

ESTUDOS ASSOCIADOS AO PLANO DECENAL DE ENERGIA PDE 2007/2016

Transmissão de Energia Elétrica

Análise dos índices de confiabilidade do SIN



Empresa de Pesquisa Energética

Ministério de





GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia

Ministro (Interino)

Nelson José Hubner Moreira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Márcio Pereira Zimmermann

Diretor do Departamento de Planejamento Energético

Iran de Oliveira Pinto

ESTUDOS ASSOCIADOS AO PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA

PDE 2007/2016

TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

*Análise dos índices de
confiabilidade do SIN*



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos

Amílcar Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

Maurício Tiomno Tolmasquim (Interino)

Diretor de Gestão Corporativa

Ibanês César Cássel

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim
José Carlos de Miranda Farias

Coordenação Executiva

José Carlos de Miranda Farias

Equipe Técnica

Daniela Souza
Edna Araújo
Fernando Hevelton Oliveira
João Maurício Caruso
Jurema Ludwig
Maria Alzira Noli Silveira
Maria de Fátima Gama
Roberto Rocha
Thiago Martins
Vinicius Martins

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

SAN – Quadra 1 – Bloco B – Sala 100-A
70041-903 - Brasília – DF


Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Nº EPE-DEE-RE-077/2007-r0

Data: 29 de junho de 2007

IDENTIFICAÇÃO CONTRATUAL

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>		<i>Contrato/Aditivo</i> MME-001/2006 – Primeiro Termo Aditivo	<i>Data de assinatura do contrato/Aditivo</i> 28.09.2006
<i>Área de Estudo</i> 1 ESTUDOS ASSOCIADOS AO PLANO DECENAL DE ENERGIA			
<i>Estudo</i> 1.11 ESTUDO DE CONFIABILIDADE DO SIN			
<i>Macro-atividade</i> 1.11.1 Análise dos índices de confiabilidade do SIN			
<i>Ref. Interna (se aplicável)</i>			
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>	
r0	29.06.2007	Emissão original	

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO E HISTÓRICO	7
2.	DADOS E PREMISSAS	8
2.1	ESPAÇO DE ESTADOS	9
2.2	DADOS.....	10
2.2.1	<i>Dados Topológicos.....</i>	11
2.2.2	<i>.Dados estocásticos.....</i>	12
2.3	MÉTODO DE SELEÇÃO DE ESTADOS.....	12
2.4	ANÁLISE DE DESEMPENHO.....	13
2.5	ÍNDICES CALCULADOS	14
2.6	PREMISSAS.....	15
3.	PRINCIPAIS CONCLUSÕES	17
4.	CONFIABILIDADE DA REDE BÁSICA: RESULTADOS 2008-2015	18
4.1	ÍNDICES DO SISTEMA CALCULADOS ATRAVÉS DE ENUMERAÇÃO DE CONTINGÊNCIAS SIMPLES	20
4.1.1	<i>Avaliação dos Níveis de Confiabilidade Probabilística da Rede Básica por Região Elétrica</i>	24
4.1.1.1	<i>Região Sul</i>	26
4.1.1.2	<i>Região Sudeste</i>	27
4.1.1.3	<i>Região Norte.....</i>	30
4.1.1.4	<i>Região Centro Oeste</i>	33
4.1.1.5	<i>Estados do Acre e Rondônia.....</i>	34
4.1.1.6	<i>Região Nordeste</i>	35
4.1.2	<i>Avaliação dos Níveis de Confiabilidade Probabilística por Classes Regionais de Tensão.....</i>	36

4.1.2.1	Análise da Rede em 765 kV	37
4.1.2.2	Análise da Rede em 500/525 KV.....	37
4.1.2.3	Análise da Rede em 440 KV.....	40
4.1.2.4	Análise da Rede em 345 KV.....	41
4.1.2.5	Análise da Rede em 230 KV.....	42
4.2	ÍNDICES DO SISTEMA CALCULADOS ATRAVÉS DE SIMULAÇÃO MONTE CARLO.....	44
5.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	46
6.	REFERÊNCIA	47

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1	Dados Estocásticos por classe de Tensão	12
Tabela 2	Classificação do Risco pela Severidade	15
Tabela 3	Dados Gerais do Sistema	16
Tabela 4	Porcentagem do Espaço de Estados Analisada e probabilidade do Caso Base	16
Tabela 5	Índices Globais do SIN (Redes Básica e de Fronteira)	21
Tabela 6	Estatísticas de casos por região.....	26
Tabela 7	Estatísticas de casos por região.....	26
Tabela 8	Número de Elementos nas Redes Básicas e de Fronteira por nível de Tensão	36
Tabela 9	Dados Gerais da Simulação Monte Carlo.....	44
Tabela 10	Indices Gerais do Sistema – Simulação Monte Carlo	45

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1	PPS X LOLP	19
Gráfico 2	Número de eventos estratificado em modos de falha	19
Gráfico 3	Contribuição relativa de cada modo de falha na formação da PPS	20
Gráfico 4	Índice Severidade (Sistemas – Minuto)	21
Gráfico 5	Carga Total(MW)	22
Gráfico 6	Composição da Severidade	23
Gráfico 7	Atendimento ao Critério n-1	23
Gráfico 8	Atendimento ao Critério n-1 da Rede Básica	24
Gráfico 9	Estratificação da Severidade por Região	25
Gráfico 10	Severidade das Regiões	25
Gráfico 11	Severidade da Região Sul estratificada entre Rede Básica e de Fronteira	27

Gráfico 12	Severidade da Região Sul estratificada entre os estados da região	27
Gráfico 13	Severidade da Região Sudeste estratificada em Rede Básica e de Fronteira	28
Gráfico 14	Severidade da Região Sudeste estratificada pelos estados da região	28
Gráfico 15	Severidade de São Paulo estratificada em Rede Básica e de Fronteira	29
Gráfico 16	Severidade dos estados Rio/Espírito Santo estratificada em Rede Básica e de Fronteira	29
Gráfico 17	Severidade da região Norte estratificada em Rede Básica e de Fronteira	30
Gráfico 18	Severidade da Região Norte estratificada pelos estados da região	30
Gráfico 19	Severidade do estado do Maranhão estratificada em Rede Básica e de Fronteira	31
Gráfico 20	Severidade do estado do Pará estratificada em Rede Básica e de Fronteira	31
Gráfico 21	Severidade do estado do Tocantins estratificada em Rede Básica e de Fronteira	32
Gráfico 22	Severidade dos estados do Amapá e Amazonas estratificada em Rede Básica e de Fronteira	32
Gráfico 23	Severidade da Região Centro-Oeste estratificada em Rede Básica e de Fronteira	33
Gráfico 24	Grau de Atendimento ao Critério “n-1” – Região Centro-Oeste	34
Gráfico 25	Severidade dos estados do Acre e Rondônia estratificada em Rede Básica e de Fronteira	34
Gráfico 26	Grau de Atendimento ao Critério “n-1” – Estados do Acre e Rondônia	35
Gráfico 27	Severidade da Região Nordeste estratificada em Rede Básica e de Fronteira	35
Gráfico 28	Severidade do SIN estratificada pelas falhas nos níveis de tensão	36
Gráfico 29	Severidade da Rede Básica estratificada pelas falhas nos níveis de tensão	37
Gráfico 30	Severidade da malha de 500 kV separada por região	38
Gráfico 31	Intercâmbio Norte-Sudeste e Despacho de Tucuruí	38
Gráfico 32	Grau de atendimento ao critério n-1 da rede em 500 kV da Região Sudeste	39
Gráfico 33	Grau de atendimento ao critério n-1 da rede em 500 kV da Região Sul	39
Gráfico 34	Grau de n-1 na rede de 500 kV da região Centro-Oeste	40
Gráfico 35	Severidade da Rede em 440 kV	40
Gráfico 36	Severidade da malha de 345 kV – Regiões Sudeste e Centro-Oeste	41
Gráfico 37	Severidade da malha de 345 kV – Rede Básica e Rede de Fronteira	42
Gráfico 38	Participação dos níveis de tensão na Severidade	42
Gráfico 39	Severidade da malha de 230 kV – RB e Fronteira	43
Gráfico 40	Severidade da malha de 230 kV estratificada por regiões	43
Gráfico 41	Número de Sorteios x Severidade	45

