

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE DO RISCO PROBABILÍSTICO DO
SISTEMA ELÉTRICO DA REGIÃO NORDESTE DO
BRASIL

ANDRÉ VIDAL DE NEGREIROS

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Pernambuco como parte dos requisitos para a obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: GERALDO LEITE TORRES, Ph.D.
CO-ORIENTADOR: MARCUS THEODOR SCHILLING, D.Sc.

Recife, maio de 2011.

© André Vidal de Negreiros, 2011

Catálogo na fonte
Bibliotecária Margareth Malta, CRB-4 / 1198

N385a Negreiros, André Vidal de.
 Análise do risco probabilístico do sistema elétrico da Região Nordeste
do Brasil / André Vidal de Negreiros. - Recife: O Autor, 2011.
 x, 67 folhas, il., gráfs., tabs.

 Orientador: Prof. Dr. Geraldo Leite Torres.
 Co-Orientador: Prof. D.Sc. Marcus Theodor Schilling.
 Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2011.
 Inclui Referências Bibliográficas.

 1. Engenharia Elétrica. 2. Confiabilidade. 3. Severidade. 4. Risco. 5.
Dados Estocásticos. 6. Espaço Probabilístico de Estados. I. Torres, Geraldo
Leite. (Orient.). II. Schilling, Marcus Theodor. (Orient.). III. Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.)

BCTG/2011-239



Universidade Federal de Pernambuco
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

PARECER DA COMISSÃO EXAMINADORA DE DEFESA DE
DISSERTAÇÃO DO MESTRADO PROFISSIONALIZANTE DE

ANDRÉ VIDAL DE NEGREIROS

TÍTULO

**“ANÁLISE DO RISCO PROBABILÍSTICO DO SISTEMA ELÉTRICO
DA REGIÃO NORDESTE DO BRASIL”**

A comissão examinadora composta pelos professores: GERALDO LEITE TORRES, DEE/UFPE, RONALDO RIBEIRO BARBOSA DE AQUINO, DEE/UFPE e MARIA DA GUIA DA SILVA, DEE/UFMA sob a presidência do primeiro, consideram o candidato **ANDRÉ VIDAL DE NEGREIROS APROVADO.**

Recife, 16 de maio de 2011.

RAFAEL DUEIRE LINS
Coordenador do PPGE

GERALDO LEITE TORRES
Orientador e Membro Titular Interno

MARIA DA GUIA DA SILVA
Membro Titular Externo

RONALDO RIBEIRO BARBOZA DE AQUINO
Membro Titular Interno

DEDICATÓRIA

*Dedico este trabalho aos meus avós (in memoriam) **Manoel, Maria Olívia, José Santino e Maria Leopoldina**, pelos exemplos de vida.*

*Aos meus pais **Luiz e Marizete**, pela dedicação, apoio e educação.*

*À minha esposa **Edna**, pelo amor e companheirismo.*

*Aos meus filhos **Andrei e Arthur**, como incentivo em suas vidas escolares.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos que, de forma direta ou indireta, contribuíram para o êxito deste trabalho, em especial:

A Deus, por estar comigo em todos os momentos da minha vida, me protegendo e fortalecendo, principalmente nos momentos mais difíceis.

Aos meus orientadores, Prof. Dr. Geraldo Torres e Prof. Dr. Marcus Schilling, pela confiança, dedicação, ânimo e principalmente pela amizade.

Aos meus pais e familiares, pelo apoio. À minha amada esposa Edna, pelo incentivo e companheirismo. Aos meus filhos Andrei e Arthur, que sempre me trazem alegria e animando para continuar a jornada.

Aos professores Dr. Manoel Afonso de Carvalho Jr. e Dr. Hélio Magalhães, pelo apoio nos momentos em que tudo parecia impossível.

Ao Engenheiro João Marcos Lima, pela rica troca de experiência, passo fundamental para a execução deste trabalho.

Aos amigos Alexandre, Fábio, Fernando, Flávia, Roseane, Samuel e demais amigos do NNNE e COSR-NE, pelo incentivo e contribuição.

Ao Engenheiro Laércio Guedes, pela sua garra na luta pela viabilização do curso especialização realizado na UFPE, concluído em 2003, momento em que iniciou-se toda essa jornada, além do pronto apoio sempre que necessário. Aos Engenheiros Graça Camelo, Saulo Cisneiros e Claudio Guimarães, pela confiança e apoio durante o período em que comandaram o Núcleo Norte Nordeste. Ao Engenheiro Dalton Brasil, por ter desafiado e incentivado a aventurar-me na área de confiabilidade de sistema de potência. Enfim, ao ONS, que através de seus gestores, flexibilizou meu horário de trabalho para que tudo pudesse ser possível.

Resumo da Dissertação apresentada à UFPE como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Análise do Risco Probabilístico do Sistema Elétrico da Região Nordeste do Brasil

André Vidal de Negreiros

Maio/2011

Orientador: Prof. Geraldo Leite Torres, Ph.D.

Co-orientador: Prof. Marcus Theodor Schilling, D.Sc.

Área de Concentração: Processamento de Energia.

Palavras-chave: Confiabilidade, Severidade, Risco, Dados Estocásticos, Espaço Probabilístico de Estados.

Número de Páginas: 67

RESUMO: O planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) sempre utilizou os limites operativos calculados de forma determinística, e a análise de expansão tem sido conduzida considerando o critério determinístico. Todavia, com a crescente complexidade operacional do SIN, aliada às novas necessidades gerenciais envolvendo a busca de maior confiabilidade, constata-se uma tendência de se calcular níveis de risco em diferentes níveis de agregação utilizando técnicas probabilísticas. Atualmente, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) já consideram, na elaboração de seus estudos, análises de natureza probabilística que estimam o nível de risco ao qual o SIN está sujeito. Esta dissertação registra diversos resultados de avaliações dos níveis de risco probabilísticos do sistema elétrico que atende à região Nordeste do Brasil, excetuando-se o Estado do Maranhão. São consideradas diferentes investigações como: geração, transmissão pura e transmissão composta, onde considera-se a combinação de geração e transmissão, através de análises de confiabilidade no cenário de carga pesada, para os anos de 2008, 2009 e 2010. Constatou-se a robustez do parque gerador, que mesmo a análise de enumeração simples apresenta uma representatividade necessária para o espaço probabilístico de estados representado apenas pela transmissão. Foi evidenciada uma substancial melhoria de todos os indicadores de confiabilidade no presente trabalho, caracterizando a melhoria no sistema de transmissão que compõe o Sistema Nordeste, quando observada a evolução temporal deste sistema.

Abstract of Dissertation presented to UFPE as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

Probabilistic Risk Analysis of the Electrical System in the Northeast Region of Brazil

André Vidal de Negreiros

May/2011

Supervisor: **Prof. Geraldo Leite Torres, Ph.D.**

Co-supervisor: **Prof. Marcus Theodor Schilling, D.Sc.**

Concentration area: Energy Processing

Keywords: Reliability, Severity, Risk, Stochastic Data, Probabilistic State Space.

Number of pages: 67

ABSTRACT: The operation planning of the National Interconnected System (SIN) has always utilized the operational limits computed in a deterministic way, and the expansion analysis has been conducted considering the deterministic criterion. However, with the increasing operational complexity of the SIN, along with the new operational requirements looking for higher reliability, there is a trend to calculate risk levels in different aggregation levels using probabilistic approaches. Presently, the Independent System Operator (ONS) and the Energetic Research Company (EPE) already consider in their study analysis of probabilistic nature that estimate the risk level that the SIN is exposed to. This dissertation presents several results concerning the assessment of probabilistic risk levels of the electrical system that supplies the Northeast Region of Brazil, but the Maranhão state. Several different studies are considered: generation, pure transmission and composite transmission, where it is considered a combination of generation and transmission, through reliability analysis in heavy load scenarios, for the years 2008, 2009 and 2010. It has been identified the robustness of the generation park, that even the simple enumeration provides the necessary representation for the probabilistic state space represented by transmission only. It has been evidenced a significant improvement in all reliability indices, which stands for an improvement in the transmission system of the Northeast Region, when it is observed the evolution of this system along the time.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE TABELAS	x
Capítulo 1 Introdução	1
1.1 Considerações Preliminares.....	1
1.2 Objetivo da Dissertação.....	2
1.3 Estrutura da Dissertação	2
Capítulo 2 Avaliações de Confiabilidade de Sistemas Elétricos.....	4
2.1 Introdução.....	4
2.2 Interpretação de Indicadores Preditivos	4
2.3 Panorama das Aplicações de Confiabilidade	5
2.4 Natureza dos Indicadores	5
2.5 Procedimento Típico de Avaliação de Confiabilidade Preditiva	6
2.5.1 Algoritmo Básico.....	7
2.5.2 Seleção de Estados	7
2.5.3 Análise de Adequação	8
2.5.4 Índices Calculados.....	9
2.6 Índices de Confiabilidade	11
2.7 O Programa NH2.....	13
2.7.1 Breve Descrição.....	13
2.7.2 As Principais Características do Programa NH2.....	14
2.7.3 Utilizando Fluxo de Potência Ótimo por Método de Pontos Interiores ..	16
2.8 Sumário.....	17
Capítulo 3 Confiabilidade da Geração	18
3.1 Introdução.....	18
3.2 Modelos, Critérios e Definições	18
3.2.1 Modelo das Fontes Primárias de Energia	18
3.2.2 Modelo de Geração.....	19
3.2.3 Modelo de Carga	21
3.2.4 Modelo dos Sistemas de Transmissão.....	22
3.2.5 Composição do Espaço Probabilístico de Estados	22

3.3	Ferramentas Utilizadas	22
3.4	Simulações.....	22
3.4.1	Pré-processamento.....	23
3.4.2	Cálculo Numérico da Confiabilidade	23
3.4.3	Estrutura das Simulações.....	24
3.5	Resultados Obtidos	26
3.6	Sumário.....	26
Capítulo 4 Confiabilidade da Transmissão.....		28
4.1	Introdução.....	28
4.2	Modelos, Critérios e Definições	28
4.2.1	Modelo de Geração.....	29
4.2.2	Modelo dos Sistemas de Transmissão.....	29
4.2.3	Composição do Espaço Probabilístico de Estados	30
4.3	Descrição do Sistema de Transmissão Analisado	30
4.3.1	Área Oeste	32
4.3.2	Área Norte	33
4.3.3	Área Leste.....	35
4.3.4	Área Centro	39
4.3.5	Área Sul.....	40
4.3.6	Área Sudoeste.....	43
4.4	Simulações.....	44
4.4.1	Estrutura das Simulações.....	44
4.5	Resultados Obtidos.....	45
4.6	Sumário.....	49
Capítulo 5 Confiabilidade Composta de Geração e Transmissão		50
5.1	Introdução.....	50
5.2	Modelos, Critérios e Definições	50
5.2.1	Composição do Espaço Probabilístico de Estados	51
5.3	Simulações.....	51
5.3.1	Estrutura das Simulações.....	51
5.4	Resultados Obtidos.....	53
5.5	Sumário.....	59

Capítulo 6 Conclusões e Trabalhos Futuros	61
6.1 Principais Contribuições.....	61
6.2 Principais Conclusões.....	62
6.3 Sugestões para o Aperfeiçoamento da Ferramenta Computacional Utilizada	63
6.4 Sugestões de Temas de Pesquisa.....	64

LISTA DE FIGURAS

Figura 4.1 - Diagrama Eletro-geográfico da Área Oeste do Sistema Nordeste.....	32
Figura 4.2 - Diagrama Eletro-geográfico da Área Norte do Sistema Nordeste.....	33
Figura 4.3 - Diagrama Eletro-geográfico da Área Leste do Sistema Nordeste.....	35
Figura 4.4 - Diagrama Eletro-geográfico da Área Centro do Sistema Nordeste.....	39
Figura 4.5 - Diagrama Eletro-geográfico da Área Sul do Sistema Nordeste	40
Figura 4.6 - Diagrama Eletro-geográfico da Área Sudoeste do Sistema Nordeste	43
Figura 4.7 - Espaço analisado (%).....	46
Figura 4.8 - Tempo de processamento	46
Figura 4.9 - Índice de severidade x Carga.....	47
Figura 4.10 - Índice de severidade em escala logarítmica x Carga.....	47
Figura 4.11 - ENS x Carga	48
Figura 4.12 - NHD x Carga	48
Figura 4.13 - FPC x Carga.....	49
Figura 5.14 - Espaço analisado (%).....	54
Figura 5.15 - Tempo de processamento	54
Figura 5.16 - Índice de severidade x Carga.....	55
Figura 5.17 - ENS x Carga	57
Figura 5.18 - NHD x Carga	58
Figura 5.19 - FPC x Carga.....	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Classificação do risco pela severidade [8]	13
Tabela 3.2 - Usinas consideradas na análise de confiabilidade com respectivos dados estocásticos	19
Tabela 3.3 - Fatores de participação da modelagem da carga por Área Geométrica do Sistema Nordeste	21
Tabela 3.4 - Análise de Riscos da geração instalada na Região Nordeste do Brasil.....	25
Tabela 4.5 - Valores de Taxas de Falha e Tempos Médios de Reparo [18].....	30
Tabela 4.6 - Análise de Riscos do Sistema de Transmissão da Região Nordeste do Brasil	45
Tabela 5.7 - Análise de Riscos Composto Geração e Transmissão do Sistema Nordeste – enumeração.....	52
Tabela 5.8 - Análise de Riscos Composto Geração e Transmissão do Sistema Nordeste – Monte Carlo.....	53

Capítulo 1

Introdução

1.1 Considerações Preliminares

O planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) sempre utilizou os limites operativos calculados de forma determinística, e a análise de expansão tem sido conduzida considerando o critério determinístico do tipo (N-1). Todavia, com a crescente complexidade operacional do SIN, aliada às novas necessidades gerenciais envolvendo a busca de maior confiabilidade, constata-se uma tendência de se calcular níveis de risco em diferentes níveis de agregação utilizando técnicas probabilísticas. O uso dessas técnicas tem sido em função de fatores como: reconhecimento da natureza inerentemente estocástica dos sistemas de potência, a tentativa de se evitar o desperdício oriundo de decisões puramente determinísticas e, principalmente, a escassez de recursos financeiros que obrigam a uma investigação mais minuciosa do comportamento do sistema, levando-se em consideração o risco versus os custos operacionais associados [1] a [7].

Atualmente, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) já considera na elaboração do Plano de Ampliações e Reforços (PAR) [8], análises de natureza probabilística que estimam o nível de risco ao qual o SIN está sujeito, no horizonte de análise do PAR. Essas análises eram até recentemente realizadas com dados estocásticos típicos [9], porém muito antigos, cuja validade podia ser questionada.

O ONS, em parceria com a academia, resgatou e concluiu um projeto iniciado em 1985 que desenvolveu uma base de dados estatísticos de desempenho de componentes de geração e transmissão para apoio à realização de estudos de confiabilidade. Esta base de dados foi designada de BDConf [10], e possibilita a estimativa mais realista de índices de desempenho tais como taxas de falhas e tempos médios de reparo de componentes (linhas,

transformadores e geradores) do SIN. Os dados recém obtidos [10] refletem com grande verossimilhança o comportamento estatístico atual da rede básica do SIN.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) disponibilizou o documento *Análise dos índices de confiabilidade do SIN* [11], que compõe os estudos da área de transmissão de energia elétrica associados ao Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2007-2016) [12]. O trabalho apresenta os principais índices de confiabilidade obtidos na primeira avaliação probabilística preditiva realizada pela EPE, em regime estacionário, das Redes Básica e de Fronteira para o patamar de carga pesada, utilizando a base de dados BDConf. O período analisado foi 2008 a 2015 do ciclo 2006 do Plano Decenal de Transmissão.

1.2 Objetivo da Dissertação

A análise probabilística de confiabilidade é um tratamento eficiente de um conjunto combinatorialmente vasto de alternativas possíveis, com chances de ocorrência diferenciadas, cujas análises individualizadas não seriam factíveis, pelo próprio caráter essencialmente combinatorial do problema.

O objetivo principal deste trabalho é realizar uma análise do desempenho do sistema elétrico que atende a Região Nordeste do Brasil, composta pela geração e transmissão, no período 2008 a 2010.

A análise é realizada através de índices de confiabilidade obtidos pelo processamento dos casos bases disponibilizados pelo ONS [13] referente aos casos de trabalho do PAR, ciclo 2008-2010, em 11/10/2007. Para a obtenção dos índices utiliza-se o programa NH2 do CEPEL.

A avaliação obtida é uma suposição matemática, não necessariamente caracterizando a certeza de uma futura ocorrência de problemas no sistema. A previsão dos níveis de risco globais baseia-se na estatística do desempenho pretérito dos componentes do sistema.

1.3 Estrutura da Dissertação

O trabalho compreende, basicamente, seis capítulos, estruturados conforme descrito a seguir:

O Capítulo 1 é o presente Capítulo de Introdução.

No Capítulo 2 é apresentada uma visão geral sobre os conceitos de confiabilidade aplicada a um sistema de potência, além da descrição de alguns comentários sobre o programa NH2 do CEPEL.

No Capítulo 3 são descritas as etapas para se obter a análise da confiabilidade de geração do sistema que atende a Região Nordeste do Brasil, no horizonte 2008-2010, considerando falhas apenas em unidades geradoras.

No Capítulo 4 é apresentada a diagnose da análise de confiabilidade do sistema de transmissão que atende a Região Nordeste do Brasil, através de índices de confiabilidade que consideram falhas em equipamentos de transmissão.

No Capítulo 5 é apresentada a diagnose da análise de confiabilidade composta do sistema de transmissão e geração, através de índices de confiabilidade que consideram falhas de equipamentos de transmissão e de unidades geradoras.

No Capítulo 6 estão registradas as principais conclusões.

Esta Dissertação possibilitou publicações de trabalhos no XVIII SNPTEE [22], no X SEPOPE [23] e no XIX SNPTEE [24].

Capítulo 2

Avaliações de Confiabilidade de Sistemas Elétricos

2.1 Introdução

Neste capítulo discutem-se diversos aspectos relacionados ao cálculo de indicadores de desempenho e confiabilidade. Esta informação constitui uma das etapas essenciais no processo de consolidação de critérios probabilísticos de desempenho. Também estão registrados alguns comentários sobre o programa NH2, desenvolvido pelo CEPEL.

2.2 Interpretação de Indicadores Preditivos

O gerenciamento de riscos é uma das atividades estratégicas para o atual panorama institucional do sistema elétrico brasileiro.

Embora o setor já disponha de um amplo conjunto de programas computacionais destinado ao tratamento de incertezas (NH2, CONFINT, etc.), a disseminação dos mesmos vem ocorrendo de forma lenta. Um dos motivos, desta situação, reside na aparente dificuldade de interpretação dos indicadores usualmente calculados [14].

Estas dificuldades têm facetas de natureza qualitativa e quantitativa. Sob o ponto de vista qualitativo, a própria nomenclatura utilizada suscita dúvidas oriundas da ausência de consenso quanto a aspectos conceituais (e. g. os termos desempenho, risco, confiabilidade são frequentemente empregados como meros sinônimos). Quantitativamente, o julgamento dos valores numéricos dos indicadores de mérito também não é trivial, dado o caráter eminentemente multifacetado desses índices e a inexistência de balizadores comparativos com aceitação incontestada [14].

A implementação ou discernimento de indicadores vem ganhando crescente atenção em diversos países face às grandes mudanças estruturais em curso no setor elétrico mundial. O forte incentivo à formação de um ambiente de acentuada competição, naturalmente, valoriza a disponibilidade de uma ampla gama de indicadores de mérito, de fácil interpretação, que subsidiem a tomada de decisões [14].

2.3 Panorama das Aplicações de Confiabilidade

As principais aplicações dos índices de confiabilidade residem nos seguintes tipos de estudos: priorização de obras, comparação de alternativas de planejamento, coleta de subsídios para solicitações de financiamento, avaliação de reserva de transformação, definição de arranjo de subestações, monitoração cronológica dos níveis de confiabilidade [14].

Para um dado período temporal de análise, os indicadores de confiabilidade mais utilizados são: expectância de energia interrompida, frequência e duração de interrupção [14].

As principais dificuldades, no âmbito do planejamento, para a realização de estudos de confiabilidade são: má qualidade ou ausência de base de dados, falta de proficiência no uso do ferramental computacional, ausência de critérios probabilísticos consensuais consolidados, deficiências na modelagem de certas peculiaridades de sistemas de subtransmissão [14].

No que diz respeito aos estudos envolvendo monitoração de risco ainda há muitas dificuldades a serem contornadas. Não obstante, mesmo nesta área constatam-se aplicações simplificadas relacionadas à avaliação de riscos de interrupção de fornecimento aos centros de carga, consequências de manutenções no sistema e reserva girante [14].

2.4 Natureza dos Indicadores

Considerando que os índices de risco refletem a influência das incertezas, convém identificar a natureza das mesmas. Sabe-se, por um lado, que as incertezas relevantes aos sistemas de potência não são unicamente tratáveis via teoria de probabilidades. Pode-se, por exemplo, citar as influências de intervenções humanas que não são nem determinísticas nem, necessariamente, seguem um padrão passível de representação rigorosa por modelos estocásticos. A representação desse tipo de incerteza pode eventualmente ser mais bem sucedida através do emprego de variáveis nebulosas (ou difusas, incertas, *fuzzy*).

Entretanto, o uso de variáveis difusas em sistemas de potência ainda está em fase de maturação e a grande maioria das técnicas de avaliação de risco ainda baseia-se no emprego de variáveis aleatórias [14].

