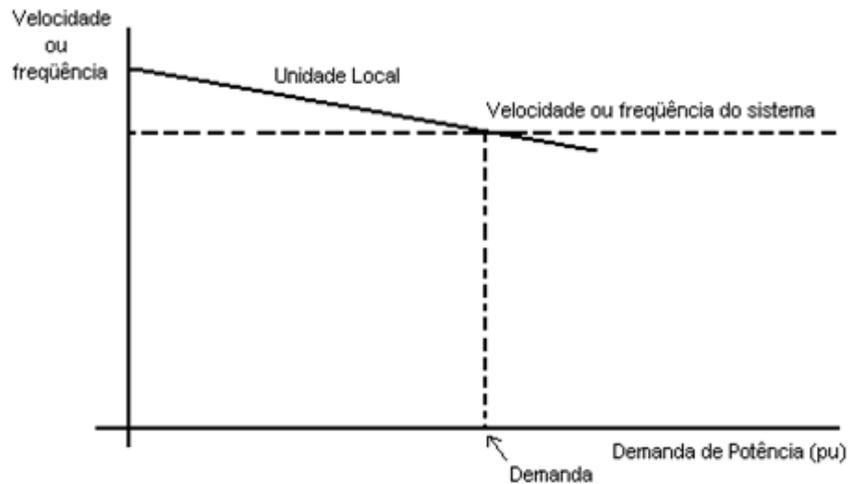


Figura 3.5 - Diagrama Esquemático para 2 Máquinas Operando em Paralelo, uma com Característica Droop e a Outra Isócrona. Fonte: Belchior e Guimarães, 2003

Na operação em regime permanente, a unidade isócrona opera numa mesma velocidade para todas as cargas para um dado ajuste de velocidade, e quando a demanda de carga varia, a segunda unidade, que opera com *droop*, porém acoplada à primeira unidade, somente pode operar em um valor de velocidade. Portanto, a segunda unidade com *droop* deve operar em uma única velocidade e carga, e a variação de carga pode somente ser atendida pela primeira unidade que opera isocronamente.

Se as duas máquinas estivessem operando isocronamente, ambas tentariam suprir a demanda total de carga e o resultado líquido seria que uma prevaleceria (funcionando como gerador) e a outra iria motorizar. Isto acontece porque não há ponto de cruzamento quando as duas características têm inclinação nula, ou seja, são isócronas.

O caso particular de uma máquina operando isocronamente e uma outra com um *droop* é frequentemente empregado por grupos geradores operando em paralelo com o suprimento da concessionária de energia elétrica. Na figura 3.5, o sistema da concessionária é efetivamente sem *droop*, portanto se o grupo gerador local é operado com *droop*, ele fornecerá uma potência de saída constante enquanto a frequência da rede permanecer constante, e quaisquer variações de carga serão supridas pela concessionária. Em geral, os ajustes em *droop* para

máquinas acopladas não são normalmente menores que 3% da velocidade de plena carga, para evitar que ocorra instabilidade ou compartilhamento inaceitável de carga pelas unidades. Os valores mais utilizados para esses ajustes situam-se geralmente entre 3% e 5%, segundo Belchior e Guimarães (2003).

4. ESTUDO DE CASO: POLO PETROQUÍMICO DE CAMAÇARI-BA

A Braskem S/A é uma empresa petroquímica que integra unidades localizadas em Alagoas, Bahia, São Paulo, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Estados Unidos e Alemanha, com um total de 35 unidades industriais. A Unidade de Insumos Básicos da Bahia (UNIB-Ba) é uma das unidades da Braskem localizada no Polo Petroquímico de Camaçari e abrange a Central de Matérias-Primas (CEMAP) e a Central de Utilidades.

A CEMAP tem como seu principal insumo a nafta, vinda das refinarias, e seu objetivo é transformá-la em diversos petroquímicos básicos (etileno, propileno, benzeno, paraxileno, butadieno, isopreno, entre diversos outros).

Os petroquímicos básicos são enviados às unidades de segunda geração, que os transformam em resinas como polietileno, polipropileno, PVC, estireno entre várias outras. Ver figura 4.1.

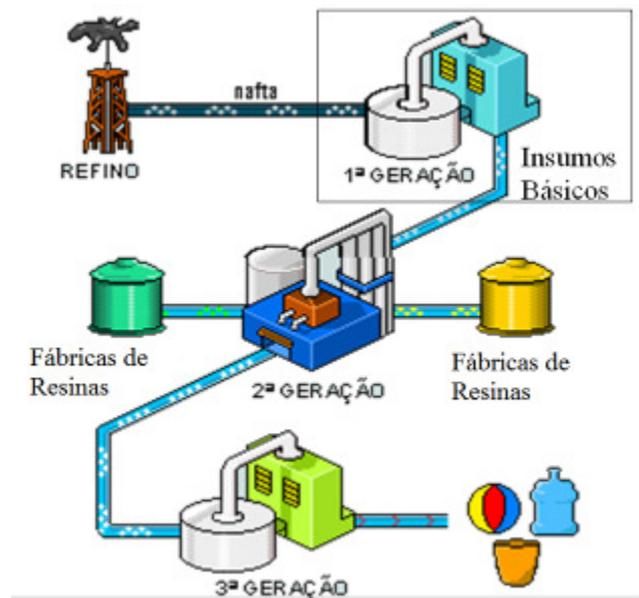


Figura 4.1 - Cadeia Petroquímica. Fonte: Braskem

A Central de Utilidades (UT) da Braskem UNIB-Ba é composta da Unidade de Tratamento de Água (UTA) e da Unidade Termelétrica (UTE). A UTA capta e trata água, fornecendo para todo o Polo Petroquímico os seguintes insumos: água clarificada, água desmineralizada e água potável.

A UTE fornece para todo o Polo Petroquímico de Camaçari vapor em diferentes níveis de pressão e energia elétrica em diferentes níveis de tensão e ar comprimido.

Além disso, a UTE possui uma interligação com a rede básica de 230kV na SE-Camaçari-II de propriedade da CHESF (Companhia Hidroelétrica do São Francisco), com a qual possui contrato semicativo (parte da demanda é cativa, parte é adquirida no mercado livre).

Esta dissertação refere-se aos estudos de estabilidade angular transitória para a inibição da abertura de paralelo UTE Braskem/Rede Básica 230kV por subfrequência, baseada na confiabilidade adquirida pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) ao longo da última década e com a premissa de atendimento ao ERAC (Esquema Regional de Alívio de Carga) da Região Nordeste.

4.1 O Sistema Elétrico da Chesf na década de 1980

Nas décadas de 1980 e 1990, o Sistema Elétrico Nacional ainda não era interligado. Isso trazia inúmeras vulnerabilidades que fragilizavam o controle da frequência no Sistema Norte-Nordeste.

Nas tabelas 4.1.1 e 4.1.2, encontram-se dados dos anos de 1987 e 1988 do sistema Chesf. Esses dados foram fornecidos na época à antiga COPENE (Companhia Petroquímica do Nordeste, atual Unidade de Insumos Básicos Bahia da Braskem) em forma de um relatório anual com as ocorrências (CHESF, 1988 e CHESF, 1989).

Na tabela 4.1.1, percebe-se que no ano de 1987 ocorreram 1646 desligamentos de alimentadores do sistema Chesf por subfrequência. Em 1988 esse número foi 1812. Isso representava 42,4% e 41,4%, respectivamente, do total de abertura de alimentadores da concessionária nos referidos anos.

Tabela 4.1.1- Desligamentos de Alimentadores da Chesf em 1987 e 1988.

Causa	1987		1988	
	Total	%	Total	%
Variação de Frequência	1646	42,4	1812	41,4
Queimada/Incêndio	559	14,4	235	5,4
Danificação Isolamento	263	6,8	781	16,0
Descarga Atmosféricas	91	2,3	66	1,5
Desligamentos Acidentais	190	4,9	259	5,9
Causa Não Identificada	105	2,7	258	5,9
Necessidade Operacional	133	3,4	175	4,0
Manutenção Preventiva	304	7,8	204	4,7
Manutenção Corretiva	218	5,4	175	4,0
Ampliação/Reforma	97	2,5	122	2,8
Restrição de Carga	101	2,6	45	1,0
Outros	181	4,7	319	7,3
Total	3889	100	4373	100

Fonte: Chesf.

Na tabela 4.1.2, percebe-se que no ano de 1987 ocorreram 7 desligamentos nos alimentadores da UNIB-Ba. Em 1988 esse número foi de 14. Isso representa aproximadamente um desligamento a cada 2 meses em 1987 e um desligamento por mês em 1988.

Para completar a análise também é possível visualizar o diagrama eletrogeográfico da época (horizonte 1995) na figura 4.1.1 e compará-lo com o mapa do Sistema Interligado Nacional atual na figura 4.1.2.

Tabela 4.1.2- Desligamentos por Consumidor.

Consumidor	Desligamentos	
	1987	1988
Copene/CQR	7	14
Açonorte	1	7
Dow Química	1	3
Sibra	6	13
Salgema	5	5
Nitrofértil	4	6
Ferbasa	1	2
Caraíba Mineração	2	7
Alunorte	1	2

Usiba	6	11
Caraíba Metais	1	7

Fonte: Chesf.



Figura 4.1.1 – Sistema Norte/Nordeste – Previsão para 1995. Fonte: Informações da Chesf, figura adaptada do O.N.S..

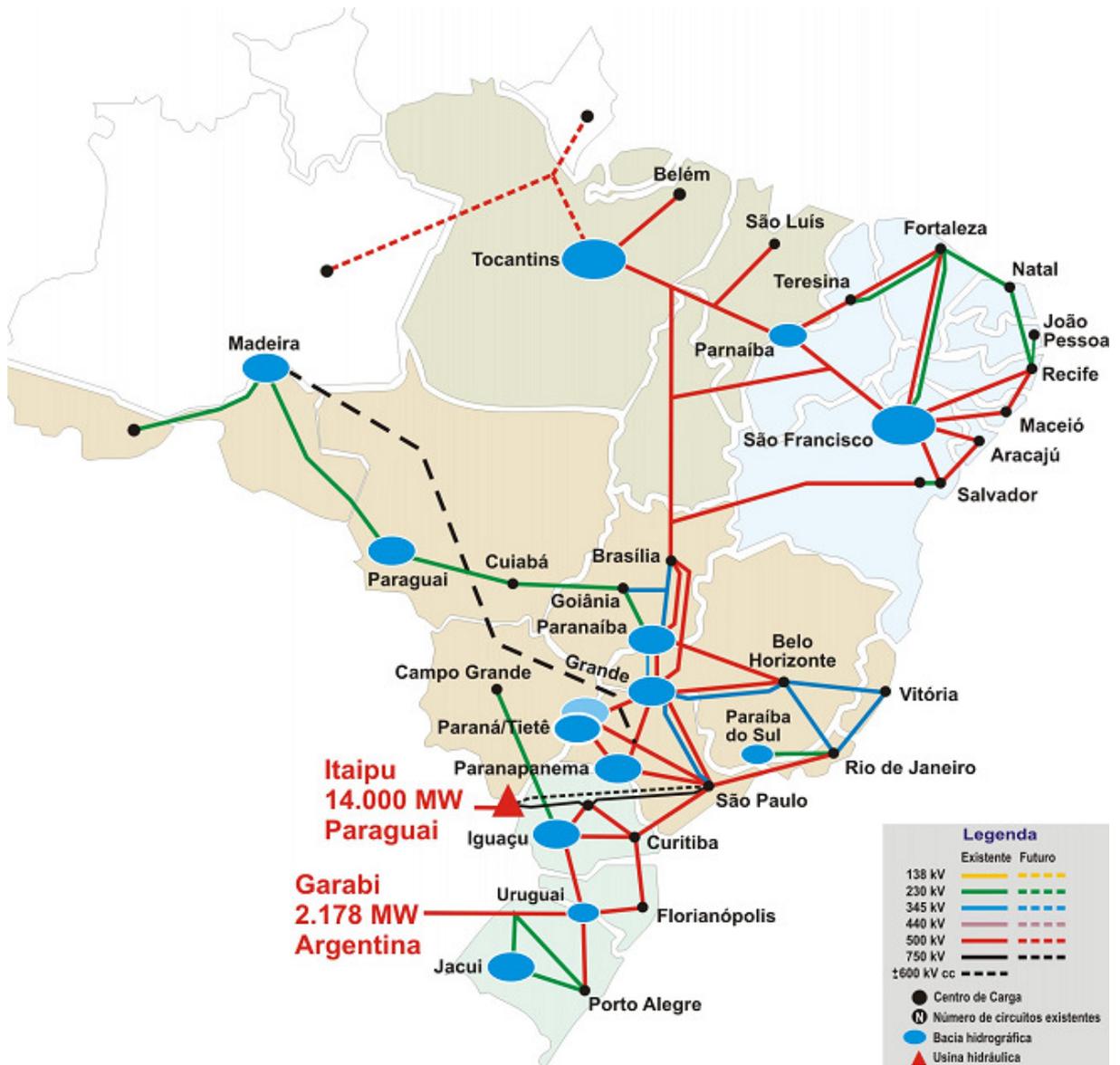


Figura 4.1.2 – Sistema Interligado Nacional. Fonte: O.N.S..

4.2. O Sistema Interligado Nacional

A partir do ano 2000, diversas novas linhas de transmissão entraram em operação, reforçando a confiabilidade do sistema Chesf. Segue a seguir uma listagem.

➤ Linhas de 500kV:

- I. Xingó/Jardim (159 km) em 2000 (figura 4.2.1)
- II. Jardim/Camaçari II (250 km) em 2000 (figura 4.2.1)



Figura 4.2.1 – Localização no Mapa das Linhas I e II de 500kV Supracitadas. Fonte: Sindat O.N.S..

- III. Serra da Mesa /Serra da Mesa 2 (43 km) em 2009 (SE/NE) (figura 4.2.2)
- IV. Serra da Mesa 2 /Rio das Éguas (208 km) em 2009 (SE/NE) (figura 4.2.2)
- V. Rio das Éguas/BJ Lapa II/Ibicoara (total 805 km) em 2003 (SE/NE) (figura 4.2.2)
- VI. Ibicoara/Sapeaçu (257 km) em 2003 (SE/NE) (figura 4.2.2)
- VII. Sapeaçu/Camaçari II (106 km) em 2005 (SE/NE) (figura 4.2.2)

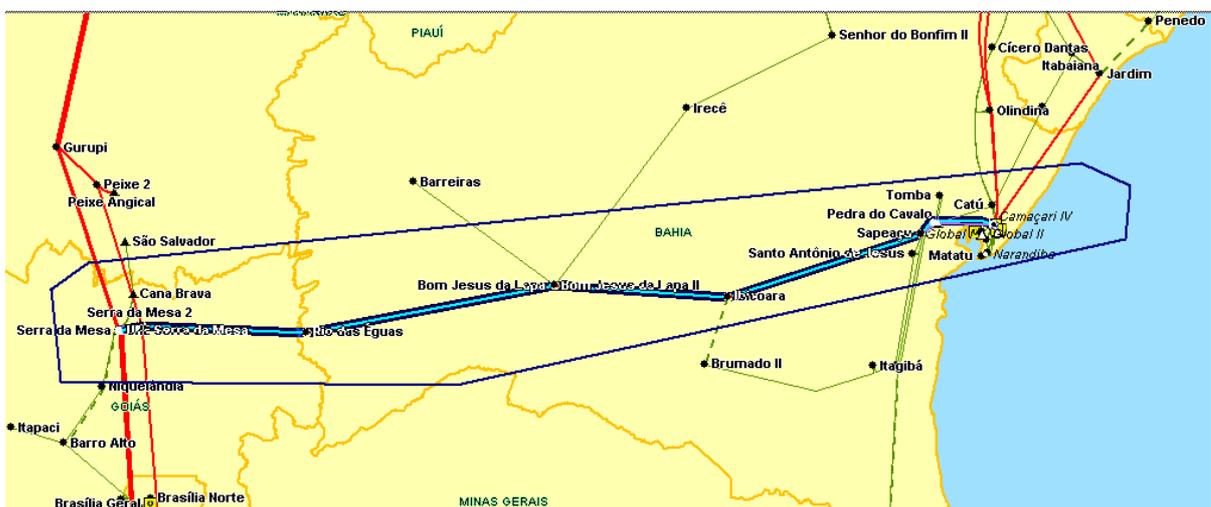


Figura 4.2.2 – Localização no Mapa das Linhas III; IV; V; VI e VII de 500kV Supracitadas. Fonte: Sindat O.N.S..

- VIII. Serra Mesa/Samambaia(248 km): Circuito 1 em 1998; Circuito 2 em 1999; Circuito 3 em 2003 (N/S) (figura 4.2.3)
- IX. Serra da Mesa/Gurupi (257 km): Circuito 1 em 1999 e Circuito 2 em 2003 (N/S) (figura 4.2.3)

- X. Gurupi/Peixe 2 (72 km) em 2008 (Duplicação N/S) (figura 4.2.3)
- XI. Peixe2/Serra da Mesa 2 (195 km) em 2008 (Duplicação N/S) (figura 4.2.3)
- XII. Gurupi/Miracema (256km): Circuito 1 em 1999; Circuito 2 em 2003 e Circuito 3 em 2008 (N/S) (figura 4.2.3)
- XIII. Colinas/Miracema (174 km): Circuito 1 em 1999; Circuito 2 em 2004; Ccircuito 3 em 2008 (N/S) (figura 4.2.3)
- XIV. Imperatriz/Colinas (343 km): Circuito 1 em 1999 e Circuito 2 em 2004 (N/S) (figura 4.2.3)
- XV. Luziânia/Serra da Mesa 2 (310 km) em 2008 (Duplicação N/S) (figura 4.2.3)



Figura 4.2.3 – Localização no Mapa das Linhas VIII a XV de 500kV Supracitadas. Fonte: Sindat O.N.S..

- XVI. Colinas/Ribeiro Gonçalves (379 km) em 2006 (figura 4.2.4)
- XVII. Ribeiro Gonçalves/S. João do Piauí (353 km) em 2006 (figura 4.2.4)
- XVIII. S. João do Piauí/ Sobradinho (210 km) em 2006 (figura 4.2.4)



Figura 4.2.4 – Localização no Mapa das Linhas XVI; XVII e XVIII de 500kV Supracentadas. Fonte: Sindat O.N.S..

- XIX. Tucuruí/Marabá (222 km): Circuito 3 em 2003 e Circuito 4 em 2005 (figura 4.2.5)
- XX. Marabá/Açailândia (239 km): C1 em 2003 e C2 em 2005 (figura 4.2.5)
- XXI. Açailândia/P. Dutra (415 km) em 2003 (figura 4.2.5)
- XXII. P.Dutra/Teresina II (210 km): Circuito 1 em 2000 e Circuito 2 em 2003 (figura 4.2.5)
- XXIII. Teresina II/Sobral III (334 km): Circuito1 em 2000 e Circuito 2 em 2005 (figura 4.2.5)
- XXIV. Sobral III/Fortaleza II (211 km): Circuito 1 em 2000 e Circuito 2 em 2005 (figura 4.2.5)
- XXV. Fortaleza II/Quixadá (138 km) em 2003 (figura 4.2.5)
- XXVI. Quixadá/Milagres (267 km) em 2003 (figura 4.2.5)
- XXVII. Milagres/Luiz Gonzaga (231 km) em 2002 (figura 4.2.5)



Figura 4.2.5 – Localização no Mapa das Linhas XIX a XXVII de 500kV Supracitadas. Fonte: Sindat O.N.S..

➤ **Linhas de 230kV:**

- I. Itabaiana/Itabaianinha (77 km) em 2003 (figura 4.2.6)
- II. Itabaianinha/Catú (220 km) em 2003 (figura 4.2.6)

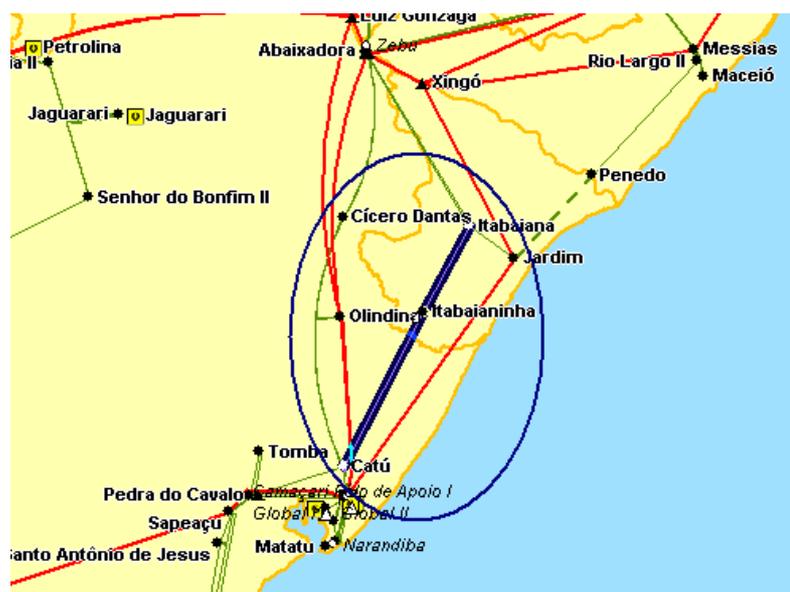


Figura 4.2.6 – Localização no Mapa das Linhas I e II de 230kV Supracitadas. Fonte: Sindat O.N.S..

Vale ressaltar que as linhas de 230kV aqui expostas foram apenas as que aumentaram a confiabilidade do sistema na região de Camaçari-Ba. Outras linhas entraram em operação para alimentar outras regiões do estado da Bahia e que não vêm ao caso.

O sistema de geração de energia elétrica na região Nordeste também foi ampliado nesse mesmo período.

➤ **Usinas:**

- I. Itapebi (450 MW) em 2003 (figura 4.2.7)
- II. Pedra do Cavalo (160 MW) em 2004 (figura 4.2.7)



Figura 4.2.7 – Localização no Mapa das Usina Itapebi e Pedra do Cavalo. Fonte: Sindat O.N.S

Diante de todas essas mudanças no SIN, foi feito um levantamento das ocorrências de variação de frequência no Polo Petroquímico de Camaçari nos anos de 2002 a 2009 (tabela 4.2.1). Esta tabela foi elaborada com base nos dados da Braskem (2002, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009).

Tabela 4.2.1– Variação de Frequência em Camaçari de 2002 a 2009.

Ano	60 > f > 59,5	59,4 > f > 58,5	58,4 > f > 57,5	57,4 > f > 56,5	56,4 > f
2002	1	5	9	3	-
2003	1	10	9	4	-
2004	1	4	4	2	-
2005	-	3	-	-	-
2006	-	-	-	-	-
2007	-	-	1	-	-
2008	-	-	-	1	-
2009	-	-	1	1	-

Fonte: Braskem.

Das ocorrências citadas na tabela anterior, causaram a abertura do paralelo entre a UTE Braskem e a rede básica apenas as subfrequências expostas na tabela 4.2.2.

Tabela 4.2.2– Subfrequências que Causaram Abertura de Paralelo.

Ano	Subfrequências com abertura de paralelo (f < 56,7Hz)	Causa
2003	1	Desligamento das interligações SE/N-NE e SE/NE (20/11/2003)
2004	2	Desligamento das interligações SE/NE e SE/N-NE (19/03/2004) e Desligamento da Usina de Xingó (27/09/2004)
2008	1	Desligamento das interligações SE/N-NE e SE/NE (12/10/2008)

Fonte: Braskem

Vale ressaltar que, em 2003 a abertura de paralelo citada na tabela 4.2.2 causou um blecaute no Polo Petroquímico de Camaçari, pois naquele momento não havia geração suficiente para suportar toda carga que permaneceu energizada na ilha do Polo.

Aliada a essa nova realidade de intercâmbios, a presença de usinas térmicas impôs requisitos técnicos de operação do sistema dentro de faixas de frequência. Esses requisitos foram atendidos com a alteração do ERAC (Esquema Regional de Alívio de Carga), conforme mostrado no item 4.4.

4.3. O Sistema elétrico da Braskem UNIB-BA

A Unidade de Insumos Básicos da Braskem na Bahia (UNIB-BA, antiga Copene) fica localizada no Polo Petroquímico de Camaçari na Bahia. Construída na década de 1970, sua Central de Matérias-Primas (CEMAP) transforma a nafta em diversos produtos petroquímicos da 1ª Geração (etileno, propileno, benzeno, paraxileno, butadieno, isopreno, entre outros), que

futuramente darão origem a produtos como plástico, nylon, borracha, adesivos (indústrias de 2ª Geração).