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1	Etapas de uma Análise de Confiabilidade	9
Figura 2	Níveis Hierárquicos	10
Figura 3	Cenários Analisados	11

1. Introdução e Histórico

A incorporação de técnicas probabilísticas na avaliação da confiabilidade de sistemas de potência data da década de 30 para a área de geração. Com o progresso da tecnologia computacional e novas metodologias na coleta de dados, foi viabilizada, a partir da década de 70, a aplicação de métodos probabilísticos em áreas como cálculo da confiabilidade em sistemas compostos (geração e transmissão)

No início da década de 70 foi realizada pela primeira vez uma avaliação grosseira do valor da confiabilidade no sistema americano e constatou-se que o mesmo poderia estar sendo planejado com padrões elevados de confiabilidade. No Brasil o estudo da confiabilidade aplicada a Sistemas de Potência foi iniciado na década de 70 para o sistema de geração. Em 1982 foi criado o SGC (Subgrupo de Confiabilidade), no âmbito do planejamento da transmissão, com o objetivo de estudar, divulgar e finalmente fornecer ao setor elétrico uma estrutura necessária para realização do planejamento da expansão da transmissão com critérios probabilísticos. Neste período foi desenvolvido pelo CEPEL o programa NH2 para análise de confiabilidade composta (Nível Hierárquico 2) que foi testado no sistema Brasileiro pelo SGC em 1995. Em 1999 o SGC foi extinto com o fim do GCPS.

O ONS vem realizando uma análise de confiabilidade preditiva em todos os ciclos do PAR (Plano de Ampliações e Reforços) da Rede Básica Brasileira. Para facilitar a montagem de uma base de dados NH2 a partir de uma base ANAREDE, foi desenvolvido no ONS o programa PRE-NH2 [2]. A partir de dados estocásticos por nível de tensão e outras informações da rede, este programa monta os blocos de dados necessários para simulação do programa NH2 e classifica as barras do sistema por estado e região. Este programa foi disponibilizado e utilizado para realização deste trabalho. Em 2006 foi criado, pelo ONS, o Grupo de Confiabilidade que conta com a participação de várias empresas e da EPE para divulgar e discutir os resultados das análises probabilísticas realizadas no PAR.

Com a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, empresa pública federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, através do decreto nº 5.184 de 16 de agosto de 2004, os estudos associados ao Planejamento da Expansão da Transmissão de Energia Elétrica passam a ser de sua competência com o objetivo de assegurar o suprimento de energia elétrica em condições adequadas de qualidade e de preço a todos os consumidores brasileiros, conforme estabelecido no Artigo Nº. 174 da Constituição Federal.

Compete, então, à EPE, em conformidade com a Art. 6º do decreto nº 5.184, no que concerne à transmissão, a elaboração de estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão

da transmissão de energia elétrica. Portanto, para subsidiar o Plano Decenal de Transmissão a EPE vai realizar anualmente uma análise de confiabilidade da Rede Básica.

Este documento apresenta os principais índices de confiabilidade obtidos na primeira avaliação probabilística preditiva, realizada pela EPE, em regime estacionário (i.e adequação) das Redes Básica e de Fronteira para o patamar de carga pesada. Esta análise foi realizada com o programa NH2 (versão 8.0 de dezembro de 2006) e os resultados são mostrados para o sistema, por região e por nível de tensão. O período analisado foi 2008 – 2015 do ciclo 2006 do Plano Decenal de Transmissão.

Tais resultados constituem subsídio relevante para as ações do planejamento, pois complementam a análise tradicionalmente efetuada, em bases essencialmente determinísticas. A realização freqüente desta análise possibilitará a caracterização de níveis de confiabilidade probabilística admissíveis para o planejamento do sistema brasileiro que vão auxiliar a gradativa evolução do clássico critério "n-1" para o uso de critérios que reconheçam as incertezas intrínsecas aos sistemas elétricos de potência.

O objetivo da aplicação de métodos probabilísticos nos estudos de planejamento consiste em realizar uma predição dos níveis de confiabilidade do sistema, não necessariamente caracterizando a certeza de uma futura ocorrência de problemas no sistema.

Cabe destacar a importância dos dados e premissas utilizados na avaliação probabilística que têm um grande impacto nos resultados. O conjunto de dados e premissas utilizado para execução deste relatório é listado no item 2.

Cabe lembrar que a análise de confiabilidade baseia-se no aspecto essencialmente comparativo e com a periodicidade desta análise se pretende acompanhar a evolução do desempenho do SIN.

2. Dados e Premissas

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

Ressalta-se que os resultados apresentados neste documento são **estritamente condicionados** ao conjunto de premissas detalhadas neste item bem como dos dados determinísticos e probabilísticos utilizados e apresentados neste item.

O fluxograma da Figura 1 mostra, de forma simplificada, as principais etapas de uma análise de confiabilidade.