A valoração numérica de indicadores de risco e confiabilidade por variáveis aleatórias depende, fundamentalmente, do conjunto de hipóteses, modelos e ferramentas de simulação adotadas durante o processo de avaliação [14]. Essa dependência é acentuada na proporção da grande diversidade de alternativas de avaliação possíveis. *Todo índice de risco ou confiabilidade é, portanto, probabilisticamente condicionado às premissas adotadas no seu próprio cálculo.*

O reconhecimento de indicadores de risco, como variáveis aleatórias, torna disponível um arsenal de procedimentos que auxiliam a diagnose do sistema. Por exemplo, o acompanhamento da evolução dos índices de risco pode ser monitorado através do cálculo de coeficientes de variação e intervalos de confiança [14].

Porém, a avaliação dos intervalos de confiança pressupõe o conhecimento, a priori, das distribuições de probabilidades dos próprios índices, conhecimento este, na maioria das vezes, não disponível ou carente de confirmação [14].

2.5 Procedimento Típico de Avaliação de Confiabilidade Preditiva

Os sistemas computacionais típicos para avaliação de confiabilidade composta preditiva, idealmente, devem englobar um conjunto de funções básicas voltadas à análise probabilística de sistemas de potência sob o enfoque de adequação, podendo-se salientar:

- i. seleção de uma contingência (por enumeração de estados ou simulação Monte Carlo);
- ii. configuração (identificação de ilhamentos no processamento topológico);
- iii. redespacho de carga/geração por ilha;
- iv. pré-processamento (tipos de barra, eliminação de barras isoladas, limites mínimos e máximos de reativos nas barras de geração, etc.);
- v. fluxo de potência (verificar se tem ponto de operação definido e se é factível ou não);
- vi. simulação de ações corretivas (minimizar o corte de carga no fluxo de potência ótimo – FPO).

Com as ações corretivas verifica-se se o ponto é de falha – sobrecarga e violação de tensão. Com o redespacho nem sempre precisa cortar carga, apenas atualizar os índices.

Dado que o programa NH2 é, atualmente, o mais difundido no Brasil, a discussão subsequente referir-se-á ao mesmo [14].

2.5.1 Algoritmo Básico

O algoritmo básico do programa NH2 é composto dos seguintes passos:

1. Leitura do conjunto de cenários e casos-base; definição de parâmetros básicos para a simulação.
2. Seleção de um cenário e caso base.
3. Seleção de um estado do sistema (disponibilidade dos componentes), por sorteio, na simulação Monte Carlo, ou por nível de contingência, na enumeração de estados.
4. Análise de adequação do estado selecionado, isto é, verificação da possibilidade do atendimento à demanda sem violação de limites operativos; se necessário, e especificado pelo usuário, acionamento de medidas corretivas, tais como, redespacho de geração ativa, ajuste das tensões controladas, variação em TAPs de transformadores LTC e, finalmente, como último recurso, corte de carga.
5. Atualização das estimativas dos índices; se a precisão da estimativa é aceitável, ou se o tamanho a amostra é o máximo especificado (Monte Carlo) ou se a lista de contingências foi esgotada (enumeração), siga o próximo passo; se não, volte ao passo 3.
6. Se todos os cenários não foram ainda percorridos, volte ao passo 2; caso contrário, se enumeração, então fim do algoritmo, se Monte Carlo, vá para o passo 7.
7. Verificar a precisão da estimativa a nível global (todos os cenários), se aceitável, fim do algoritmo; senão, defina novos lotes de sorteios por cenário e volte ao passo 2.

Informações adicionais sobre o programa NH2 serão tratadas na Seção 2.7.

2.5.2 Seleção de Estados

2.5.2.1 Método de Enumeração de Estados

No método de enumeração, são selecionados os estados com probabilidade acima de um limite de truncamento ou a partir de uma lista de contingências definida pelo usuário. Os índices resultantes deste método correspondem ao limite inferior dos valores verdadeiros devido aos estados não analisados. Este método é eficiente quando o espaço de

estados é relativamente pequeno. Esta situação é típica em estudos de confiabilidade de transmissão, onde as probabilidades de falhas de circuito são relativamente baixas, tornando altamente improvável as saídas simultâneas de vários circuitos, com exceção das falhas de modo comum.

2.5.2.2 Simulação Monte Carlo

Na simulação Monte Carlo, os estados são amostrados a partir das distribuições de probabilidades dos componentes do sistema. Qualquer índice é estimado pela média dos valores resultantes da análise de adequação de um estado (passo 4 do algoritmo básico). Estas estimativas são não tendenciosas, isto é, quanto maior o tamanho da amostra mais próximas as estimativas estarão dos valores verdadeiros dos índices. A incerteza das estimativas pode ser medida pelo cálculo de suas variâncias. Deste modo, pode-se verificar a precisão de cada estimativa (passo 5 do algoritmo básico) ao final de cada sorteio para testar a convergência do método.

A simulação Monte Carlo é preferível quando o número de estados críticos/prováveis é potencialmente grande. Esta situação é típica em estudos de confiabilidade composta, onde saídas múltiplas são mais prováveis devido às probabilidades de falha das unidades geradoras serem de 1 a 2 ordens de grandeza que as dos circuitos.

Outra grande vantagem do método é o fato de ser possível tratar sistemas bastante complexos, bem como obter as distribuições de probabilidade de grandezas de interesse (ex.: tensão em barras e fluxo em circuitos). Entretanto, tem como limitação a grande dependência do esforço computacional com a precisão desejada, que pode, no entanto ser reduzida pelo uso de técnicas de redução de variância [14].

2.5.3 Análise de Adequação

A análise de adequação de cada estado selecionado é efetuada em cinco etapas.

A primeira etapa define a configuração do sistema dada a contingência original e as alterações a ela vinculadas, que correspondem às ações operativas automáticas. Algumas alterações vinculadas permitidas são: transferência de carga, reconfiguração da rede, corte automático de geração e corte de carga.

Na segunda etapa, de pré-solução, são realizados ajustes preliminares, tais como: identificação de ilhas na rede; correções devido aos ilhamentos (remoção de barras

isoladas, e definição de novas barras de referência); redespacho automático de geração (CAG) baseado em fatores de participação e cortes de carga por insuficiência de geração.

A terceira etapa efetua a solução do fluxo de potência (AC ou linearizado), inclusive para as ilhas identificadas. No primeiro caso, pode-se optar pelo método de Newton completo ou desacoplado rápido. São também adotadas técnicas para tratamento de casos não convergentes ou divergentes através de ajustes no sistema.

A monitoração, quarta etapa, identifica os limites operativos violados, que compreendem: sobrecargas em circuitos, sub/sobretensão em barras, intercâmbios entre áreas, geração de potência reativa, potência ativa nas barras de referência e corte de carga por insuficiência de geração ou isolamento de barras.

A quinta e última etapa, medidas corretivas, compreendem um método de otimização, que considera a representação AC da rede, baseado em linearizações sucessivas ou fluxo de potência ótimo, utilizado para minimizar o total de corte de carga no sistema. Este método aciona alguns controles do sistema, tais como: redespacho de geradores, ajuste do perfil de tensão, ajuste de TAPs em transformadores LTC e, em último caso, cortes de carga. Nesta etapa pode-se ainda optar por soluções locais condicionadas a controles acionados só na vizinhança das violações. Desta forma, os resultados obtidos estarão mais próximos da realidade operativa. O usuário pode também especificar o conjunto de controles a ser utilizado e as variáveis a serem monitoradas [14].

2.5.4 Índices Calculados

2.5.4.1 Índices de Problemas

Os índices de problemas no sistema se referem a violações de restrições operativas para o despacho do caso base. Para estes índices são calculadas as probabilidades de violação (SPP) de cada tipo de grandeza monitorada: isolamento, carregamento em circuitos, tensão nas barras, etc.

2.5.4.1 Índices de Corte de Carga

Estes índices traduzem a severidade dos problemas no sistema em termos do corte de carga necessário para trazer as grandezas violadas para dentro de seus limites, sendo os mais tradicionais na análise de confiabilidade.

No NH2 são calculados probabilidade (LOLP e LOLE), expectância (EPNS e EENS), frequência (LOLF) e duração (LOLD) do corte de carga, a nível do sistema, áreas e barras de carga. Estes índices também são desagregados em modos de falha, por tipo de restrição inicialmente violada para cuja eliminação foi necessário cortar carga. Os índices são fornecidos a nível global, por área, por barra, assim como, para cada cenário estudado.

A diferença entre as probabilidades de corte de carga e de problemas no sistema fornece uma avaliação da eficiência das medidas corretivas aplicadas ao sistema, com relação ao despacho especificado no caso base.

2.5.4.2 Fluxo de Potência Probabilístico

Além dos valores médios dos índices de problemas e corte de carga, o modelo NH2 também fornece distribuições de probabilidades de variáveis de interesse, tais como, carregamento em circuitos, tensão em barras, intercâmbio entre áreas, perdas em áreas, etc.

O cálculo destas distribuições de probabilidades é usualmente efetuado em programas de fluxo de potência probabilístico. Observe que, por ser dotado de um modelo de medidas corretivas, o programa NH2 consegue calcular estas distribuições tanto antes quanto depois da atuação dos controles para eliminação das violações, sendo possível, por exemplo, a obtenção de distribuições de probabilidades de cortes de carga em barras.

O modelo NH2 permite também avaliar o impacto sobre os valores médios e distribuições de probabilidades não apenas de incertezas nos patamares de carga, como também da curva de carga do sistema. Finalmente, também é possível considerar o efeito de diferentes condições hidrológicas.

2.5.4.3 Contribuição Relativa das Falhas de Geração, Transmissão e Composta

Como resultado da análise de confiabilidade composta, é possível obter estimativas dos índices de confiabilidade de geração (representação em barra única) e de transmissão (sem as indisponibilidades do sistema de geração). A diferença entre o índice de confiabilidade do sistema global e os índices de geração e transmissão reflete a contribuição dos efeitos compostos nos índices finais, isto é, a parcela que não é calculada pelos modelos de confiabilidade de geração e de transmissão.

2.5.4.4 Outros Índices

Além dos índices tradicionais de confiabilidade e fluxo de potência probabilístico, o programa fornece também um conjunto de informações adicionais ao final de cada análise, tais como, casos mais severos, estatísticas de violação por circuito e por barras, estatística das perdas por área, etc.

São também fornecidos como subprodutos do modelo de medidas corretivas, baseado em otimização, índices de sensibilidades que medem a variação da energia não suprida no sistema com relação a variações incrementais de demanda em barras e capacidades de transmissão. Estes índices são importantes tanto a nível de planejamento, por permitir uma comparação coerente entre os reforços de geração e transmissão, como também a nível de operação, por estarem relacionados com os custos marginais de operação do sistema.

O conjunto de indicadores, calculado pelo programa NH2, é bastante útil no diagnóstico do desempenho de sistemas de potência sob o enfoque de continuidade e adequação.

2.6 Índices de Confiabilidade

A seguir, estão relacionados os índices de confiabilidade mais usuais em análises preditivas e suas respectivas interpretações simplificadas, tomando-se como base o ano [14], [15].

PPC – *probabilidade de perda de carga (%)*. É frequentemente referido como LOLP.

Define-se também o chamado PVS, probabilidade de violação no sistema (ou PPS, probabilidade de problemas no sistema) quando se contabiliza cumulativamente a probabilidade de ocorrência de todos os modos de falha (i. e. sobrecargas, subtensões, sobretensões, isolamento de cargas, insuficiência de geração, etc.), anteriormente à aplicação de medidas corretivas, tais como, redespacho, etc. A diferença entre PPC e PVS reflete o grau de eficácia das medidas corretivas;

EPC – *expectância de perda de carga (horas/ano)*. É obtida pelo produto da PPC (pu) por 8760. Outra notação usual é LOLE;

F – *frequência média de perda de carga (ano⁻¹)*. Quantifica o número médio de vezes no ano em que o modo de falha ocorre. É frequentemente referido como LOLF;

- D** – *duração média de perda de carga (horas)*. Quantifica a duração média acumulada no ano do modo de falha. É obtida pela divisão da EPC (i. e. LOLE) pela frequência F. Usualmente citado como LOLD ou R;
- EPNS** – *expectância de potência não suprida (MW/ano)*. Quantifica a expectância da potência ativa interrompida provocada pelos modos de falha considerados. Também referida como EDNS (*expected demand not supplied*);
- EENS** – *expectância de energia interrompida (MWh/ano)*. Quantifica a energia média acumulada anual interrompida devido à ocorrência dos modos de falha considerados. É estimada a partir do valor da expectância da potência ativa interrompida no período;
- IMG** – *indisponibilidade média global (hora/ano)*. Quantifica o número médio de horas em que haveria interrupção de carga caso a demanda máxima se verificasse durante todo o tempo. Calculado pela divisão de EENS pela ponta de carga anual (MW).
- SEV** – *severidade (minuto)*. É um dos mais importantes indicadores de risco probabilístico [15]. A severidade é um índice normalizado, dado pela divisão de um valor estimado da energia interrompida (em MWh) por uma base de potência em MW (geralmente a ponta de carga do sistema ou de uma área – IMG). O valor numérico é multiplicado por 60 para a conversão em minutos. A severidade é, então, expressa em sistema-minuto ou, simplesmente, minuto.

Assim, ele exprime o tempo fictício de um blecaute imaginário, que seria necessário para acumular uma energia não suprida exatamente equivalente àquela calculada, se toda a carga do sistema fosse afetada. Trata-se de um índice que captura não apenas a habitualidade das falhas do sistema, mas também a gravidade e consequências das mesmas. Pelo fato de ser um indicador normalizado, permite a comparação de sistemas de portes e naturezas distintas, advindo daí a sua importância.

A severidade é um dos poucos indicadores de curso internacional e que já dispõe de uma escala de valoração classificatória, com base logarítmica. O conceito que o embasa é o da classificação dos eventos de forma semelhante àquela empregada no tratamento de terremotos, onde cada escala é diferenciada da antecedente por uma ordem de grandeza. A Tabela 2.1 mostra a hierarquia usada na classificação da confiabilidade do sistema via severidades. Cabe ainda ressaltar que

entre dois sistemas, o mais confiável é o que apresenta menor valor numérico de severidade.

Outra grande vantagem da severidade, como indicador de risco, está na possibilidade de calculá-lo tanto para eventos pretéritos, como de forma preditiva.

Tabela 2.1 - Classificação do risco pela severidade [8]

Classificação	Severidade S (sistema-minuto)	Interpretação	Comentário
Grau 0	$S < 1$	Favorável	Condição operativa de baixíssimo risco (azul)
Grau 1	$1 \leq S < 10$	Satisfatório	Condição operativa de baixo risco (amarelo)
Grau 2	$10 \leq S < 100$	Limítrofe	Condição operativa de risco médio (alaranjado)
Grau 3	$100 \leq S < 1000$	Grave	Sério impacto para vários agentes / consumidores (vermelho)
Grau 4	$1000 \leq S$	Muito grave	Grande impacto para muitos agentes / consumidores, colapso do sistema.

2.7 O Programa NH2

Esta seção registra alguns comentários sobre o programa NH2, desenvolvido pelo CEPEL, para a conveniência do leitor. Maiores detalhes podem ser vistos nas literaturas [16] e [17].

2.7.1 Breve Descrição

O sistema computacional NH2 compreende um programa principal para análise probabilística para sistemas de potência, incluindo o cálculo da confiabilidade composta geração/transmissão de grandes sistemas hidrotérmicos e módulos auxiliares para o gerenciamento e montagem dos dados de entrada e saída.

Para atingir seus objetivos, o NH2 incorpora características que combinam processamento computacional efetivo com flexibilidade na modelagem e diagnósticos.

A modelagem flexível foi necessária devido à diversidade dos usuários e das aplicações. Isto foi possível usando o conceito de cenário e permitindo aos usuários

especificar o método para seleção de estados (Enumeração ou Monte Carlo) e o método para análise de performance (fluxo de potência AC ou DC).

A eficiência computacional é obtida adotando-se técnicas de redução de variância (método híbrido) implementadas na simulação de Monte Carlo, e por utilizar um eficiente fluxo de potência ótimo no modelo de ações corretivas (redespacho de sistema de geração, ajustamento do perfil de tensão, mudanças nos tapes dos transformadores, mínimo corte de carga), que considera a estratégia de solução específica para cada contingência. A análise de cada contingência do sistema é realizada por um fluxo de potência ótimo (FPO).

O programa é capaz de diagnosticar o sistema em estudo. Isto é possível, não somente por meio dos próprios índices de confiabilidade, mas também pelo espectro de informações adicionais fornecidas. Este inclui informação na maioria dos casos severos, distribuição probabilística da variável selecionada, estatísticas de violação por circuito e por barra, estatísticas de perdas por área, e sensibilidade para os reforços do sistema. Os índices são gerados em duas situações distintas: antes das medidas corretivas serem aferidas (índices do problema do sistema) e após as medidas corretivas serem efetivadas (índices de corte de carga). Além dos índices básicos de confiabilidade composta, o programa calcula também índices de frequência e duração dado que uma metodologia foi desenvolvida para calcular estes índices com razoável exatidão. Todos os índices de confiabilidade composta são desagregados por sistema, área e níveis de barramento e também por diferentes modos de falha (ilhamento, sobrecarga, violação de tensão, colapso de tensão, etc.) [16].

O programa NH2 permite as seguintes funções básicas a serem realizadas, interativamente ou por processamento em *batch*:

1. análise de um caso de fluxo de potência (tradicional ou ótimo);
2. análise de um caso de contingência;
3. análise de uma lista de contingências;
4. fluxo de potência probabilístico;
5. análise de confiabilidade (transmissão e composta).

2.7.2 As Principais Características do Programa NH2

A análise de confiabilidade composta de sistemas envolve o cálculo de índices que refletem a adequação do sistema ao suprimento das demandas previstas ao longo de um determinado período, usualmente, um ano. Ao longo deste período, o sistema elétrico pode

estar se expandindo, com entrada de unidades geradoras, circuitos, transformadores, etc. Por outro lado, as cargas também variam ao longo do ano e apresentam comportamentos diferentes em cada região e estação do ano. Há que considerar ainda que, em sistemas hidrotérmicos, as condições hidrológicas afetam, significativamente, a disponibilidade de potência nas usinas hidrelétricas, de acordo como o comportamento das afluições. É, portanto, necessário recorrer-se a simulações energéticas do sistema de geração, de modo a obter-se as disponibilidades mensais de potência em cada usina hidrelétrica, para a condição hidrológica considerada. Cabe ressaltar que o algoritmo de confiabilidade implementado no NH2 permite o cálculo de índices anualizados, isto é, condicionados a cada cenário de carga, ou índices anuais, ou seja, integrados para todos os cenários de carga.

O conceito de cenário foi introduzido no NH2 para permitir a consideração dos aspectos citados e é caracterizado pela descrição dos seguintes elementos:

1. configuração do sistema elétrico (topologia e dados elétricos dos componentes);
2. distribuição espacial das cargas (por barra);
3. disponibilidade de potência nas usinas do sistema.

A abordagem adotada corresponde a transformar a análise de um período anual em sequência de análises de cenários representativos dos diversos aspectos relevantes para a análise de confiabilidade composta. A cada cenário pode-se associar, portanto, uma probabilidade e um conjunto de índices de probabilidade; índices globais podem, então, ser calculados pela média ponderada dos índices de cada cenário, tomando-se como pesos as probabilidades de ocorrência de cada cenário.

Para efetuar a análise de confiabilidade associada a um determinado cenário, deve-se escolher um despacho de geração viável para o caso-base. Este caso-base registra, portanto, uma decisão operativa e se traduz por um particular perfil de tensões nas barras e de carregamento nos circuitos do sistema.

Definido um caso-base, pode-se analisar o desempenho do sistema frente a uma série de contingências, caracterizadas pela mudança de estado de um ou mais componentes do sistema. Este modo de utilização chama-se *análise de contingências*.

A caracterização das transições de estado de cada componente permite associar probabilidades a cada contingência e a consequente obtenção de índices de confiabilidade. Este modo de utilização chama-se *análise de confiabilidade*.

A análise de desempenho compreende a solução da rede utilizando um fluxo de potência não linear e a monitoração das violações de restrições operativas, na ocorrência de alguma violação. Neste caso, o programa faz uso do modelo de medidas corretivas para eliminar as violações, valendo-se dos controles definidos pelo usuário e, em última instância, do corte de carga mínimo necessário para o restabelecimento do sistema.

Na análise de confiabilidade, a seleção de estados pode ser efetuada de dois modos alternativos: por enumeração de contingências e por simulação Monte Carlo. No primeiro, uma lista de contingências é formada, explicitamente, ou de forma implícita. Os índices calculados representam um limite inferior dos valores verdadeiros, dada a impossibilidade prática de se enumerar todo o espaço de estado, no caso de sistema de grande porte. No segundo modo, as contingências são escolhidas aleatoriamente, a partir dos modelos estocásticos dos componentes. Os índices calculados representam uma estimativa não tendenciosa dos índices verdadeiros; o processo de sorteio permite também o cálculo do intervalo de confiança associado a cada índice, para amostra utilizada.

Um terceiro modo de seleção de estado permite combinar os dois modos acima, o que possibilita a obtenção de índices com uma menor incerteza; este modo combinado se baseia nas chamadas técnicas de redução de variância, muito utilizadas em métodos de simulação Monte Carlo.

A análise de cada estado pode ser realizada por um fluxo de potência ótimo (FPO) [16].