A indústria petroquímica por concepção exige uma confiabilidade extremamente elevada para garantir a continuidade operacional de seus processos, que na maioria das vezes são contínuos e, em casos de parada brusca sofrem grandes consequências em seus equipamentos.

Por esse motivo, o Polo Petroquímico de Camaçari foi concebido adotando um modelo petroquímico semelhante ao japonês, com um suprimento de utilidades centralizado em um único site, que é a Central de Utilidades da UNIB.

Os produtos da Central de Utilidades são: água clarificada, água desmineralizada, água potável, ar comprimido (de serviço e de instrumento), vapor (nos níveis de pressão de 42kgf/cm^2 e 15kgf/cm^2) e energia elétrica, que é entregue às diversas unidades industriais do complexo em 69kV e 13,8kV.

Essa central é composta de duas áreas: Unidade de Tratamento de Água (UTA) e Unidade Termelétrica (UTE) (figura 4.3.1).



Figura 4.3.1 – Unidade Termelétrica da UNIB em Camaçari-Ba. Fonte Braskem.

O parque termelétrico é composto de:

- 5 caldeiras de 400t/h cada (vapor na pressão de 120kgf/cm^2);
- 1 caldeira de 100t/h (caldeira de recuperação de uma das turbinas a gás);

- 4 Turbogeneradores de contrapressão de 45MVA cada (com admissão em 120kgf/cm², extração em 42kgf/cm² e exaustão em 15kgf/cm²- atualmente dois deles encontram-se desativado);
- 1 Turbogenerador condensante de 45MVA (com admissão em 15kgf/cm² ou 3,5kgf/cm²);
- 2 Turbinas a gás *heavy duty* de 49MVA cada.

Os equipamentos acima são mostrados nas figuras 4.3.2 a 4.3.4.

O turbogenerador condensante, turbogenerador E (TG-E), possui dois tipos de admissão de vapor. Pode ser vapor na pressão de 15kgf/cm² ou vapor na pressão de 3,5kgf/cm². O vapor de 3,5kgf/cm² é gerado nas plantas de processo e quando o turbogenerador trabalha com admissão nessa pressão, sua geração fica limitada a 9MW.

As duas turbinas a gás, apesar de terem potência nominal em 49MVA, para a temperatura elevada da cidade de Camaçari (entre 27°C e 30°C), a potência ativa *base load* delas é 30MW. Nos dias com temperaturas um pouco mais baixas (em torno de 23°C), elas chegam a gerar cerca de 33MW.

Os insumos energéticos utilizados pela UTE têm duas origens, interna e externa. Os combustíveis de origem externa são: o óleo combustível, o gás natural e o diesel. Os combustíveis de origem interna (das próprias plantas de processo) são: o gás combustível, o resíduo aromático de pirólise e o C10+ (compostos de cadeias carbônicas compostas de 10 ou mais carbonos).

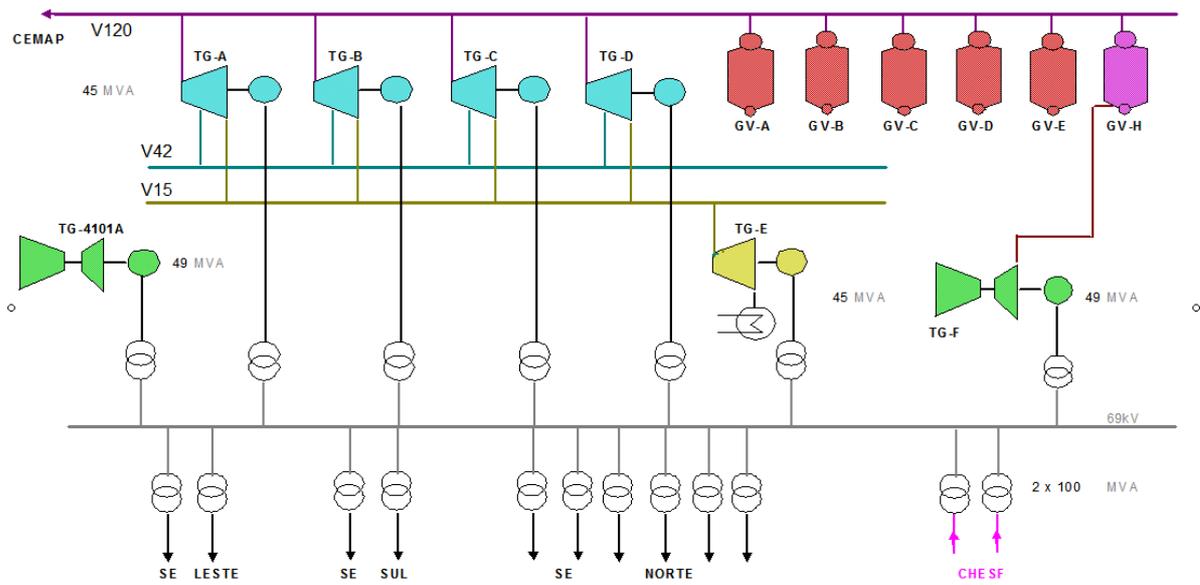


Figura 4.3.2 – Fluxograma Termelétrico Integrado. Fonte: Braskem.



Figura 4.3.3 – Caldeiras de 400t/h da UTE Braskem. Fonte: Braskem.



Figura 4.3.4 – Turbogeneradores de Contrapressão da UTE Braskem. Fonte: Braskem

A entrega de energia elétrica para as diversas unidades industriais do complexo é feita de maneira extremamente confiável. Os alimentadores são expressos (sem derivações); subterrâneos e totalmente redundantes. Ver figura 4.3.5.



Figura 4.3.5 – Pontilhão para Cabos Elétricos. Fonte: Braskem

Essa configuração oferece flexibilidade operacional ao sistema, permitindo paradas de manutenção de barras sem interrupção do fornecimento de energia elétrica da unidade cogerada, condição *sine qua non* em indústrias de processo contínuo.

Apesar do avanço tecnológico observado nos modernos sistemas de controle e supervisão de redes elétricas, as mesmas não estão imunes à ocorrência de distúrbios nas linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Essas perturbações podem ser causadas por atos de vandalismo, fenômenos naturais ou erro humano. Eventos dessa natureza podem provocar o desarme das máquinas geradoras ou ainda promover a separação dos sistemas interligados, acarretando desligamento indesejável dos

consumidores. Nesse contexto foi idealizado o sistema de rejeição de cargas do Polo Petroquímico de Camaçari, conforme discutido em Grigsby,2007.

Na ocorrência do desequilíbrio temporário entre geração e consumo de energia elétrica, a rejeição de cargas dar-se-á através do corte de lotes de consumo das cogerações e da própria Braskem UNIB. Deve-se salientar que o corte na UNIB envolve apenas cargas que não afetam seu processo produtivo, evitando-se assim a cessação da produção de petroquímicos básicos, fato que causaria perdas ainda maiores na cadeia produtiva, por falta de matéria-prima para as empresas de segunda geração.

Portanto, os lotes de carga foram divididos em classes, seguindo uma determinada hierarquia, de modo a privilegiar a produção e a segurança dos processos industriais. Foram então determinadas cinco classes de carga conforme a tabela 4.3.1.

Tabela 4.3.1– Classes de Rejeição de Carga

Classes	Natureza das Cargas	Corte (Hz)
V	Cargas Administrativas	57,5
IV	Cargas cujas desconexões resultam em perdas curtas de produção	57,1
III	Cargas cujas desconexões resultam em perdas longas de produção	56,7
II	Cargas que uma vez desconectadas comprometem a segurança do homem e/ou equipamentos	56,2
I	Cargas cujo desligamento provoca a indisponibilidade dos equipamentos de segurança industrial	-

Fonte: Braskem

A classe I não recebe instrução de desligamento para não indisponibilizar equipamentos indispensáveis ao combate a emergências, geralmente associadas a desarme de plantas industriais.

Na concepção original (filosofia de operação “Sistema Unido”), severas subfrequências com origem no sistema da Chesf causavam a abertura da interligação no nível de 230kV, impondo sobrecargas na geração da UTE superiores a 100%. A divisão dos dois sistemas faz-se necessária, pois os turbogeradores da UTE tendem a seguir as oscilações do sistema hidrelétrico, face a maior inércia desse último.

Como a suportabilidade dos turbogeradores da UTE para operação em baixa frequência é menor do que as hidromáquinas do SIN, até o presente estudo, acreditava-se ser necessária uma separação preventiva dos parques geradores para preservação da integridade da UTE.

Com o intuito de minimizar a sobrecarga sofrida pela Unidade Termelétrica e na tentativa de reduzir o número de cargas rejeitadas em eventos de abertura de paralelo com a Chesf, em 2001 foi desenvolvida a filosofia de operação “Sistema Dividido” (Uzeda, 2002).

Essa nova lógica de separação transfere cargas que seriam rejeitadas pela UTE para a ilha Chesf, dividindo o sistema elétrico do polo Petroquímico de Camaçari em dois Subsistemas: Subsistema Chesf e Subsistema Braskem.

Cabe salientar que, sob a ótica da Chesf, um alívio de cargas de fato ocorre, pois a demanda pós-separação é menor que a verificada momentos antes da separação. O montante de redução de cargas visto pela Chesf precisa atender aos cortes solicitados pelo ERAC. A figura 4.3.7 ilustra as duas ilhas formadas após a separação dos subsistemas.

De acordo com a figura 4.3.7, a linha tracejada representa o subsistema Chesf e essas cargas acompanham a variação da frequência da concessionária. A linha cheia representa o subsistema Braskem, alimentado pela geração da UTE e com os cortes de carga conforme tabela 4.3.1.

Aliada a todos esses fatores a redução do consumo de vapor no complexo industrial provocou uma forte redução na geração de energia elétrica através das máquinas de contrapressão. Na figura 4.3.6 fica evidente uma redução média de 400 t/h de geração de vapor de alta pressão (120 kgf/cm²) entre os anos de 2003 e 2010.

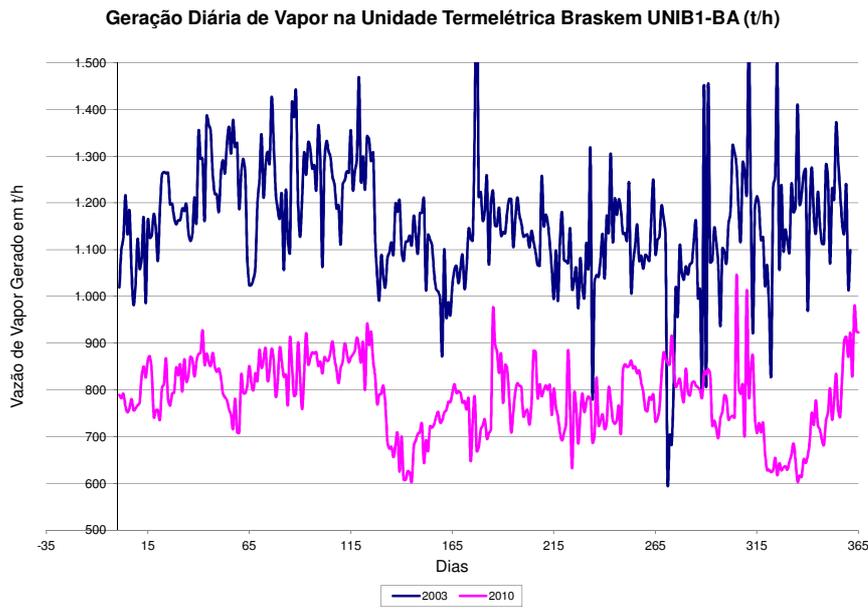


Figura 4.3.6 – Geração de Vapor nos Anos de 2003 e 2010.

Após a descrição de todas as peculiaridades do sistema em estudo, fica mais clara a necessidade de elevada confiabilidade e de realização de estudos antes da tomada de decisões como a inibição da abertura de paralelo por subfrequência. Isso porque as consequências dessa decisão em grandes perturbações devem trazer o menor desligamento possível.

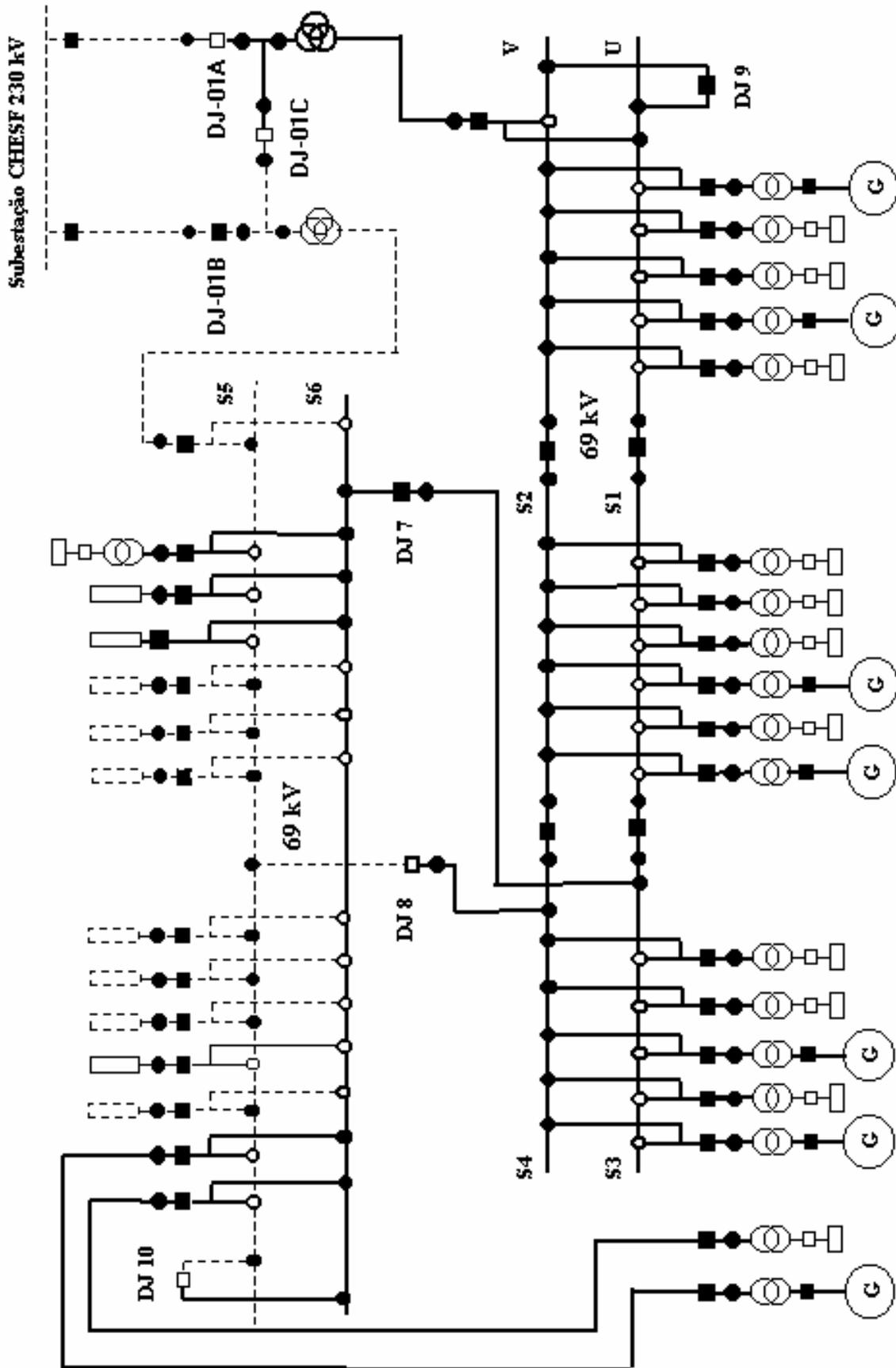


Figura 4.3.7 – Ilhas Formadas Após a Abertura da Interligação Entre a UTE e a Chesf na Filosofia “Sistema Dividido”

4.4 O Esquema Regional de Alívio de Carga

O ERAC (Esquema Regional de Alívio de Carga) é um tipo de SEP (Sistema Especial de Proteção).

De acordo com o submódulo 11.4 dos Procedimentos de Rede do O.N.S. (O.N.S., 2009.1) os SEP's são sistemas automáticos de controle e proteção implantados nas estações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que:

- (a) permitem a utilização adequada dos sistemas de geração, transmissão e distribuição;
- (b) proporcionam maior confiabilidade à operação do Sistema Interligado Nacional – SIN;
- (c) evitam que perturbações possam levar o sistema a perda de estabilidade ou a colapso de tensão; e
- (d) aumentam a segurança elétrica operacional do SIN, diminuindo a possibilidade de ocorrência de perturbações de grande porte ou restringindo a área de abrangência dessas perturbações.

O Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC é um SEP específico de corte de carga por subfrequência e/ou taxa de variação de frequência.

Em termos práticos, isso significa que, se por algum motivo a geração no sistema (ou em ilhas formadas no SIN) for inferior à carga demandada, há um montante de carga determinado para corte de acordo com o nível de frequência atingido ou com a taxa de queda de frequência atingida.

De acordo com o O.N.S. (2004), a frequência mínima admissível para o sistema é de 57Hz e o montante máximo de carga a ser cortado será 40% da carga.

4.4.1 Atendimento ao ERAC no Polo Petroquímico de Camaçari

Em situações de subfrequência, para reestabelecimento dos parâmetros normais de operação ocorrem cortes de lotes de carga elétrica. Esses cortes são realizados de acordo com a taxa de queda de frequência ou com o nível de frequência atingido.

Para atendimento ao O.N.S. (O.N.S., 2004), os seguintes cortes foram implantados na UNIB:

- Corte de 27MW em 57,1Hz (Classe 4);
- Corte adicional de 29MW em 56,7Hz (Classe 3);
- Ajuste df/dt de 1,5Hz/s na Classe 4;
- Ajuste df/dt de 1,9Hz/s na Classe 3.

No Polo Petroquímico estes cortes de cargas são feitos via relé de subfrequência com possibilidade de ajustes de 4 níveis de frequência e 2 ajustes de taxa de frequência.

Dessa forma, considerando máximas demandas médias em 2008, os cortes de cargas por empresa no Subsistema Chesf estão na tabela 4.4.1 e do Subsistema Braskem estão na tabela 4.4.2.

Empresa	CL5 (kWh)	CL4 (kWh)
Empresa1-A	9,95	17,91
Empresa1-B	9,95	17,91
Empresa2-A	58,85	223,85
Empresa2-B	58,85	223,85
Empresa3-A	84,04	719,03
Empresa3-B	84,02	718,87
Empresa4-A	463,14	3.525,84
Empresa5-A	912,00	1.152,00
Empresa5-B	912,00	1.152,00
Empresa7-A	99,82	134,59
Empresa7-B	57,17	77,08
Empresa8-A	277,20	41,40
Empresa9-A	432,19	2.944,31
Empresa10-A	220,11	172,94
Empresa11-A	216,60	1.282,80
Empresa11-B	216,60	1.282,80
Empresa12-A	0,00	0,00
Empresa13-A	363,53	504,90
Empresa13-B	363,53	504,90
Empresa14-A	207,00	0,00
Empresa15-A	93,85	24,16
Empresa15-B	93,85	24,16
Empresa16-A	733,70	6.020,40
Empresa16-B	418,00	572,00
Empresa17-A	973,69	2.703,17
Empresa17-B	973,69	2.703,17
Total	8.333,33	26.744,04

Tabela 4.4.1– Corte de Carga Subsistema Chesf

A carga total do subsistema Chesf (carga que após um ilhamento permanecerá conectada à rede básica) é de aproximadamente 110MW. Com a subfrequência e o corte de carga de cerca 35 MW (somatório das classes 5 e 4 na tabela 4.4.1), o total de carga restante no Subsistema Chesf após o corte da Classe 4 será de aproximadamente 75MW.

Considerando uma importação Chesf de 140 MW, o SIN percebia uma perda de 65MW (140MW – 75MW), valor solicitado pelo ERAC.

Tabela 4.4.2– Corte de Carga Subsistema Braskem

Empresa	CL5 (kWh)	CL4 (kWh)	CL3 (kWh)	CL2 (kWh)
Empresa18-A	0,00	0,00	7.200,00	0,00
Empresa19-A	90,45	0,00	207,03	0,00
Empresa19-B	90,45	0,00	207,03	0,00
Empresa20-A	114,00	169,80	161,40	144,00
Empresa20-B	114,00	169,80	161,40	144,00
Empresa21-A	387,60	489,60	683,40	1.771,40
Empresa21-B	387,60	489,60	683,40	1.771,40
Empresa22-A	391,99	133,77	263,40	154,51
Empresa22-B	391,99	133,77	263,40	154,51
Empresa23-A	215,80	489,70	1.867,50	1.377,80
Empresa23-B	215,80	489,70	1.867,50	1.377,80
Empresa24-A	660,00	0,00	9.317,00	88,00
Empresa25-A	113,69	744,29	0,00	437,58
Empresa25-B	113,78	744,85	0,00	437,91
Empresa26-A	318,89	1.005,25	583,10	1.129,76
Empresa26-B	318,89	1.005,25	583,10	1.129,76
Empresa27-A	121,13	47,04	224,62	195,22
Empresa28-A	0,00	300,00	0,00	0,00
Empresa29-A	18,00	102,00	105,00	60,00
Empresa29-B	18,00	102,00	105,00	60,00
Total	4.082,04	6.616,42	24.483,28	10.433,67

O total da Classe 1 no Subsistema Braskem é de 2MW, fora a carga de cerca de 83MW da UNIB-Ba. Isso significa que dos 240MW da potência ativa do Polo, 110MW estavam no Subsistema Chesf e 130MW no subsistema Braskem. Com o ilhamento, o somatório das classes 5, 4, 3 e 2 da tabela 4.4.2 (cerca de 45MW) era desligado, restando o total de 85MW nesta ilha (2MW de cargas essenciais das empresas cogeneradas e 83MW da Unidade de Insumos Básicos do Polo de Camaçari).

É importante lembrar que na classe 3 ocorre a separação dos Subsistemas Chesf e Braskem.

Vale salientar que muitas das empresas acima são unidades de 2ª Geração da própria Braskem.

Deve-se atentar também ao fato de que no Subsistema Chesf as classes 3 e 2 das cogerasdas encontram-se desabilitadas, pois o corte considerado até a classe 4 já atende às necessidades do ERAC.

No subsistema Braskem, por outro lado, por segurança, a classe 2 fica habilitada para ser cortada em uma última alternativa de preservar a classe 1 (cargas como bombas de incêndio e outros equipamentos de segurança).

4.5 Modo Anterior de Operação em Subfrequência

Conforme citado itens 4.3 e 4.4, o modo anterior de operação em subfrequência consistia basicamente na separação do sistema da Braskem em dois subsistemas, denominados subsistema Braskem e subsistema Chesf, quando a frequência atingia 56,7 Hz.

Dessa forma, o subsistema Chesf acompanhava a frequência da Chesf, cortando apenas as cargas das Classes 5 e 4.

O subsistema Braskem mudava o modo de controle dos turbogeradores de controle por demanda de vapor para controle de velocidade e, ilhado, mantinha as cargas essenciais do Polo.

Neste capítulo são expressos os ajustes de subfrequência das máquinas e as simulações para observação do comportamento do Subsistema Braskem ilhado, conforme apresentado por Saraiva e Mendes (2011).

4.5.1 Ajustes de Proteção de Subfrequência para os Geradores da UTE

Os ajustes de proteção de subfrequência dos geradores da UTE são (dados definidos conforme a determinação dos fabricantes):

- Turbinas a Gás, conforme Braskem (2007.2):
 - Alarme: 56,5Hz por 5 segundos
 - Alarme +Trip: 55,5 Hz por 1 segundo
 - Alarme + Trip: 55,2 Hz instantâneo
- Turbinas de Contra-pressão, conforme Quality Engenharia (2003):
 - Alarme +Trip: 54 Hz por 5 segundos
- Turbina Condensante, conforme Siemens (2006):
 - Alarme +Trip: 54,5 Hz por 1,6 segundo

4.5.2 Simulações Realizadas para o Modo Anterior de Operação em Subfrequência

Foram realizadas análises de estabilidade angular transitória dos casos mais críticos. Para isso, foram simuladas situações no programa Digsilent Power Factory (Digital Simulation and Network Calculation) Versão 14.1.2, onde toda a base de dados do sistema encontra-se modelada.

As cargas internas da Unidade de Petroquímicos Básicos encontra-se detalhada até o nível de 480V, com seus motores equivalentes. As cargas das unidades cogeneradas (2ª geração) encontram-se apenas com valores ativos e reativos no 13,8kV de cada empresa.