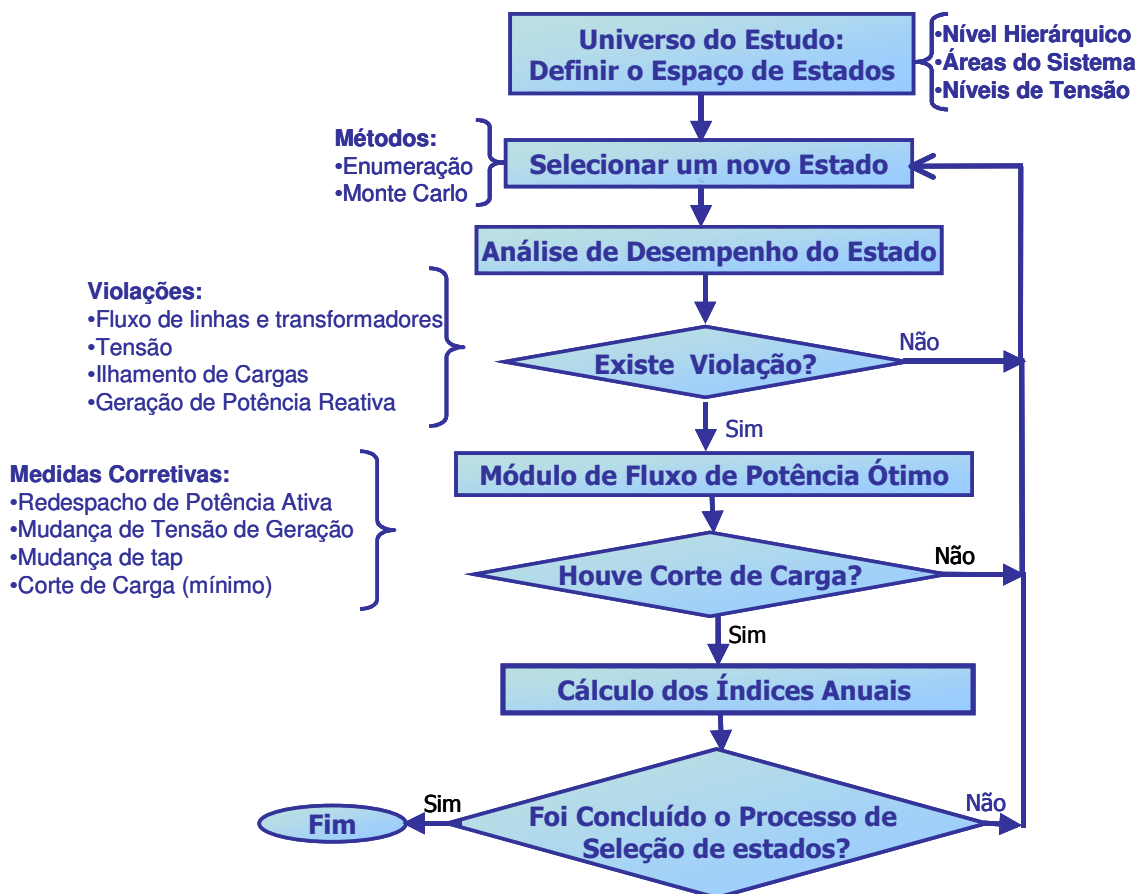


Figura 1 Etapas de uma Análise de Confiabilidade

2.1 Espaço de Estados

A primeira etapa de uma avaliação de confiabilidade refere-se à definição do universo de estudo que vai estabelecer o espaço de estados a ser analisado.

A composição do espaço probabilístico de estados tem extrema influência nos valores numéricos dos índices de confiabilidade. Por esse motivo, a definição do espaço de estados sobre o qual os índices são calculados deve ser a primeira etapa do estudo.

Esta definição começa com a escolha do nível hierárquico da análise, conforme a Figura 2.

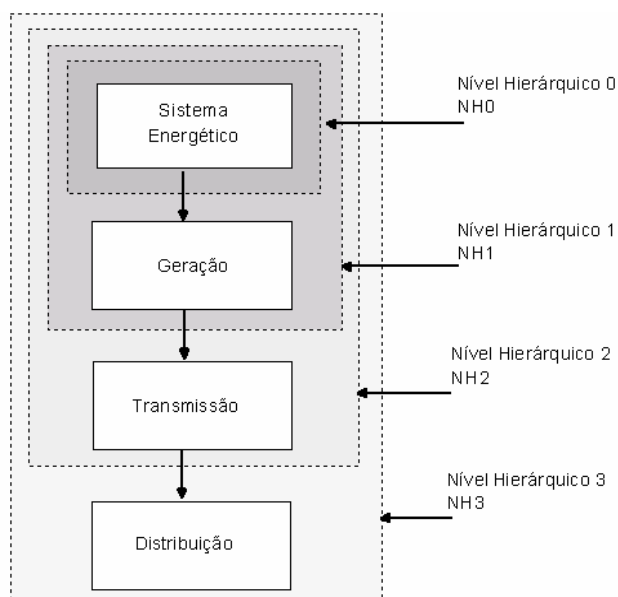


Figura 2 Níveis Hierárquicos

As análises que envolvem o sistema de transmissão podem ainda ser limitadas por nível de tensão ou região elétrica. Neste estudo o espaço de estados é composto apenas por elementos de transmissão por toda a rede básica e os transformadores de fronteira. Os geradores e as cargas foram tratados deterministicamente, não influenciando, portanto a formação do espaço de estados.

Destaca-se que, apesar das falhas serem restritas à Rede Básica, todo o sistema foi definido como área de interesse e monitoração.

2.2 Dados

A segunda etapa de uma avaliação de confiabilidade refere-se à obtenção e depuração dos dados necessários ao estudo, e que podem ser classificados em topológicos e estocásticos.

2.2.1 Dados Topológicos

Os dados topológicos são aqueles associados aos estudos de fluxo de potência e seus limites. Destacam-se alguns dados que não são de grande importância em estudos de fluxo de potência tradicionais, mas em análise de confiabilidade, onde um fluxo de potência ótimo é acionado para análise dos estados, eles são imprescindíveis.

A seguir são listados todos os dados topológicos necessários que foram utilizados da base de dados do ciclo 2006 do Plano Decenal disponibilizada na página da EPE em formato ANAREDE.

- dados de barra, de linha e de área
- limites de carregamento (normal e emergência) das linhas e transformadores,
- limites de potência ativa e reativa das máquinas,
- limites de *LTCs*, barras controladas,
- limites de tensão (barras de carga e de tensão controlada).
- áreas da região de monitoração e interesse e controle e contingência

Também deve ser lembrado que todos os índices de confiabilidade são sensíveis aos intercâmbios do sistema. Neste estudo foram analisados os pontos de operação tratados nos casos do período 2008 a 2015 do ciclo 2006 do Plano Decenal. Os casos de anos pares representam o cenário seco na região norte e os anos pares representam o cenário úmido, conforme Figura 3.

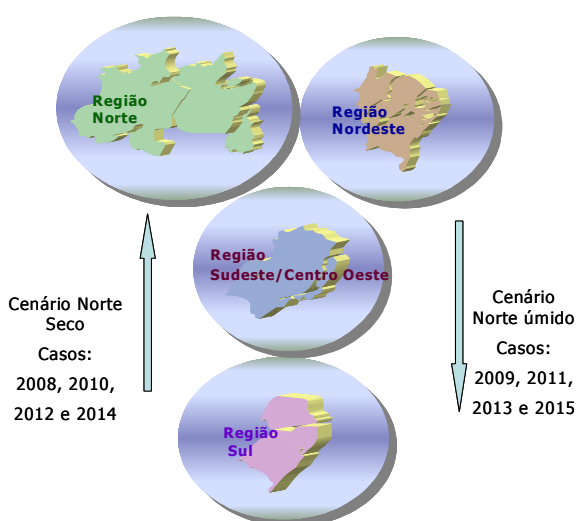


Figura 3 Cenários Analisados

2.2.2 .Dados estocásticos

Na elaboração do Plano de Ampliações e Reforços (PAR) o ONS considera 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 realizadas com dados estocásticos típicos. Recentemente o ONS, em parceria com a Universidade Federal de Santa Catarina, concluiu um projeto iniciado pelo SGC 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 [3], 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. Estes dados do BDConf, fornecidos pelo ONS, foram utilizados nesta análise e são resumidos na Tabela 1.

Tabela 1 Dados Estocásticos por classe de Tensão

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
345	0,0228	0,9107	0,7368	16,1616
440	0,0144	3,377	0,5	12,7187
500	0,0183	2,3547	0,5945	53,6546
765	0,0102	1,6525	0,3712	100,3958

Para linhas de transmissão o cálculo dos dados estocásticos é feito a partir da estimação dos comprimentos das linhas, realizada com base nos valores de reatâncias e susceptâncias das mesmas. Para transformadores, os parâmetros estatísticos são determinados por faixa da tensão mais elevada do equipamento e com enfoque na função transformação.

As saídas forçadas simples das linhas de transmissão e dos transformadores foram representadas por um modelo Markoviano a dois estados (estado operativo e falho).

2.3 Método de Seleção de Estados

Os estados do sistema são caracterizados pelos estados operativos individuais de cada um de seus componentes. Neste estudo os componentes considerados são os elementos das Redes Básica e de Fronteira. O programa NH2 utiliza duas técnicas diferentes para seleção dos estados: Enumeração de Estados e Simulação Monte Carlo.