2.7.3 Utilizando Fluxo de Potência Ótimo por Método de Pontos Interiores

Para obter-se uma exatidão aceitável na estimativa dos índices probabilísticos, deve-se ter um grande número de estados de sistema, incluindo combinação de saídas de gerador e circuito (falhas) e incertezas da carga. Portanto, no processo de análise de contingência, particularmente, lidando com sistemas fortemente carregados (estressados), devem existir situações onde o algoritmo *Newton-Raphson* não converge para a solução, para um dado conjunto de cargas (potências ativa e reativa). Isto pode ocorrer devido aos pontos iniciais ruins, a problemas de mal-condicionamento ou porque as equações de fluxo de potência não têm solução real.

No programa NH2, problemas de solução de sistemas são aliviados pelo cálculo do corte de carga mínimo a fim de trazer viabilidade numérica a um caso de fluxo de potência

sem solução, isto é, trazer o sistema de um ponto de operação onde o fluxo de potência não convergiu para um ponto onde há solução.

Resolvendo o problema da viabilidade, se ainda houver violações operativas (tensão e sobrecarga) será, então calculado um corte adicional para a eliminação das violações existentes. No processo de cálculo do corte de carga mínimo (viabilidade e/ou violações operativas), um fluxo de potência ótimo é resolvido pelo método direto de pontos interiores.

Na aplicação dos métodos de pontos interiores no FPO, duas estratégias básicas são relatadas na literatura. A primeira é baseada em um esquema de otimização do fluxo de potência, onde o algoritmo de pontos interiores é aplicado ao resultado do problema de programação linear ou quadrática obtido a partir da linearização das equações de fluxo de potência na solução do algoritmo de fluxo de carga. A segunda estratégia, chamada *método direto por pontos interiores*, consiste na aplicação do método por pontos interiores ao problema original de programação não-linear que está no FPO. Esta última estratégia foi adotada no programa NH2. Ela é mais adequada porque não depende da convergência de qualquer algoritmo de fluxo de potência – em seu esquema iterativo, é exigido somente o atendimento às equações de fluxo de potência na solução ótima. Também, as experiências numéricas mostraram que os métodos por pontos interiores são mais efetivos quando lidando com mal-condicionamento em grande escala e redes com problemas de tensão [16].

2.8 Sumário

Este capítulo apresentou aspectos relacionados ao cálculo de indicadores de desempenho e confiabilidade, esta abordagem é importante para um melhor entendimento dos resultados deste trabalho. Apresentou, ainda, comentários sobre o programa NH2, desenvolvido pelo CEPEL, que foi utilizado para o processamento das análises base deste trabalho.

Capítulo 3

Confiabilidade da Geração

3.1 Introdução

Este capítulo tem por finalidade descrever e avaliar numericamente as ordens de grandezas dos níveis de risco associados ao parque gerador que atende a Região Nordeste do Brasil no horizonte 2008-2010, na sua configuração dos meses de dezembro de cada ano na condição de carga máxima.

Nesta etapa do trabalho não foram consideradas incertezas no sistema de transmissão, o que significa que não foram consideradas possibilidades de falhas nas linhas e transformadores.

3.2 Modelos, Critérios e Definições

Os dados estocásticos utilizados nesta análise foram extraídos da base de dados BDConf [18], realizada em parceria entre o ONS e a UFSC, que possibilita a estimativa mais realista de índices de desempenho tais como taxas de falhas e tempos médio de reparo dos componentes (linhas, transformadores e geradores) do Sistema Interligado Nacional – SIN.

3.2.1 Modelo das Fontes Primárias de Energia

A influência das incertezas das fontes primárias de energia de natureza hidrológica pode ser representada em estudos de confiabilidade composta atribuindo-se probabilidades aos diferentes cenários de despacho possíveis. No presente trabalho permitiu-se a livre variabilidade de despacho de todas as unidades geradoras, dentro dos limites permitidos a

cada uma delas, para fins de eliminação de violações dos casos-base de confiabilidade. Assim, o despacho do caso-base de confiabilidade foi tratado com probabilidade unitária.

3.2.2 Modelo de Geração

As unidades geradoras foram modeladas pela cadeia de *Markov*, a dois estados: operação e falha, considerando suas respectivas taxas de falha e tempos médios de reparo, logo, o estado de manutenção não foi considerado. A geração eólica foi modelada, no fluxo de potência, como barra PQ. As máquinas modeladas nesta análise estão descritas a seguir, na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Usinas consideradas na análise de confiabilidade com respectivos dados estocásticos

Usina	Tipo	Número de Unidades Geradoras	Geração Máxima por Unidade (MW)	Taxa de Falha, λ (oc./ano)	Tempo Médio de Reparo, TRM (h)
PAFO-1G1-3MQ	HIDRAULICAS	3	60	1.8692	35.5347
PAFO-2G1-1MQ	HIDRAULICAS	1	70	1.8692	35.5347
PAFO-2G2-1MQ	HIDRAULICAS	1	70	1.8692	35.5347
PAFO-2G3-1MQ	HIDRAULICAS	1	75	1.8692	35.5347
PAFO-2G4-1MQ	HIDRAULICAS	1	76	1.8692	35.5347
PAFO-2G5-1MQ	HIDRAULICAS	1	76	1.8692	35.5347
PAFO-2G6-1MQ	HIDRAULICAS	1	76	1.8692	35.5347
PAFO-3G1-1MQ	HIDRAULICAS	1	200	1.3286	17.3235
PAFO-4G1-6MQ	HIDRAULICAS	6	380	1.3286	17.3235
ASALESG1-1MQ	HIDRAULICAS	1	100	1.8692	35.5347
ASALESG2-1MQ	HIDRAULICAS	1	100	1.8692	35.5347
LGONZAG1-3MQ	HIDRAULICAS	3	230	1.3286	17.3235
LGONZAG2-3MQ	HIDRAULICAS	3	230	1.3286	17.3235
XINGO----6MQ	HIDRAULICAS	6	500	0.7822	10.6
SOBRADIN-6MQ	HIDRAULICAS	5	146	1.8692	35.5347
IRECE----1CS	COMPENSADOR SINCRONO	1	0	0.8154	91.5997
B.J.LAPA-1CS	COMPENSADOR SINCRONO	1	0	0.8154	91.5997
B.J.LAPA-069	HIDRAULICAS	1	6	1.624	2.2343
BARREIRAS069	HIDRAULICAS	1	9	1.624	2.2343
BARREIRAS138	HIDRAULICAS	1	77	1.624	2.2343
BJLAPAI-500	COMPENSADOR ESTATICO	1	0	5.1204	7.7193
ITABAIANA069	FOSSEIS $0 < P \leq 59$	1	5	1.5806	43.4498
CAMACARI-2CS	COMPENSADOR SINCRONO	2	0	0.8154	91.5997
MATATU-T4011	COMPENSADOR SINCRONO	1	0	0.8154	91.5997

Usina	Tipo	Número de Unidades Geradoras	Geração Máxima por Unidade (MW)	Taxa de Falha, λ (oc./ano)	Tempo Médio de Reparo, TRM (h)
MATATU-T5011	COMPENSADOR SINCRONO	1	0	0.8154	91.5997
P.CAV-G1-2MQ	HIDRAULICAS	2	81	1.8692	35.5347
UFL-01G1-1MQ	HIDRAULICAS	1	10	1.624	2.2343
UFL-01G2-1MQ	HIDRAULICAS	1	10	1.624	2.2343
UFL-01G3-1MQ	HIDRAULICAS	1	10	1.624	2.2343
PEDRAS---013	HIDRAULICAS	1	20	1.624	2.2343
EUNAPOLIS138	HIDRAULICAS	1	42	1.624	2.2343
ITAPEBI--1MQ	HIDRAULICAS	1	150	1.8692	35.5347
FUNIL----230	COMPENSADOR ESTATICO	1	0	5.1204	7.7193
PIRAPAMA-069	FOSSEIS 0<P<=59	1	37	1.5806	43.4498
RCD-SIE--1CS	COMPENSADOR SINCRONO	1	0	0.8154	91.5997
RCD-ALS--1CS	COMPENSADOR SINCRONO	1	0	0.8154	91.5997
GOIANINH-069	FOSSEIS 0<P<=59	1	24	1.5806	43.4498
GNN--T1--1CS	COMPENSADOR SINCRONO	1	0	0.8154	91.5997
MUSSURE--069	FOSSEIS 0<P<=59	1	24	1.5806	43.4498
CGD-1----013	COMPENSADOR SINCRONO	1	0	0.8154	91.5997
NATAL-II-069	COMPENSADOR SINCRONO	2	0	0.8154	91.5997
PROINFA--069	EOLICA	1	17	2.5	136
RIBEIRAO-069	FOSSEIS 0<P<=59	1	34	1.5806	43.4498
ALEGRIA1-034	EOLICA	1	20	2.5	136
ALEGRIA2-034	EOLICA	1	40	2.5	136
CGD-----1CE	COMPENSADOR ESTATICO	1	0	5.1204	7.7193
RUSSAS---069	EOLICA	1	18	2.5	136
ENACEL---069	EOLICA	1	12	2.5	136
C.QUEBRAD069	EOLICA	1	23	2.5	136
MOSSORO--069	COMPENSADOR SINCRONO	1	0	0.8154	91.5997
B.VENTOS-069	EOLICA	1	20	2.5	136
FORTALEZ-069	EOLICA	1	21	2.5	136
VOLTA RIO 69	EOLICA	1	17	2.5	136
P.MORGADO 69	EOLICA	1	12	2.5	136
CAUIPE---069	EOLICA	1	16	2.5	136
MILAGRES-1CE	COMPENSADOR ESTATICO	1	0	5.1204	7.7193
FORTALEZ-1CE	COMPENSADOR ESTATICO	1	0	5.1204	7.7193
UEE PFM--034	EOLICA	1	42	2.5	136
PIRIPIRI-138	EOLICA	1	8	2.5	136
TERESINA-1CS	COMPENSADOR SINCRONO	1	0	0.8154	91.5997
BOAESP-1-2MQ	HIDRAULICAS	2	49	1.7599	26.8038
BOAESP-2-1MQ	HIDRAULICAS	1	64	1.8692	35.5347

Usina	Tipo	Número de Unidades Geradoras	Geração Máxima por Unidade (MW)	Taxa de Falha, λ (oc./ano)	Tempo Médio de Reparo, TRM (h)
BOAESP-2-1CS	HIDRAULICAS	1	0	1.8692	35.5347
UEE ICZ--034	EOLICA	1	22	2.5	136

3.2.3 Modelo de Carga

Algumas cargas foram modeladas como valores de potência constante, porém, a grande maioria foi modelada funcionalmente, representando-se suas dependências com relação às variações de tensão. Tal representação facilita o processo de convergência, já que seu uso implica num corte implícito de carga quando da ocorrência de baixas tensões por esgotamento dos recursos do sistema. Este aspecto tem influência direta nos valores dos índices de confiabilidade obtidos.

A modelagem funcional da carga é realizada conforme a equação abaixo:

$$P = P_i [\alpha_i + \beta_i V_i + \gamma_i V_i^2]$$

onde, P é a potência modelada;

P_i é o valor inicial da potência;

V_i é a tensão da barra, em pu;

α_i é o fator de participação que define a parcela da carga que possui potência constante;

β_i é o fator de participação que define a parcela da carga que possui corrente constante;

γ_i é o fator de participação que define a parcela da carga que possui impedância constante.

A Tabela 3.3 apresenta os fatores de participação utilizados para as cargas modeladas funcionalmente por Área do Sistema Nordeste. As Áreas Geométricas serão descritas no Capítulo 4.

Tabela 3.3 - Fatores de participação da modelagem da carga por Área Geométrica do Sistema Nordeste

Área	α	β	γ
Oeste	40%	0%	60%
Norte	40%	0%	60%
Leste	40%	0%	60%
Sul	50%	0%	50%
Sudoeste	30%	0%	70%

Todo o regime de carga foi processado de forma determinística, ou seja, sem incertezas no patamar.

3.2.4 Modelo dos Sistemas de Transmissão

Nesta etapa do trabalho não foram consideradas incertezas com relação aos sistemas de transmissão, ou seja, não foram consideradas possibilidades de falhas de linhas e transformadores.

3.2.5 Composição do Espaço Probabilístico de Estados

A composição do espaço probabilístico de estados tem extrema influência nos valores numéricos dos índices de confiabilidade. Por este motivo, é quase inútil o simples fornecimento de índices de confiabilidade sem a descrição rigorosa da composição do espaço probabilístico de estados sobre o qual os mesmos índices foram gerados.

Na avaliação realizada neste Capítulo, este espaço foi composto pelas unidades geradoras localizadas na Região Nordeste, descritas na Tabela 3.2.

3.3 Ferramentas Utilizadas

Para a realização deste trabalho foram utilizadas as seguintes ferramentas computacionais:

- Versão 7.5a-P0, de dezembro de 2005, do programa NH2 do Cepel. Utilizado no processamento da confiabilidade, propriamente dita.
- Versão 4.1, de 18 de abril de 2007, do programa PRE-NH2 do ONS. Utilizado no pré-processamento para obtenção do caso-base de confiabilidade.

3.4 Simulações

A simulação computacional compreende duas etapas consecutivas, que são: pré-processamento para obtenção do denominado caso-base de confiabilidade, e cálculo numérico da confiabilidade propriamente dita.

3.4.1 Pré-processamento

O objetivo da etapa é a criação de um registro num arquivo histórico de confiabilidade, que contenha o caso-base de confiabilidade, ou seja, um arquivo que apresenta um caso de fluxo de potência convergido e sem violações e que agrega, ainda, dados adicionais específicos para o processamento posterior da etapa de confiabilidade. O PRE-NH2 é o programa utilizado nesta etapa, conforme descrito na Seção 3.3.

3.4.2 Cálculo Numérico da Confiabilidade

A etapa de cálculo numérico da confiabilidade pressupõe a existência de um arquivo que contenha um caso-base de fluxo de potência, convergido e sem violações e o caso base de confiabilidade, usualmente obtido na etapa de pré-processamento, descrita anteriormente. Conceitualmente, o cálculo da confiabilidade compreende três etapas, cujas diretrizes são apresentados a seguir.

1. Seleção de estados operativos do sistema: a seleção de um conjunto de estados operativos do sistema, primeira etapa do cálculo numérico da confiabilidade, pode ser realizada por enumeração explícita ou via técnica de Monte Carlo. Nos estudos de referência, essa seleção é feita por enumeração simples, dupla e tripla de uma lista de contingências de unidades geradoras, exatamente coincidente com o espaço probabilístico de estados, anteriormente definido.
2. Análise dos estados operativos selecionados: em linhas gerais, após cada seleção do estado, deve ser verificado se o estado selecionado constitui um estado de sucesso, caso em que ele não apresenta nenhum modo de falha, ou estado de falha. Quando ocorre algum tipo de modo de falha, tenta-se eliminá-la com as medidas corretivas que representam os recursos operacionais do sistema. Para a avaliação de referência da confiabilidade, permite-se o redespacho de potência ativa e reativa. É permitida, também, a variação das derivações dos transformadores, respeitados seus limites, as alterações em tensões de barras controladas e, em última instância, o corte de carga mínimo, calculado via algoritmo ótimo de pontos interiores. No estudo de referência, todas as áreas elétricas do sistema Nordeste são tratadas como regiões de controle ou influência e de monitoração ou interesse. Em consonância com os modos de falha selecionados, a monitoração é realizada sobre os valores dos limites normais dos carregamentos sob enfoque de corrente de linhas e transformadores, dos limites em

emergência de tensão em barramentos de carga com carga, dos limites de geração de potência reativa das unidades geradoras e dos limites de geração ativa e reativa das barras de referência do sistema. A monitoração do carregamento é realizada sobre o limite normal porque se deseja que o sistema planejado apresente uma margem de manobra para a operação; entretanto, se desejado, a monitoração do valor de emergência do carregamento pode ser realizada sob a égide de estudo especial.

3. Contabilização de índices de confiabilidade: essa etapa compreende o cálculo estatístico dos índices de confiabilidade estipulados.

3.4.3 Estrutura das Simulações

Considerando os cenários de geração e carga e os critérios definidos na Seção 3.2, foram definidas diferentes simulações que compõe a análise proposta de confiabilidade de geração para o Sistema de Transmissão da Região Nordeste, indicadas na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 - Análise de Riscos da geração instalada na Região Nordeste do Brasil

<i>Investigação: Atributos/ Resultados</i>	<i>1 - 12/2008</i>	<i>2 - 12/2009</i>	<i>3 - 12/2010</i>	<i>4 - 12/2010</i>	<i>5 - 12/2010</i>
1) Identificação do caso	Dezembro 2008, Pesada (D8P)	Dezembro 2009, Pesada (D9P)	Dezembro 2010, Pesada (D0P)	idem	idem
2) Cenário operativo	caso de referência	idem	idem	idem	idem
3) Modelagem da carga	1 patamar, s/ incertezas	idem	idem	idem	idem
4) Simulação	Enumera tripla geração	Enumera tripla geração	Enumera tripla geração	Enumera dupla geração	Enumera simples geração
5) Probabilidade e d/ rede completa (%)	42.057976 %	41.746597 %	39.613976 %	39.613976 %	39.613976 %
6) Espaço analisado (%))	97.895920 %	97.727692 %	97.188110 %	93.698959 %	76.758278 %
7) Casos Propostos	36595	36595	44390	2090	64
8) Casos c/ Solução	36595	36590	44390	2090	64
9) Casos retirados	zero	5	zero	zero	zero
10) Modos de falha	3675	2072	3993	127	2
11) Casos c/ cortes	zero	zero	zero	zero	zero
12) Falha mais usual	Violação tensão 3675 casos	Violação tensão 2072 casos	Violação tensão 3993 casos	Violação tensão 127 casos	Violação tensão 2 casos
13) PPS (%)	1.8813	1.5118	1.8113	1.6399	854.2632E-03
14) PPCS (%) PPCg PPCc	zero zero -	zero zero -	zero zero -	zero zero -	zero zero -
15) ENSS (MWh/ano) ENSg ENSc	zero zero -	zero zero -	zero zero -	zero zero -	zero zero -
16) NHDS (hora/ano) NHDg NHDC	zero zero -	zero zero -	zero zero -	zero zero -	zero zero -
17) FPCS(1/ano) FPCg	zero zero	zero zero	zero zero	zero zero	zero zero
18) Severidade (min)	zero	Zero	zero	zero	zero
19) Tempo	1h5min (dedicado)	3h11min	5h41min	5min (dedicado)	3s

A simulação Monte Carlo não convergiu para nenhum dos casos analisados, pois como não existe corte de carga para nenhuma falha ou combinação de falhas de unidades geradoras, a precisão solicitada para os indicadores PPC e EPNS nunca é atingida, não importando o tamanho da amostra ou da precisão desejada para a convergência [25].

3.5 Resultados Obtidos

Considerando os critérios e modelos apresentados anteriormente, para todas as simulações indicadas na Tabela 3.4, os índices de confiabilidade foram nulos, o que significa que falhas simples, duplas ou triplas das unidades geradoras, listadas não provocam violações no sistema analisado.

Mesmo com a constatação de que todos os índices de confiabilidade apresentaram valores nulos, é possível observar algumas informações sobre o espaço de estado analisado:

Observando o atributo #6), da investigação 5, da Tabela 3.4, verifica-se que as contingências simples correspondem a quase 77 % de todo o espaço de estados, ou seja, os 23 % restantes se referem às combinações de contingências de ordem superior (duplas, triplas, etc.). Tem-se, porém, um ganho de 17 % no percentual do espaço de estados quando comparado os resultados das contingências simples com os resultados das contingências duplas (investigação 4). E quando se compara os resultados das contingências triplas (investigação 3) com os resultados das contingências duplas, temos um ganho ainda menor, de apenas 3,5 %, no percentual do espaço de estados. Por outro lado, o tempo de processamento gasto (atributo #19) e o número de contingências processadas (atributo #8) são muito superiores quanto maior é o espaço de estados analisado. Logo, em situações onde haja alguma restrição ao processamento, os resultados mostram que o processamento das contingências simples seria suficiente para essa análise de confiabilidade.

Logo, podemos concluir que a capacidade instalada de geração no Sistema Nordeste é bastante robusta, mesmo desconsiderando os efeitos da manutenção, pois até nas análises de contingências triplas, não foi observada nenhuma violação de tensão, de carregamento ou de déficit.

3.6 Sumário

Este capítulo apresentou análises de confiabilidade de geração considerando a expansão de carga e configuração do parque gerador do Sistema Nordeste do Sistema Interligado Nacional. Apresentou, ainda, os modelos adotados para as fontes primárias de energia, geração, carga e sistemas de transmissão.

Através dos resultados obtidos, verificou-se que falhas em unidades geradoras das usinas hidrelétricas, térmicas e eólicas que se localizam na Região Nordeste não provocam violações sistêmicas de qualquer natureza que impliquem em corte de carga, evidenciando a robustez desse sistema elétrico.

Os resultados obtidos através do método de enumeração de estados mostraram que contingências simples das unidades geradoras correspondem a 77 % do total do espaço de estados e fornecem subsídios importantes e suficientes para essa análise de confiabilidade, pois quando comparadas com os resultados das contingências duplas ou triplas chega-se ao mesmo resultado para os indicadores de confiabilidade, porém, com o tempo de processamento infinitamente menor.

Capítulo 4

Confiabilidade da Transmissão

4.1 Introdução

Este capítulo tem por finalidade descrever e avaliar numericamente as ordens de grandezas dos níveis de risco associados ao sistema de transmissão da Rede Básica que atende a Região Nordeste do Brasil no horizonte 2008-2010, na sua configuração dos meses de dezembro de cada ano na condição de carga máxima.