As simulações realizadas consideraram os seguintes casos:

- Operação com 4 turbogeradores, ERAC na condição atual e abertura a 60Hz das linhas de 230kV, Sistema na condição DIVIDIDO;
- Operação com 4 turbogeradores, ERAC na condição atual e abertura a 60Hz das linhas de 230kV, Sistema na condição UNIDO;
- Operação com 3 turbogeradores e abertura a 60Hz das linhas de 230kV.

4.5.2.1 Operação com 4 turbogeradores, ERAC na condição atual e abertura a 60Hz das linhas de 230kV , Sistema na condição DIVIDIDO:

Condição Operacional inicial:

TG-5301D com 22 MW

TG-5301E com 2 MW com vapor de 15kgf/cm²

TG-5301F com 30 MW

GI-4101A com 30 MW

Importação de energia em 146 MW

Totalizando uma geração Braskem de 84 MW e suprindo uma carga de aproximadamente 230 MW.

Após abertura do paralelo com a concessionária, a frequência mínima atingida foi 56,7Hz, não comprometendo a operação da turbina a gás. A situação do sistema após a simulação está na tabela 4.5.2.1.1.

Tabela 4.5.2.1.1– Geração Antes e Após simulação

Turbogerador	Condição Inicial (MW)	Condição Pós-Simulação (MW)
TG-D	22	42
TG-E	2	20,5
TG-F	30	25,4
GI-4101A	30	25,4

A soma das cargas não desligadas totaliza 113 MW.

Verificou-se um corte de carga das classes 5 a 3. As classes 1 e 2 continuaram energizadas.

Na figura 4.5.2.1.1 encontra-se a curva da frequência no tempo para a situação simulada. Em vermelho, a frequência em uma das barras de 69kV do Subsistema Braskem e em verde uma das barras 69kV do Subsistema Chesf.

É possível verificar a separação dos subsistemas antecipada pela atuação dos relés de taxa de queda de frequência (df/dt).

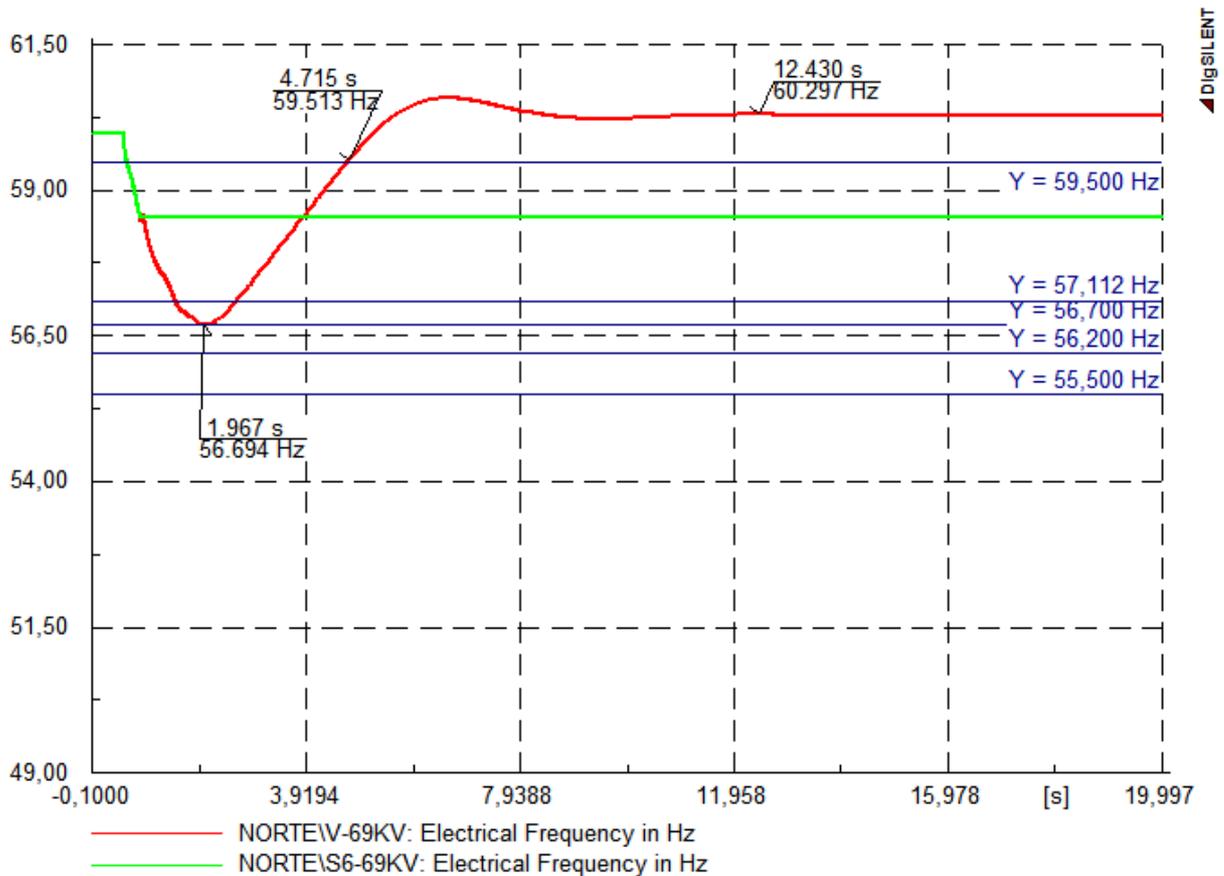


Figura 4.5.2.1.1 – Gráfico da Frequência Durante o Transitório Após a Perda da Chesf.

Na figura 4.5.2.1.2 encontram-se as curvas das potências ativas geradas pelos turbogeradores D, E, F e GI no tempo para a situação simulada. Pode-se perceber que após o transitório, as turbinas D e E demonstram uma elevação de potência, enquanto que as turbinas a gás perdem cerca de 5MW em relação à condição inicial.

Vale ressaltar que a turbina condensante (TG-5301E) encontra-se limitada em cerca de 21MW por um problema físico no condensador.

A perda de carga das turbinas a gás deve-se ao fato de que os ajustes das classes de corte de carga são iguais em todas as cogerações, sendo assim, foi cortada até a classe 3 de todos durante o transitório e, como as turbinas a gás respondem mais rápido que as turbinas a vapor, acabou ocorrendo um excesso de geração após o corte de carga, cabendo ao TG-F e à GI-A essa redução.

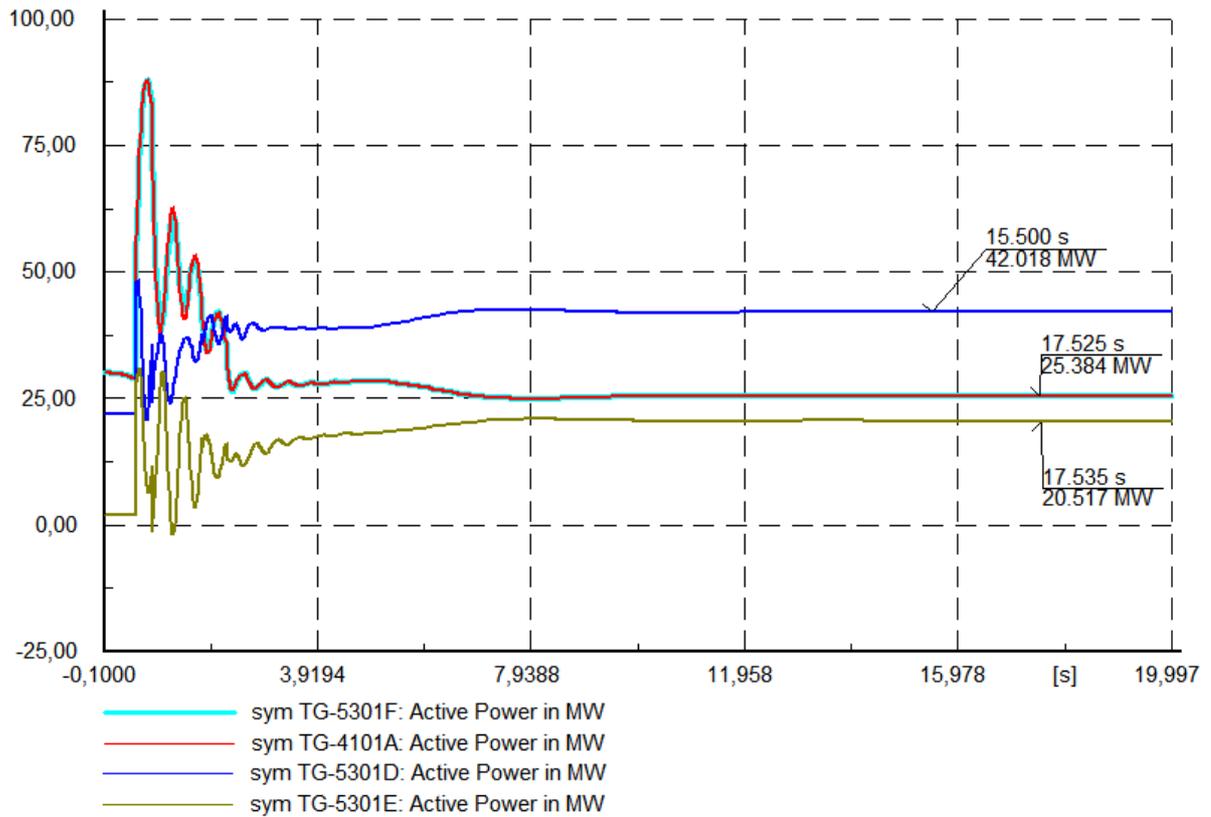


Figura 4.5.2.1.2 – Gráfico das Potências Ativas Geradas pelos Turbogeneradores

Na figura 4.5.2.1.3 encontra-se a velocidade mecânica das turbinas D, E e GI-A. Esse gráfico mostra que nos segundos iniciais após a abertura de paralelo as máquinas desaceleram, atingindo cerca de 94% da velocidade nominal (3384 rpm em valor absoluto), após o corte de carga e o aumento da geração, as máquinas aceleram até 3636 rpm, retornando para sua velocidade nominal ao final de 10 segundos.

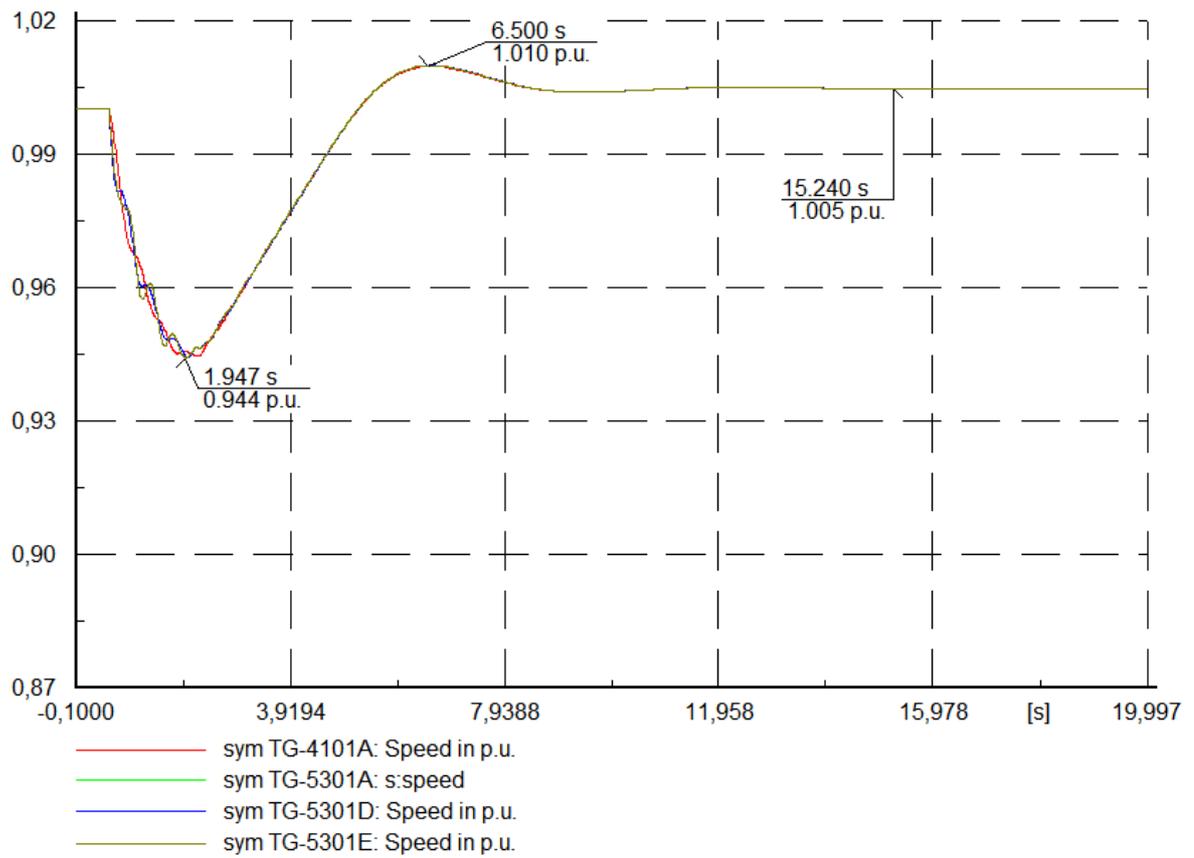


Figura 4.5.2.1.3 – Gráfico da Velocidade Mecânica Relativa dos Turbogeneradores.

Na figura 4.5.2.1.4 encontra-se o gráfico da tensão em 69kV. O valor mínimo atingido em pu durante o transitório foi 0,88 pu.

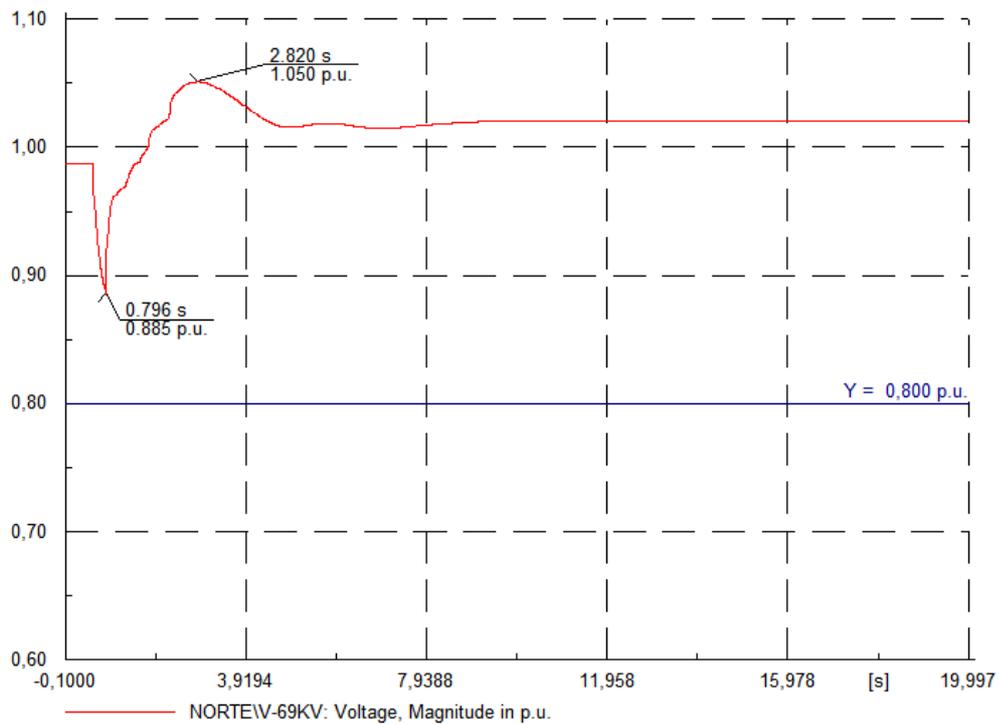


Figura 4.5.2.1.4 – Gráfico da Tensão em uma das Barras de 69kV.

4.5.2.2 Operação com 4 turbogeradores, ERAC na condição atual e abertura a 60Hz das linhas de 230kV, Sistema na condição UNIDO:

Condição Operacional inicial:

TG-5301D com 22 MW

TG-5301E com 2 MW com vapor de 15kgf/cm²

TG-5301F com 30 MW

GI-4101A com 30 MW

Importação de energia em 146 MW

Totalizando uma geração Braskem de 84 MW e suprindo uma carga de aproximadamente 230 MW.

Após abertura do paralelo com a Chesf, a frequência mínima atingida foi 54,9Hz, mantendo no limite a perda das turbinas a gás, pois manteve-se abaixo de 55,5Hz por cerca de 4,2 segundos (o desligamento ocorre com 55,5Hz por 5 segundos).

A situação do sistema após a simulação está na tabela 4.5.2.2.1.

Tabela 4.5.2.2.1– Geração Após Simulação.

Turbogerador	Condição Inicial (MW)	Condição Pós-Simulação (MW)
TG-D	22	42
TG-E	2	21,9
TG-F	30	32,5
GI-4101A	30	32,5

A soma das cargas não desligadas totaliza 128,9 MW.

Verificou-se um corte de carga das classes 5 a 2 do subsistema Braskem e de 5 e 4 do Subsistema Chesf (conforme filosofia apresentada no item 3 desta dissertação).

Na figura 4.5.2.2.1 encontra-se a curva da frequência no tempo para a situação simulada. Decorridos 20 segundos do início da simulação, a frequência ainda permanece fora de especificação (em cerca de 57,5Hz).

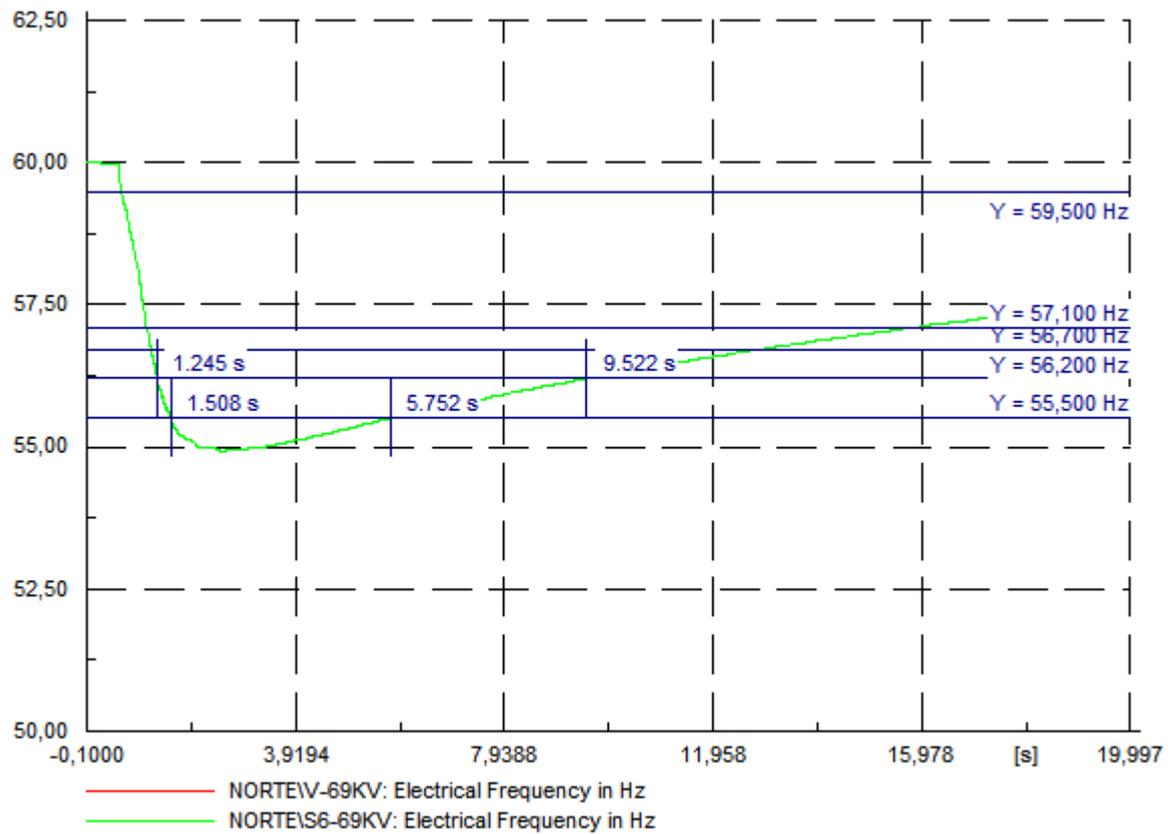


Figura 4.5.2.2.1 – Gráfico da Frequência Durante o Transitório Após a Perda da Chesf.

A condição simulada mostrou-se tão severa por instantaneamente sobrecarregar os turbogeradores com toda a carga do Polo que a recuperação da frequência não foi atingida no tempo esperado.

Na figura 4.5.2.2.2 encontram-se as curvas das potências ativas geradas pelos turbogeradores D, E, F e GI no tempo para a situação simulada. Pode-se perceber que todas as turbinas demonstram uma elevação de potência, permanecendo no limite de suas capacidades.

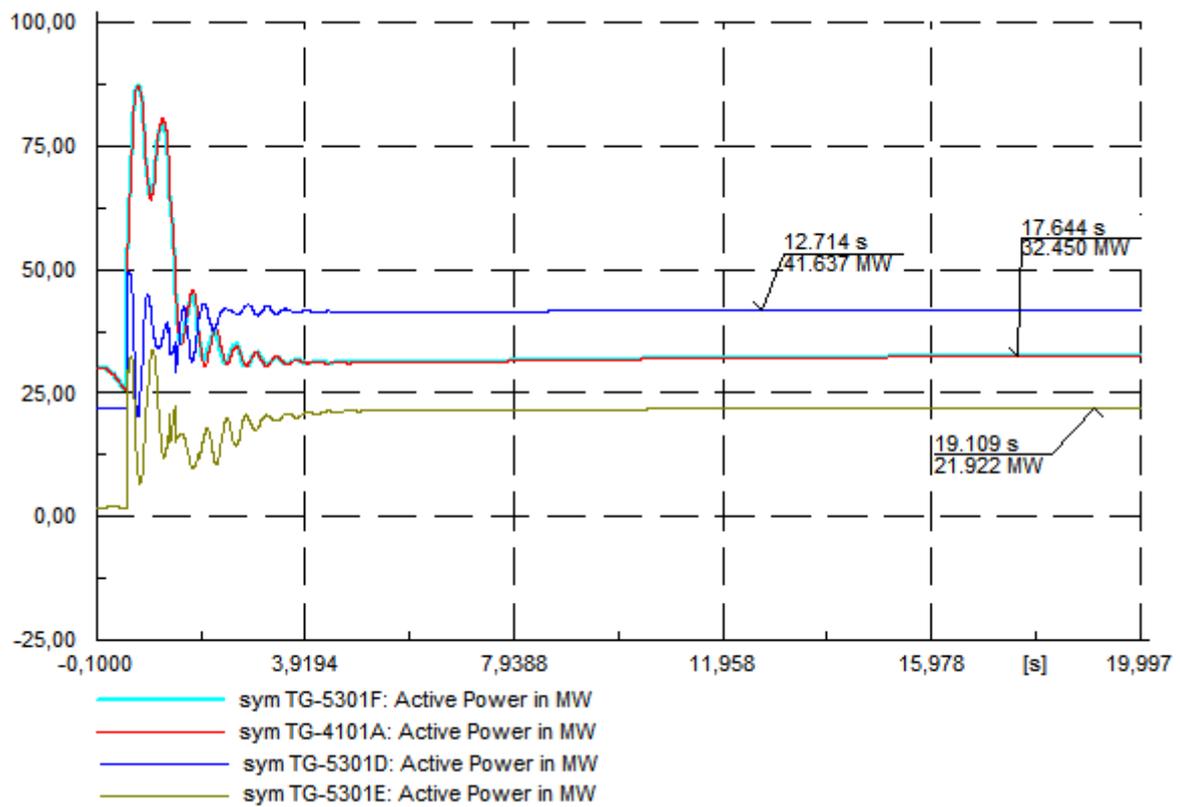


Figura 4.5.2.2.2 – Gráfico das Potências Geradas pelos Turbogeneradores

Na figura 4.5.2.2.3 encontra-se a velocidade mecânica das turbinas D, E e GI-A. Esse gráfico mostra que nos segundos iniciais após a abertura de paralelo as máquinas desaceleram, atingindo cerca de 92% da velocidade nominal (3301 rpm em valor absoluto), após o corte de carga e o aumento da geração, as máquinas aceleram mas não passam de 3448 rpm após 20 segundos.