Na técnica de **Enumeração**, os estados são selecionados baseados em uma lista de

contingências pré-definida. Diferentes níveis de contingência podem ser obtidos pela combinação de elementos da lista. Como este procedimento pode levar a um processo trabalhoso para sistemas de grande porte, os níveis de contingência são em geral limitados às contingências simples. Esta técnica é direta, bastante similar ao critério determinístico N-1, e mostra-se satisfatória na avaliação da confiabilidade de sistemas de transmissão. Como não é possível simular todas as contingências de um sistema de potência real, os resultados obtidos utilizando o processo de enumeração representam apenas parte do comportamento real do sistema.

Na técnica de **simulação Monte Carlo**, os estados de contingência são selecionados por amostragem. Portanto, o nível de contingência não é limitado, e contingências de nível mais elevado podem ser obtidas. Este método é muito versátil e normalmente mais rápido que a técnica de enumeração quando contingências de ordem elevada são de interesse. Os resultados obtidos representam estimativas do comportamento real do sistema.

Este estudo focou sua análise na Enumeração das **contingências simples** de todos os elementos **das Redes Básica e de Fronteira** para o **patamar de carga pesada**.

Informações adicionais são mostradas através da estratificação dos índices do sistema separando-se os efeitos das falhas da Rede Básica, dos Transformadores de Fronteira, das regiões geográficas e dos níveis de tensão.

As estratificações mencionadas foram feitas através de uma pré-seleção das contingências simuladas, restringindo-as à região em pauta. Para permitir a composição dos índices o **espaço de estados e a região de monitoração** não são alterados nas diversas simulações necessárias. Portanto, os eventuais cortes de carga não estão restritos à região em pauta. Os valores absolutos dos índices por região ou estado ou nível de tensão **não necessariamente refletem** o desempenho destas regiões e sim a contribuição relativa das falhas dos seus elementos no índice global.

Os resultados estratificados são úteis para indicar a contribuição relativa de cada área ou subsistema no desempenho global. Dessa forma, o SIN foi dividido em seis regiões geográficas, Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Acre-Rondônia, Nordeste e Norte em Rede Básica e de Fronteira e nas tensões de 230, 345, 440, 500 e 765 kV.

2.4 Análise de Desempenho

Uma vez que um estado de contingência é selecionado, é necessário avaliar seu desempenho e classificá-lo como um estado de sucesso ou de falha, que corresponde à próxima etapa do

estudo probabilístico. Neste estudo utilizou-se fluxo de potência AC, seguido de processos de eliminação de violações operacionais, como sobrecargas e violações de tensão, incluindo ajustes de transformadores com OLTC e alteração de tensão de geração. Estados de falha são caracterizados por cortes de carga e são utilizados no cálculo dos índices de risco.

2.5 Índices Calculados

A mensuração da análise de confiabilidade ocorre através de índices, que permitem realizar a diagnose do sistema em estudo. Os índices de confiabilidade possuem três atributos fundamentais: frequência de eventos, duração de eventos e severidade de eventos. Os índices podem ser classificados ainda em dois tipos, de acordo com a maneira pela qual se mede a severidade dos eventos:

- Índices de problemas no sistema: calculados antes da atuação das medidas corretivas; e
- Índices de corte de carga: calculados antes da atuação de medidas corretivas.

Nesta análise são listados os principais índices de confiabilidade para o período 2008-2015.

Os índices calculados pelo programa NH2 e mostrados neste relatório são:

PPS – Probabilidade de problemas no sistema

LOLP - Probabilidade de perda de carga (Loss of Load Probability)

LOLF - Frequência de perda de carga (ano- 1)

LOLD - Duração de perda de cargas (horas)

EPNS - Valor esperado de potência não suprida (MW)

EENS - Valor esperado de energia não suprida (MWh)

IS - Índice de Severidade (minutos)

Este último índice (IS) exprime um tempo fictício de uma perturbação imaginária que seria necessária para acumular uma energia não suprida exatamente equivalente àquela calculada, se toda a carga do sistema fosse afetada. Este índice será o balizador de referência para diagnose do risco preditivo probabilístico do SIN apresentada neste relatório. A severidade é um índice normalizado e, portanto, um indicador relativo que permite a comparação de sistemas de

portes e naturezas distintas. A severidade é um dos poucos indicadores probabilísticos que já dispõe de uma escala internacional de valoração classificatória, mostrada na Tabela 2. Além da severidade, os indicadores tradicionais de risco mencionados anteriormente também são apresentados.

Tabela 2 Classificação do Risco pela Severidade

Classificação	Severidade S (Sistema Minuto)	Interpretação	Comentário
Grau 0	$S < 1$	Favorável	Condição operativa de baixíssimo risco
Grau 1	$1 \leq S < 10$	Satisfatório	Condição operativa de baixo risco
Grau 2	$10 \leq S < 100$	Limítrofe	Condição Operativa de risco médio
Grau 3	$100 \leq S < 1000$	Grave	Sério Impacto Para alguns agentes consumidores
Grau 4	$S \geq 1000$	Muito Grave	Sério Impacto Para muitos agentes consumidores

A severidade será mostrada para o sistema completo e separada por região e por nível de tensão.

2.6 Premissas

As principais premissas deste estudo são resumidas neste item:

- **Espaço de Estados:** Falhas só em elementos de transmissão das Redes Básica e de Fronteira
- **Dados Determinísticos:** Plano Decenal – ciclo 2006 – Carga Pesada [1]
- **Dados Estocásticos:** BDConf [3]
- **Método de Seleção de Estados:** Enumeração Simples
- **Medidas Corretivas Adotadas:** Alteração de Tap e tensão de geração
- Os índices são apresentados para o sistema por região e por nível de tensão

A função objetivo do fluxo de potência ótimo do programa NH2 é minimizar o corte de carga. Neste processo podem ser utilizadas três medidas corretivas, que são redespacho de potência ativa, alteração da tensão de geração e alteração de Tap. Neste estudo não foi utilizado o redespacho de potência ativa para a eliminação de violações. As medidas corretivas utilizadas

para a eliminação de violações operativas foram mudança de tap e de tensão de geração.

A Tabela 3 mostra os dados gerais do sistema analisado no período 2008-2015.

Tabela 3 Dados Gerais do Sistema

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Número Total de Barra	3762	4014	4098	4158	4374	4417	4440	4453
Número Total de circuitos na Rede	5541	5969	6113	6236	6557	6639	6679	6712
Carga Total (MW)	61854	64814	66707	70145	73107	74906	77974	78710

Considerando o espaço de estados mencionado e os dados listados na Tabela 1, a porcentagem analisada do Espaço de estados através de enumeração simples é baixa, conforme mostra a Tabela 4.

Tabela 4 Porcentagem do Espaço de Estados Analisada e probabilidade do Caso Base

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Número de Elementos falhando RB+Front.	1737	1903	1950	2002	2086	2128	2133	2150
% Analisada do Espaço de Estados	49,496	45,180	43,604	42,073	39,467	38,498	38,931	37,353
Probabilidade do Caso Base	18,720	16,129	15,314	14,444	13,106	12,636	12,838	12,062

Destaca-se que a porcentagem analisada do espaço de estados com contingência simples é muito baixa. Foi, portanto realizada uma simulação Monte para verificarmos o efeito de contingências de nível mais elevado estimando-se o comportamento real do sistema de transmissão.

3. Principais Conclusões

Neste capítulo são resumidas as principais conclusões extraídas das análises realizadas para o período 2008 – 2015 do ciclo 2006 do Plano Decenal. Estes resultados são condicionados aos dados e premissas listadas no item 2.