Nesta etapa do trabalho não foram consideradas incertezas no parque gerador, o que significa que não foram consideradas possibilidades de falhas nas usinas hidrelétricas, térmicas ou eólicas.

4.2 Modelos, Critérios e Definições

Permanecem válidas as considerações das Seções 3.2.1, 3.2.3 e 3.3, em relação a:

- modelo das Fontes Primárias de Energia;
- modelo de Carga;
- ferramentas utilizadas.

As diferenças estão nas Seções 3.2.2, 3.2.4 e 3.2.5, em relação a:

- modelo de Geração;
- modelo dos Sistemas de Transmissão;
- composição do Espaço Probabilístico de Estados;

4.2.1 Modelo de Geração

Nesta etapa do trabalho, as unidades geradoras foram representadas deterministicamente e de forma individualizada, ou seja, não foram consideradas falhas nas unidades geradoras. Nesta hipótese, o parque gerador, embora representado em sua plenitude, não contribuiu para a formação do espaço probabilístico de estados. Os compensadores estáticos foram convertidos em síncronos equivalentes e também tratados de forma determinística.

4.2.2 Modelo dos Sistemas de Transmissão

A modelagem estocástica da topologia compreendeu a representação de nós e ramos. Nesta avaliação foram representadas todas as linhas e transformadores do Sistema Nordeste, descrito na Seção 4.3, incluídos nos casos-base de fluxo de potência de referência. Entretanto foram atribuídas incertezas apenas aos elementos da Rede Básica. O tratamento dessas incertezas baseia-se na modelagem clássica de cadeias de Markov com dois estados, com todos os condicionantes tradicionais, tais como intensidades de transições constantes, ausência de fenômenos de envelhecimento, regeneração, tendências e correlações.

Os elementos de transmissão foram classificados em três categorias: linhas de transmissão – LT, transformadores de malha – TM e transformadores de fronteira – TF. Todas as categorias foram discriminadas por níveis de tensão. A classe dos TF englobou aqueles transformadores nos quais a maior tensão é igual ou superior a 230 kV, a segunda maior tensão é inferior a 230 kV.

Não foram considerados modos de falhas comuns ou esquemas especiais de proteção na análise da transmissão.

Os dados estocásticos utilizados nesta análise, descritos na Tabela 4.5, foram extraídos da base de dados BDConf [18], realizada em parceria entre o ONS e a UFSC, que possibilita a estimativa mais realista de índices de desempenho tais como taxas de falhas e tempos médio de reparo dos componentes (linhas, transformadores e geradores) do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Tabela 4.5 - Valores de Taxas de Falha e Tempos Médios de Reparo [18]

Tensão (kV)	Linhas		Transformadores	
	Taxa de Falha (oc/km.ano)	Tempo Médio Reparo (h)	Taxa de Falha (oc/km.ano)	Tempo Médio Reparo (h)
230	0,0232	1,0114	0,7207	12,5366
500	0,0183	2,3547	0,5945	53,6546

Cabe ressaltar que não existe distinção para os transformadores de fronteira para o nível de tensão secundária, pois a tabulação dos dados é realizada para a tensão primária.

De acordo com a Tabela 4.5, as taxas de falha das linhas de transmissão se referem à unidade de 1 km x ano. Assim, para se encontrar a taxa de falha de cada linha, é necessário multiplicar o valor indicado na Tabela 4.5 pelo comprimento da linha, em quilômetros. Neste trabalho, as extensões das linhas de transmissão foram calculadas, pelo programa PRE-NH2, a partir de seus respectivos valores de reatância e susceptância, informadas nos casos-base de referência, de acordo com a equação a seguir:

$$l \cong 7,8 \cdot \sqrt{X \cdot B}$$

onde, l é o comprimento da LT, em km;

X é a reatância da LT, em % e;

B é a susceptância, em Mvar.

4.2.3 Composição do Espaço Probabilístico de Estados

A composição do espaço probabilístico de estados tem extrema influência nos valores numéricos dos índices de confiabilidade. Por este motivo, é quase inútil o simples fornecimento de índices de confiabilidade sem a descrição rigorosa da composição do espaço probabilístico de estados sobre o qual os mesmos índices foram gerados.

Na avaliação realizada neste capítulo, este espaço foi composto pelo sistema de transmissão da Rede Básica do Sistema Nordeste, descrito na Seção 4.3.

4.3 Descrição do Sistema de Transmissão Analisado

O Sistema Elétrico Brasileiro é composto por alguns sistemas isolados, nos Estados do Amazonas, Roraima e Amapá, e pelo Sistema Interligado Nacional – SIN, que é a rede elétrica que interliga todos os demais estados do Brasil. O SIN é composto pelos Sistemas: Norte/Nordeste, Sudoeste/Centro Oeste e Sul/Mato Grosso do Sul.

A Rede Básica – RB, definida na Resolução Normativa nº 66/1999 da ANEEL [19] e atualizada pela Resolução Normativa nº 67/2004 [20], é composta por linhas de transmissão com tensão superior ou igual a 230 kV e transformadores cuja tensão no enrolamento de alta seja superior ou igual a 230 kV, com a exceção de linhas de uso exclusivo ou compartilhada por Consumidores Livres ou Agentes de Geração de Energia.

Os dados do SIN, para estudos de confiabilidade no programa NH2 do CEPEL, estão disponíveis no sítio do ONS (www.ons.org.br) na base de dados de confiabilidade do PAR 2008-2010.

O sistema de transmissão em análise Sistema Nordeste da RB do SIN. Este sistema é composto pelos Estados do Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas e Bahia. O Estado do Maranhão, apesar de pertencer geograficamente à Região Nordeste, compõe o Sistema Norte.

O Sistema Nordeste é composto pelas Áreas Oeste, Norte, Leste, Centro, Sul e Sudoeste, conforme segue:

4.3.1 Área Oeste

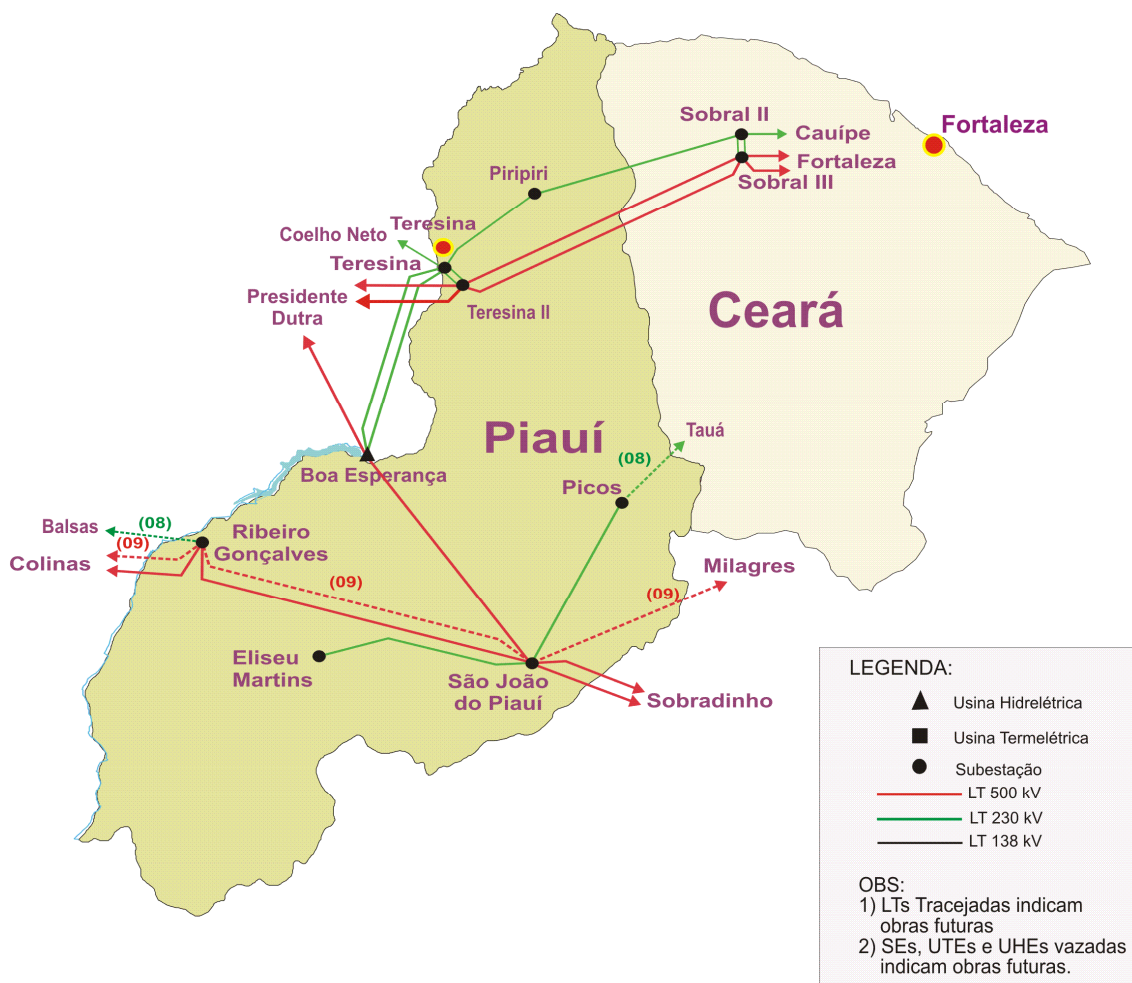


Figura 4.1 - Diagrama Eletro-geográfico da Área Oeste do Sistema Nordeste

A Área Oeste do Sistema Nordeste, que compreende basicamente o estado do Piauí e a região de Sobral, localizada no oeste do estado do Ceará, é atendida através de linhas de transmissão da rede básica em 500 kV e 230 kV.

A área metropolitana de Teresina é atendida por duas linhas de transmissão em 230 kV vindas da UHE Boa Esperança até a SE Teresina, com 199 km de extensão, e duas linhas de transmissão em 230 kV, com 25 km de extensão, vindas da SE Teresina II que, por sua vez é suprida por dois circuitos em 500 kV oriundos da SE Presidente Dutra. Da SE Teresina II partem dois circuitos em 500 kV, com 541 km de extensão, passando pela SE Sobral III e chegando a SE Fortaleza II, esta última localizada na área Norte da região Nordeste. Também da subestação de Teresina segue uma linha de transmissão em 230 kV, com 155 km de extensão, até a SE Piripiri, ao norte do estado do Piauí, interligando-se com a SE Sobral II, a 166 km, localizada no estado do Ceará. Na SE Sobral III existe uma

transformação 500/230 kV, que fecha um anel em 230 kV com a SE Sobral II por meio de um circuito duplo com 18 km de extensão.

A região dos baixões agrícolas piauienses, onde se localiza a SE Picos, é atendida por um único circuito em 230 kV, com 167 km de extensão, vindo da SE São João do Piauí. As áreas do Vale do Gurguéia e dos Cerrados Piauienses, localizadas ao sul do estado, são atendidas pela LT em 230 kV São João do Piauí – Eliseu Martins, com 170 km de extensão. A SE São João do Piauí, por sua vez, é suprida por quatro linhas em 500 kV, que fazem parte da Interligação Norte/Nordeste, sendo uma oriunda da SE Boa Esperança, outra da SE Ribeiro Gonçalves e duas provenientes da SE Sobradinho, esta última localizada na área Centro da região Nordeste, no estado da Bahia.

A integração dessa malha de transmissão da rede básica com o sistema de distribuição da *Eletrobras Distribuição Piauí* é efetuada nas subestações 230/69 kV Boa Esperança, Teresina, Picos, São João do Piauí, Eliseu Martins e na subestação 230/138/69 kV Piri-piri e com a rede de distribuição da *Coelce*, na subestação 230/69 kV Sobral II [8].

4.3.2 Área Norte

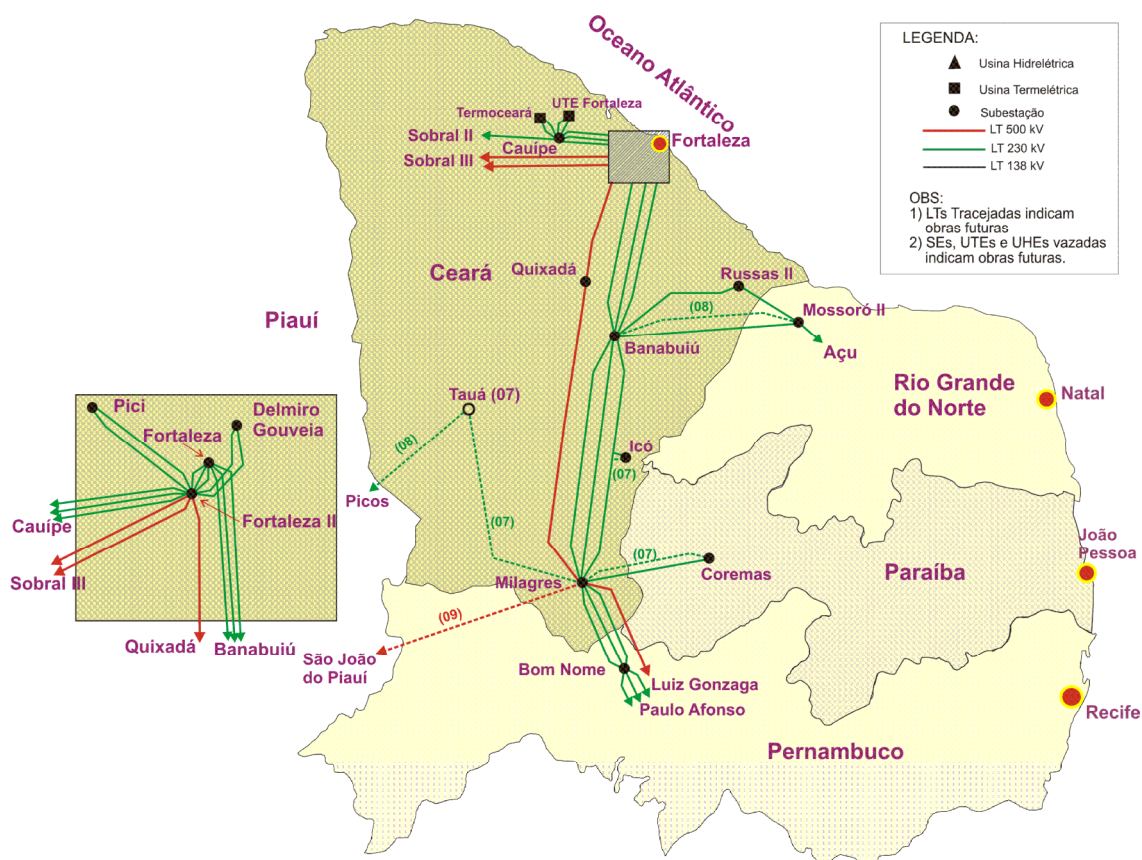


Figura 4.2 - Diagrama Eletro-geográfico da Área Norte do Sistema Nordeste

A Área Norte da Região Nordeste, que compreende praticamente todo o estado do Ceará (exceto as SEs Sobral II e Sobral III), além das cargas supridas pelas SEs Bom Nome, Coremas e Mossoró, respectivamente no sertão dos estados de Pernambuco e da Paraíba e oeste do estado do Rio Grande do Norte, é atendida através de linhas de transmissão da rede básica em 500 kV e 230 kV que partem das usinas hidrelétricas de Luiz Gonzaga e do Complexo de Paulo Afonso, além da interligação com a Região Norte, através das LTs 500 kV Presidente Dutra – Teresina II – Sobral III – Fortaleza II, C1/C2.

A área metropolitana de Fortaleza é atendida a partir do complexo hidrelétrico de Paulo Afonso por meio de três circuitos em 230 kV no eixo Paulo Afonso – Bom Nome – Milagres – Banabuiú – Fortaleza, com 655 km de extensão e de um circuito em 500 kV Luiz Gonzaga – Milagres – Quixadá – Fortaleza II, com 638 km de extensão. Outro tronco de transmissão liga Fortaleza à rede de 500 kV da interligação Norte/Nordeste, através das LTs 500 kV Presidente Dutra – Teresina II – Sobral III – Fortaleza II C1/C2, com 745 km de extensão. É importante ressaltar que a área metropolitana de Fortaleza atualmente concentra cerca de 61 % da carga do estado.

A subestação Fortaleza interliga-se com a subestação Fortaleza II por meio de três circuitos 230 kV, com 300 m de extensão.

Da subestação Fortaleza II seguem: um circuito duplo em 230 kV, com 25 km de extensão, até a SE Pici; um circuito duplo 230 kV, com 7 km de extensão, até a SE Delmiro Gouveia; e três circuitos (um simples e outro duplo), também em 230 kV, com 219 km de extensão, que chegam à SE Cauípe, de onde sai um circuito em 230 kV até a SE Sobral II, a oeste do estado, interligando-se com a SE Piripiri, a 166 km, localizada no estado do Piauí. Ressalta-se que as SEs Sobral II e Sobral III, são interligadas por meio de um circuito duplo em 230 kV, com 18 km de extensão e que, apesar de estarem localizadas no estado do Ceará, geoeletricamente pertencem à área Oeste do sistema Nordeste.

O atendimento à subestação de Icó é feito por meio de uma derivação em uma das linhas do circuito duplo (04M3), em 230 kV, existente entre as subestações de Milagres e Banabuiú, aproximadamente a 123 km da SE Milagres.

Da subestação de Milagres segue uma linha de transmissão, em 230 kV, com 120 km de extensão, até a SE Coremas, localizada no estado da Paraíba.

Da subestação de Banabuiú segue uma linha de transmissão, em 230 kV, com 110 km de extensão, até a SE Russas II, ao nordeste do estado do Ceará, esta última interliga-se com a SE Mossoró II, a 75 km, localizada no estado do Rio Grande do Norte. Parte,

também da SE Banabuiú, outra linha de transmissão em 230 kV, com 175 km, diretamente para a SE Mossoró II.

A integração dessa malha de transmissão da rede básica com o sistema de distribuição de energia na área norte é realizada pela *Coelce*, através das subestações 230/69 kV Milagres, Icó, Banabuiú, Russas, Delmiro Gouveia, Fortaleza, Pici e Cauípe, e com as redes de distribuição da *Celpe*, através da subestação 230/138/69 kV Bom Nome, da *Energisa Paraíba*, através da subestação 230/69 kV Coremas e da *Cosern*, através das subestações 230/69 kV Mossoró II e Icó [8].

4.3.3 Área Leste

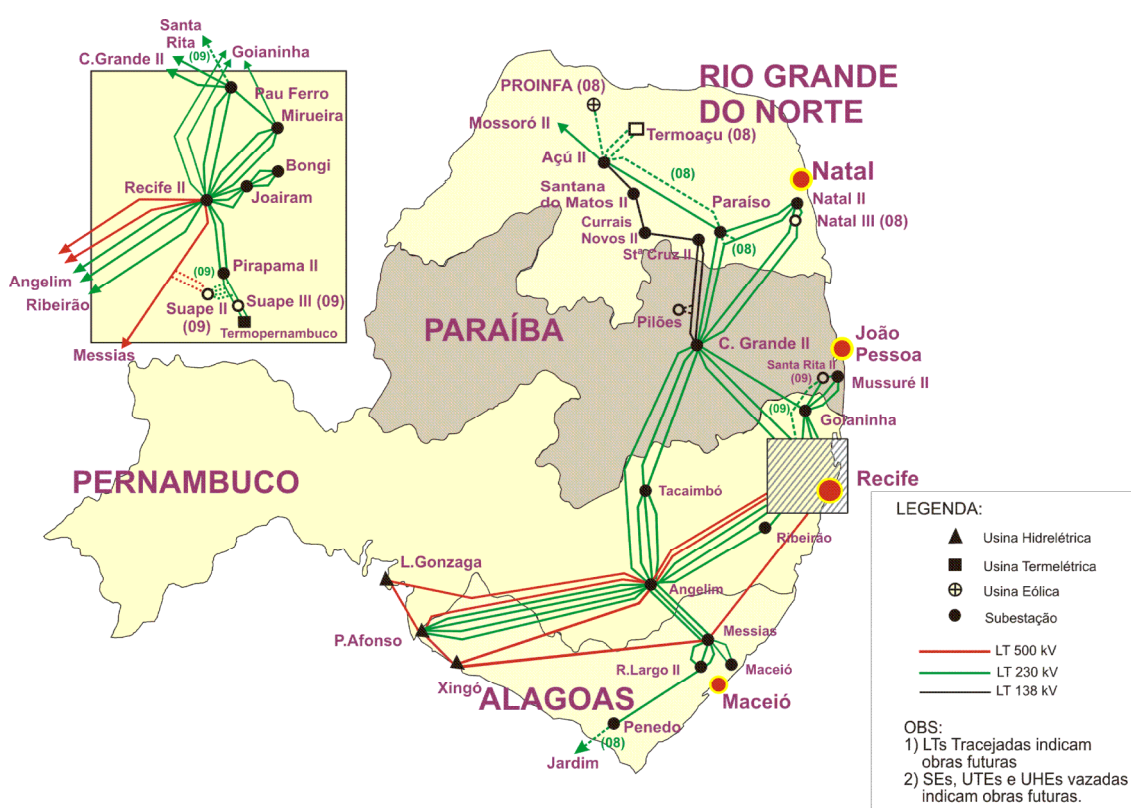


Figura 4.3 - Diagrama Eletro-geográfico da Área Leste do Sistema Nordeste

A Área Leste do Sistema Nordeste, que compreende grande parte dos estados de Alagoas, Pernambuco, Paraíba e Rio Grande do Norte, é atendida através de linhas de transmissão da rede básica em 500 kV e 230 kV que partem das usinas hidrelétricas de Luiz Gonzaga, Xingó e do Complexo de Paulo Afonso.