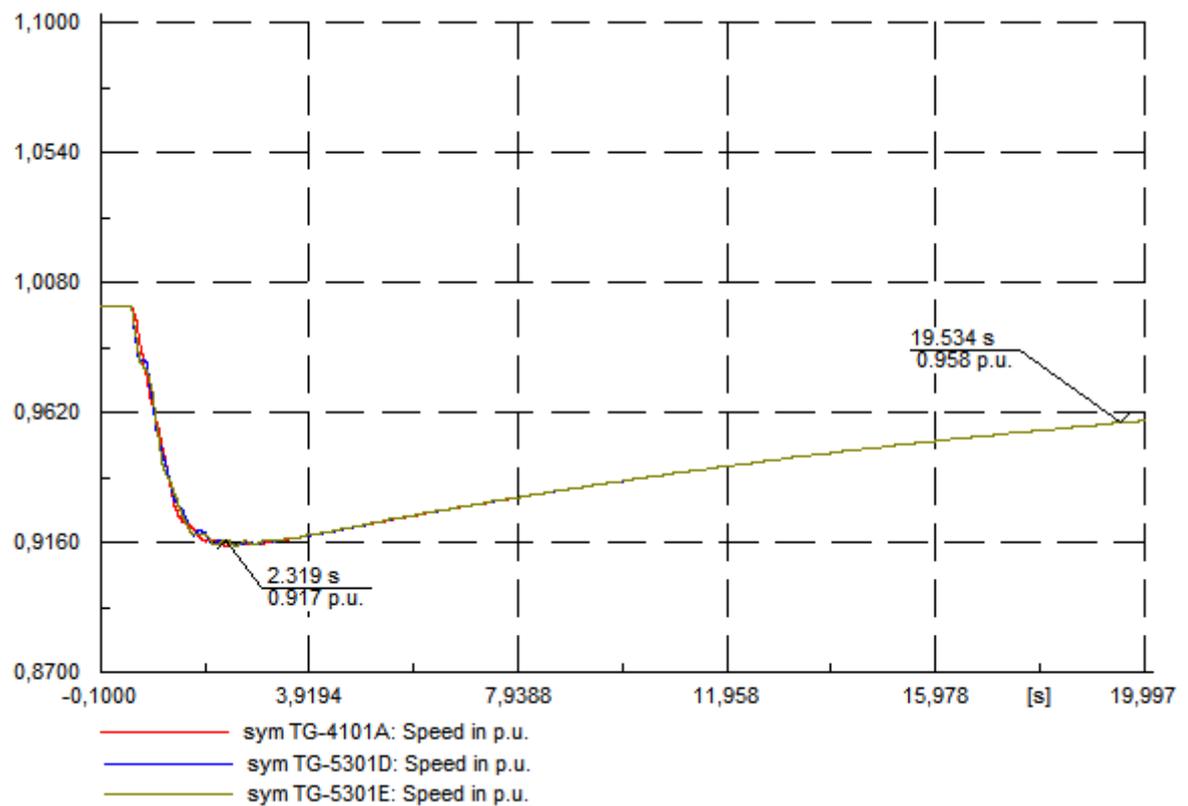


Figura 4.5.2.2.3 – Gráfico da Velocidade Mecânica Relativa dos Turbogeneradores.

Na figura 4.5.2.2.4 encontra-se o gráfico da tensão em 69kV. O valor mínimo atingido em pu durante o transitório foi 0,8 pu.

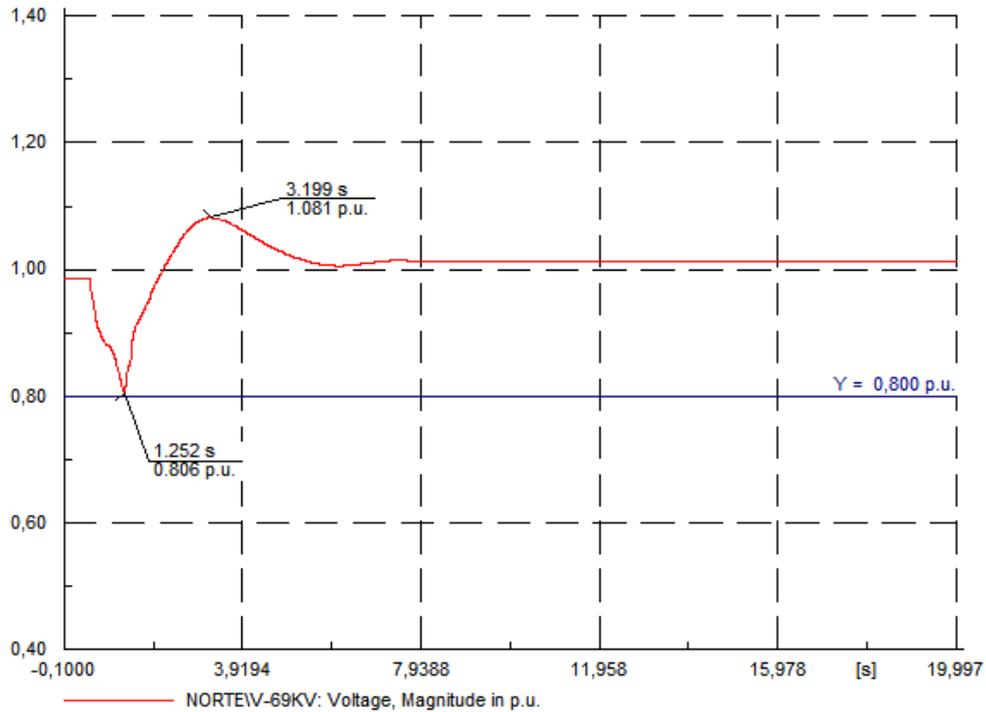


Figura 4.5.2.2.4 – Gráfico da Tensão em uma das Barras de 69kV.

4.5.2.3 Operação com 3 turbogeradores, todo o corte de carga ativado e abertura a 60Hz das linhas de 230kV, Sistema na condição DIVIDIDO:

Condição Operacional inicial:

TG-5301D com 30 MW

TG-5301E com 10 MW com vapor de 15kgf/cm²

TG-5301F com 30 MW

Importação de energia em 160 MW

Para essa simulação, foi habilitado todo o corte de carga disponível (classes 5 a 2).

Totalizando uma geração Braskem de 70 MW e suprindo uma carga de aproximadamente 230 MW.

Após abertura do paralelo com a Chesf, houve a perda de estabilidade do sistema. Na figura 4.5.2.3.1, é possível verificar a diferença angular entre os rotores das máquinas operando e a referência.

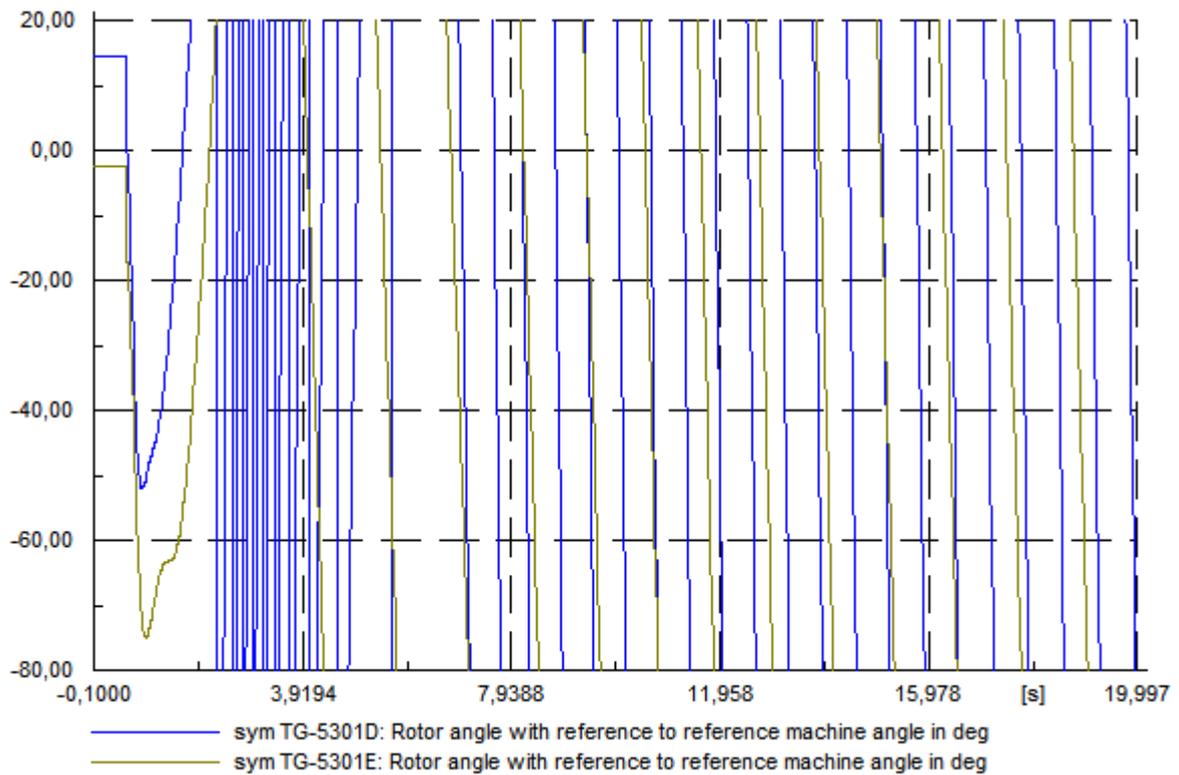


Figura 4.5.2.3.1 – Diferença Angular Rotórica

Na figura 4.5.2.3.2 encontram-se as curvas das potências ativas geradas pelos turbogeradores D, E, F e GI no tempo para a situação simulada. Pode-se perceber que as máquinas sucumbem ao transitório, vindo a zerar a potência ativa.

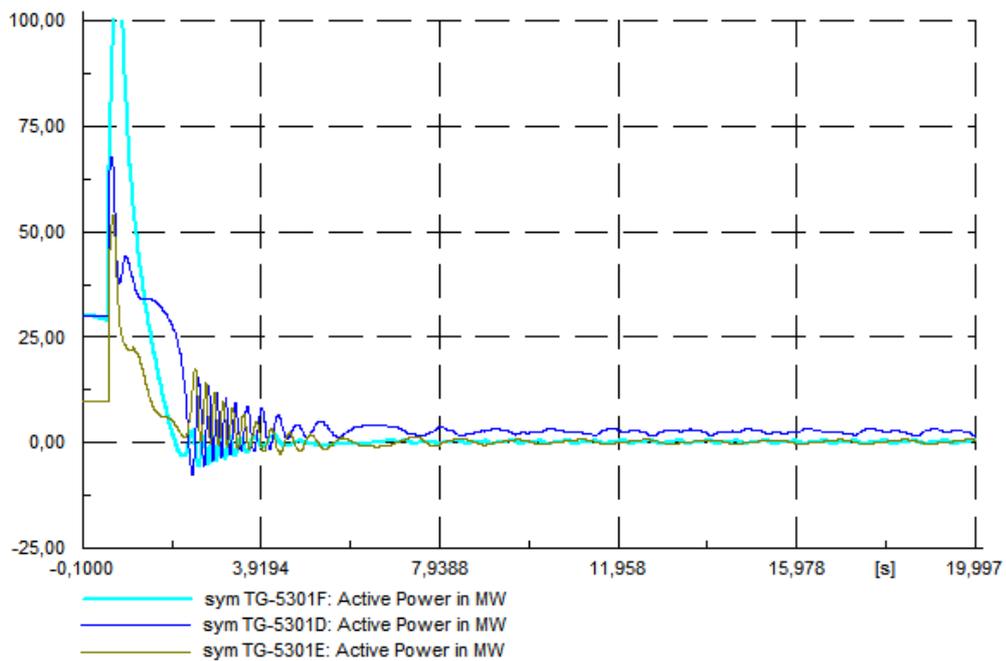


Figura 4.5.2.3.2 – Gráfico das Potências Geradas

Quanto à velocidade mecânica, nos segundos iniciais após a abertura de paralelo as máquinas desaceleram, atingindo cerca de 87% da velocidade nominal, após o desligamento das cargas, observa-se uma aceleração das máquinas e posterior queda da potência mecânica após o desligamento das mesmas.

Para esse caso, nem com outras variações no corte de carga de forma a conseguir que ele fosse mais rápido, foi possível garantir a estabilidade do sistema ilhado.

4.5.3 Questão Problema

Sabendo-se que com a redução na geração interna da Unidade Termelétrica estudada será necessário operar com apenas 3 turbogeradores, será sensato abrir o paralelo por subfrequência?

4.6 Modo de Operação em Subfrequência Proposto

O modo proposto por este trabalho para operação em subfrequência é a instalação de uma chave de habilitação/deshabilitação da abertura de paralelo por subfrequência. Essa condição foi previamente discutida com o O.N.S..

Desta forma, poderia-se optar por não abrir o paralelo em subfrequência nos casos em que se o paralelo fosse aberto, o blecaute seria certo. Como exemplo destas situações pode-se citar:

- Operação da UTE com menos de 4 turbogeradores;
- Importação de energia do SIN pelo Polo superior à 150MW.

4.6.1 Modelagem do SIN no Programa Digsilent Power Factory

Com a separação dos subsistemas, não era necessário ter modelado no programa Digsilent Power Factory o Sistema Interligado Nacional (SIN), pois uma simples abertura a 60Hz do

barramento da Subestação Camaçari-II provocava uma subfrequência suficiente para a separação dos subsistemas.

Desta forma simulada, o subsistema Chesf ia à blecaute e podia-se avaliar o comportamento do subsistema Braskem ilhado.

Como este estudo visa avaliar a situação sem a abertura de paralelo, porém com subfrequências significativas, foi necessário modelar um equivalente do SIN no programa utilizado.

A modelagem utilizada foi baseada no Histórico da Operação do O.N.S (2009.2, 2009.3). Foram coletados os dados mensais em MW médios de intercâmbio entre as regiões de interesse nos períodos de 2008, 2009 e 2010 (tabela 4.6.1.1) e a carga total da região Nordeste pelo mesmo período (tabela 4.6.1.2).

Para facilitar uma identificação geográfica, a figura 4.6.1.1 identifica a região nordeste (NE) e as letras D e E correspondem aos valores de interesse, ou seja, intercâmbio Norte-Nordeste (N-NE) e sudeste/centro-oeste-Nordeste (SE/CO-NE).

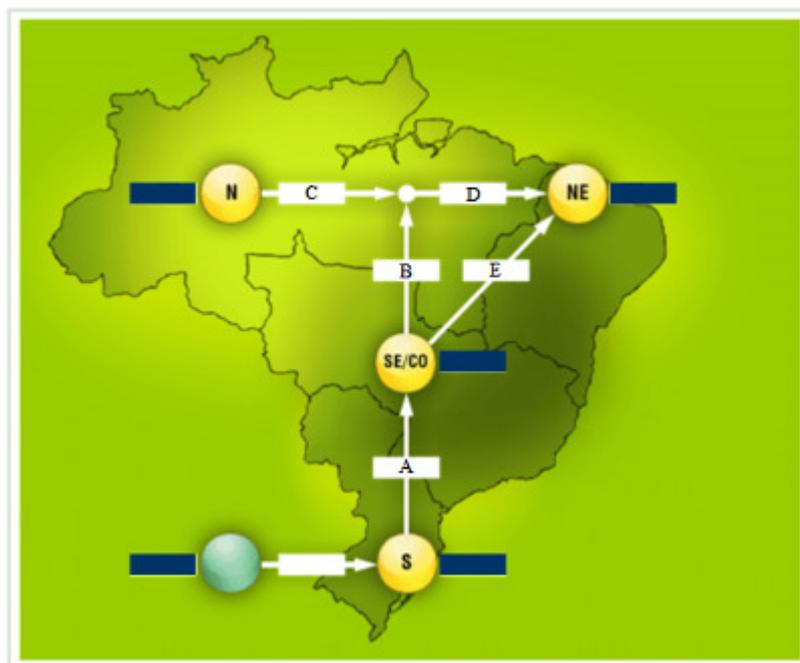


Figura 4.6.1.1 – Modelo Utilizado para SIN. Fonte: O.N.S..

A tabela 4.6.1.1 e a figura 4.6.1.2 também mostram explicitamente a sazonalidade da geração na região Norte que durante alguns meses do ano mostra-se uma região exportadora de energia elétrica para a região Nordeste e em outros meses cessa essa exportação.

Dessa forma, verifica-se também que nos meses do primeiro semestre a importação de energia elétrica pelo Nordeste é maior que nos meses do segundo semestre, sendo portanto os meses de jan/jun mais provável de haver uma queda de frequência maior do que os demais meses dos anos.

Tabela 4.6.1.1- Intercâmbio do Nordeste em MW médios

Mês	Intercâmbio SE/CO - NE	Intercâmbio N - NE	Importação total
jan/08	2410,22	107,6	2517,82
fev/08	703,66	2258,3	2961,96
mar/08	553,6	2387,7	2941,3
abr/08	540,1	2287,4	2827,5
mai/08	632,6	2349,5	2982,1
jun/08	1773,4	734,5	2507,9
jul/08	2492	0	2492
ago/08	1400	0	1400
set/08	1755,6	0	1755,6
out/08	1045,8	0	1045,8
nov/08	1214,1	0	1214,1
dez/08	1758,01	0	1758,01
jan/09	1145,77	1411,05	2556,82
fev/09	431,59	1607,8	2039,39
mar/09	415,35	1655,9	2071,25
abr/09	351,77	1364,68	1716,45
mai/09	4,59	261,03	265,62
jun/09	80,49	449,8	530,29
jul/09	16,26	399,29	415,55
ago/09	1118,84	72,26	1191,1
set/09	1522,01	0	1522,01
out/09	1163,11	0	1163,11
nov/09	884,08	0	884,08
dez/09	1168,71	509,9	1678,61
jan/10	538,08	1520,33	2058,41
fev/10	470,52	1533,23	2003,75
mar/10	545,1	2131,4	2676,5
abr/10	602,48	2170,14	2772,62

mai/10	794,93	2146,2	2941,13
jun/10	2294,52	324,21	2618,73
jul/10	2102,4	0	2102,4
ago/10	1968,23	0	1968,23
set/10	1223,29	0	1223,29
out/10	1020,54	0	1020,54
nov/10	1372,35	0	1372,35
dez/10	1063,6	0	1063,6

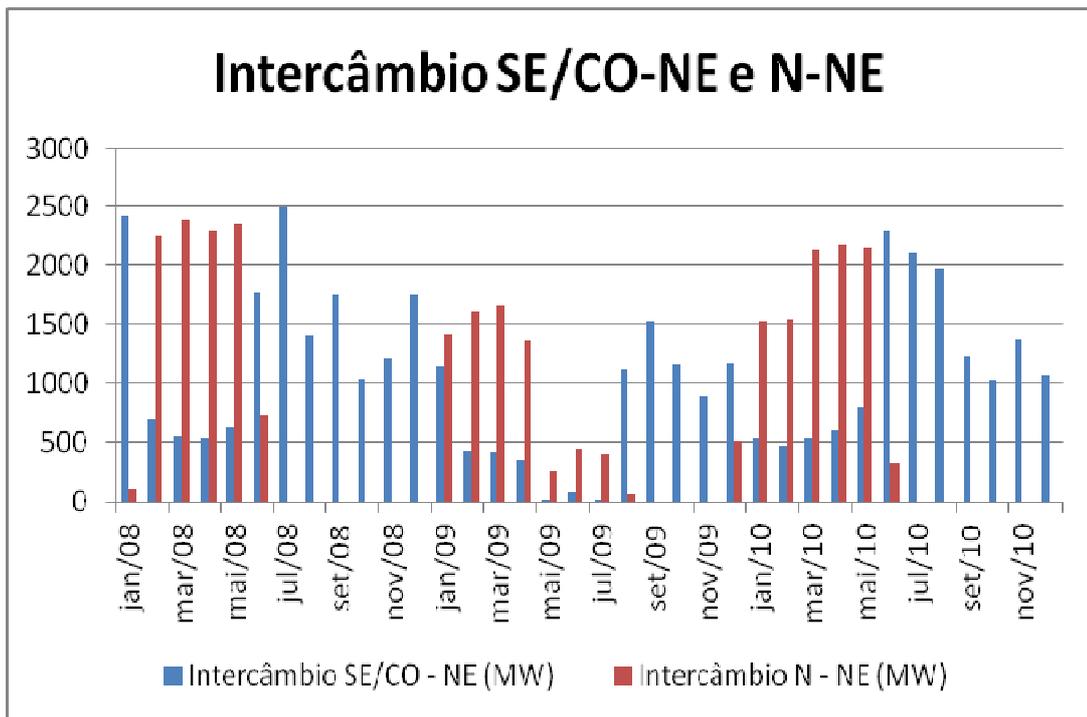


Figura 4.6.1.2 – Intercâmbio de Energia Elétrica entre a Região Nordeste e Outras Regiões

Complementando a aquisição de dados para a elaboração de um modelo simples que represente o SIN no programa utilizado, foram adquiridos os dados de carga total da região Nordeste.

Tabela 4.6.1.2- Intercâmbios e Carga do Nordeste em MW médios

Mês	Carga de Energia - NE	Importação total	Percentual de Importação
jan/08	7475,09	2517,82	33,68%
fev/08	7510,29	2961,96	39,44%
mar/08	7394,93	2941,3	39,77%
abr/08	7482,22	2827,5	37,79%
mai/08	7472,64	2982,1	39,91%
jun/08	7227,85	2507,9	34,70%
jul/08	7160,86	2492	34,80%
ago/08	7372,5	1400	18,99%
set/08	7663,1	1755,6	22,91%
out/08	7825,44	1045,8	13,36%
nov/08	7846,39	1214,1	15,47%
dez/08	7368,98	1758,01	23,86%
jan/09	7309,53	2556,82	34,98%
fev/09	7381,75	2039,39	27,63%
mar/09	7627,02	2071,25	27,16%
abr/09	7364,42	1716,45	23,31%
mai/09	7138,15	265,62	3,72%
jun/09	7110,8	530,29	7,46%
jul/09	7227,79	415,55	5,75%
ago/09	7343,16	1191,1	16,22%
set/09	7759,09	1522,01	19,62%
out/09	7960,06	1163,11	14,61%
nov/09	7974,13	884,08	11,09%
dez/09	8014,65	1678,61	20,94%
jan/10	7986,63	2058,41	25,77%
fev/10	8304,27	2003,75	24,13%
mar/10	8594,18	2676,5	31,14%
abr/10	8189,59	2772,62	33,86%
mai/10	8327,16	2941,13	35,32%
jun/10	8023,55	2618,73	32,64%
jul/10	7854,59	2102,4	26,77%
ago/10	7743,51	1968,23	25,42%
set/10	8001,39	1223,29	15,29%
out/10	8371,48	1020,54	12,19%
nov/10	8321,76	1372,35	16,49%
dez/10	8098,71	1063,6	13,13%

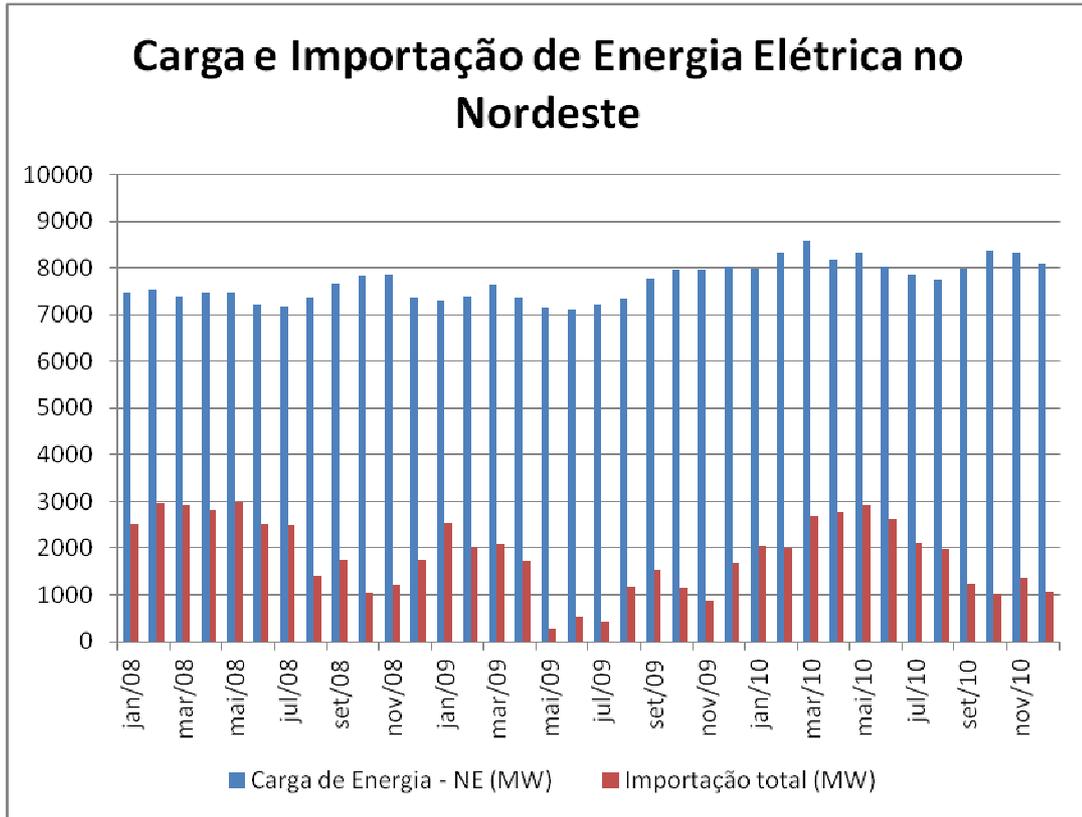


Figura 4.6.1.3 – Gráfico da Carga e da Importação de Energia Elétrica na Região Nordeste

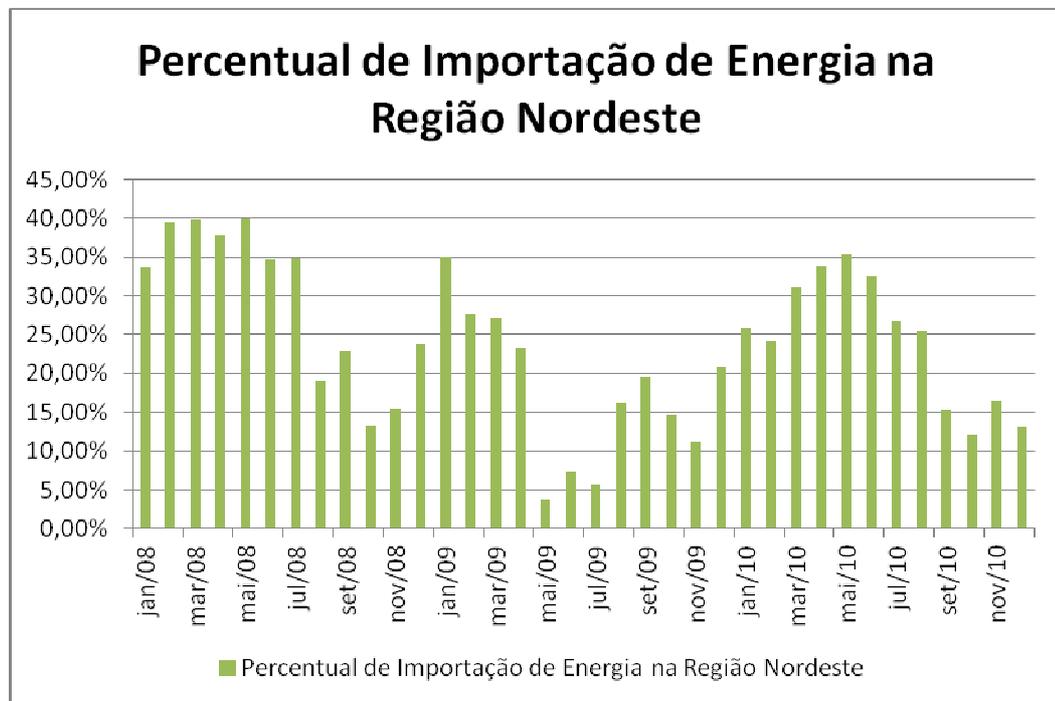


Figura 4.6.1.4 – Percentual de Importação de Energia Elétrica pela Região Nordeste

Com a análise das tabelas 4.6.1.1 e 4.6.1.2 e das figuras 4.6.1.2, 4.6.1.3 e 4.6.1.4, foi verificado que o mês de maio de 2008 apresentou a maior importação média de energia elétrica da região Nordeste e também o maior percentual de energia importada sobre carga total do período analisado.