- Foi constatado que a severidade das redes básica e de fronteira fica, ao longo do período analisado, na faixa de 7 a 12 minutos, para contingências simples e **regime de carga pesada** (Gráfico 4). Sob o ponto de vista da classificação dos níveis de confiabilidade previstos para o SIN, de acordo com a Tabela 2, o sistema oscila entre os graus 1 e 2 para o regime de carga pesada. O pior ano é 2011 que representa o cenário úmido no norte e um ano imediatamente anterior à entrada das usinas do Rio Madeira. O melhor desempenho é do ano 2013 que também representa o período úmido na região Norte, porém já disponíveis todos os reforços associados à interligação da região Acre-Rondônia Sudeste/Centro-Oeste, após a entrada das usinas de Santo Antonio e Jirau.
- Destes valores a contribuição mais significativa vem das falhas nos transformadores de fronteira.
- O grau de atendimento ao critério “n-1” neste período fica na faixa de 90 a 92%, subindo para faixa de 94 a 95%, quando se consideram falhas apenas na Rede Básica.
- Com relação à estratificação por região a maior contribuição de falhas vem da região Norte.
- O nível de confiabilidade associado à Rede Básica (sem considerar os transformadores de Fronteira) tem um perfil constante ao longo do período para quase todo o Brasil com exceção da região Norte. O nível de risco da Rede Básica das regiões Sul, Sudeste, Centro Oeste e Nordeste se situa no grau 0 (favorável), segundo a Tabela 2. O perfil do índice severidade da região Norte dita o perfil do SIN por significar cerca de 45% do índice global, chegando a quase 60% no ano 2012.
- Com relação aos níveis de tensão as maiores contribuições vêm das redes em 230 e 500 kV. O tronco em 750 kV atende ao critério “n-1” ao longo de todo o período. O índice severidade da rede em 440 V se mantém abaixo de 0,5 minuto ao longo de todo o período. Deste índice a maior contribuição vem dos transformadores de fronteira, sendo que a rede básica em 440 kV praticamente atende o “n-1”.
- Destaca-se que estes valores foram obtidos através do método de Enumeração de Estados

considerando apenas contingências simples no patamar de carga pesada que representam ao longo de todo o período uma porcentagem inferior a 50% do Espaço de Estados da Transmissão.

- Este trabalho servirá de “input” para o próximo ciclo do Plano Decenal.

4. Confiabilidade da Rede Básica: Resultados 2008-2015

As simulações de confiabilidade geram diversos índices que representam os níveis de confiabilidade probabilística do sistema elétrico. Neste item são mostrados os resultados das análises realizadas através dos índices listados no item 2.5 indicando a evolução do nível de confiabilidade probabilística da carga pesada das Redes Básica e de Fronteira.

Os índices são referentes ao sistema como um todo e desagregados por região elétrica ou nível de tensão. Outra informação relevante obtida das avaliações probabilísticas é a estratificação dos problemas do sistema por modos de falha: sobrecargas, violações de tensão e ilhamentos.

A avaliação numérica do denominado nível de confiabilidade probabilística contempla todas as contingências simples da Rede Básica e dos transformadores de fronteira. Nessa seção discute-se apenas o regime de carga pesada, dado que é a situação mais desfavorável, sob o ponto de vista do índice de severidade.

Em todas as análises realizadas neste trabalho foi inibido o redespacho de potência ativa como medida corretiva. O indicador Probabilidade de Problemas no Sistema (PPS), expresso em %, aponta a probabilidade de problemas ou violações no sistema, imediatamente após a ocorrência de qualquer tipo de contingência, sem o recurso a qualquer medida corretiva. Esse indicador reflete a presença de qualquer tipo de modo de falha, incluindo ilhamentos, sobrecargas, sobre e subtensões. Já o indicador LOLP, probabilidade de perda de carga, também expresso em %, reflete a possibilidade de perda de carga, após o esgotamento de todas as medidas operacionais corretivas disponibilizadas.

A comparação dos indicadores PPS e LOLP (Gráfico 1) dá então uma medida da eficiência das medidas corretivas utilizadas, que nesta avaliação foram alteração de tap e tensão de geração. Quanto maior a diferença entre ambos, maior a eficácia dos recursos corretivos utilizados.

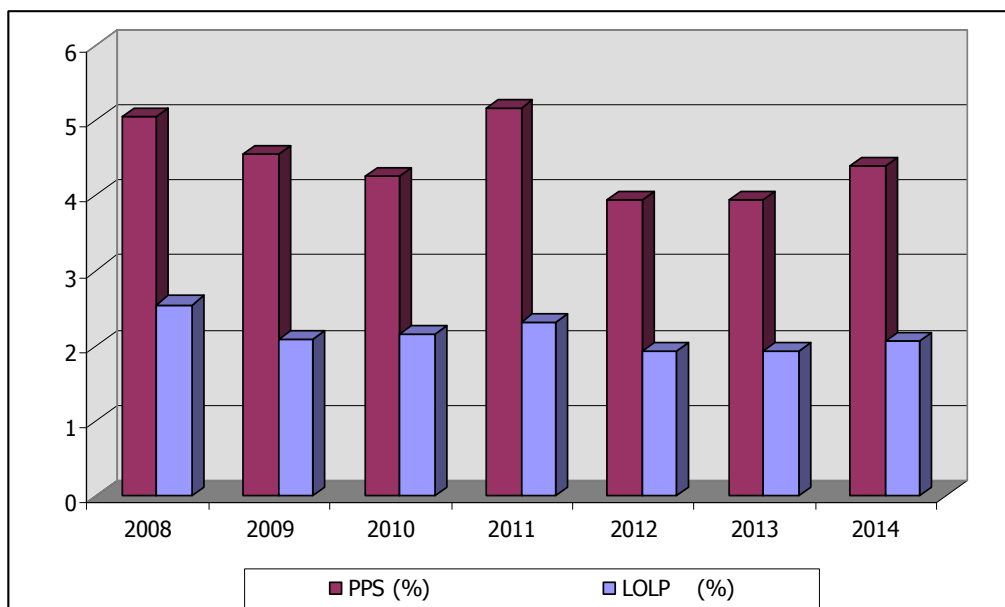


Gráfico 1 PPS X LOLP

O índice de problemas no sistema (PPS) pode ser estratificado por modos de falha: sobrecargas, violações de tensão, ilhamentos e combinações. O Gráfico 2 mostra o número de ocorrências de cada modo de falha antes da atuação das medidas corretivas.

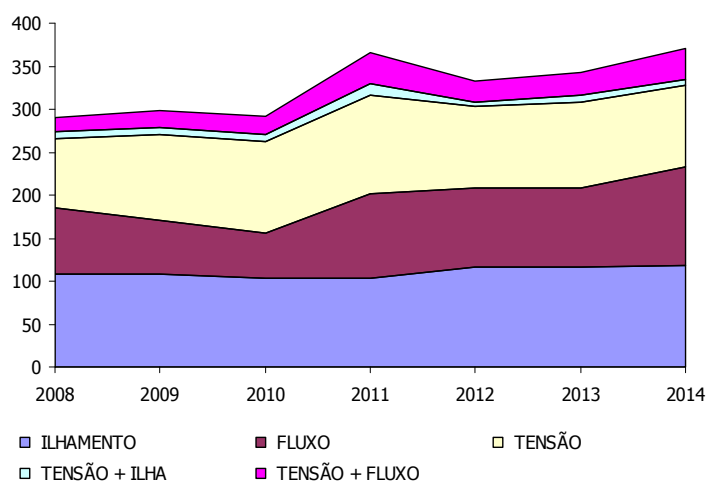


Gráfico 2 Número de eventos estratificado em modos de falha

Destaca-se a existência de cerca de 100 elos singelos (Redes Básica e Fronteira) em todo o Brasil. Observa-se também a grande número de casos com problemas de tensão.