Atendimento ao estado do Rio Grande do Norte

O atendimento à área metropolitana de Natal é efetuado por quatro circuitos em 230 kV provenientes da SE Campina Grande II, no estado da Paraíba, sendo três circuitos expressos (dois com 188 km e um com 215 km de extensão) e um deles seccionado na SE Paraíso localizada a 98 km da SE Natal II e a 117 km da SE Campina Grande II.

A área centro do estado, polarizada pela subestação Açu II, é atendida por uma linha de transmissão em 230 kV, com 135 km de extensão, vinda da SE Paraíso, e por uma linha de transmissão em 230 kV, com 75 km de extensão, oriunda da SE Mossoró II, localizada ao oeste do estado, a qual interliga-se por uma linha de transmissão, em 230 kV, com 75 km de extensão, com a SE Russas II, e com a SE Banabuiú por meio de uma linha de transmissão com 175 km de extensão, estas últimas subestações localizadas no estado do Ceará. Ressalta-se que a SE Mossoró II, apesar de estar localizada no estado do Rio Grande do Norte, geoelectricamente pertence à área Norte do sistema Nordeste.

Atendimento ao estado da Paraíba

O sistema de transmissão da rede básica que atende ao estado é constituído por dez circuitos em 230 kV. A capital do estado, João Pessoa, é atendida por três circuitos em 230 kV, com 51 km de extensão, todos oriundos da subestação Goianinha, localizada no estado de Pernambuco.

A área agreste do estado da Paraíba, onde se localiza a cidade de Campina Grande, é atendida por seis circuitos, sendo dois provenientes de Tacaimbó, com 121 km de extensão, um circuito duplo vindo da subestação Pau Ferro, com 126 km de extensão, outro proveniente da subestação de Angelim, com 188 km de extensão, e o último vindo da subestação Goianinha, com 99 km de extensão, todos com origem no estado de Pernambuco. Da subestação de Campina Grande II partem quatro circuitos em 230 kV para o estado do Rio Grande do Norte.

Parte da área do litoral sul paraibano é atendida pela SE Goianinha, localizada no estado de Pernambuco.

A área do alto sertão paraibano, onde se localiza a SE Coremas, é atendida radialmente, por um único circuito em 230 kV, com 120 km de extensão, vindo da subestação Milagres, no estado do Ceará. Ressalta-se que a SE Coremas, apesar de estar

localizada no estado da Paraíba, geoeletricamente pertence à área Norte do subsistema Nordeste.

Atendimento ao estado de Pernambuco

O atendimento ao estado é constituído por três eixos de transmissão que partem das UHEs Paulo Afonso, Luiz Gonzaga e Xingó.

O primeiro eixo chega a Pernambuco pela SE Angelim II 500/230 kV, com três circuitos de 500 kV, e quatro circuitos de 230 kV. Da SE Angelim II partem dois circuitos em 500 kV e três em 230 kV, para a SE Recife II, sendo um destes seccionado na SE 230 kV Ribeirão.

O segundo eixo sai da UHE Xingó e chega a SE Recife II, na área metropolitana de Recife, passando pela SE Messias no estado de Alagoas, e é constituído por uma linha de transmissão em 500 kV com 400 km de extensão.

Por fim, um terceiro eixo de transmissão em 230 kV, que atende às áreas central e do sertão do estado, é constituído por três circuitos em 230 kV partindo do complexo hidrelétrico de Paulo Afonso até a SE Bom Nome, com 170 km de extensão. De Bom Nome, esses circuitos seguem para a subestação de Milagres, no estado do Ceará, a 84 km de distância. Ressalta-se que a SE Bom Nome, apesar de estar localizada no estado de Pernambuco, geoeletricamente pertence à área Norte do subsistema Nordeste.

O atendimento à área metropolitana de Recife é realizado por meio de oito circuitos em 230 kV que partem da subestação de Recife II e alimentam as subestações 230/69 kV, Pirapama II (dois circuitos com 29 km de extensão), Mirueira (três circuitos com 32 km de extensão) e Joairam (três circuitos com 8 km de extensão), da SE Joairam partem três circuitos em 230 kV para a SE Bongí com 6 km de extensão. Esta constitui a rede de transmissão, responsável pelo atendimento de energia elétrica a essa região.

Ainda da subestação de Recife II, partem quatro circuitos em 230 kV, sendo dois para Goianinha e dois para Pau Ferro, com 71 km e 32 km de extensão, respectivamente. Da subestação de Mirueira partem dois circuitos em 230 kV, sendo um para Goianinha e o outro para Pau Ferro, com 50 km e 32 km de extensão, respectivamente. Esses seis circuitos são responsáveis pelo atendimento às cargas da zona da mata norte do estado de Pernambuco polarizada pelas SEs Pau Ferro e Goianinha. A SE Pau Ferro se interliga com a SE Campina Grande II, no estado da Paraíba, por meio de um circuito duplo em 230 kV (127 km) e da SE Goianinha partem quatro circuitos em 230 kV, sendo três para a SE

Mussuré II (51 km) e um para SE Campina Grande II (51 km), subestações estas localizadas no estado da Paraíba.

A área agreste do estado é atendida por três circuitos em 230 kV vindos de Angelim até a SE Tacaimbó, com 65 km de extensão, interligando-se com Campina Grande II (121 km), no estado da Paraíba. Ainda da SE Angelim II, parte um circuito simples em 230 kV, com 188 km de extensão, para a SE Campina Grande II.

Atendimento ao estado de Alagoas

O atendimento a esse estado é efetuado por um circuito em 500 kV oriundo da UHE Xingó até Messias, com 220 km de extensão, que segue para Recife II (180 km), e três circuitos em 230 kV vindos de Angelim para Messias, com 74 km de extensão. Da subestação de Messias derivam três circuitos em 230 kV para a SE Rio Largo II, com 15 km de extensão, que atendem parte das cargas da área metropolitana de Maceió.

O atendimento à capital do estado e parte da área metropolitana de Maceió é efetuado por dois circuitos em 230 kV, com 26,5 km de extensão, conectando as subestações de Messias e Maceió.

A área do litoral sul do estado é atendida radialmente por um único circuito em 230 kV, com 127 km de extensão, conectando as subestações de Rio Largo II e Penedo.

Integração com a Rede de Distribuição

A integração da malha de transmissão da rede básica da área Leste com o sistema de distribuição de energia elétrica é realizada pelas empresas ***Eletrobras Distribuição Alagoas***, no estado de Alagoas, por meio das subestações 230/69 kV Rio Largo II e Maceió, que atendem a área metropolitana de Maceió, e Penedo que é responsável pelo atendimento ao litoral sul do estado e parte das cargas do norte de Sergipe, através do sistema de distribuição da Energisa Sergipe; pela ***Celpe***, no estado de Pernambuco, por meio das subestações 230/69 kV Bongi, Joairam, Mirueira e Pirapama II (que atendem a área metropolitana de Recife), Angelim e Tacaimbó (que atendem ao agreste), Goianinha (que atende a zona da mata norte de Pernambuco e parte do litoral sul da Paraíba), Pau Ferro (que atende a zona da mata norte) e Ribeirão (que atende a zona da mata sul); pela ***Energisa Paraíba*** e ***Energisa Borborema***, no estado da Paraíba, por meio das subestações 230/69 kV Mussuré II, que atende a área metropolitana de João Pessoa, e Campina Grande

II, que atende às áreas centro e norte do estado da Paraíba; e pela *Cosern*, no estado do Rio Grande do Norte, por meio das subestações 230/69 kV Natal II, que atende a área metropolitana de Natal, e pela SE Açú II 230/138/69 kV, que atende às áreas centro e norte do estado do Rio Grande do Norte [8].

4.3.4 Área Centro

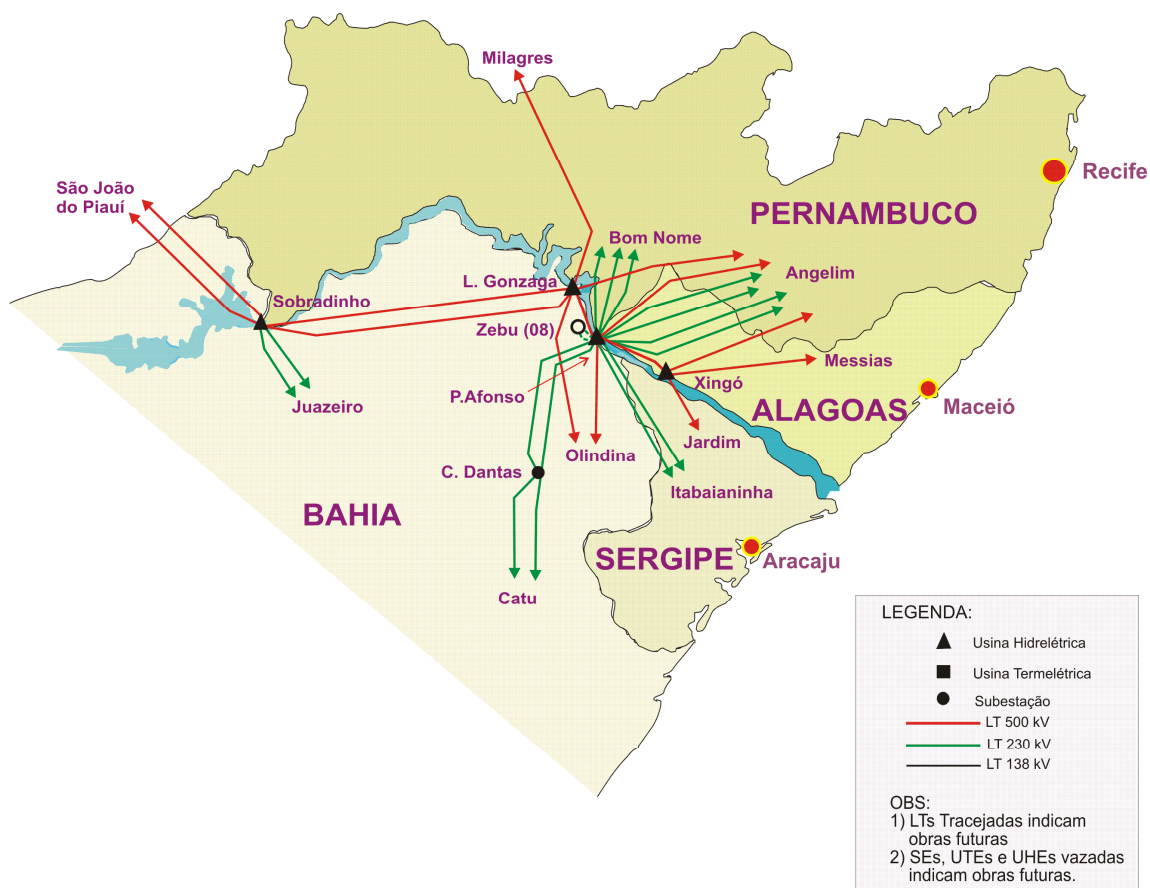


Figura 4.4 - Diagrama Eletro-geográfico da Área Centro do Sistema Nordeste

A Área Centro do Sistema Nordeste compreende a região onde estão localizadas as usinas hidrelétricas de Sobradinho, Luiz Gonzaga, Xingó e do Complexo de Paulo Afonso, localizadas nos estados de Pernambuco, Alagoas e Bahia. A integração das instalações da rede básica com o sistema de distribuição da *Celpe*, *Eletrobras Distribuição Alagoas*, *Energisa Sergipe* e *Coelba* é feita por meio das subestações 230/69 kV Abaixadora e Cícero Dantas, localizadas no estado da Bahia [8].

4.3.5 Área Sul

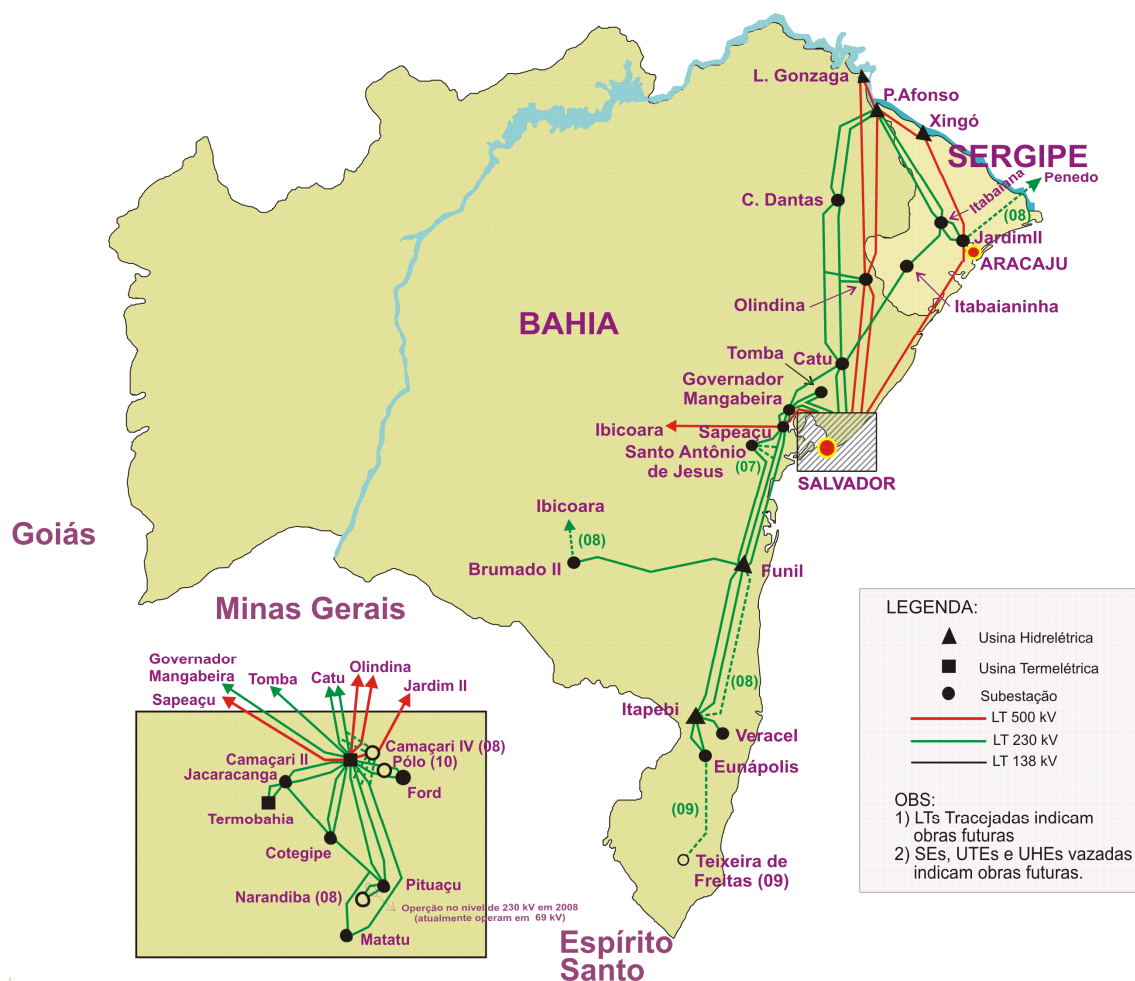


Figura 4.5 - Diagrama Eletro-geográfico da Área Sul do Sistema Nordeste

A Área Sul do Sistema Nordeste, que compreende o estado de Sergipe e cerca de 88 % do consumo de energia elétrica do estado da Bahia, é atendida através de linhas de transmissão da rede básica em 500 kV e 230 kV, que partem das usinas hidrelétricas de Luiz Gonzaga, Xingó e do Complexo de Paulo Afonso, além da linha de interligação Sudeste-Nordeste (LT 500 kV Serra da Mesa – Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II – Ibicoara – Sapeaçu – Camaçari II).

Atendimento ao estado de Sergipe

O atendimento a esse estado é efetuado por um circuito em 500 kV partindo da UHE Xingó até a SE Jardim, com 159 km de extensão, que prossegue para a SE Camaçari II, a 251 km, no estado da Bahia, e dois circuitos em 230 kV provenientes do complexo de Paulo Afonso para a SE Itabaiana, com 163 km de extensão. Da SE Itabaiana derivam dois circuitos em 230 kV para a SE Jardim, com 44 km de extensão. A SE Jardim

500/230/69/13,8 kV é responsável pelo atendimento às cargas da área metropolitana de Aracaju, além de grandes consumidores industriais e parte das cargas da região sul do estado, enquanto que a SE Itabaiana é responsável também pelo suprimento de parte das cargas da região sul e da região norte do estado.

Além disso, existe uma linha em 230 kV entre as SEs Itabaiana e Catu (BA), seccionada na SE Itabaianinha, a 77 km da SE Itabaiana, que atende às cargas do litoral sul do estado. As demais cargas da região norte do estado, que não são alimentadas através da SE Itabaiana, são atendidas pela SE Penedo que fica localizada no estado de Alagoas, e pertence geoeletricamente à área Leste do subsistema Nordeste.

Atendimento ao estado da Bahia

Do ponto de vista da rede básica, o sistema de transmissão da área Sul que atende o estado da Bahia pode ser dividido geoeletricamente nas áreas metropolitana de Salvador, e extremo Sul da Bahia.

O atendimento de energia elétrica à área metropolitana de Salvador, incluindo às cargas do polo petroquímico de Camaçari, concentra aproximadamente 56 % do consumo de energia do estado da Bahia, é realizado pelas linhas de transmissão em 500 kV e 230 kV ligadas ao complexo de geração de Paulo Afonso, Luiz Gonzaga e Xingó. Dessas usinas partem três circuitos em 500 kV que convergem para a SE Camaçari II 500/230/69 kV, respectivamente com 352 km, 396 km e 410 km de extensão. A subestação de Camaçari II é responsável pelo atendimento das cargas de toda área metropolitana de Salvador, além das cargas do Polo Petroquímico de Camaçari e do Complexo Industrial de Aratu. Da subestação de Camaçari II partem sete circuitos em 230 kV que alimentam as subestações 230/69 kV, Jacaracanga (dois circuitos com 19 km de extensão), Cotegipe (dois circuitos com 22,5 km de extensão), Pituaçu (dois circuitos com 39 km de extensão) e Matatu (um circuito com 47 km de extensão), que são responsáveis pelo atendimento ao sistema de distribuição de energia elétrica a essa região.

Chegam à subestação de Catu três circuitos de 230 kV oriundos de Paulo Afonso, tendo como pontos intermediários as SEs 230/69 kV de Cícero Dantas e Itabaianinha, esta última no estado de Sergipe, que distam, respectivamente, 135 km e 298 km de Paulo Afonso. Da subestação de Catu partem dois circuitos em 230 kV para Camaçari II, com

25 km de extensão, e um terceiro circuito para a SE Governador Mangabeira, com 77 km de extensão.

Das SEs Camaçari II e Catu derivam três circuitos em 230 kV para a SE Governador Mangabeira, sendo dois oriundos de Camaçari II, com 85 km de extensão (um deles seccionado na SE Tomba) e o outro oriundo da SE Catu, com 77 km de extensão. Da subestação Governador Mangabeira partem três circuitos em 230 kV para Sapeçu, com 22 km de extensão, e daí até Funil, com 199,5 km de extensão, sendo um deles seccionado em Santo Antônio de Jesus. De Funil, segue um circuito 230 kV para SE Brumado, com 263 km de extensão, e dois circuitos, também em 230 kV, para a SE Itapebi, com 200 km de extensão, e daí para a SE Eunápolis, com 45 km de extensão, última subestação da rede básica no extremo sul da Bahia.

A SE 500/230 kV Sapeçu, com dois autotransformadores de 600 MVA, se interliga com SE Camaçari II, por meio da LT 500 kV Sapeçu – Camaçari II, com 106 km de extensão, complementando a Interligação Sudeste/Nordeste que, parte da SE Serra da Mesa, no estado de Goiás, e chega à SE Camaçari II, no estado da Bahia, mais especificamente na área metropolitana de Salvador, totalizando 1.160 km de linha de transmissão em 500 kV.

Integração com a Rede de Distribuição

A integração da malha de transmissão da rede básica com o sistema de distribuição de energia elétrica, nessa área, é realizada pelas empresas *Coelba*, por meio da subestação 500/230/69 kV Camaçari II, e das subestações 230/69 kV Catu, Governador Mangabeira, Santo Antônio de Jesus, Tomba, Brumado, Jacaracanga, Cotegipe, Pituáçu e Matatu, estas quatro últimas na área metropolitana de Salvador, além da subestação 230/138/69 kV Funil e da SE 230/138 kV Eunápolis no estado da Bahia; e pela *Energisa Sergipe* e *Sulgipe*, no estado de Sergipe, por meio da subestação 500/230/69/13,8 kV Jardim, que atende as cargas da área metropolitana de Aracaju e consumidores especiais em 69 kV e 230 kV, além de parte das cargas do sul do estado, da SE 230/69/13,8 kV Itabaiana que atende parte das cargas das áreas norte e sul do estado e da subestação 230/69 kV Itabaianinha, que também atende parte das cargas da área sul do estado [8].