Ao longo desse mês, quase 40% de toda a carga da região foi suprida por energia de outras regiões do Brasil. Em função disso, uma perda das interligações nesse período teria maior probabilidade de causar a maior subfrequência em relação aos outros cenários analisados.

Para as simulações deste capítulo, portanto, são considerados os valores de maio/2008 por ser o pior cenário.

A figura 4.6.1.5 mostra o modelo utilizado no Digsilent Power Factory para representar o SIN de uma forma simplificada.

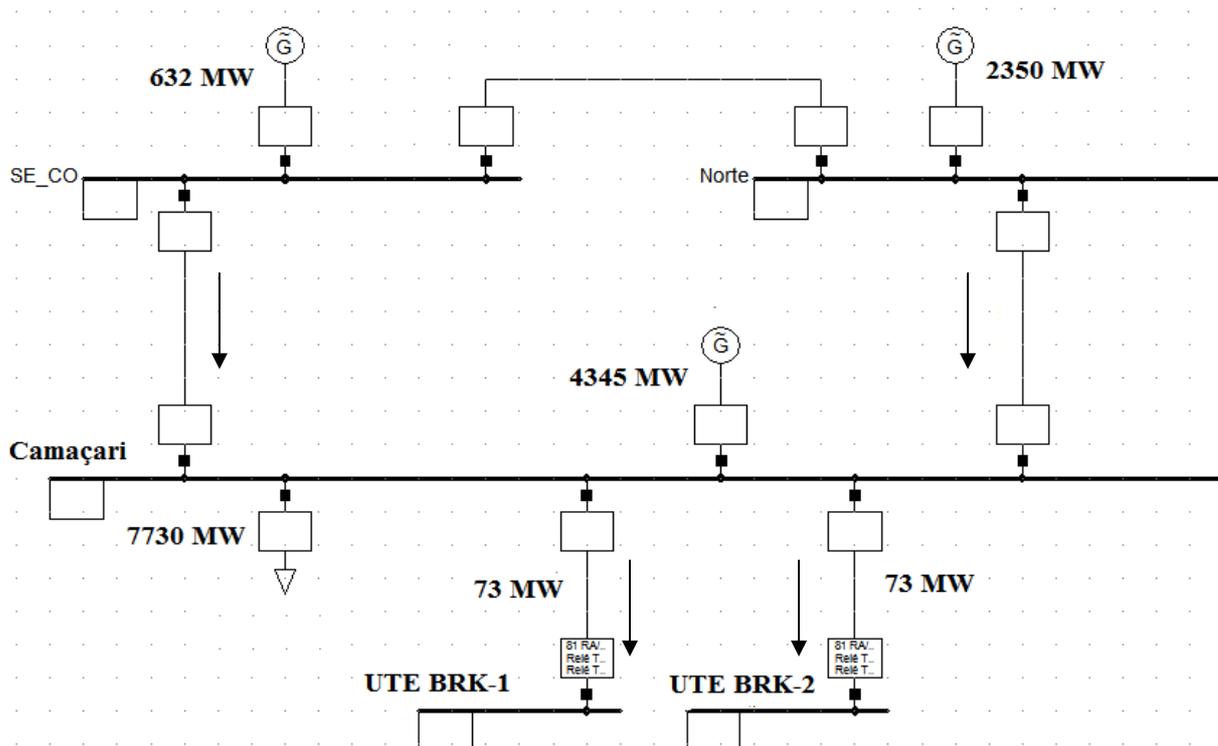


Figura 4.6.1.5 – Modelo Implementado no Programa Digsilent

Adicionalmente, no intuito de manter a veracidade da simulação, foi instalado um relé de subfrequência na carga de Camaçari com os ajustes baseados no ERAC (O.N.S, 2004).

4.6.2. Simulações Realizadas para o Modo de Operação em Subfrequência Proposto

Foram realizadas análises de estabilidade angular transitória dos casos para os cenários de perda das interligações Norte/Nordeste e Sudeste/Nordeste simultaneamente. Para isso, foi utilizado o programa Digsilent Power factory (Digital Simulation and Network Calculation) Versão 14.1.2, onde toda a base de dados do sistema encontra-se modelada.

As simulações realizadas consideraram os seguintes casos:

- Operação com 4 turbogeradores, perda das interligações, relés 81 da entrada da concessionária inibidos, corte de carga via relés de subfrequência.
- Operação com 3 turbogeradores, perda das interligações, relés 81 da entrada da concessionária inibidos, corte de carga via relés de subfrequência.

4.6.2.1 Operação com 4 turbogeradores, perda das interligações, relés 81 da entrada da concessionária inibidos, corte de carga via relés de subfrequência:

Condição operacional inicial:

TG-5301D com 22 MW

TG-5301E com 2 MW com vapor de 15kgf/cm²

TG-5301F com 30 MW

GI-4101A com 30 MW

Importação de energia em 146 MW

Totalizando uma geração Braskem de 84 MW e suprindo uma carga de aproximadamente 230 MW.

Após abertura das interligações (SE/C0-NE e N-NE), a frequência mínima atingida foi 55,98Hz, não comprometendo a perda da turbina a gás. A situação do sistema após a simulação está na tabela 4.6.2.1.1.

Tabela 4.6.2.1.1- Geração Após Simulação.

Turbogerador	Condição Inicial (MW)	Condição Pós-Simulação (MW)
TG-D	22	22
TG-E	2	6
TG-F	30	33
GI-4101A	30	33

Além da geração, foi mantida uma importação adicional de 37 MW das linhas de transmissão.

A soma das cargas não desligadas totaliza 131 MW. Essas cargas fazem parte tanto do Subsistema Chesf quando do Subsistema Braskem.

Verificou-se um corte de carga das classes 5 a 3. As classes 1 e 2 continuaram energizadas.

Na figura 4.6.2.1.1 encontra-se a curva da frequência no tempo para a situação simulada. Em vermelho, a frequência em uma das barras de 69kV do Subsistema Braskem e em verde uma das barras 69kV do Subsistema Chesf, como não houve diferença entre as frequências dos subsistemas, uma curva sobreposta à outra.

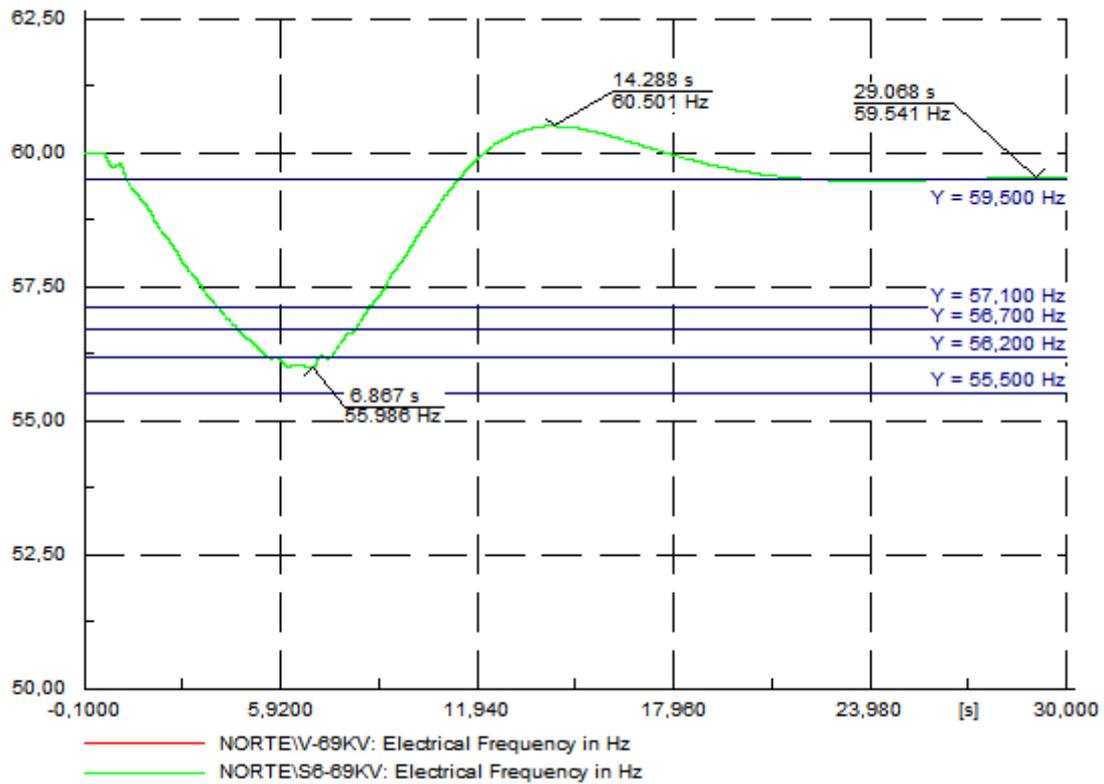


Figura 4.6.2.1.1 – Gráfico da Frequência Durante o Transitório Após a Perda das Interligações

Na figura 4.6.2.1.2 encontram-se as curvas das potências ativas geradas pelos turbogeradores D, E, F e GI no tempo para a situação simulada. Pode-se perceber após o transitório, que a turbina sofre apenas uma variação durante a fase da regulação primária, isso ocorre porque, como não houve ilhamento, o turbogerador manteve-se no modo *droop*, no item 4.5.2 essa máquina passava para o modo isócrono e assumia o controle da frequência da ilha.

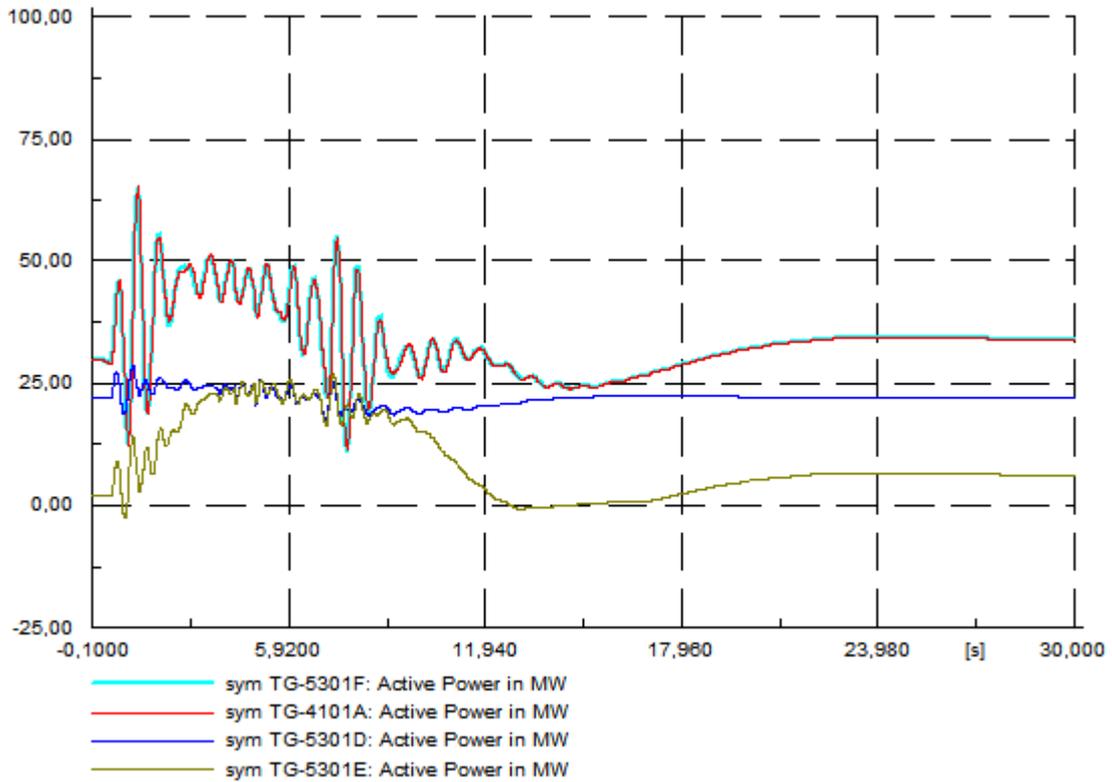


Figura 4.6.2.1.2 – Gráfico das Potências Ativas Geradas pelos Turbogeneradores

Na figura 4.6.2.1.3 encontra-se a velocidade mecânica das turbinas D, E e GI-A. Esse gráfico mostra que nos segundos iniciais após a abertura de paralelo as máquinas desaceleram, atingindo cerca de 93% da velocidade nominal (3348 rpm em valor absoluto), após os 30 segundos de simulação a velocidade final atingida foi de 3570 rpm (99,2% da nominal).

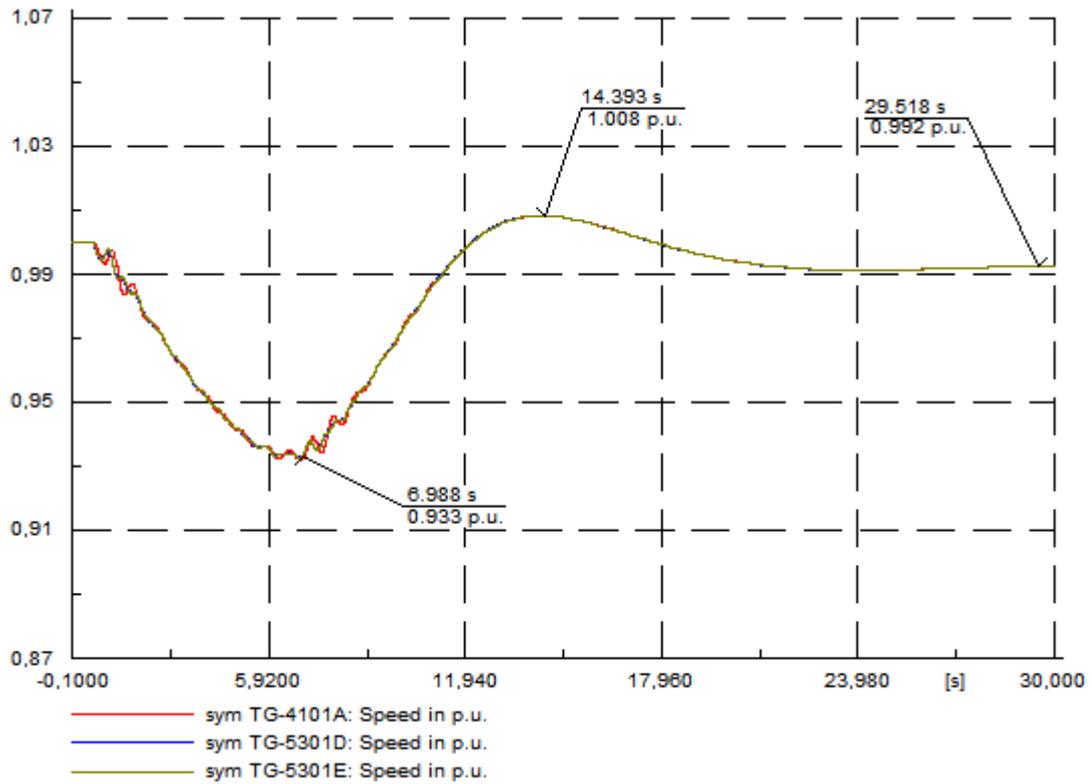


Figura 4.6.2.1.3 – Gráfico da Velocidade Mecânica dos Turbogeneradores.

Na figura 4.6.2.1.4 encontra-se o gráfico da tensão em 69kV. O valor mínimo atingido em pu durante o transitório foi 0,94 pu.

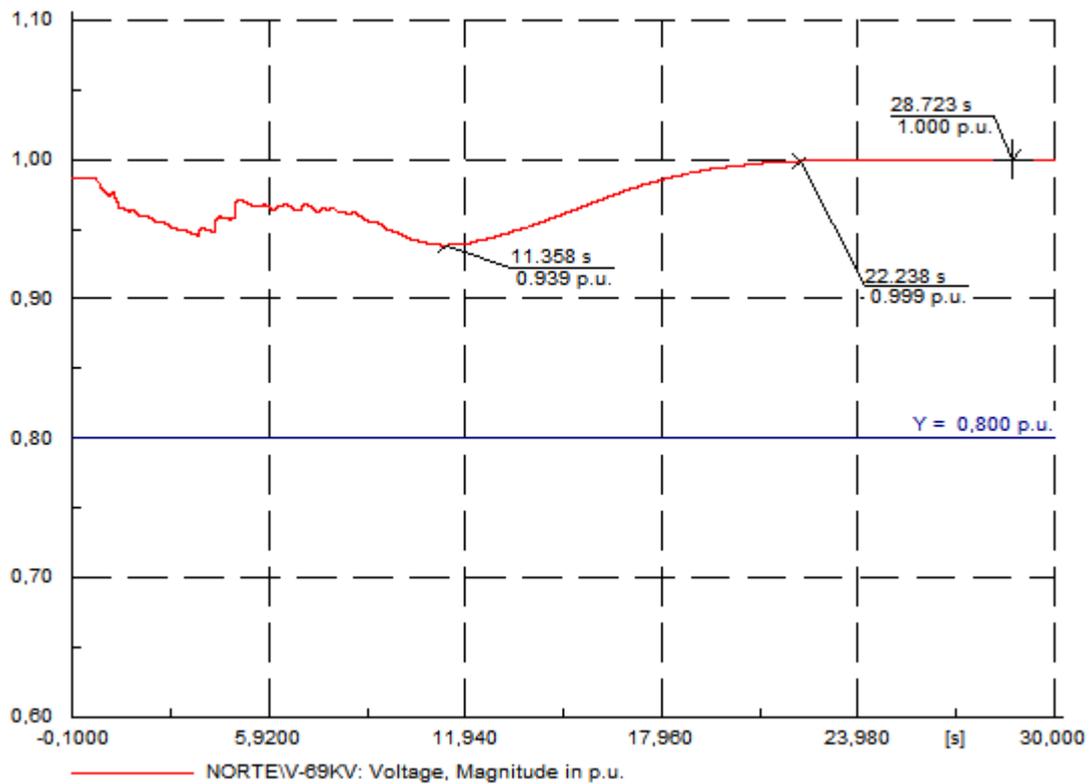


Figura 4.6.2.1.4 – Gráfico da tensão em uma das barras de 69kV.

4.6.2.2 Operação com 3 turbogeradores, perda das interligações, relés 81 da entrada da concessionária inibidos, corte de carga via relés de subfrequência:

Condição operacional inicial:

TG-5301D com 22 MW

TG-5301F com 30 MW

GI-4101A com 30 MW

Importação de energia em 148 MW

Totalizando uma geração Braskem de 82 MW e suprindo uma carga de aproximadamente 230 MW.

Após abertura das interligações (SE/C0-NE e N-NE), a frequência mínima atingida foi 55,98Hz, de maneira idêntica ao item 4.6.2.1, pois uma máquina retirada de operação no Polo de Camaçari não influencia de maneira significativa a frequência na ilha elétrica do Nordeste. A situação do sistema após a simulação é mostrada na tabela 4.6.2.2.1.

Tabela 4.6.2.2.1- Geração Após Simulação.

Turbogerador	Condição Inicial (MW)	Condição Pós-Simulação (MW)
TG-D	22	22
TG-F	30	33
GI-4101A	30	33

Além da geração, foi mantida uma importação adicional de 43 MW das linhas de transmissão.

A soma das cargas não desligadas totaliza 131 MW. Essas cargas fazem parte tanto do Subsistema Chesf quando do Subsistema Braskem.

Verificou-se um corte de carga das classes 5 a 3. As classes 1 e 2 continuaram energizadas.

Na figura 4.6.2.2.1 encontra-se a curva da frequência no tempo para a situação simulada. Em vermelho, a frequência em uma das barras de 69kV do Subsistema Braskem e em verde uma das barras 69kV do Subsistema Chesf, como não houve diferença entre as frequências dos subsistemas, uma curva está sobreposta à outra.

É importante verificar a similaridade da figura 4.6.2.2.1 a seguir e a figura 4.6.2.1.1 do item 4.6.2.1.