Os gráficos abaixo mostram a contribuição relativa de cada modo de falha na formação da PPS do sistema ao longo do período analisado.

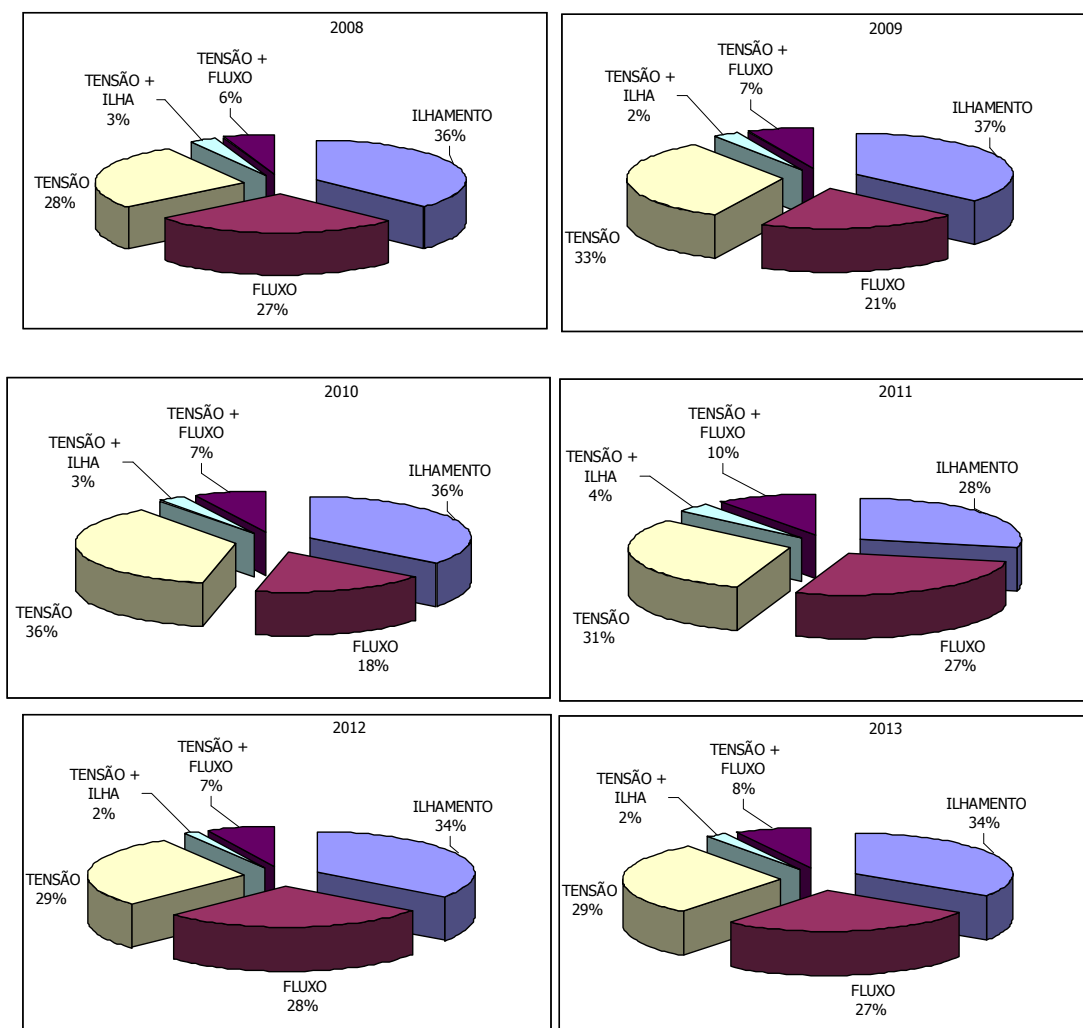


Gráfico 3 Contribuição relativa de cada modo de falha na formação da PPS

4.1 Índices do Sistema Calculados Através de Enumeração de Contingências Simples

O método de enumeração de contingências simples pode ser considerado um “critério N-1 probabilístico”, fornecendo uma variedade de informações que não seriam disponíveis com abordagens puramente determinísticas.

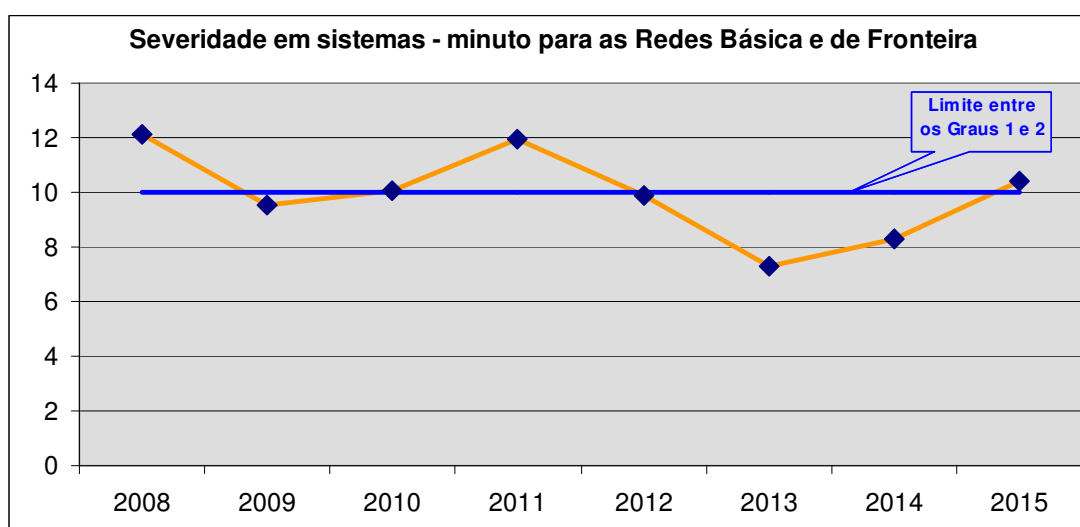
Neste item são mostrados os índices de corte de carga, mencionados no item 2.5. A principal característica destes índices é que a severidade de qualquer evento é expressa em termos de corte de carga. Como já foi mencionado será dada uma ênfase maior para o índice severidade expresso em minutos.

A Tabela 5 mostra os índices globais do sistema ao longo do período analisado.

Tabela 5 Índices Globais do SIN (Redes Básica e de Fronteira)

	Severidade (Minuto Sistema)	LOLP (%)	EENS (MWhora)	LOLF	EPNS (MW)	LOLD (horas)
2008	12,1462	2,55E+00	12521,57	27,94	1,43	7,99
2009	9,5393	2,09E+00	10304,67	21,40	1,18	8,54
2010	10,0701	2,15E+00	11195,79	21,40	1,28	8,82
2011	11,9391	2,32E+00	13958,34	23,61	1,59	8,59
2012	9,9056	1,93E+00	12069,53	20,02	1,38	8,45
2013	7,2844	1,93E+00	9094,10	21,08	1,04	8,03
2014	8,3002	2,07E+00	10786,72	21,18	1,23	8,55
2015	10,4229	2,30E+00	13673,28	26,48	1,56	7,61

O Gráfico 4 ilustra a evolução temporal prevista para o nível de confiabilidade probabilística do sistema de transmissão brasileiro, expresso pela severidade, no horizonte 2008-2015. Destaca-se que este índice é para **contingências simples e regime de carga pesada**

**Gráfico 4 Índice Severidade (Sistemas – Minuto)**

Sob o ponto de vista da classificação dos níveis de confiabilidade previstos para o SIN, de acordo com a Tabela 2, o sistema oscila entre os graus 1 e 2 para o regime de carga pesada. O

pior ano é 2011 que representa o cenário úmido no norte e um ano imediatamente anterior à entrada das usinas do Rio Madeira. O melhor desempenho é do ano 2013 que também representa o período úmido na região Norte, porém já disponíveis todos os reforços associados à interligação da região Acre-Rondônia Sudeste/Centro-Oeste, após a entrada das usinas de Santo Antonio e Jirau. No final do período o desempenho volta a piorar como reflexo de obras referenciais que foram adicionadas nestes últimos anos que ainda não foram estudadas em detalhe.