4.3.6 Área Sudoeste

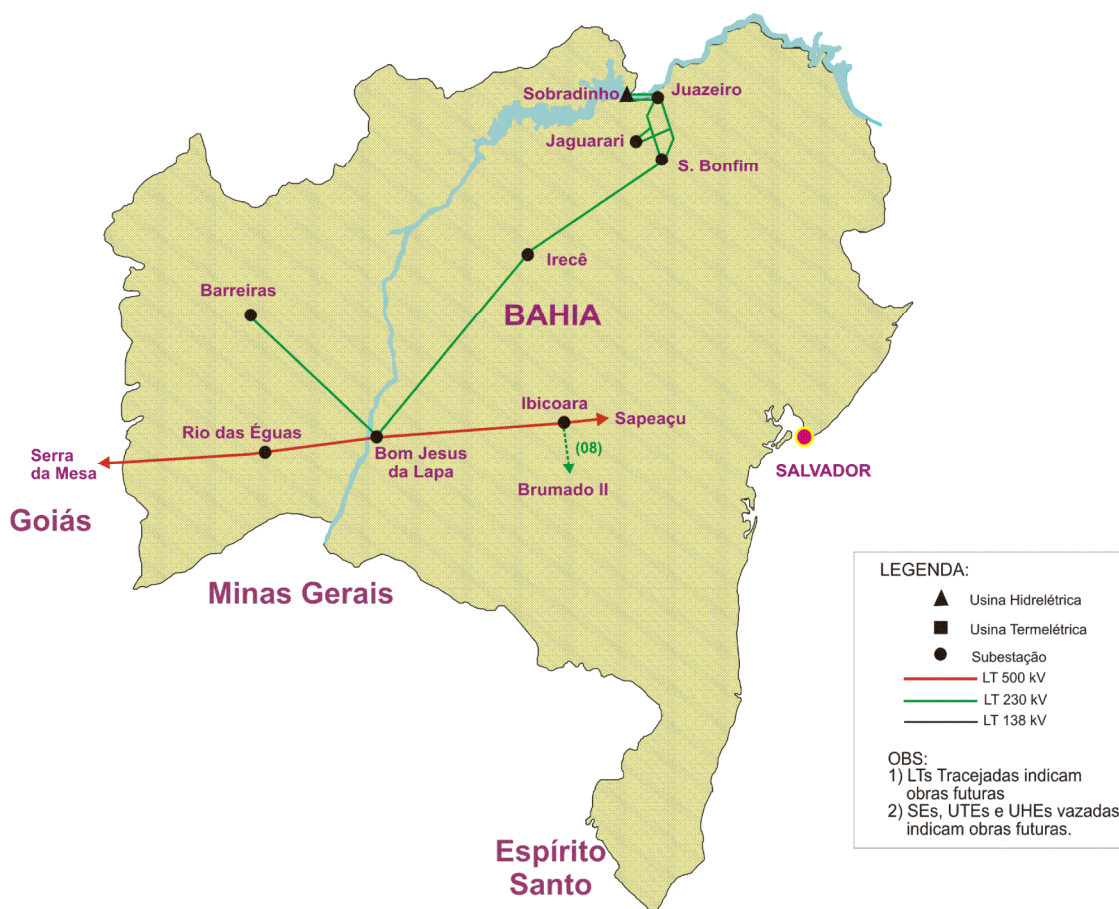


Figura 4.6 - Diagrama Eletro-geográfico da Área Sudoeste do Sistema Nordeste

A Área Sudoeste do subsistema Nordeste, que compreende a região oeste do estado da Bahia, é atendida através de um longo sistema em 230 kV, com cerca de 926 km de extensão, partindo da UHE Sobradinho, passando pelas subestações de Juazeiro II, Senhor do Bonfim, Irecê, Bom Jesus da Lapa e chegando a SE Barreiras. Compõe também a área Sudoeste parte da linha de interligação Sudeste-Nordeste, LT 500 kV Serra da Mesa – Camaçari II, no trecho Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa II, com 573 km de extensão, com dois autotransformadores 500/230 kV – 300 MVA na SE Bom Jesus da Lapa II.

A integração da malha de transmissão da rede básica com o sistema de distribuição de energia elétrica, nessa área, é realizada pela empresa **Coelba**, por meio das subestações 230/69 kV Senhor do Bonfim, Bom Jesus da Lapa e Juazeiro II, sendo esta última supridora de cargas da Coelba e Celpe, e das subestações 230/138/69 kV Irecê e Barreiras [8].

4.4 Simulações

Permanecem válidas as considerações das Seções 3.4.1 e 3.4.2, referentes a:

- pré-processamento;
- cálculo numérico da confiabilidade;

com uma modificação, neste último, na seleção de estados operativos do sistema que, nos estudos de referência, é feita por enumeração simples e dupla de uma lista de contingências do sistema de transmissão, exatamente coincidente com o espaço probabilístico de estados definido na Seção 4.2.3.

A diferença está na Seção 3.4.3, denominada estrutura das simulações, descrita a seguir.

4.4.1 Estrutura das Simulações

Considerando os cenários de geração e carga e os critérios definidos na Seção 4.2, foram definidas diferentes simulações que compõe a análise proposta de confiabilidade de transmissão para o Sistema Nordeste da Rede Básica, indicadas na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 - Análise de Riscos do Sistema de Transmissão da Região Nordeste do Brasil

Investigação: Atributos/ Resultados		1 – 12/2008	2 – 12/2008	3 – 12/2009	4 – 12/2009	5 – 12/2010	6 – 12/2010
1)	Identificação do caso	Dezembro 2008, Pesada (D8P)	idem	Dezembro 2009, Pesada (D9P)	idem	Dezembro 2010, Pesada (D0P)	idem
2)	Cenário operativo	caso de referência	idem	idem	idem	idem	idem
3)	Modelagem da carga	1 patamar, s/ incertezas	idem	idem	idem	idem	idem
4)	Carga total da região (MW)	8889.50	idem	9503.20	idem	9868.60	idem
5)	Simulação	Enumera simples transmissão	Enumera dupla transmissão	Enumera simples transmissão	Enumera dupla transmissão	Enumera simples transmissão	Enumera dupla transmissão
6)	Probabilidade d/ rede completa (%)	68.504128 %	68.504128 %	65.914810 %	65.914810 %	65.810875 %	65.810875 %
7)	Espaço analisado (%)	94.443184 %	99.301216 %	93.415985 %	99.155067 %	93.371902 %	99.137665 %
8)	Casos Propostos	446	99681	489	119805	493	121771
9)	Casos c/ Solução	446	99680	489	119779	493	121710
10)	Casos retirados	zero	1	zero	26	Zero	61
11)	Modos de falha	67	28122	65	30032	67	31308
12)	Casos c/ cortes	32	13966	22	10692	25	12231
13)	Falha mais usual	Ilhamento 37 casos	Ilhamento 15898 casos	Ilhamento 38 casos	Ilhamento 17939 casos	Ilhamento 39 casos	Ilhamento 18545 casos
14)	PPS (%)	3.2933	4.4894	3.5625	4.9635	3.5692	4.9886
15)	PPCs (%) PPCg PPCc	1.5543 zero -	2.1469 zero -	1.1801 zero -	1.6745 zero -	1.3326 zero -	1.8950 zero -
16)	ENSs (MWh/ano) ENSg ENSc	3314.02 zero -	4681.61 zero -	2141.57 zero -	3176.41 zero -	2692.30 zero -	3987.52 zero -
17)	NHDs (hora/ano) NHDg NHDc	136.1563 zero -	188.0708 zero -	103.3730 zero -	146.6896 zero -	116.7348 zero -	166.0032 zero -
18)	FPCs(1/ano) FPCg	18.2276 zero	24.9786 zero	9.3302 zero	13.3055 zero	10.4685 zero	15.0767 zero
19)	Severidade (min)	22.3681	31.5987	13.5212	20.0548	16.3689	24.2437
20)	Tempo	37s	3h27min	2min	19h58min	2min	16h13min

4.5 Resultados Obtidos

Os resultados apresentados na Tabela 4.6, para os casos cujas simulações observaram a enumeração simples (investigações 1, 3 e 5), vide atributo #5), mostram que as contingências de primeira ordem correspondem a um espaço de estados representativo, atributo #7), em torno de 94 %. Ao passo que, ao se incluir as contingências duplas, acrescenta-se pouco à exploração ao espaço de estados, atingindo o valor 99 %. Pode-se concluir que a análise das contingências simples apresenta uma representatividade necessária para a análise pretendida, que pode ser visualizada através da Figura 4.7. Essa

sensibilidade é muito importante, pois o tempo de processamento, atributo #20), salta da ordem de minutos para horas, uma relação que variou de 335 a 600 vezes, quando se compara os processamentos de contingências até segunda ordem com processamentos de primeira ordem, vide Figura 4.8. Esse tempo tende a aumentar com o tamanho e complexidade do sistema analisado, podendo tornar as análises de contingências duplas inviáveis.

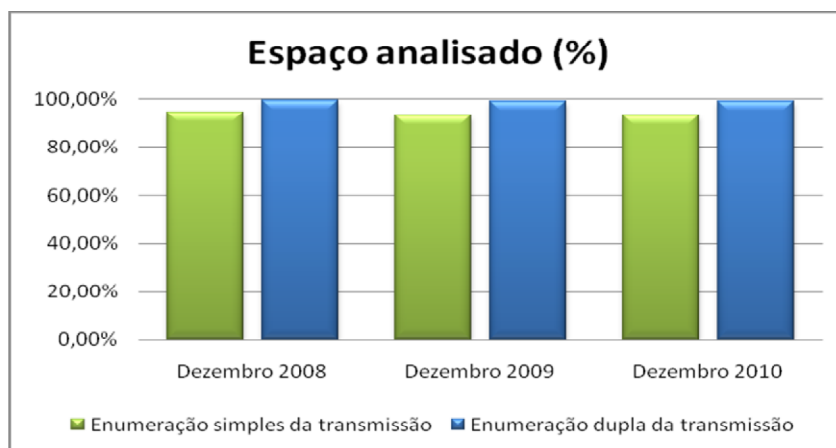


Figura 4.7 - Espaço analisado (%)

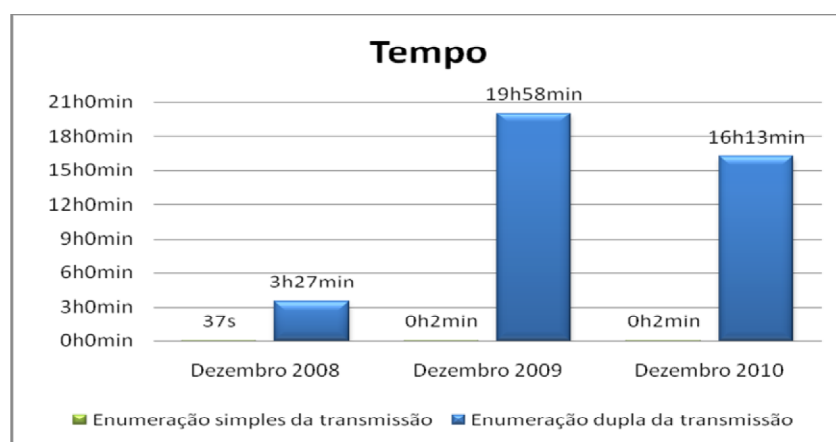


Figura 4.8 - Tempo de processamento

A Figura 4.9 apresenta a variação do índice de severidade das investigações realizadas, atributo #19) da Tabela 4.6, a Figura 4.10 mostra este mesmo índice, porém em escala logarítmica. Comparando esses resultados observa-se que a enumeração dupla possui resultados em torno 50 % superior à enumeração simples, quando essa comparação é feita na escala logarítmica, esse valor é reduzido para 15 %. Considerando a definição para o índice de severidade descrita na Seção 2.6, pode-se novamente concluir que a análise das contingências simples apresenta uma representatividade necessária para a análise pretendida.

Analisando, porém o índice de severidade cronologicamente, observa-se sua queda quando comparados os valores previstos para dezembro de 2009 e dezembro de 2008, mesmo com o aumento de carga. Isso ocorre devido à entrada de novas linhas de transmissão e transformadores previstos para o ano de 2009 [8].

Porém, esse fenômeno não se repete quando comparamos dezembro de 2010 com dezembro de 2009, pelo contrário, percebe-se o aumento do índice de severidade. Isso ocorre porque no ano de 2010 não foi possível alocar obras no sistema de transmissão para resolver todos os problemas encontrados para este ano, logo, neste caso, o índice de severidade aumenta com o aumento da carga [8].

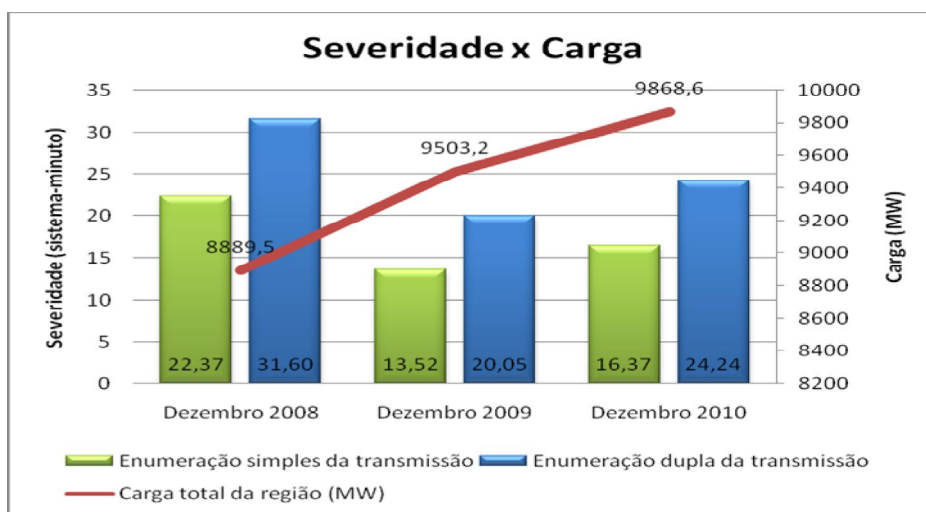


Figura 4.9 - Índice de severidade x Carga

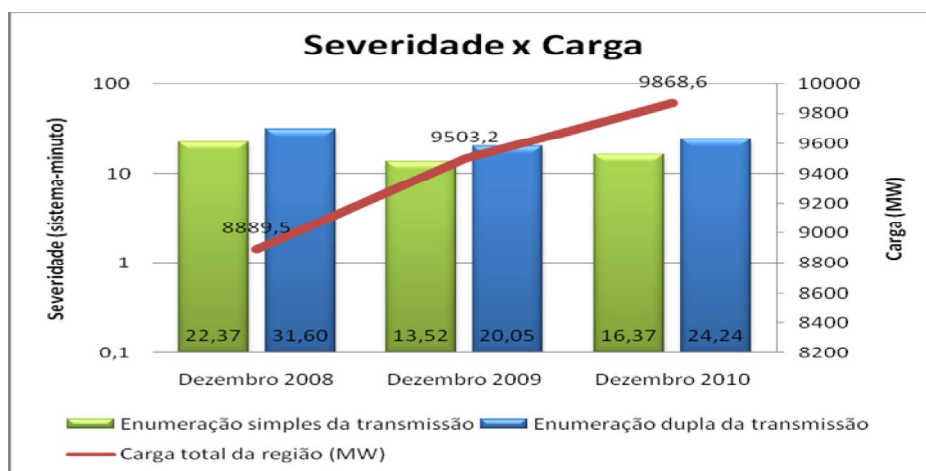


Figura 4.10 - Índice de severidade em escala logarítmica x Carga

Observa-se comportamento semelhante aos descritos nos dois parágrafos acima, para a severidade, para os índices ENS, NHD e FPC, conforme pode ser visto nas Figura 4.11, Figura 4.12 e Figura 4.13.

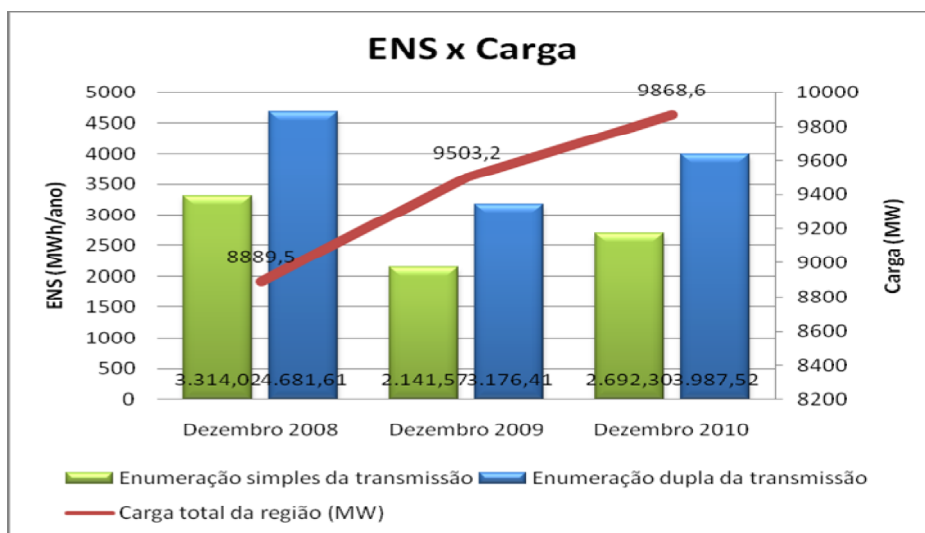


Figura 4.11 - ENS x Carga

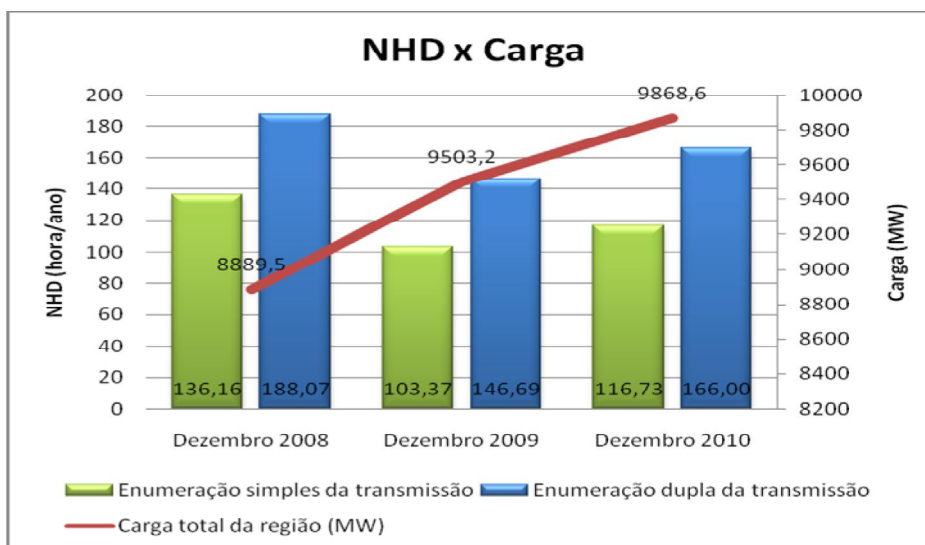


Figura 4.12 - NHD x Carga

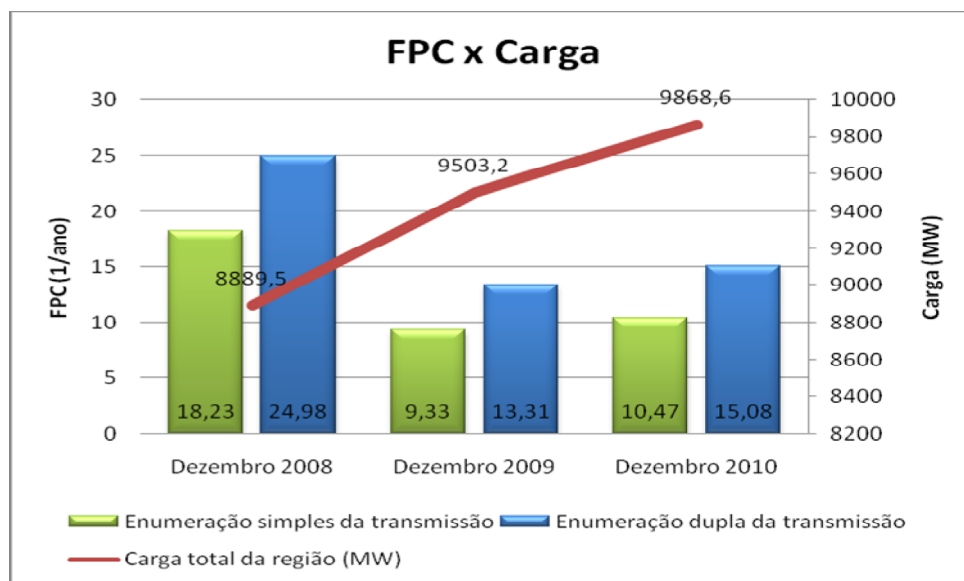


Figura 4.13 - FPC x Carga

4.6 Sumário

Este capítulo apresentou análises de confiabilidade da transmissão considerando a expansão de carga e configuração do sistema de transmissão da Rede Básica do Sistema Nordeste do Sistema Interligado Nacional. Apresentou, ainda, os modelos adotados para as fontes primárias de energia, geração, carga e sistemas de transmissão.

Através dos resultados obtidos, verificou-se que falhas no sistema de transmissão da Região Nordeste estão classificadas, pelo índice de severidade, no início da escala de Grau 2, apresentando uma diminuição nos anos subsequentes em relação ao primeiro ano, 2008. Este fato se repete com outros índices de confiabilidade como ENS, NHD e FPC.