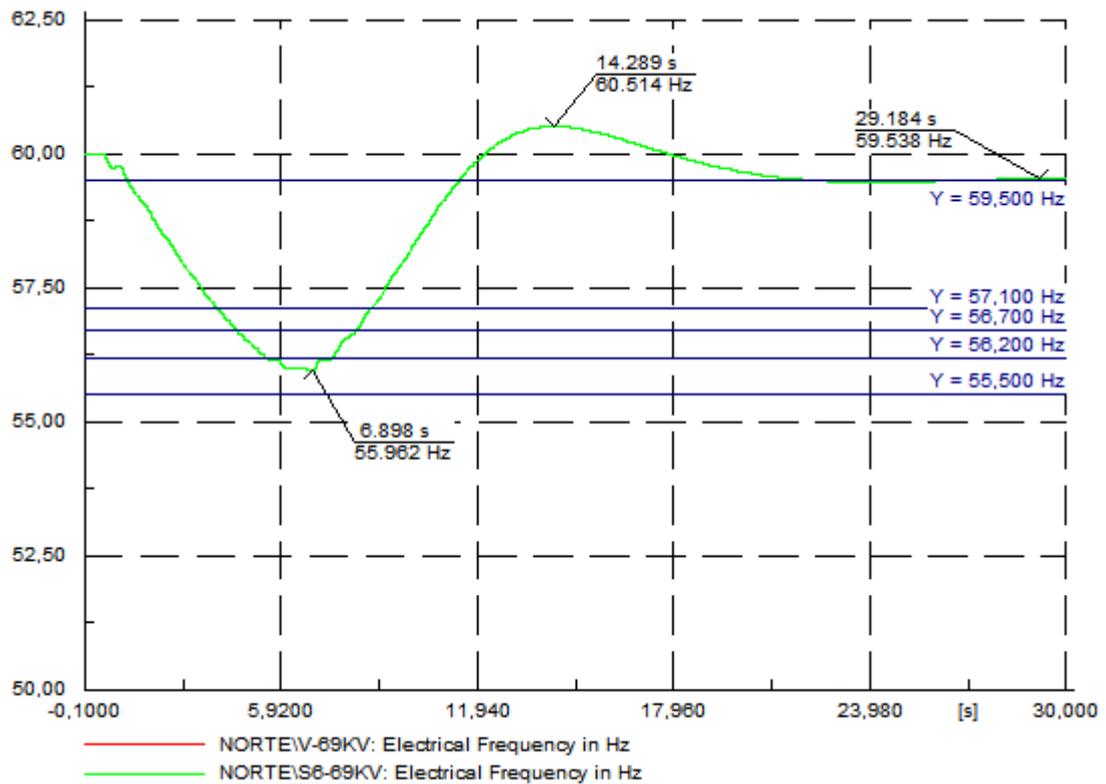


Figura 4.6.2.2.1 – Gráfico da Frequência Durante o Transitório Após a Perda das Interligações

Na figura 4.6.2.2.2 encontram-se as curvas das potências ativas geradas pelos turbogeradores D, F e GI no tempo para a situação simulada. Pode-se perceber após o transitório, que a turbina não sofre nenhum tipo de alteração em relação à condição inicial, isso ocorre porque, como não houve ilhamento, o turbogerador manteve-se no modo *droop*, no item 4.5.2 essa máquina passava para o modo isócrono e assumia o controle da frequência da ilha.

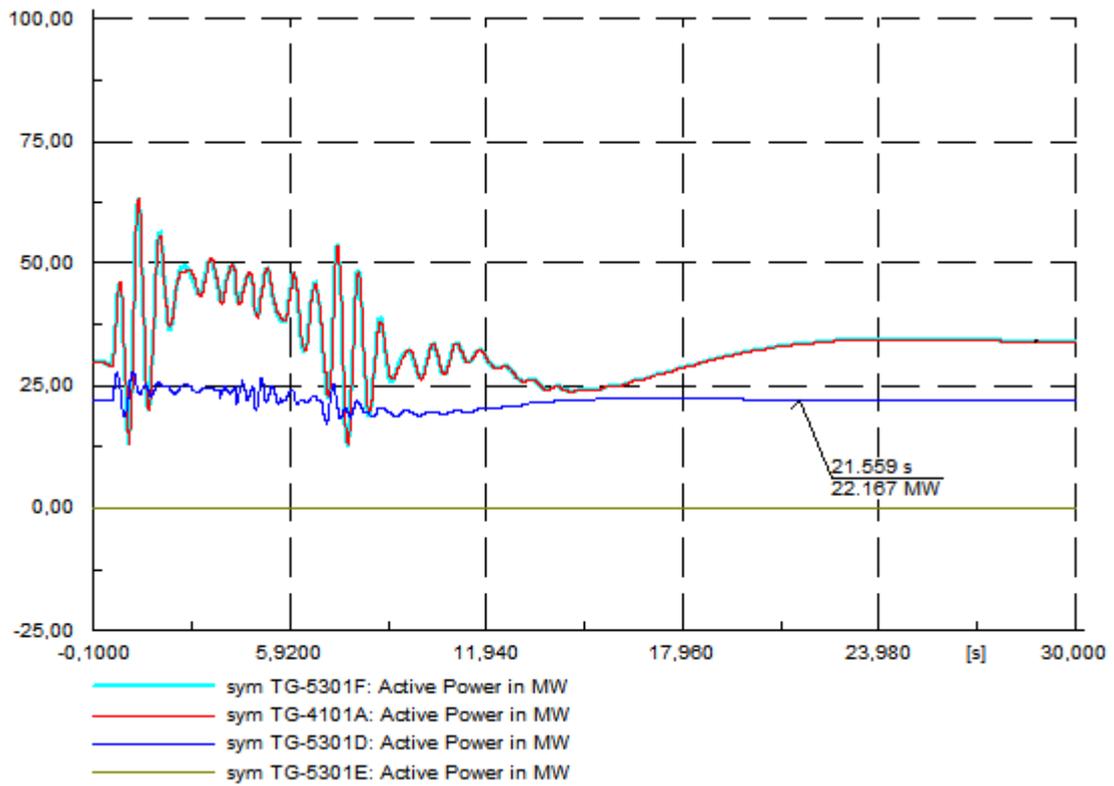


Figura 6.2.2.2 – Gráfico das Potências Ativas Geradas pelos turbogeradores

Na figura 4.6.2.2.3 encontra-se a velocidade mecânica das turbinas D, F e GI-A. Esse gráfico mostra que nos segundos iniciais após a abertura de paralelo as máquinas desaceleram, atingindo cerca de 93% da velocidade nominal (3348 rpm em valor absoluto), após os 30 segundos de simulação a velocidade final atingida foi de 3570 rpm (99,2% da nominal).

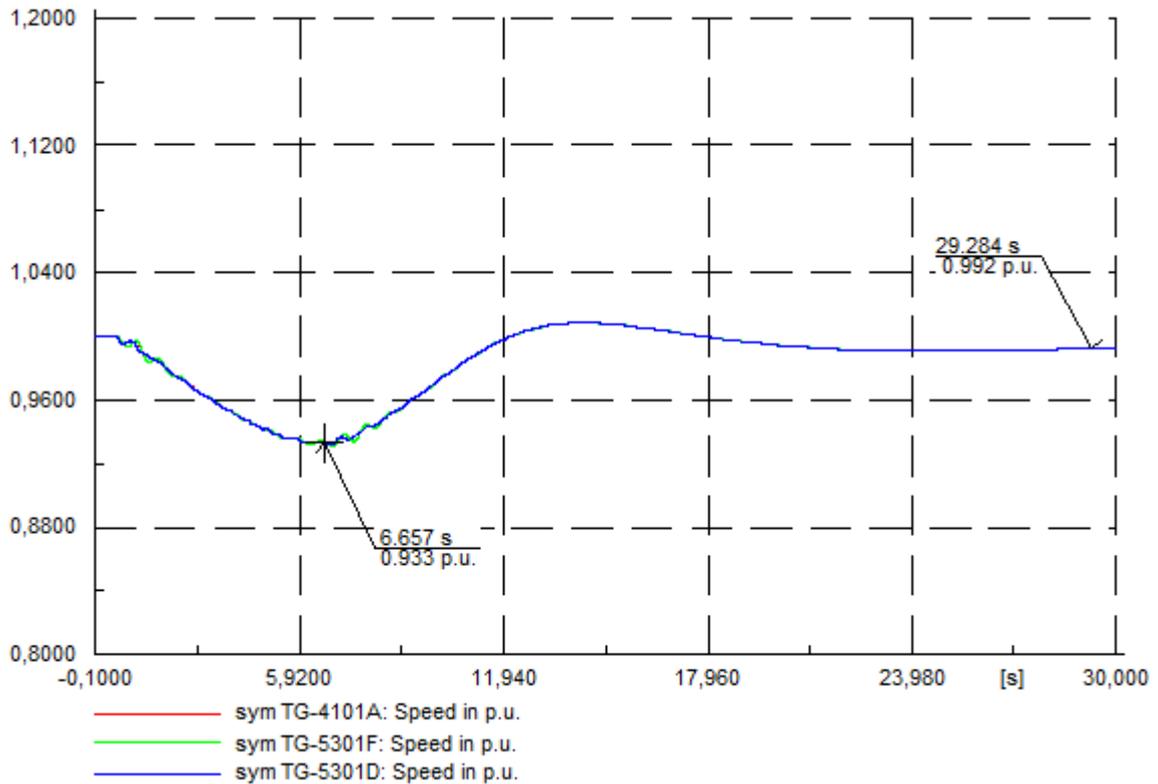


Figura 4.6.2.2.3 – Gráfico da Velocidade Mecânica dos Turbogeneradores.

Na figura 4.6.2.2.4 encontra-se o gráfico da tensão em 69kV. O valor mínimo atingido em pu durante o transitório foi 0,90 pu.

Dentre todas as variáveis monitoradas nos cenários 4.6.2.1 e 4.6.2.2, a tensão nas barras de 69kV do Polo de Camaçari foi a que apresentou maior diferença. Isso ocorre porque a ausência de um gerador diminui o reativo nessa parte do sistema, fazendo com que a tensão sofra uma queda maior no cenário 4.6.2.2.

Apesar disso, o efeito final entre os itens estudados no item 4.6 mostram-se muito próximos.

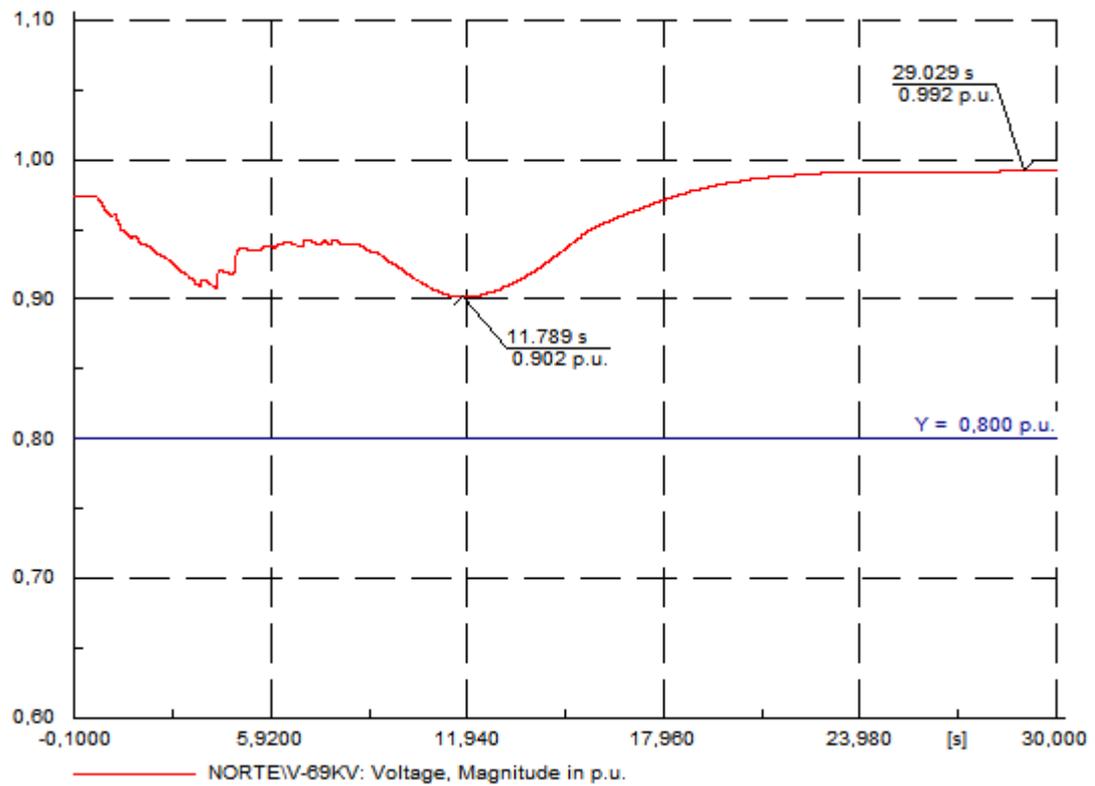


Figura 4.6.2.2.4 – Gráfico da Tensão em uma das Barras de 69kV.

4.7 Análise das Alterações das Proteções

O diagrama esquemático das proteções relacionadas com subfrequência em 230kV, anteriormente à mudança, encontra-se na figura 4.7.1. De acordo com o descrito no capítulo 3 sobre a filosofia de operação “Sistema Dividido” (Uzeda, 2002), a chave representada nesta figura mostra como eram chaveadas as proteções caso a mudança na filosofia de operação fosse alterada.

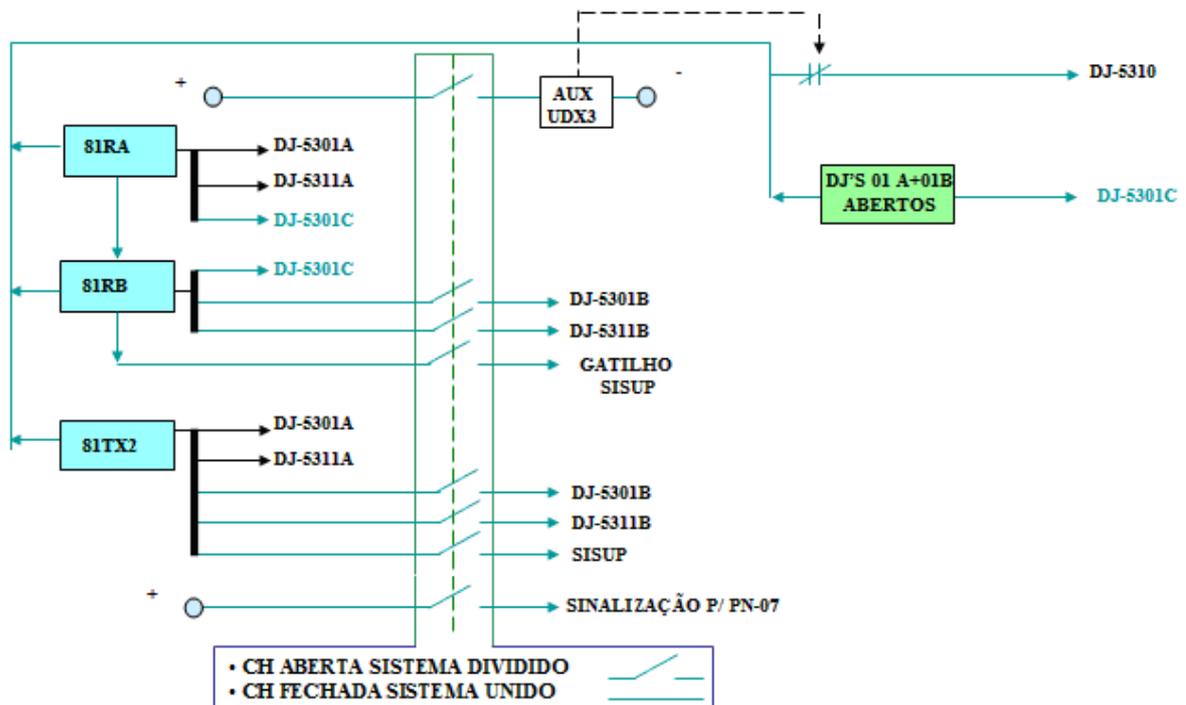


Figura 4.7.1 – Diagrama Simplificado das Proteções Antes da Mudança

A nomenclatura utilizada neste capítulo para os relés encontra-se na tabela 4.7.1.

Tabela 4.7.1– Nomenclatura dos Relés Utilizadas Neste Capítulo.

Nomenclatura	Explicação
81RA	Relé de subfrequência da entrada A
81RAX	Relé auxiliar do relé de subfrequência da entrada A
81RAX1	Segundo relé auxiliar do relé de subfrequência da entrada A
81RB	Relé de subfrequência da entrada B
81RBX	Relé auxiliar do relé de subfrequência da entrada B
81TX2	Relé de taxa de subfrequência (df/dt)

Para facilitar a visualização, a figura 4.7.2 mostra em termos unifilares qual a disposição dos disjuntores citados acima.

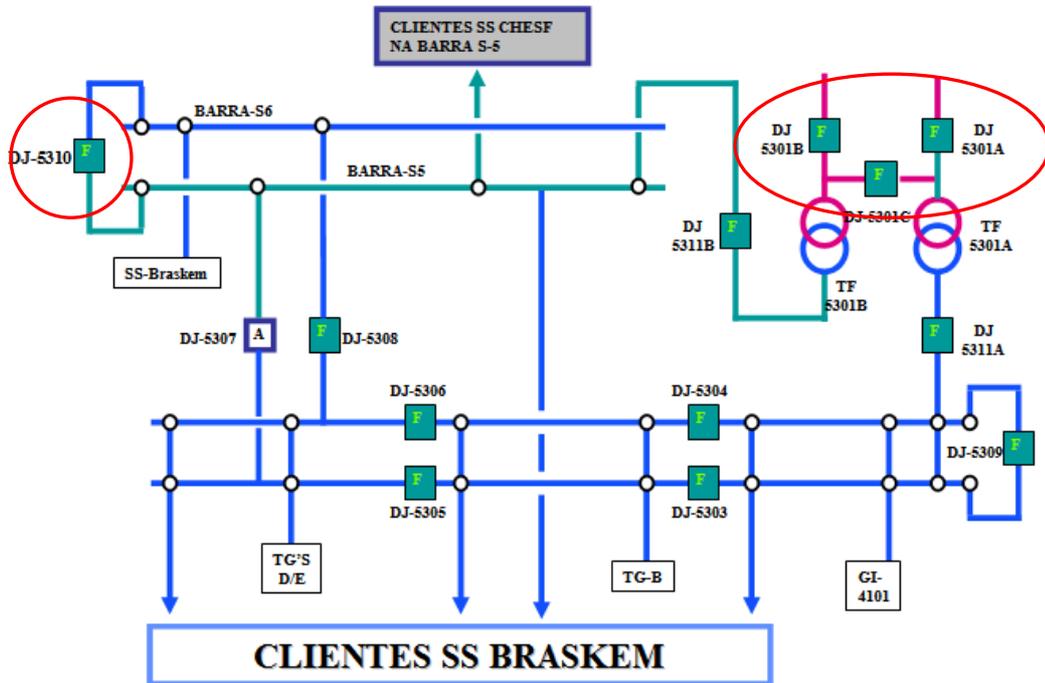


Figura 4.7.2 – Localização dos Disjuntores no Diagrama Unifilar

4.7.1 Atuação do Relé 81RA

O relé 81RA atua quando a frequência nos terminais do circuito do transformador de potencial TFP-5301 cai abaixo do nível ajustado.

Nesse momento, o relé 81RA envia simultaneamente um sinal de desligamento para o DJ-5301A e atua nos relés auxiliares 81RAX e 81RAX1.

O relé auxiliar 81RAX envia um sinal para o panelame da sala de controle e um sinal de desligamento para o disjuntor DJ-5311A (na baixa tensão do transformador 230/69kV).

O relé auxiliar 81RAX1 envia simultaneamente um sinal de desligamento para o disjuntor de interligação (DJ-5301C), um sinal de corte de 20% da carga para o sistema supervisor (SISUP), sinal esse que depende do relé 81RB (contato auxiliar 81RBX1) e da chave

Unido/Dividido, que deve estar na posição UNIDO. Além disso, caso o sistema esteja no modo DIVIDIDO, o relé 81RAX1 também envia sinal de desligamento para o disjuntor de 69kV DJ-5310. A figura 4.7.1.1 explicita essa atuação de maneira mais visual.

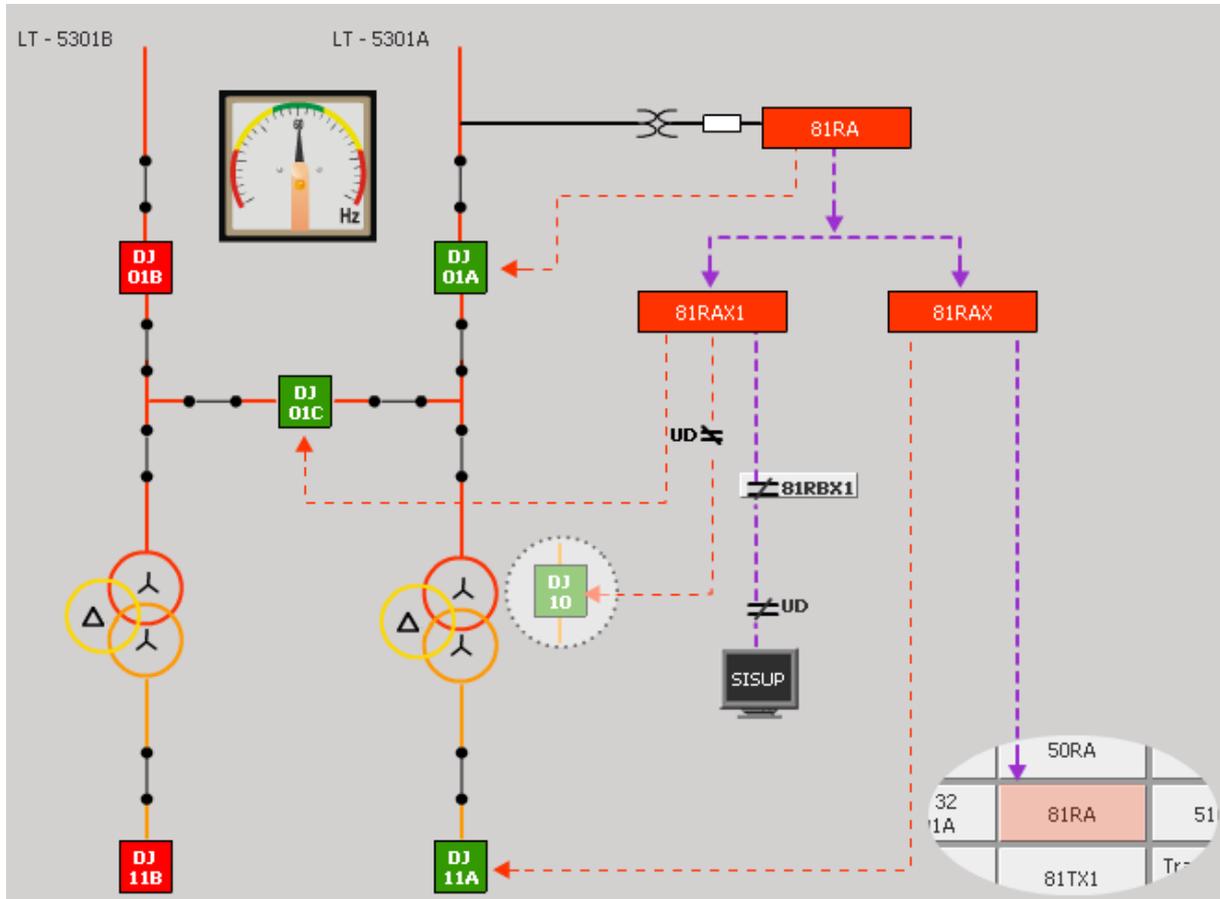


Figura 4.7.1.1 – Atuação do Relé 81RA

4.7.2 Atuação do Relé 81RB

O relé 81RA atua quando a frequência nos terminais do circuito do transformador de potencial TFP-5302 cai abaixo do nível ajustado.

Nesse momento, o relé 81RB envia simultaneamente um sinal de desligamento para o DJ-5301B, que depende da posição da chave Unido/Dividido que deve estar na posição UNIDO, e atua nos relés auxiliares 81RBX e 81RBX1.

O relé auxiliar 81RBX envia um sinal para o panelarme da sala de controle e um sinal de desligamento para o disjuntor DJ-5311B (na baixa tensão do transformador 230/69kV). O desligamento do DJ-5311B depende da chave Unido/Dividido, que deve estar na posição UNIDO.

O relé auxiliar 81RBX1 envia simultaneamente um sinal de desligamento para o disjuntor de interligação (DJ-5301C), um sinal de corte de 20% da carga para o sistema supervisório (SISUP), sinal esse que depende do relé 81RA (contato auxiliar 81RAX1) e da chave Unido/Dividido, que deve estar na posição UNIDO. Além disso, caso o sistema esteja no modo DIVIDIDO, o relé 81RAX1 também envia sinal de desligamento para o disjuntor de 69kV DJ-5310. A figura 4.7.2.1 explicita essa atuação de maneira mais visual.