O Gráfico 5 ilustra a evolução prevista para a carga no período.

Comparando-se os anos 2008 e 2014, que representam o mesmo cenário de intercâmbio, houve um aumento da carga total neste período de 26% e uma redução na severidade de 32%, indicando que o desempenho da rede melhorou neste período.

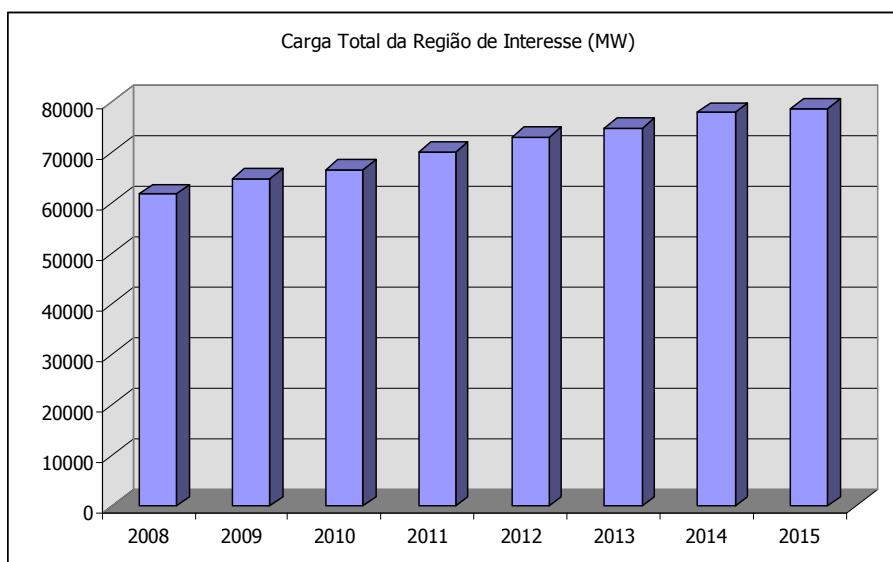


Gráfico 5 Carga Total(MW)

O SIN pode ser partilhado em conjuntos distintos englobando somente a rede básica ou os transformadores de fronteira. A identificação dos níveis de risco associados a cada um desses segmentos permite caracterizar as ações mais efetivas para a melhoria da confiabilidade do SIN. A contribuição mais significativa para a composição da Severidade do sistema ao longo do período analisado vem das falhas nos transformadores de fronteira, como mostra o Gráfico 6.

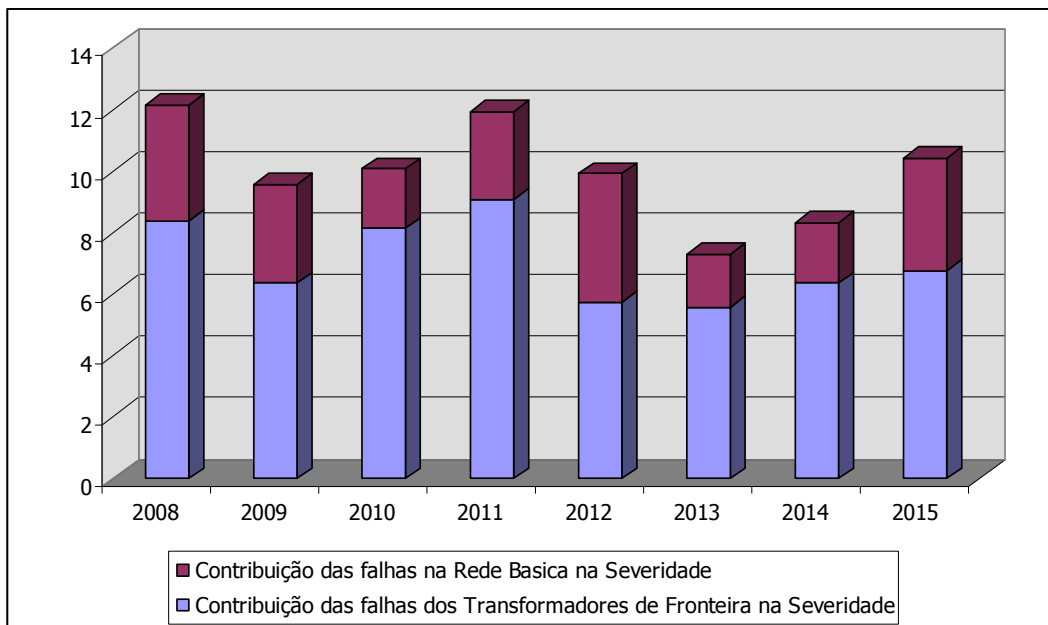


Gráfico 6 Composição da Severidade

Observa-se que o SIN planejado não atende ao critério n-1 sob o ponto de vista global, que significaria severidade zero. A mensuração do grau de atendimento do critério "n-1" (*) é então uma informação útil. O Gráfico 7 mostra o quão próximo a rede está do atendimento ao critério "n-1".

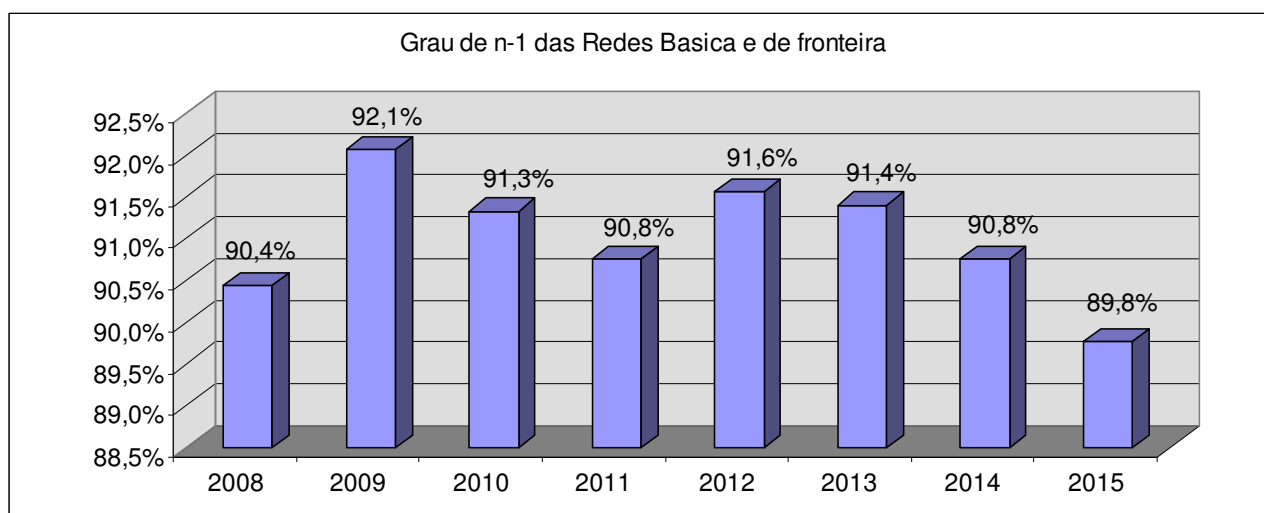


Gráfico 7 Atendimento ao Critério n-1

(*) O grau de atendimento ao critério "n-1" é definido como = $1 - (\frac{n^0}{n^0 + \text{casos retirados da estatística}})$ / número total de casos simulados

Quando se considera falha apenas na Rede Básica o desempenho fica ainda mais próximo do atendimento ao critério n-1, como é mostrado no Gráfico 8.