Os resultados obtidos através do método de enumeração de estados mostraram que contingências simples do sistema de transmissão correspondem a 94 % do total do espaço de estados e fornecem subsídios importantes para essa análise de confiabilidade, pois quando comparadas com os resultados das contingências duplas, que corresponde a 99 % do total do espaço de estados, chega-se resultados, do índice de severidade, da mesma escala de classificação, com uma diferença de apenas 15 % na escala logarítmica, porém, com o tempo de processamento infinitamente menor.

Capítulo 5

Confiabilidade Composta de Geração e Transmissão

5.1 Introdução

Este capítulo tem por finalidade descrever e avaliar numericamente as ordens de grandezas dos níveis de risco associados ao sistema de geração e transmissão da Rede Básica que atende a Região Nordeste do Brasil no horizonte 2008-2010, na sua configuração dos meses de dezembro de cada ano na condição de carga máxima.

Nesta etapa do trabalho foram consideradas incertezas tanto no parque gerador quanto no sistema de transmissão.

5.2 Modelos, Critérios e Definições

Permanecem válidas as considerações das Seções 3.2.1, 3.2.2, 3.2.3 e 3.3, em relação a:

- modelo das Fontes Primárias de Energia;
- modelo de Geração;
- modelo de Carga;
- ferramentas utilizadas;

e as considerações das Seções 4.2.2 e 4.3, em relação a:

- modelo dos Sistemas de Transmissão;
- descrição do Sistema de Transmissão Analisado.

As diferenças estão nas Seções 3.2.5 e 4.2.3, relativas a:

- composição do Espaço Probabilístico de Estados.

5.2.1 Composição do Espaço Probabilístico de Estados

A composição do espaço probabilístico de estados tem extrema influência nos valores numéricos dos índices de confiabilidade. Por este motivo, é quase inútil o simples fornecimento de índices de confiabilidade sem a descrição rigorosa da composição do espaço probabilístico de estados sobre o qual os mesmos índices foram gerados.

Na avaliação realizada neste Capítulo, este espaço foi composto pelas unidades geradoras localizadas na Região Nordeste, descritas na Tabela 3.1 e pelo sistema de transmissão da Rede Básica do Sistema Nordeste, descrito na Seção 4.3.

5.3 Simulações

Permanecem válidas as considerações das Seções 3.4.1 e 3.4.2, referentes a:

- pré-processamento;
- cálculo numérico da confiabilidade;

com uma modificação, neste último, na seleção de estados operativos do sistema que, nos estudos de referência, é feita por enumeração simples e dupla de uma lista de contingências de unidades geradoras e do sistema de transmissão e pelo método Monte Carlo, exatamente coincidente com o espaço probabilístico de estados definido na Seção 5.2.1.

A diferença está na Seção 3.4.3, denominada estrutura das simulações, descrita a seguir.

5.3.1 Estrutura das Simulações

Considerando os cenários de geração e carga e os critérios definidos na Seção 5.2, foram definidas diferentes simulações que compõe a análise proposta de confiabilidade composta de geração e transmissão para o Sistema Nordeste da Rede Básica, indicadas nas Tabela 5.7 e Tabela 5.8.

Tabela 5.7 - Análise de Riscos Composto Geração e Transmissão do Sistema Nordeste – enumeração

Investigação: Atributos/ Resultados		1 – 12/2008	2 – 12/2008	3 – 12/2009	4 – 12/2009	5 – 12/2010	6 – 12/2010
1)	Identificação do caso	Dezembro 2008, Pesada (D8P)	idem	Dezembro 2009, Pesada (D9P)	idem	Dezembro 2010, Pesada (D0P)	idem
2)	Cenário operativo	caso de referência	idem	idem	idem	idem	idem
3)	Modelagem da carga	1 patamar, s/ incertezas	idem	idem	idem	idem	idem
4)	Carga total da região (MW)	8889.50	idem	9503.20	idem	9868.60	idem
5)	Simulação	Enumera simples geração + transmissão	Enumera dupla geração + transmissão	Enumera simples geração + transmissão	Enumera dupla geração + transmissão	Enumera simples geração + transmissão	Enumera dupla geração + transmissão
6)	Precisão especificada	1.0E-36 pu	idem	idem	idem	idem	idem
7)	Probabilidade d/ rede completa (%)	28.811449 %	28.811449 %	27.517187 %	27.517187 %	26.070305 %	26.070305 %
8)	Espaço analisado (%)	65.004288 %	87.369247 %	63.350605 %	86.301842 %	61.432808 %	85.116623 %
9)	Casos Propostos	506	128280	549	150984	557	155413
10)	Casos c/ Solução	506	128279	549	150951	557	155348
11)	Casos retirados	zero	1	zero	33	zero	65
12)	Modos de falha	69	33097	66	34508	69	36872
13)	Casos c/ cortes	32	15891	22	12015	25	13832
14)	Falha mais usual	Ilhamento 37 casos	Ilhamento 18118 casos	Ilhamento 38 casos	Ilhamento 20219 casos	Ilhamento 39 casos	Ilhamento 19295 casos
15)	PPS (%)	2.0064	4.4888	1.9565	4.4591	1.9761	4.6303
16)	PPCs (%)	6.5371E-01	1.4770	4.9263E-01	1.1353	5.2789E-01	1.2456
	PPCg	zero	zero	zero	zero	zero	zero
	PPCc	6.5371E-01	1.4770	4.9263E-01	1.1353	5.2789E-01	1.2456
17)	ENSs (MWh/ano)	1393.81	3185.98	894.03	2117.47	1066.53	2579.84
	ENSg	zero	zero	zero	zero	zero	zero
	ENSc	1393.81	3185.98	894.03	2117.47	1066.53	2579.84
18)	NHDs (hora/ano)	57.2646	129.3810	43.1547	99.4558	46.2433	109.1141
	NHDg	zero	zero	zero	zero	zero	zero
	NHDc	57.2646	129.3810	43.1547	99.4558	46.2433	109.1141
19)	FPCs(1/ano)	7.6662	17.2416	3.8951	9.0056	4.1470	9.8607
	FPCg	zero	zero	zero	zero	zero	zero
20)	Severidade (min)	9.4076	21.5039	5.6446	13.3690	6.4844	15.6851
21)	Tempo	33s	3h44min	2min	24h7min	2min	18h9min

Tabela 5.8 - Análise de Riscos Composto Geração e Transmissão do Sistema Nordeste – Monte Carlo

Investigação:		7 – 12/2008	8 – 12/2009	9 – 12/2010
Atributos/ Resultados				
1) Identificação do caso		Dezembro 2008, Pesada (D8P)	Dezembro 2009, Pesada (D9P)	Dezembro 2010, Pesada (DOP)
2) Cenário operativo		caso de referência	idem	idem
3) Modelagem da carga		1 patamar, s/ incertezas	idem	idem
4) Carga total da região (MW)		8889.50	9503.20	9868.60
5) Simulação		Monte Carlo, geração + transmissão	Monte Carlo, geração + transmissão	Monte Carlo, geração + transmissão
6) Precisão especificada		100 000 sorteios $\beta = 3 \%$	100 000 sorteios $\beta = 3 \%$	100 000 sorteios $\beta = 3 \%$
7) Probabilidade d/ rede completa (%)		28.811449 %	27.517187 %	26.070305 %
8) Espaço analisado (%)		não se aplica	idem	idem
9) Casos Propostos		94239	100000	94323
10) Casos c/ Solução		94239	99983	94304
11) Casos retirados		zero	17	19
12) Modos de falha		6440	7035	6940
13) Casos c/ cortes		2080	1851	1990
14) Falha mais usual		Ilhamento	Ilhamento	Ilhamento
15) PPS (%)		6.8337	7.0362	7.3592
16) PPCs (%)		2.2072 (2.2 %)	1.8513 (2.3 %)	2.1102 (2.2 %)
PPCg		zero	zero	zero
PPCc		2.2072	1.8513	2.1102
17) ENSs (MWh/ano)		5052.93 (3 %)	3518.37 (3.2 %)	4567.27 (3 %)
ENSg		zero	zero	zero
ENSc		5052.93	3518.37	4567.27
18) NHDs (hora/ano)		193.3467 (2.2 %)	162.1752 (2.3 %)	184.8532 (2.2 %)
NHDg		zero	zero	zero
NHDc		193.3467	162.1752	184.8532
19) FPCs(1/ano)		26.5331 (4 %)	13.6466 (5.6 %)	17.3420 (5.1 %)
FPCg		zero	zero	zero
20) Severidade (min)		34.1050 (3 %)	22.2138 (3.2 %)	27.7685 (3 %)
21) Tempo		1h14min	6h39min	5h5min

5.4 Resultados Obtidos

Os resultados apresentados na Tabela 5.7, para os casos cujas simulações observaram a enumeração simples (investigações 1, 3 e 5), vide atributo #5), mostram que as contingências de primeira ordem correspondem a um espaço de estados representativo, atributo #8), em torno de 63 %. Ao passo que, ao se incluir as contingências duplas, acrescenta-se pouco à exploração ao espaço de estados, atingindo o valor 86 %. Porém, quando comparamos com as análises do Capítulo 4, verificamos uma queda de aproximadamente 13 % e 32 %, no espaço de estados, para as contingências de primeira e

segunda ordem, respectivamente, devido ao fato da inclusão das unidades geradoras no espaço probabilístico de estados, com pode ser visto na Figura 5.14.

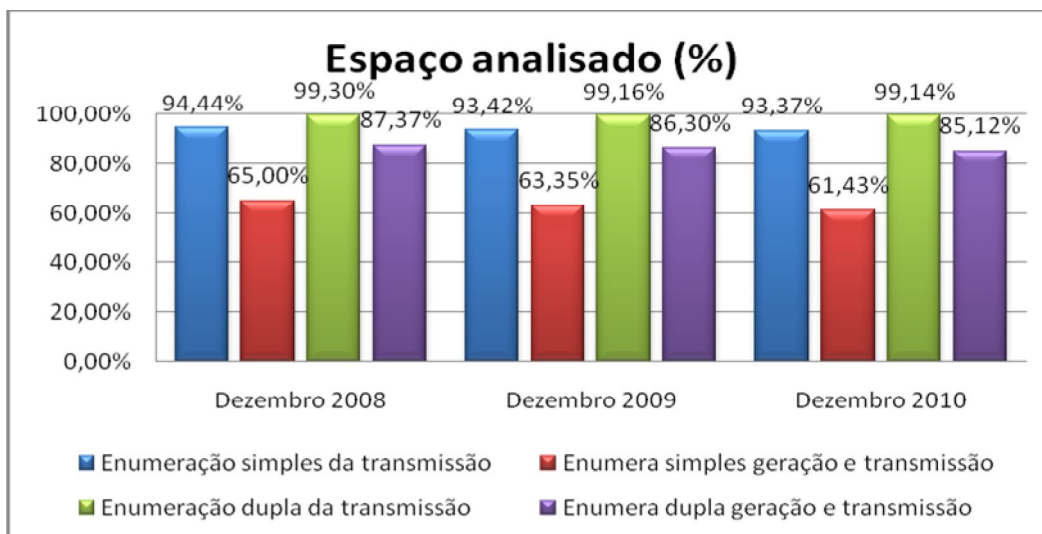


Figura 5.14 - Espaço analisado (%)

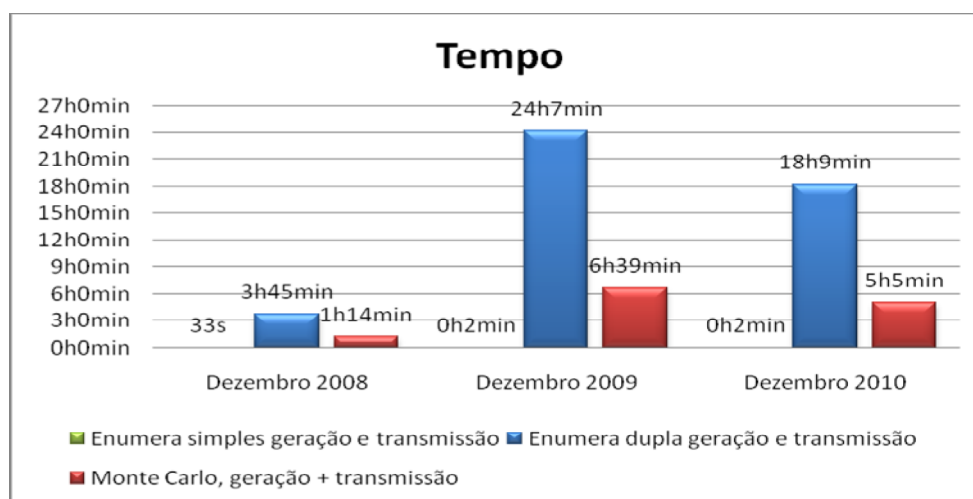


Figura 5.15 - Tempo de processamento

Neste caso, olhando sob o foco do percentual de espaço probabilístico analisado, verifica-se a necessidade de uma análise contingências superior a de primeira ordem, como uma análise de contingência de segunda ordem ou ainda análise Monte Carlo. Neste trabalho foram realizados os dois tipos de análise e de acordo com o atributo #21) da Tabela 5.7 e da Tabela 5.8, dispostos na Figura 5.15, a análise pelo método de Monte Carlo, observando uma tolerância para a estimativa da probabilidade de perda de carga e da expectativa da potência não suprida de 3%, utilizou em torno de 1/3 do tempo necessário para o processamento da análise de enumeração de segunda ordem.

Verifica-se, ainda, que a inclusão do parque gerador na análise de contingências de segunda ordem, elevou o tempo de processamento em média de 14%, vide atributo #21) da Tabela 5.7 e atributo #20) da Tabela 4.2, porém, os resultados # 16) a 19) também sugerem a ocorrência de um interessante fenômeno: *os riscos da configuração tratada seriam oriundos exclusivamente da malha de transmissão*, ou seja, não foram detectadas parcelas de riscos devidas ao parque gerador ou aos modos de falha compostos geração-transmissão. Esse resultado sugere que a reserva estática de geração do sistema garantiria uma margem de conforto significativo no que diz respeito à capacidade de geração instalada.

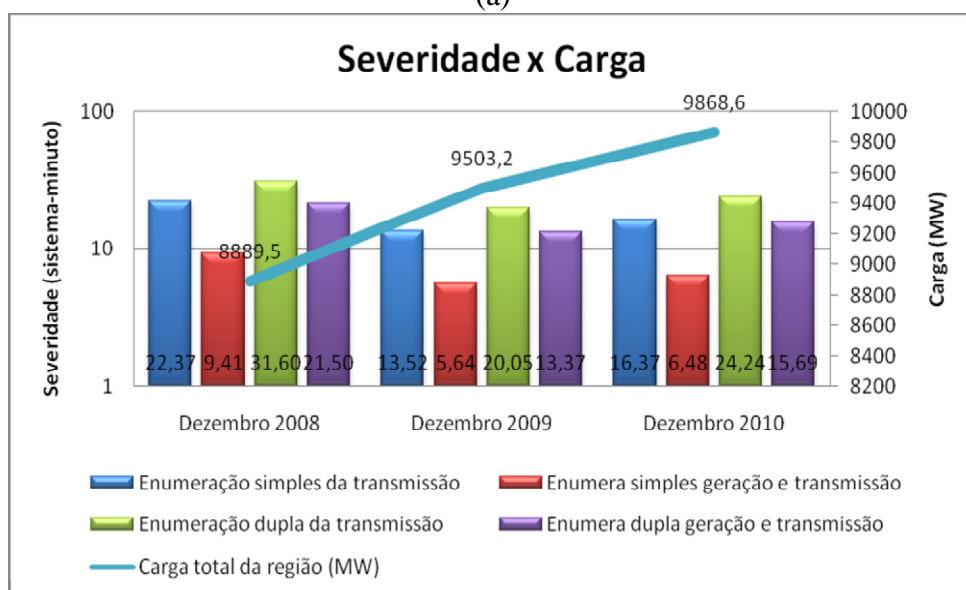
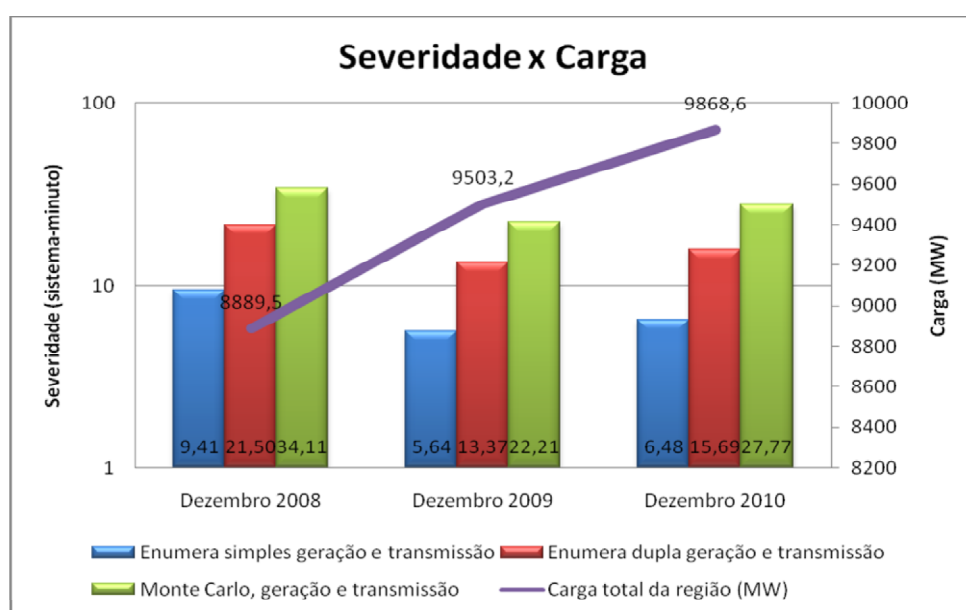


Figura 5.16 - Índice de severidade x Carga

A Figura 5.16 (a) apresenta a variação do índice de severidade das investigações realizadas neste Capítulo, atributo #20) das Tabela 5.7 e

Tabela 5.8. Comparando esses resultados observa-se que a enumeração de segunda ordem possui resultados em média de 136 % superior à enumeração simples, em escala logarítmica esse valor é reduzido para 45 %. Essa diferença mostra valores superiores que as encontradas no Capítulo 4, quando o espaço de estados probabilísticos não englobou a geração, essa grande diferença está relacionada com o percentual do estado probabilístico analisado, pois enquanto que este valor atingiu 94 % para as análises de contingência simples, no Capítulo 4, quando se considera o parque gerador esse valor não ultrapassa 65 %.

Quando comparamos os resultados obtidos para a simulação Monte Carlo com os obtido com a análise de contingências simples, a diferença fica, em média, 295 % superior, ou 71 % superior em escala logarítmica.

Ao comparamos os resultados obtidos através da simulação Monte Carlo com os valores obtidos através da enumeração de segunda ordem, observa-se uma diferença, em média, de 67 % superior, ou 18 % superior em escala logarítmica, porém utilizando 1/3 do tempo de processamento, o que sugere que a simulação Monte Carlo seja a mais adequada para a análise composta de geração e transmissão para o Sistema Nordeste.

Observa-se, porém, que os valores obtidos para o índice de severidade na análise de enumeração composta geração e transmissão são sempre inferiores aos resultados obtidos para as análises de enumeração da transmissão pura, vide Figura 5.16 (b). Isso se verifica devido à inclusão, no espaço de estados, do parque gerador muito robusto que não provocam violações sistêmicas de qualquer natureza que impliquem em corte de carga.

Analisando cronologicamente o índice de severidade, chega-se às mesmas conclusões observadas no Capítulo 4, ou seja, queda dos valores previstos para dezembro de 2009 quando comparados a dezembro de 2008, mesmo com o aumento de carga. Resultado influenciado pela entrada de novas linhas de transmissão e transformadores previstos para o ano de 2009 [8].

Verifica-se, porém, fenômeno inverso quando comparamos dezembro de 2010 com dezembro de 2009, ou seja, aumento do índice de severidade. Isso ocorre porque no ano de 2010 não foi possível alocar obras no sistema de transmissão para resolver todos os problemas encontrados para este ano, logo, neste caso, o índice de severidade aumenta com o aumento da carga [8].

Observa-se comportamento semelhante aos descritos nos dois parágrafos acima, para a severidade, para os índices ENS, NHD e FPC, conforme pode ser visto nas Figura 5.17, Figura 5.18 e Figura 5.19.