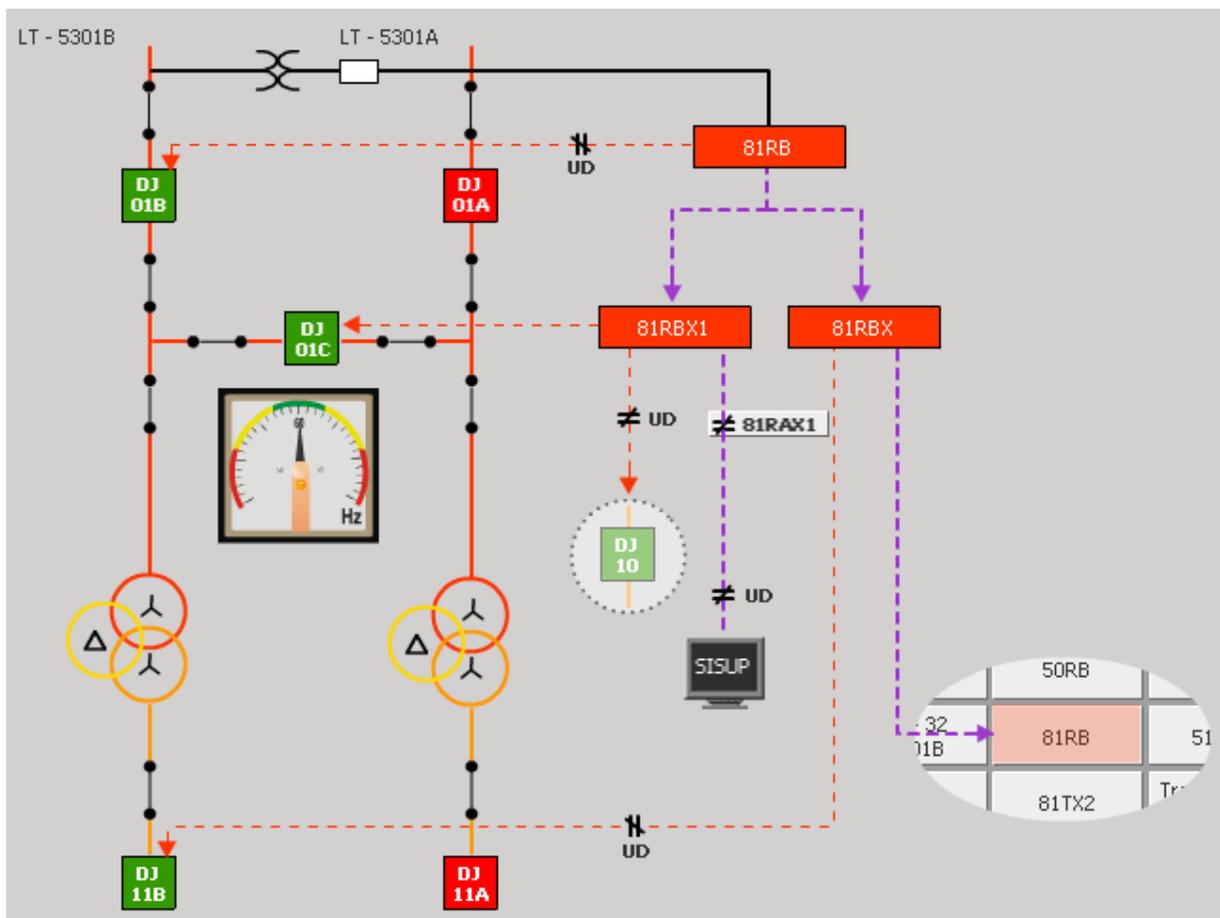


Figura 4.7.2.1 - Atuação do Relé 81RB

4.7.3 Atuação do Relé 81TX2

O relé 81TX2 atua quando ocorre uma queda de frequência numa determinada taxa nos terminais do circuito do transformador de potencial TFP-5301 ou TFP-5302.

A chave AUTO/LT-2 na figura 4.7.4.1 mostra como é feita a definição de qual transformador de potencial será referência para este relé. Essa chave é de extrema importância para o caso de haver uma das linhas de transmissão em manutenção, então a referência para o relé é comutada para a outra linha.

O relé 81TX2 atua no relé 81TX2X que envia simultaneamente um sinal de desligamento para os disjuntores DJ-5301A, DJ-5311A e a depender da posição da chave Unido/Dividido, envia sinal de desligamento para os disjuntores DJ-5310 (posição DIVIDIDO), DJ-5301B e DJ-5311B (posição UNIDO).

Além disso, o relé auxiliar 81TX2X envia um sinal para o panelar da sala de controle e um sinal de corte de carga para o sistema supervisorio (SISUP), sinal esse que depende da chave Unido/Dividido, que deve estar na posição UNIDO. A figura 4.7.3.1 explicita essa atuação de maneira mais visual.

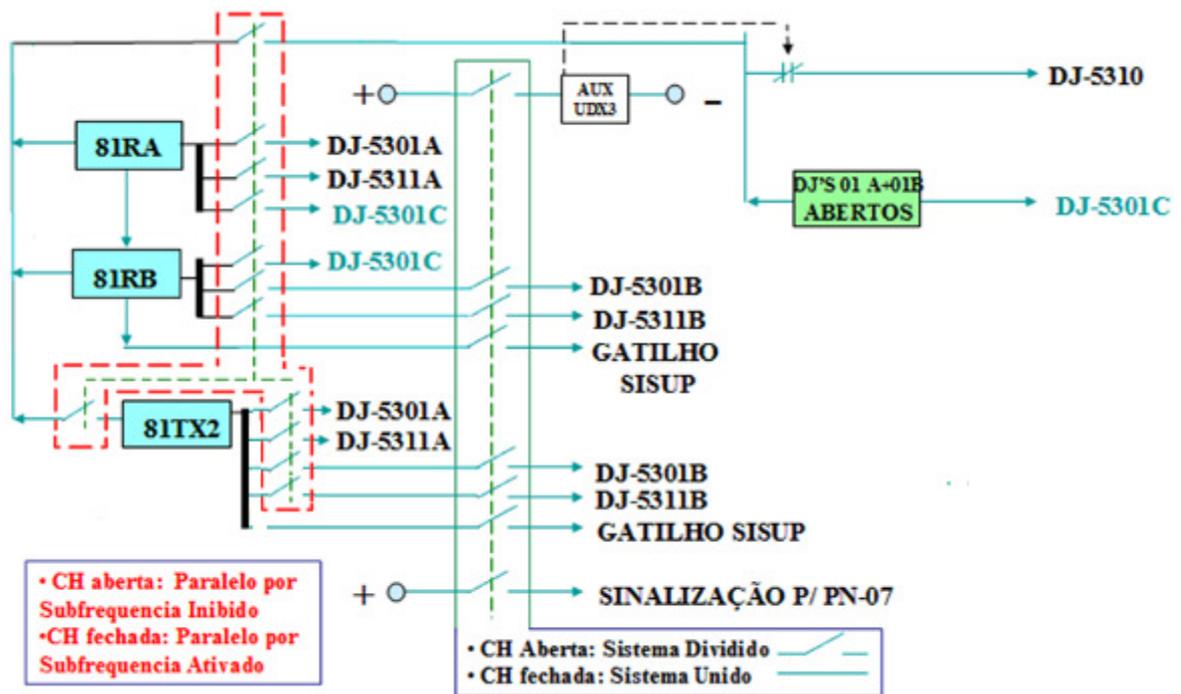


Figura 4.7.4.1 – Diagrama Simplificado das Proteções Após a Mudança

Vale ressaltar, que as alterações acima não se tratam de mudança no esquema de proteção dos sistemas tratados. Trata-se de alteração da filosofia de operação em subfrequência.

Todas as proteções relativas às linhas de proteção (proteção de distância - 21; bloqueio por oscilação de potência - 68; subtensão - 27; sobretensão - 59; sobrecorrente direcional - 67 e a teleproteção) foram mantidas intactas.

Da mesma forma, todas as proteções relativas aos transformadores de entrada (Bucholz - 63; pressão - 63; nível - 71; temperatura - 49/26; sobrecorrente - 50/51; diferencial - 87) foram mantidas intactas.

5 CASO REAL : OCORRÊNCIA NO SIN EM 10/02/2010

Em 10 de fevereiro de 2010, às 14h52 (horário de Brasília), ocorreu uma perturbação no sistema interligado nacional envolvendo as interligações Norte-Nordeste; SE/CO-Nordeste e Norte-Sudeste.

A seguir, a descrição da ocorrência fornecida pelo O.N.S:

“Às 14h52min do dia 10/02/2010, durante a terceira tentativa de normalização da LT 500 kV Miracema/Colinas C1, que havia desligado inicialmente às 14h31min e às 14h34min por defeito interno na mesma, ocorreram os desligamentos automáticos das seguintes linhas de transmissão de interligação com a região Nordeste:

- *LTs 500 kV Presidente Dutra/Imperatriz C1 e C2;*
- *LT 500 kV Presidente Dutra/Açailândia;*
- *LT 500 kV Colinas/Ribeiro Gonçalves;*
- *LTs 500 kV Serra da Mesa 2/Rio das Éguas e Rio das Éguas/Bom Jesus da Lapa 2.*

Seguindo a política energética, a região Nordeste importava energia do Sistema interligado Nacional – SIN. Assim, a abertura das linhas anteriormente citadas resultou no isolamento do sistema Nordeste do restante do SIN, provocando déficit elevado de geração nesta região. Nestas condições, ocorreu a atuação correta do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC na região Nordeste, interrompendo cerca de 3.000 MW de carga nesta região, evitando o colapso total do suprimento às cargas da região. A frequência do sistema Nordeste atingiu o valor mínimo de 56,2 Hz.”

No momento da citada ocorrência, a Unidade Termelétrica em estudo operava com 4 turbogeradores, conforme tabela 5.1, suportando uma carga total de 220 MW e com uma importação de 160 MW. A abertura de paralelo por subfrequência estava inibida.

Tabela 5.1- Geração na Condição Inicial.

Turbogerador	Condição Inicial (MW)
TG-B	13
TG-D	13
TG-E	8
TG-F	25

De acordo com as simulações anteriores (especificamente o item 4.5.2.1), nessa condição, o sistema suportaria o impacto tanto em ilha quanto com a abertura por subfrequência inibida.

A diferença entre as simulações e o fato real foi que, durante a subfrequência, a turbina a gás (TG-5301F) saiu de operação por uma atuação do controle da turbina, no qual foi inserido no projeto de atualização uma proteção de subvelocidade com ajustes superiores aos dos relés 81.

A seguir, serão simulados os comportamentos do sistema em ambos os casos:

- Operação com 4 turbogeradores, perda das interligações, desligamento da turbina a gás, relés 81 da entrada da concessionária inibidos, corte de carga via relés de subfrequência.
- Operação com 4 turbogeradores, perda das interligações, abertura de paralelo, desligamento da turbina a gás, corte de carga via relés de subfrequência na ilha formada.

5.1 Operação com 4 turbogeradores, perda das interligações, desligamento da turbina a gás, relés 81 da entrada da concessionária inibidos, corte de carga via relés de subfrequência:

Condição operacional inicial:

TG-5301B com 13 MW

TG-5301D com 13 MW

TG-5301E com 8 MW com vapor de 15kgf/cm²

TG-5301F com 25 MW

Importação de energia em 161 MW

Totalizando uma geração Braskem de 59 MW e suprindo uma carga de aproximadamente 220 MW.

Após abertura das interligações (SE/C0-NE e N-NE), quando a frequência atingiu 56,4Hz, ocorreu o desligamento da turbina a gás. A frequência mínima atingida foi 55,9Hz. A situação do sistema após a simulação está na tabela 5.1.1.

Tabela 5.1.1- Geração Após Simulação

Turbogerador	Condição Inicial (MW)	Condição Pós-Simulação (MW)
TG-B	13	13
TG-D	13	13
TG-E	8	13
TG-F	25	-

Além da geração, foi mantida uma importação adicional de 92 MW das linhas de transmissão.

A soma das cargas não desligadas totaliza 131 MW. Essas cargas fazem parte tanto do Subsistema Chesf quanto do Subsistema Braskem.

Verificou-se um corte de carga das classes 5 a 3. As classes 1 e 2 continuaram energizadas.

O total de importação mantido (92MW) corresponde a 57% da carga importada antes da ocorrência. O ERAC admite um corte de até 40% de carga. Isso significa que, mesmo nessa condição de contingência (subfrequência + perda de gerador), apenas 3% da contribuição para o ERAC não foi efetuada.

Na figura 5.1.1 encontra-se a curva da frequência no tempo para a situação simulada. Em vermelho, a frequência em uma das barras de 69kV do Subsistema Braskem e em verde uma das barras 69kV do Subsistema Chesf, como não houve diferença entre as frequências dos subsistemas, uma curva está sobreposta à outra.

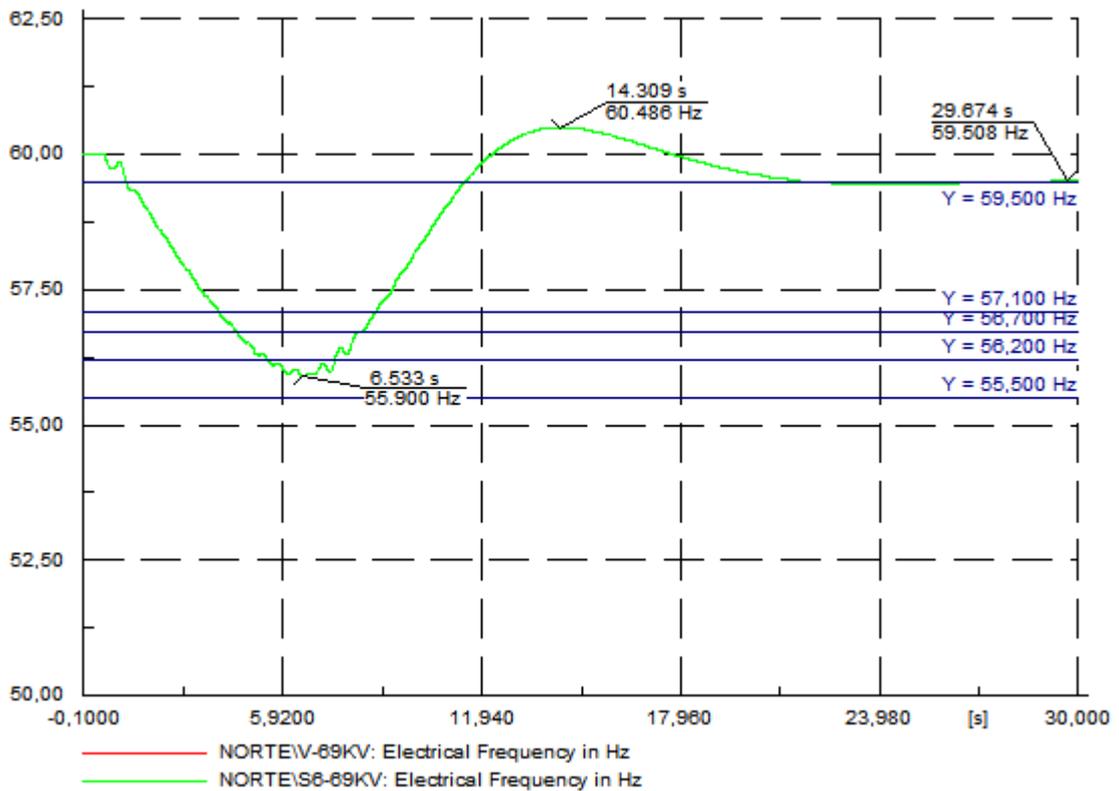


Figura 5.1.1 – Gráfico da Frequência Durante o Transitório Após a Perda das Interligações e da Turbina a Gás

Da figura acima, fica evidente a similaridade com os cenários 4.6.2.1 e 4.6.2.2.

Na figura 5.1.2 encontram-se as curvas das potências ativas geradas pelos turbogeradores D, E e F no tempo para a situação simulada. Pode-se perceber após o transitório, que as turbinas D e E não sofrem nenhum tipo de alteração em relação à condição inicial, isso ocorre porque, como não houve ilhamento, o turbogeradores mantiveram-se no modo *droop*, no item 4.5.2 essa máquina passava para o modo isócrono e assumia o controle da frequência da ilha.

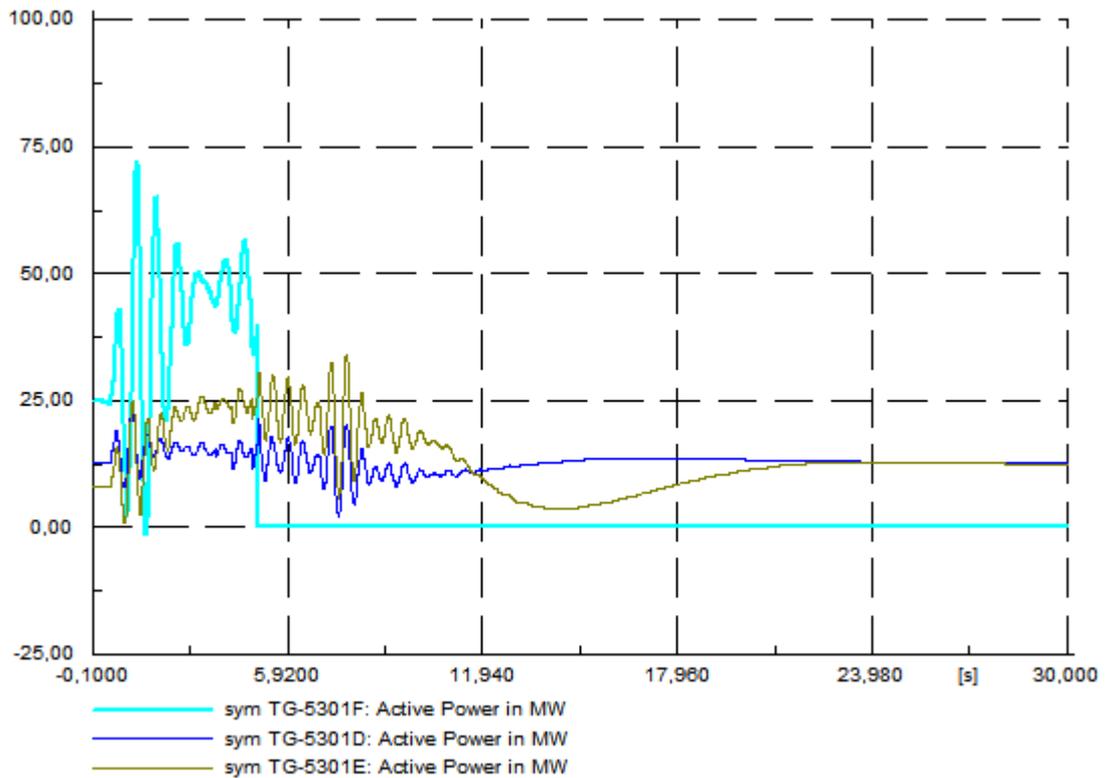


Figura 5.1.2 – Gráfico das Potências Ativas Geradas pelos Turbogeneradores

Na figura 5.1.3 encontra-se a velocidade mecânica das turbinas D e E. Esse gráfico mostra que nos segundos iniciais após a abertura de paralelo as máquinas desaceleram, atingindo cerca de 93% da velocidade nominal (3348 rpm em valor absoluto), após os 30 segundos de simulação a velocidade final atingida foi de 3570 rpm (99,2% da nominal).

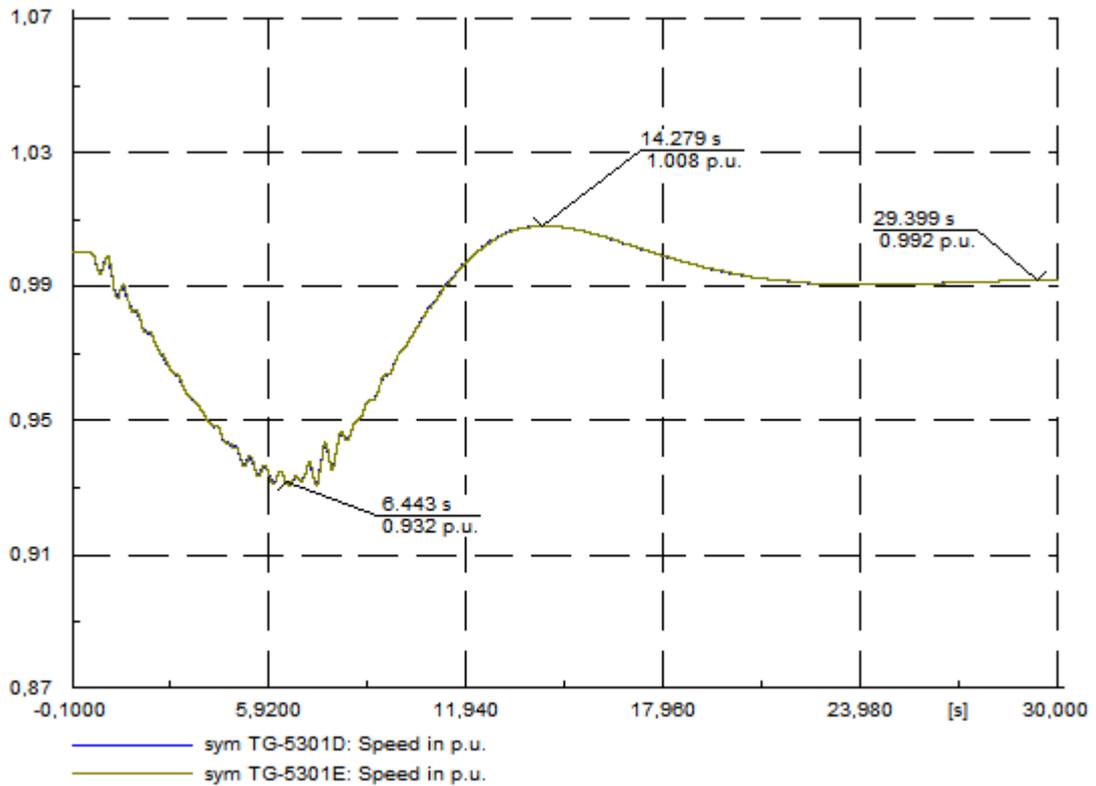


Figura 5.1.3 – Gráfico da Velocidade Mecânica dos Turbogeneradores.

Na figura 5.1.4 encontra-se o gráfico da tensão em 69kV. O valor mínimo atingido em pu durante o transitório foi 0,90 pu.

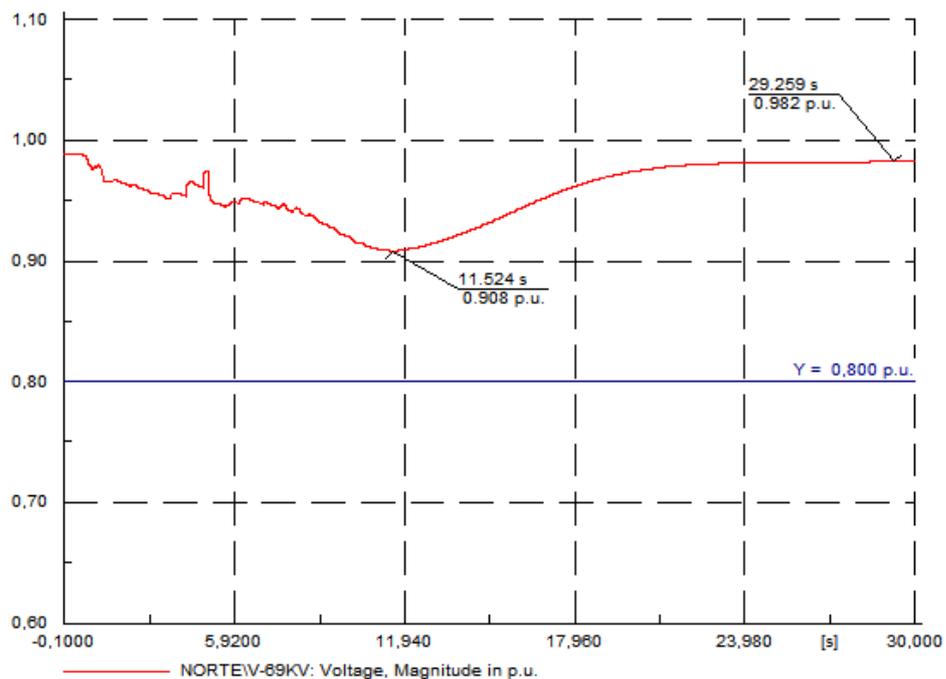


Figura 5.1.4 – Gráfico da Tensão em uma das Barras de 69kV.

5.2 Operação com 4 turbogeradores, perda das interligações, abertura de paralelo, desligamento da turbina a gás, corte de carga via relés de subfrequência na ilha formada.

Condição operacional inicial:

TG-5301B com 13 MW

TG-5301D com 13 MW

TG-5301E com 8 MW com vapor de 15kgf/cm²

TG-5301F com 25 MW

Importação de energia em 161 MW

Totalizando uma geração Braskem de 59 MW e suprindo uma carga de aproximadamente 220 MW.

Após abertura das interligações (SE/C0-NE e N-NE) e a atuação dos relés de subfrequência conforme ajustes na tabela 4.3.1, quando a frequência atingiu 56,4Hz, ocorreu o desligamento da turbina a gás (TG-F). A frequência mínima atingida para as cargas que estavam no Subsistema Chesf seria 55,9Hz, enquanto que a ilha Braskem iria à *blackout*. A situação do sistema após a simulação está em 5.2.1.

Tabela 5.2.1- Geração Após Simulação

Turbogerador	Condição Inicial (MW)	Condição Pós-Simulação (MW)
TG-B	13	0
TG-D	13	0
TG-E	8	0
TG-F	25	0

Para cargas do subsistema Chesf, foi mantida uma importação de 28 MW da linha de transmissão B, que continuou conectada à ilha Nordeste, conforme filosofia do sistema.

Na figura 5.2.1 encontra-se a curva da frequência no tempo para a situação simulada. Em vermelho, a frequência em uma das barras de 69kV do Subsistema Braskem e em verde uma das barras 69kV do Subsistema Chesf.

No instante 4,9 segundos, as curvas se separam e fica visível a queda brusca de frequência na ilha Braskem e a recuperação da frequência no Nordeste.

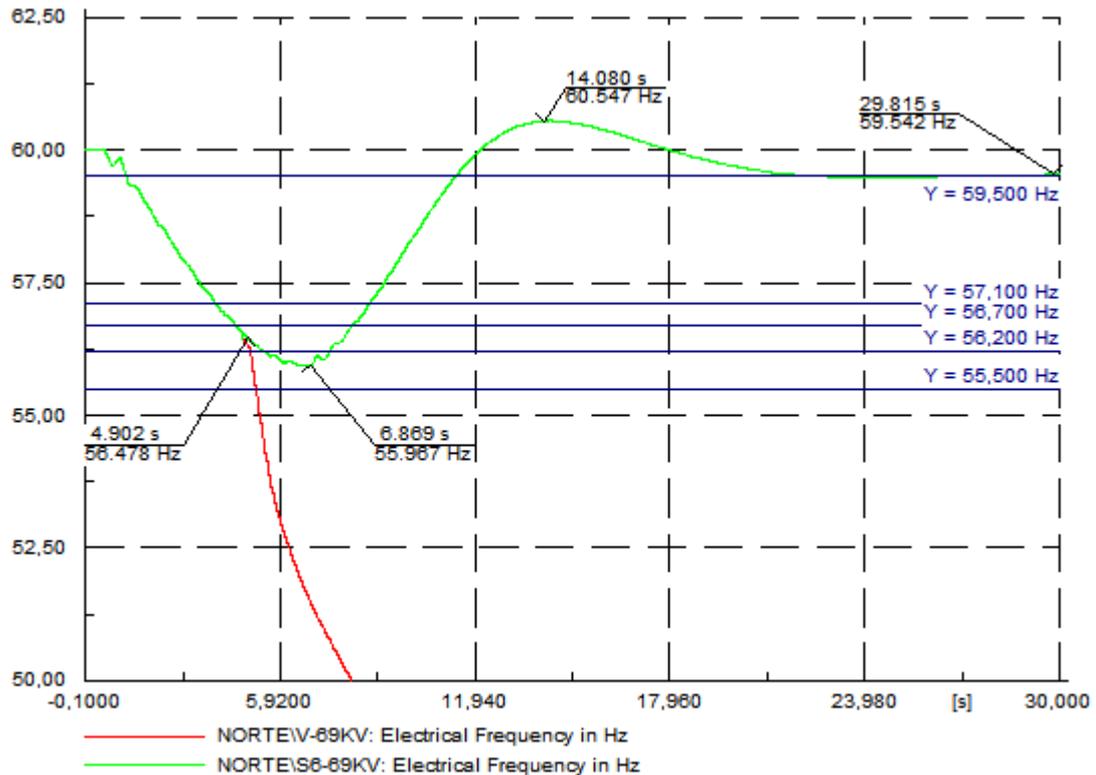


Figura 5.2.1 – Gráfico da Frequência Durante o Transitório Após a Perda das Interligações e da Turbina a Gás

Na figura 5.2.2 encontram-se as curvas das potências ativas geradas pelos turbogeradores D, E e F no tempo para a situação simulada. Pode-se perceber que as máquinas sucumbem ao transitório, vindo a zerar a potência ativa. O TG-F sai de operação, conforme descrito no cenário. O TG-E sai de operação por proteção de subfrequência e os TG's B e D perdem estabilidade antes mesmo da atuação da proteção.

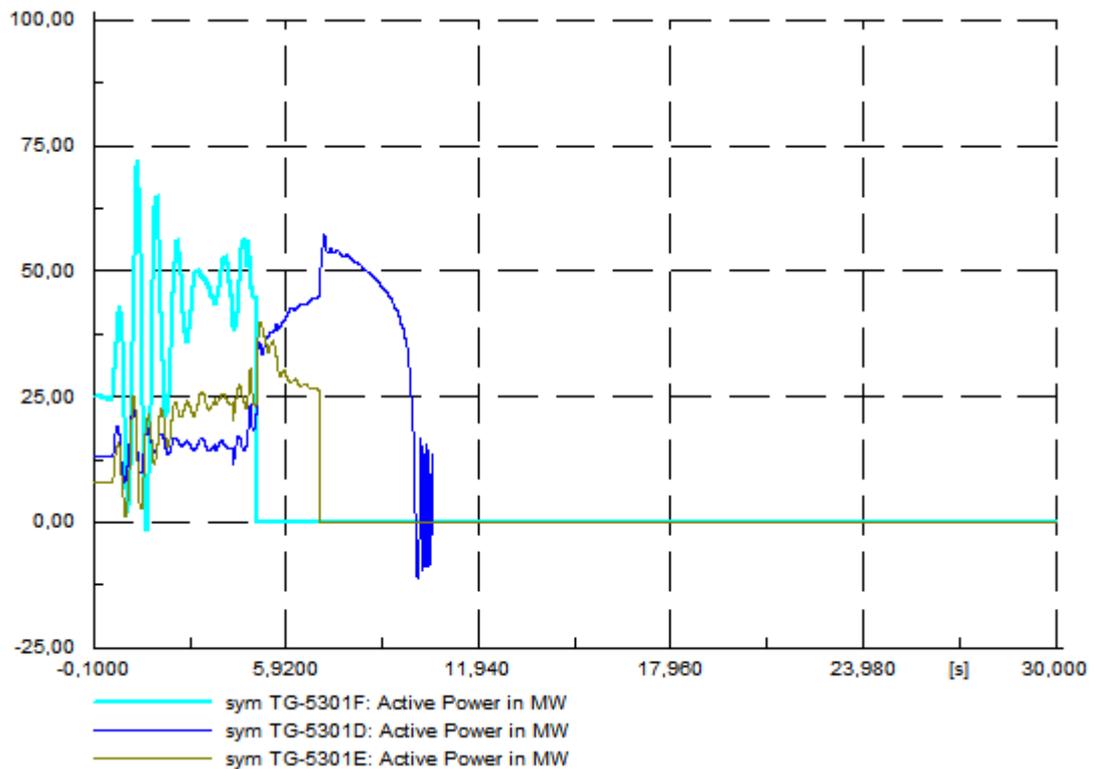


Figura 5.2.2 – Gráfico das Potências Ativas Geradas pelos Turbogeneradores

Na figura 5.2.3 encontra-se a velocidade mecânica das turbinas D e E. Esse gráfico mostra que nos segundos iniciais após a abertura de paralelo as máquinas desaceleram. Ao atingir 85% da velocidade nominal (3060 rpm em valor absoluto) o TG-E sai de operação. Ao atingir 70% da velocidade nominal (2520 rpm em valor absoluto) o turbogenerador D sai de operação. Após a perda da carga elétrica, observa uma elevação na velocidade mecânica, chegando a 12% acima da nominal.

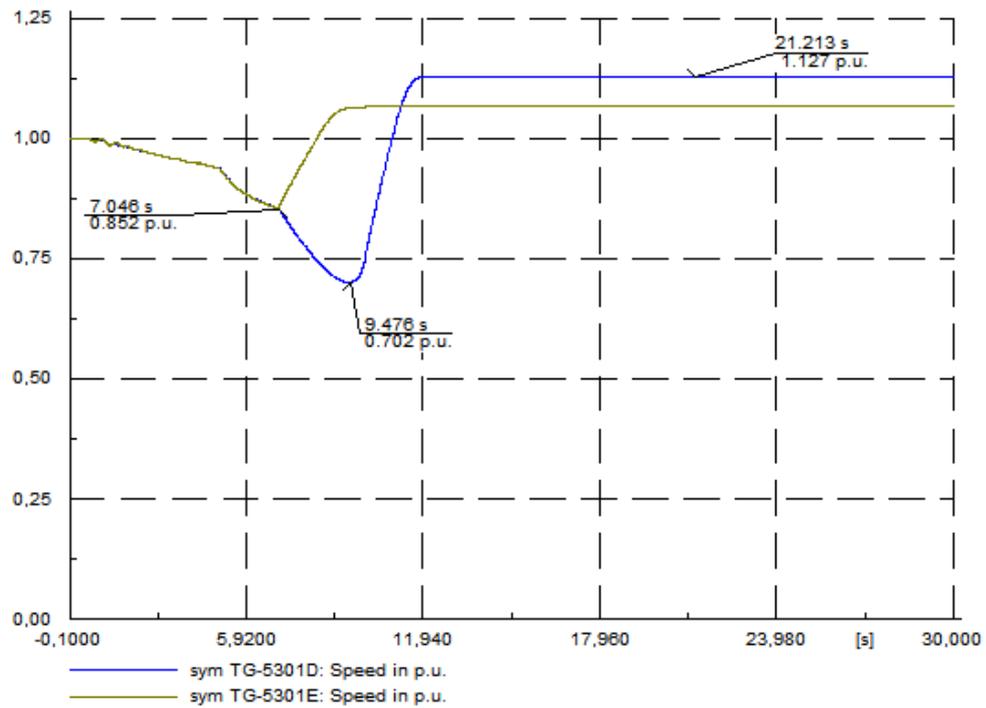


Figura 5.2.3 – Gráfico da Velocidade Mecânica dos Turbogeneradores.

Na figura 5.2.4 encontra-se o gráfico da tensão em 69kV. Após o ilhamento dos sistemas, verifica-se um aumento da tensão, seguida de uma forte subtensão após a perda da turbina a gás, até o anulamento da tensão no sistema, quando está configurado o blecaute.

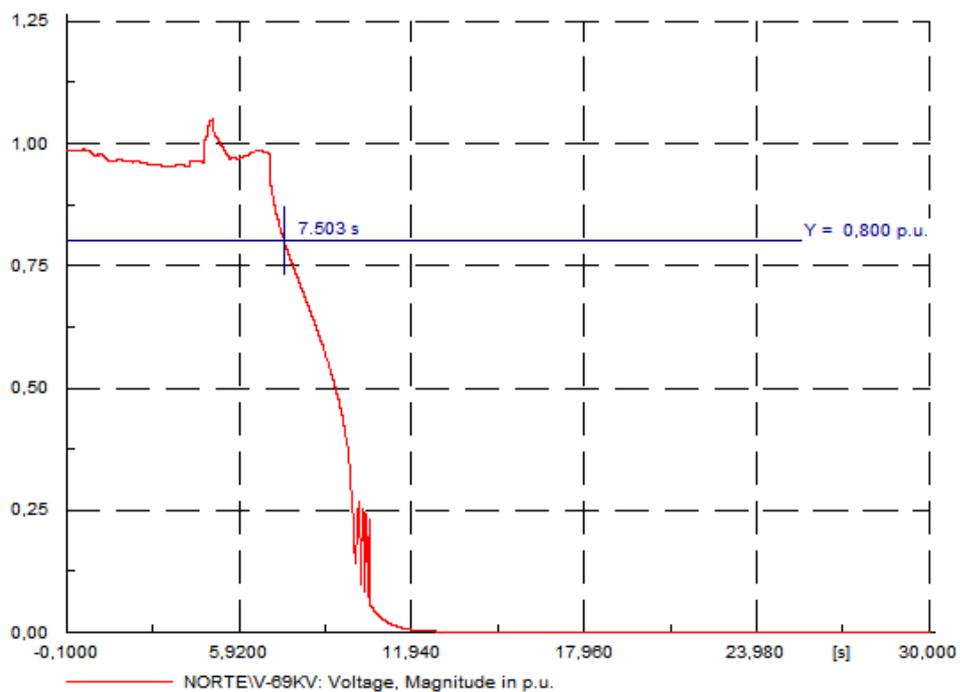


Figura 5.2.4 – Gráfico da Tensão em uma das Barras de 69kV

6 CONCLUSÕES

O desenvolvimento industrial brasileiro foi realizado com a constituição de diversos polos industriais. Os benefícios dessas agregações para as empresas constituem em compartilhamento de infraestrutura, sinergias energéticas e comerciais e obtenção de incentivos fiscais.

Das empresas que compõem a ABRACE (Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres), 14 afirmam possuir unidades em polos industriais (de acordo com a definição utilizada nesta dissertação).

Neste trabalho, foram apresentados exemplos de 6 polos industriais. Todos possuíam parte de geração própria e paralelismo com o Sistema Interligado Nacional.

Esses polos, por diversas vezes, são tratados apenas como carga pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (O.N.S.) e suas características geradoras não são consideradas nas simulações de estabilidade, sendo portanto necessário uma análise própria de cada complexo sobre sua situação perante às variações de energia elétrica.

O mérito dos estudos de paralelismo entre geradores de polos industriais e o SIN deve-se principalmente à importância dessas cargas na economia nacional. O desligamento de um polo comumente ocasiona a perda de milhares de reais e pode inclusive influenciar no abastecimento de alguma região do país em um produto específico ou até provocar um aumento nas importações desse item no mercado brasileiro.

O estudo de caso realizado no Polo Petroquímico de Camaçari na Bahia mostra que as mudanças nas configurações operacionais das indústrias aliada à diminuição de ocorrências de subfrequência na região Nordeste levaram à uma necessidade de profunda mudança na filosofia de paralelismo com a decisão de inibir o ilhamento por subfrequência.

É importante ressaltar que nenhum sistema elétrico de potência é projetado para atender a 100% dos distúrbios e contingências.

De acordo Grigsby (2007):

“Power systems experience a wide variety of disturbances. It is impractical and uneconomical to design the systems to be stable for every possible contingency. The design contingencies are selected on the basis that they have a reasonably high probability of occurrence.”

E Kundur (1994):

“Owing to economic and technical limitations, no power system can be stable for all possible disturbances or contingencies. In practice, power systems are designed and operated so as to be stable for a list of contingencies, normally referred to as “design contingencies””.

Dessa forma também encaixa-se esse trabalho. O sistema em análise já está bastante diferente do que foi concebido inicialmente. Com 7 turbogeradores operacionais, demanda de vapor suficiente para manter a geração elevada e uma rede elétrica externa fraca, a abertura de paralelo por subfrequência era a melhor estratégia de sobrevivência da ilha do Polo Industrial.

Com a melhoria no Sistema Interligado Nacional, redução da demanda de vapor, redução no número de turbogeradores disponíveis para operar e falta de demanda de vapor inclusive para operar as máquinas disponíveis, a separação dos sistemas tornou-se uma alternativa perigosa para o sistema elétrico do Polo.

No final da década de 1990 foi feito um estudo sobre a configuração em ilha e uma parte das cargas do Polo já estava conectada à concessionária mesmo em condições de subfrequência. Essa alternativa conseguiu reduzir a carga do sistema ilhado do Polo.

Em 2003, uma variação de frequência na região causou a separação dos sistemas com a recuperação da frequência por parte do SIN e o *blackout* do Polo de Camaçari por perda de estabilidade na Unidade Termelétrica. As cargas que permaneceram energizadas eram as que estavam no subsistema que ficou alimentado pela concessionária mesmo em subfrequência.

Dessa forma, ficou a necessidade de análise: quais eram as cargas que estavam de fato privilegiadas, as que permaneciam com a concessionária, ou as que ficavam na “loteria” do sistema ilhado?

A ideia estudada e implantada através dessa dissertação mantém a possibilidade do sistema operar das duas formas. Apenas uma chave altera a forma de atuação dos relés de subfrequência e taxa de queda de frequência (df/dt).

De acordo com esse estudo já fica evidente que, com apenas 3 turbogeradores em operação, as máquinas não suportam a sobrecarga imposta pela separação dos sistemas. Da mesma forma, não é indicado operar o sistema na filosofia UNIDO (em que a separação com o SIN acontece em 230kV e a Unidade Termelétrica permanece com toda a carga do Polo), pois existe uma grande probabilidade de haver perda de estabilidade na condição de ilha.

A situação proposta nesta análise mostrou-se bem sucedida no estudo de caso realizado com a ocorrência do dia 10/02/10, quando foi evitado um *blackout* no Polo de Camaçari devido à nova condição de operação (ver itens 5.1 e 5.2).

Por outro lado, conforme citações de Grigsby e Kundur no início destas conclusões, o sistema não está infalível a todo o tipo de ocorrência. Em 04/02/11 (horário de Brasília), um *blackout* em toda a região Nordeste também culminou em um desligamento total no Polo de Camaçari.

Uma enorme sucessão de contingências foi observada naquela data, não sendo possível, portanto, contornar tal situação.

Sistemas elétricos de potência devem estar preparados para qualquer evento desagradável que interrompa o fornecimento de energia aos consumidores, através do desenvolvimento de procedimentos atualizados, de fácil acesso e de fácil entendimento, que auxiliem os operadores a realizarem uma recomposição rápida e ordenada do sistema elétrico de potência afetado, diminuindo assim, o impacto aos consumidores. (Pestana, 2009)

Outro ponto de grande valia que fica para próximas análises de estabilidade da Unidade Termelétrica estudada, é o modelo para simulação das aberturas das interligações. Com o

arquivo elaborado, basta alterar as condições de importação e carga da região Nordeste, fornecidos diariamente pelo O.N.S e simular as contingências associadas à elas.

Caso seja de interesse da empresa responsável pela Unidade Termelétrica do Polo de Camaçari voltar à operar na condição confiável para abertura do paralelo por subfrequência, ficam as seguintes sugestões:

- Investir em aumento da geração não vinculada ao vapor: a instalação de turbinas a gás ou motores a combustão aumentando a geração da unidade garantiria a estabilidade do modo de operação isolado.
- Investir na instalação de geração através do Ciclo Rankine Orgânico (Saraiva, 2011): trata-se de um forma mais eficiente de ciclo Rankine cujo fluido de operação não é o vapor, mas algum composto orgânico como o etano ou propano. Eles necessitam de menos energia para vaporizar e os gases exaustos da caldeira saem à uma temperatura cerca de 100 graus inferior ao ciclo de Rankine tradicional.
- Aumentar a carga na turbina condensante, induzindo a geração de vapor por mais de uma turbina de contrapressão: essa condição de operação só seria viável em casos em que nenhuma das máquinas existentes estivesse em manutenção e além disso, possui um alto custo, pois o ciclo condensante possui apenas 16% de eficiência.
- Aumentar o corte de carga da classe 1, reduzindo a potência da ilha formada para um valor que as máquinas que estejam operando possa suportar.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BELCHIOR e GUIMARÃES**, 2003. “Análise do Comportamento do Regulador de Velocidade do Regulador Síncrono”. Revista Horizonte Científico/Universidade Federal de Uberlândia, Ed. 2, Vol. 2, Uberlândia-MG, 2003.
- BRASKEM**, IESE/EP, 2002. “Histórico Anual das Perturbações no Sistema Elétrico”.
- BRASKEM**, IESE/EP, 2003. “Histórico Anual das Perturbações no Sistema Elétrico”.
- BRASKEM**, IESE/EP, 2004. “Histórico Anual das Perturbações no Sistema Elétrico”.
- BRASKEM**, IESE/EP, 2005. “Histórico Anual das Perturbações no Sistema Elétrico”.
- BRASKEM**, IESE/EP, 2006. “Histórico Anual das Perturbações no Sistema Elétrico”.
- BRASKEM**, IESE/EP, 2007.1. “Histórico Anual das Perturbações no Sistema Elétrico”.
- BRASKEM**, IESE/EP, 2008. “Histórico Anual das Perturbações no Sistema Elétrico”.
- BRASKEM**, IESE/EP, 2009. “Histórico Anual das Perturbações no Sistema Elétrico”.
- BRASKEM**, 2007.2. “Seletividade da Proteção TG-5301F”. BK-BA01-06053-DF-78-00320_00000
- CHESF**, 1988. “Relatório Anual de Perturbações no Sistema Elétrico”.
- CHESF**, 1989. “Relatório Anual de Perturbações no Sistema Elétrico”.
- GRIGSBY**, 2007. “Power System Stability and Control” – Electric Power Engineering Handbook Second Edition, CRC Press, pp 4-3; 4-4, 2007.
- KUNDUR**, 1994. Power System Stability and Control. EPRI, McGraw-Hill.
- O.N.S.**, 2004. “Estudo para Revisão do Esquema Regional de Alívio de Carga por Subfrequência Regiões Norte/Nordeste”. RE 3/205/2004.
- O.N.S.**, 2008. Boletim Semanal de Operação O.N.S. “Intercâmbio entre as regiões”.
- O.N.S.**, 2009.1. Procedimentos de Rede, “Submódulo 11.4 – Sistemas Especiais de Proteção”. Revisão 1.0. Aprovado em 17/06/2009.
- O.N.S.**, 2009.2. Histórico da Operação “Intercâmbio entre as Regiões”. http://www.ons.org.br/historico/intercambio_entre_regioes.aspx
- O.N.S.**, 2009.3. Histórico da Operação “Carga de Energia”. http://www.ons.org.br/historico/carga_propria_de_energia.aspx
- O.N.S.**, 2010. Procedimentos de Rede, “Submódulo 23.3 – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos”. Revisão 1.1. Aprovado em 18/06/2010.

- PESTANA, 2009.** “Recomposição de Sistemas Elétricos de Potência, Treinamento e Ferramentas de Apoio à Recomposição”.
- PIZETA, E. G., 2009.** "Análise da Regulamentação do Suprimento de Energia Elétrica aos Polos Industriais como fator de Competitividade".
- QUALITY ENGENHARIA, 2003.** “Ajustes das Proteções de 69kV e 13,8kV dos Geradores”. Revisão 1.0. QLT6013-MC-6053-70-001.
- SARAIVA, A. J. F., 2011.** "Eficiência Energética - Grandes Soluções Aplicando Antigos Conhecimentos". www.saraivavogal.com.br
- SARAIVA, M. C. B. e S., MENDES, P. P. de C. 2011.** "Analysis about the decision to operate the Petrochemical Complex of Camaçari Electrical System connected to Brazilian National Electrical System even in Underfrequency Occurrences". Protection, Automation and Control World Conference, 2011. Dublin, Irlanda.
- STEVENSON, 1986.** “Elementos de Análise de Sistemas de Potência”. 2ª edição em português. McGraw-Hill. Pagina 396.
- SIEMENS, 2006.** “Cálculo dos Ajustes dos Relés de Proteção do TG-5301E”. Revisão 2. PTD SAL 0607/003-DGC.
- UZEDA, R. D.; C. E. B. Lemos, 2002.** “Mudança na filosofia de sistema de rejeição de cargas”. Eletricidade Moderna, São Paulo, maio/2002, nº 338, p. 150-159.

8 BIBLIOGRAFIA

- [1] **MENDES**, P. P. de C. – “Notas de Aula – Análise de Sistemas Elétricos 1 e 2” – Cese Geração 2006/2007. UNIFEI.
- [2] **Manual Digsilent®** (Digital Simulation and Network Calculation), versão 13.2.
- [3] **VASCONCELLOS**, A. S. de; **VINCENT**, F.; **GENNARI**, J. L. “Estabilidade: modelagem integrada dos sistemas elétrico e térmico”. Figener S.A. Eletricidade Moderna, p.166 – 188, abril 1997.
- [4] **OLIVEIRA**, C. M. R.F; **BRESSANE**, J. M.; **BRASIL**; D. de O.; **BROCHADO**, A. C.. “Sistema Automático de Rejeição de Cargas em Complexos Industriais – Aplicação ao caso da Copene” – SNPTEE, 1993.
- [5] **SARAIVA**, M. C. B. S. “Monografia – Estudo de Caso: Operação da UTE Braskem com apenas um Turbogenerador de Contrapressão” – UNIFEI, 2008.
- [6] **O.N.S. RE 3/227/07**, “Sumário das Principais Perturbações Ocorridas no Sistema Elétrico Brasileiro na Semana de 01/10/2007 A 07/10/2007”.