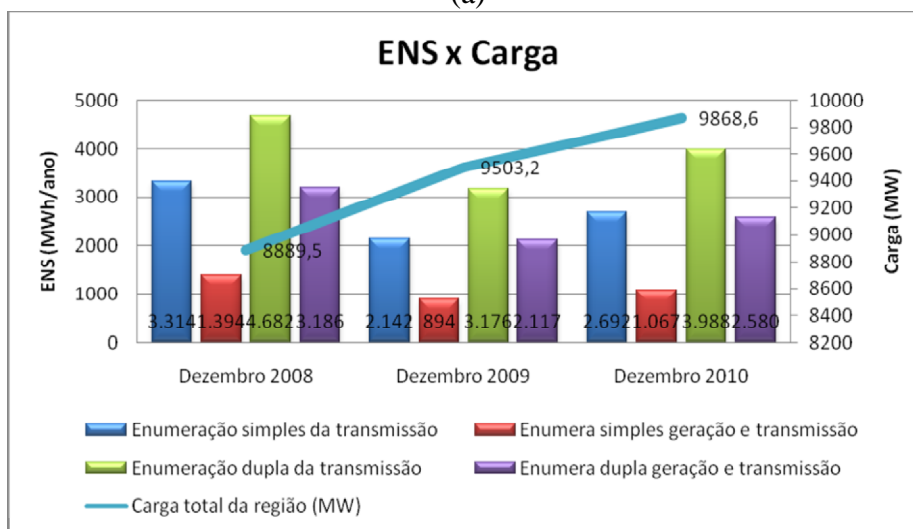
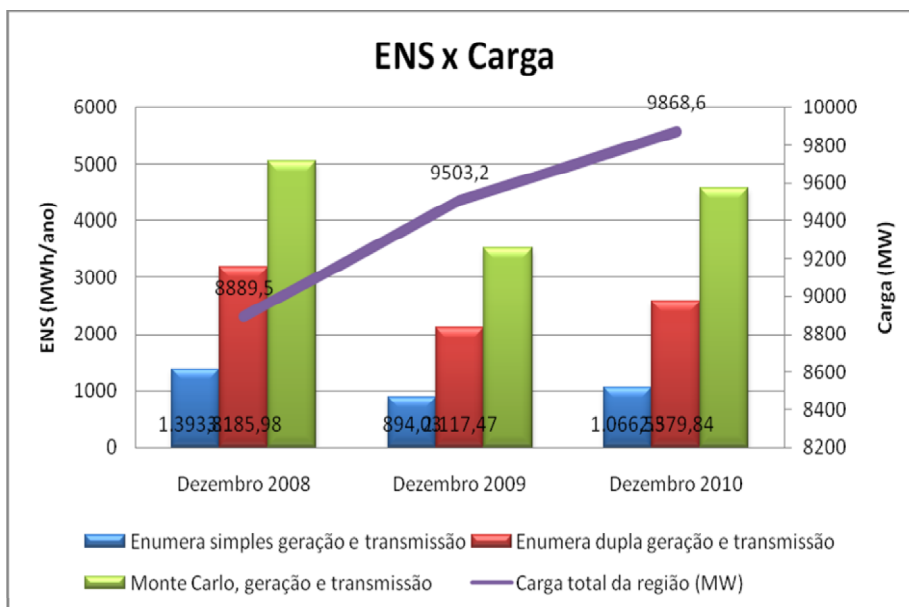


Figura 5.17 - ENS x Carga

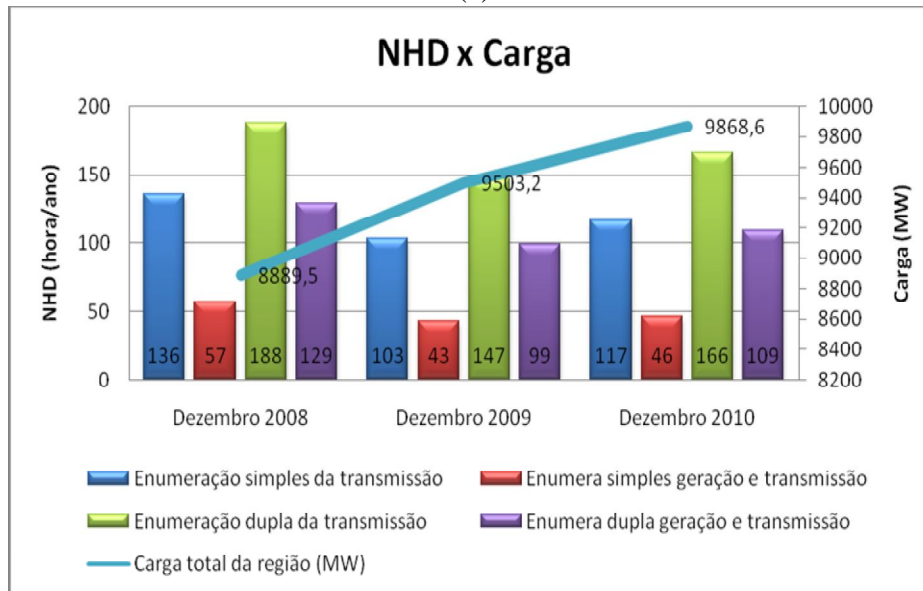
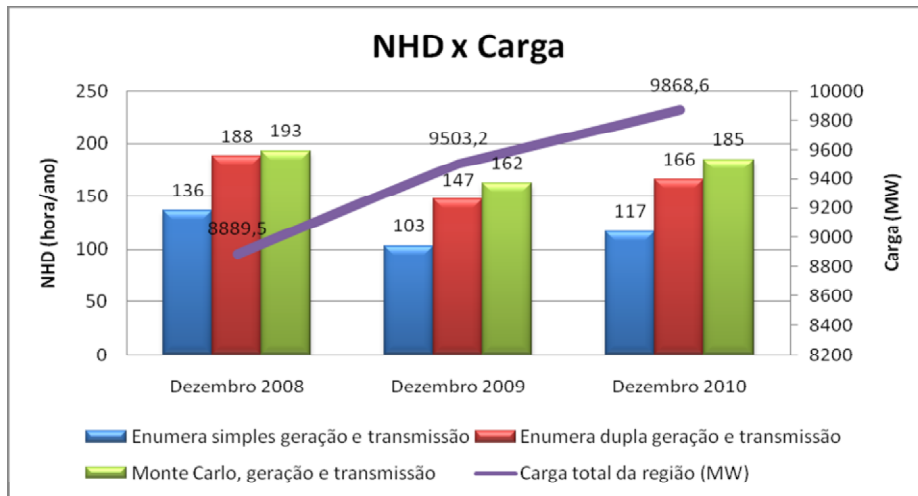
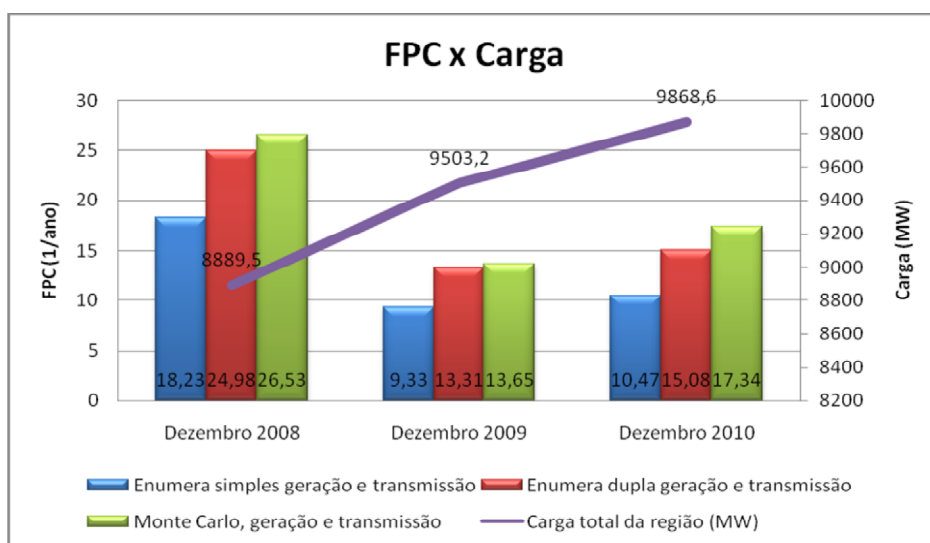
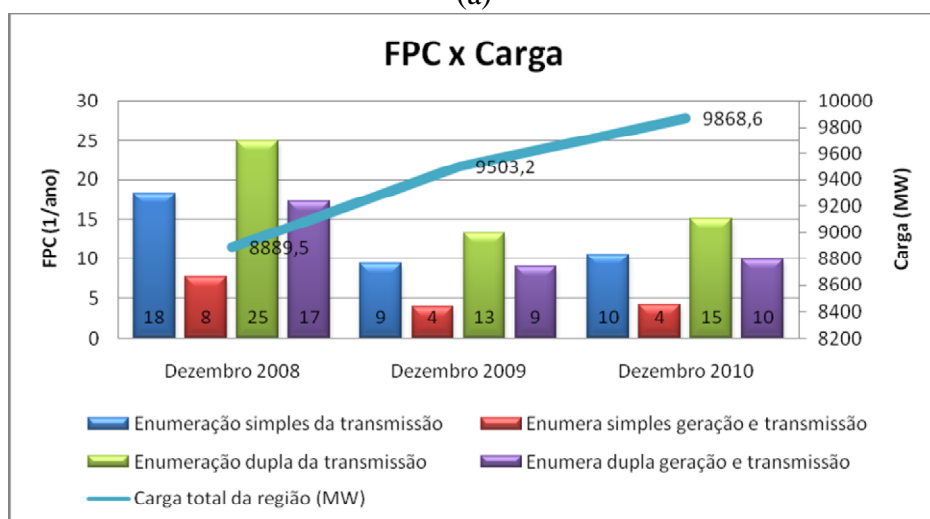


Figura 5.18 - NHD x Carga



(a)



(b)

Figura 5.19 - FPC x Carga

5.5 Sumário

Este capítulo apresentou análises de confiabilidade composta da geração e transmissão considerando a expansão de carga e configuração do sistema de transmissão da Rede Básica do Sistema Nordeste do Sistema Interligado Nacional. Apresentou, ainda, os modelos adotados para as fontes primárias de energia, geração, carga e sistemas de transmissão.

Através dos resultados obtidos, verificou-se que falhas simples na análise de confiabilidade composta para o sistema de transmissão da Região Nordeste está classificado, pelo índice de severidade, como Grau 1, interpretado como condição operativa de baixo risco, além de apresentar uma diminuição dos valores deste índice nos

anos subsequentes em relação ao primeiro ano, 2008. Este fato se repete com outros índices de confiabilidade como ENS, NHD e FPC.

Os resultados obtidos através do método de enumeração de estados mostraram que contingências simples do sistema de transmissão correspondem apenas a 63 % do total do espaço de estados. A análise pela simulação Monte Carlo mostrou-se mais efetiva para este sistema quando considerada o espaço probabilístico de estados composto pelo sistema de transmissão e pelo parque gerador, pois necessita de 1/3 do tempo de processamento computacional empregado na análise de enumeração de segunda ordem, que nesta análise corresponde a 86 % do espaço de estados.

Observou-se, ainda, que não foram detectadas parcelas de riscos devidas ao parque gerador ou aos modos de falha compostos geração-transmissão, ou seja, os riscos da configuração tratada seriam oriundos exclusivamente da malha de transmissão.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalhos Futuros

A motivação deste trabalho foi a realização da análise de confiabilidade preditiva probabilística do Sistema Nordeste que compõe o Sistema Interligado Nacional, ou seja, sistema de transmissão que atende aos estados da Região Nordeste, com a exceção do Estado do Maranhão.

Esse assunto é de grande relevância, pois trata-se da primeira análise de risco probabilístico realizada exclusivamente para o Sistema Nordeste, além de considerar os dados estocásticos mais atuais relacionados aos níveis de risco do Sistema Interligado Nacional.

O problema foi tratado através dos casos bases de fluxo de potência do PAR, ciclo 2008-2010, sendo realizadas análises da geração e transmissão puras, considerando também as análises de confiabilidade composta de geração e transmissão.

As principais conclusões e contribuições deste trabalho estão relatadas nas próximas seções.

6.1 Principais Contribuições

As principais contribuições desta Dissertação estão descritas a seguir:

- foram estabelecidos valores de referência para estudos futuros de confiabilidade composta no Sistema Nordeste do Sistema Interligado Nacional; e
- foram delineadas as taxionomias das análises de confiabilidade realizadas, permitindo a compreensão dos resultados obtidos além de proporcionar comparações com futuras análises no Sistema Nordeste.

6.2 Principais Conclusões

O Capítulo 2 apresentou aspectos relacionados ao cálculo de indicadores de desempenho e confiabilidade, abordagem de importância para o entendimento dos resultados desenvolvidos neste trabalho.

Descreveu os métodos de seleção de estados, a enumeração e a simulação Monte Carlos. Apresentou os principais índices de confiabilidade com especial interesse na severidade, que permite a comparação do desempenho entre sistemas elétricos.

Apresentou comentários sobre o programa NH2, desenvolvido pelo CEPTEL, que foi utilizado para o processamento das análises base deste trabalho.

O Capítulo 3 apresentou análises de confiabilidade de geração considerando a expansão de carga e configuração do parque gerador do Sistema Nordeste. Apresentou, ainda, os modelos adotados para as fontes primárias de energia, geração, carga e sistemas de transmissão.

Os resultados obtidos permitiram concluir que falhas até o nível de terceira ordem em unidades geradoras das usinas hidrelétricas, térmicas e eólicas, que se localizam na Região Nordeste, não provocam violações sistêmicas de qualquer natureza que impliquem em corte de carga, evidenciando a robustez desse sistema elétrico.

Foi observado, através do método de enumeração de estados, que contingências simples das unidades geradoras fornecem subsídios importantes e suficientes, pois apresentam resultados, para os indicadores de confiabilidade, semelhantes aos das análises de enumeração de segunda e terceira ordens, porém, utilizando um tempo de processamento menor.

O Capítulo 4 apresentou análises de confiabilidade da transmissão considerando a expansão de carga e configuração do sistema de transmissão da Rede Básica do Sistema Nordeste do Sistema Interligado Nacional.

Observou-se que o a transmissão do Sistema Nordeste está classificado, pelo índice de severidade, no início da escala de Grau 2, considerando-se a análise de enumeração simples. Este indicador apresentou uma diminuição nos anos subsequentes em relação ao primeiro ano, 2008. Este fato se repete com os demais índices de confiabilidade analisados.

Foi mostrado que a análise realizada pelo método de enumeração de estados de primeira ordem, para o Sistema Nordeste, fornece subsídios importantes, pois é

correspondente a 94 % do total do espaço de estados analisado, com a vantagem de utilização de um tempo de processamento reduzido.

O Capítulo 5 apresentou análises de confiabilidade composta da geração e transmissão considerando a expansão de carga, do parque gerador e da configuração do sistema de transmissão da Rede Básica do Sistema Nordeste.

Verificou-se que falhas simples, na análise de confiabilidade composta, qualificam a condição operativa do Sistema Nordeste como de baixo risco, devido à classificação do índice de severidade como Grau 1. Foi também observado que os índices de confiabilidade calculados apresentaram uma redução de seus valores nos anos subsequentes em relação ao primeiro ano, 2008, constatando a efetividade das obras previstas para o horizonte analisado.

Os resultados obtidos constataram que a simulação Monte Carlo mostrou-se mais efetiva para o Sistema Nordeste, quando considerado o espaço probabilístico de estados composto pelo sistema de transmissão e pelo parque gerador, devido à baixa representatividade da análise de enumeração de segunda ordem neste espaço de estados, além de reduzir para 1/3 o tempo de processamento computacional empregado nas análises.

Observou-se, ainda, que não foram detectadas parcelas de riscos devidas ao parque gerador ou aos modos de falha compostos geração-transmissão, indicando que os riscos da configuração tratada são oriundos exclusivamente da malha de transmissão.

6.3 Sugestões para o Aperfeiçoamento da Ferramenta Computacional Utilizada

O programa NH2 mostrou-se uma ferramenta computacional robusta e com excelentes recursos para a análise de confiabilidade, porém recomenda-se uma melhoria na saída dos resultados, como a geração de gráficos e tabelas que permitam a leitura direta em editores de planilhas.

Visando o aumento do espaço probabilístico de estados analisado, utilizando-se um esforço computacional menor, recomenda-se que seja implementada a opção de solicitação de contingência de segunda ordem, ou superior, apenas nos elementos que fizerem parte da mesma área de influência.

6.4 Sugestões de Temas de Pesquisa

Os principais tópicos de futuras pesquisas aqui recomendadas, a título de continuação das investigações iniciadas nesta Dissertação, são as seguintes:

- aprofundar a investigação da confiabilidade para os patamares de carga média e leve;
- aprofundar a investigação da confiabilidade por classe de elementos;
- realizar análises considerando diferentes cenários de intercâmbios nas interligações regionais; e
- realizar análises semelhantes para outros sistemas que compõem o Sistema Interligado Nacional.

Referências

- [1] SUBGRUPO DE CONFIABILIDADE (SGC/GTCP/CTST/GCPS), *Confiabilidade de Sistemas Elétricos: Índices e Critérios*, Rio de Janeiro, Eletrobrás, dezembro de 1983.
- [2] SGC, *Caso-Base Nacional de Confiabilidade: Consolidação da Experiência*, Rio de Janeiro, Eletrobrás, DEST/GPD, junho de 1985.
- [3] SGC, *Diretrizes Básicas para Avaliação da Confiabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro na Fase de Planejamento*, Rio de Janeiro, Eletrobrás, 1986.
- [4] SGC, *Avaliação de Confiabilidade 1989 a 1993, Vol. 1, Regiões Sul e Sudeste, Vol. 2, Regiões Norte e Nordeste*, Eletrobrás, Rio de Janeiro, dezembro de 1988.
- [5] SGC, *Avaliação de Confiabilidade do Sistema Planejado para 1995*, Eletrobrás, Rio de Janeiro, dezembro de 1996.
- [6] SGCONF/GTMC/SCEN/GCOI, *Análise de Confiabilidade de Geração no Horizonte do Plano de Operação para 1996*, Eletrobrás, Rio de Janeiro, dezembro de 1996.
- [7] SCEL/GTAD/FT-RISCA, *Previsão do Risco Operativo do Sistema Elétrico Brasileiro, Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste sem a Interligação Norte/Sul (Resultados Preliminares)*, Rio de Janeiro: Eletrobrás, janeiro de 1999.
- [8] ONS, *Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica - Período 2008 a 2010*, Rio de Janeiro, setembro de 2007.
- [9] UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE, *Procedimentos e Critérios para Análise de Confiabilidade Preditiva Composta Probabilística de Sistemas Elétricos de Potência de Grande Porte, Instituto de Computação, Relatório Técnico RT-06/04*, UFF, Niterói, Junho de 2004,
http://www.ic.uff.br/PosGraduacao/lista_relatoriosTecnicos.php?ano=2004.
- [10] ONS/UFSC, *Indicadores de Desempenho Probabilístico de Componentes de Geração e Transmissão do SIN, Sistema BDCConf, Vol. I/III*, Rio de Janeiro, ONS, 26 de julho 2006.
- [11] EPE, *Análise dos Índices de Confiabilidade do SIN*, Rio de Janeiro, 29 de junho de 2007,
<http://www.epe.gov.br/Lists/Estudos/DispForm.aspx?ID=21&Source=http%3A%2F%2Fwww%2Eepe%2Egov%2Ebr%2FLists%2FEstudios%2FEstudios%2Easpx>.
- [12] EPE, *Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2007/2016*, Rio de Janeiro, dezembro de 2007, <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>.

- [13] ONS, *Casos de Referência – Regime Permanente do PAR 2008-2010*, http://www.ons.org.br/plano_ampliacao/casos_refer_regime_permanente.aspx.
- [14] SCHILLING, M. TH., *Introdução à Análise de Sistemas de Potência (versão 1.0)*, UFF-IC / TEE, Niterói – RJ, Maio de 2001.
- [15] ONS, *Confiabilidade da Rede Básica no Período 2003 a 2005. RE – ONS – 2.1 – 025/2003 v3.0*, 2003.
- [16] SOARES N. H. M., *Risco Probabilístico de Referência do Sistema Elétrico Brasileiro*, Universidade Federal de Itajubá, maio de 2002.
- [17] CEPEL, *Sistema Computacional para Análise Probabilística e Avaliação de Confiabilidade de Sistemas de Grande Porte – Programa NH2, versão 6.0*, Rio de Janeiro, 2003.
- [18] ONS/UFSC, *Indicadores de Desempenho Probabilístico de Componentes de Geração e Transmissão do SIN, Sistema BDCConf, Vol. I/III*, Rio de Janeiro, ONS, 26 de julho de 2006.
- [19] ANEEL, *RES - RESOLUÇÃO Nº 066 de 16/04/1999*, publicado em 22/04/1999.
- [20] ANEEL, *REN - RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 067 de 08/06/2004*, publicado em 11/06/2004.
- [21] NEGREIROS A. V., *Análise do Risco Probabilístico de Sistemas Elétricos perante o Não Redespacho de Potência Ativa*, Monografia de Especialização – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2003.
- [22] NEGREIROS A. V., TORRES G. L., TAKAHATA A. Y., SHILLING M. Th., DO COUTTO FILHO. M. B., SOUZA J. C. S., *Confiabilidade da Geração, Transmissão, Global e Multiárea do Sistema Brasileiro*, XVIII SNPTEE, GPL-23, Curitiba, 16-21 de outubro de 2005.
- [23] NEGREIROS A. V., SCHILLING M. Th., TORRES G. L., *Novos Resultados da Confiabilidade do SIB*, X SEPOPE, SP-0114, Florianópolis, 21-25 de maio de 2006.
- [24] NEGREIROS A. V., GUEDES L. F. M., TORRES G. L., SHILLING M. Th., SOUZA J. C. S., COUTTO Fo. M. B., *Avaliação do Risco Probabilístico da Rede Básica do SIN Utilizando Dados Estocásticos Realistas*, XIX SNPTEE, GPL-28, Rio de Janeiro, 14-17 de outubro de 2007.
- [25] LIMA J. M., *Uma Análise Minuciosa do Risco Probabilístico do Sistema Elétrico que atende o Estado do Paraná*, Dissertação de Mestrado – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2007.

- [26] SHILLING M. Th., SOUZA J. C. S., COUTTO Fo. M. B., *Power System Probabilistic Reliability Assessment: Current Procedures in Brazil*, IEEE Trans. on PWRS, Vol. 23, no 3, pp 868-876, August 2008.