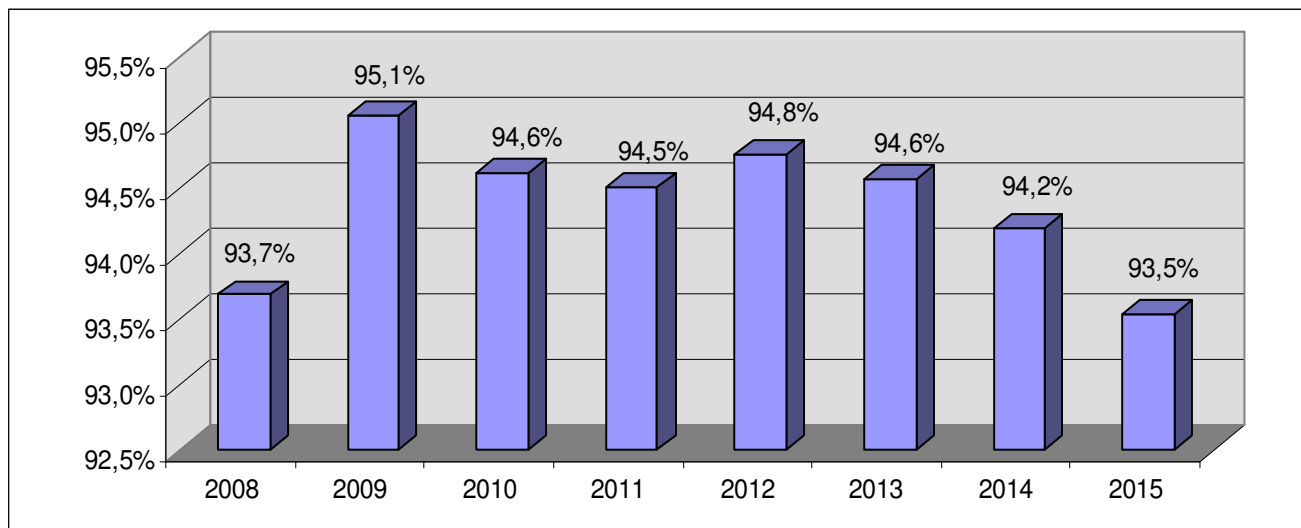


Gráfico 8 Atendimento ao Critério n-1 da Rede Básica

4.1.1 Avaliação dos Níveis de Confiabilidade Probabilística da Rede Básica por Região Elétrica

Neste item são mostradas as contribuições das falhas de cada região elétrica ao longo do período na composição da Severidade total do SIN mostrada no Gráfico 4. Destaca-se que este índice é para **contingências simples e regime de carga pesada**.

Cabe observar que o espaço de estados e a região de monitoração não são alterados nas diversas estratificações feitas neste estudo. Portanto, as estratificações são realizadas selecionando-se apenas a lista de contingências de cada região, não implicando que os cortes resultantes são restritos a esta região.

A severidade do SIN estratificada por região é mostrada no Gráfico 9.

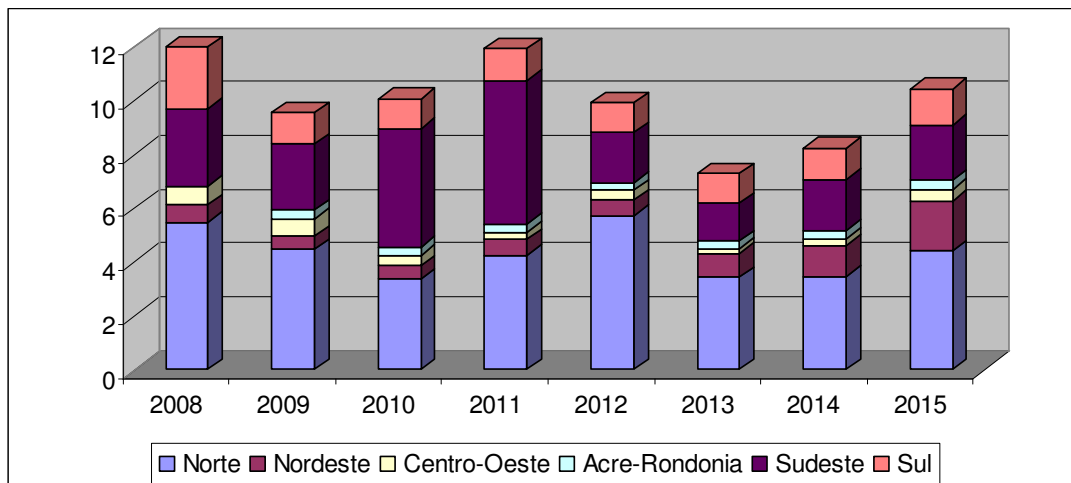


Gráfico 9 Estratificação da Severidade por Região

Observa-se que a maior contribuição vem de falhas na região Norte seguida da região Sudeste.

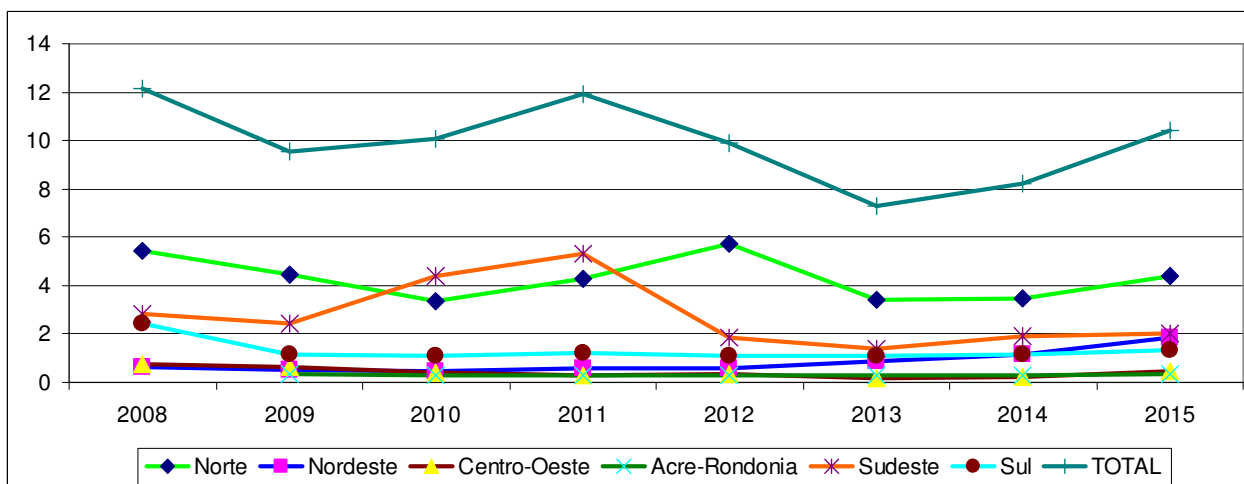


Gráfico 10 Severidade das Regiões

Observa-se no Gráfico 10 que a região Sudeste tem o seu desempenho fora da média nos anos de 2010 e 2011.

As tabelas a seguir mostram um resumo dos números de casos simulados por região, bem como o número de casos com corte de carga e retirados da estatística. Os casos retirados da estatística são aqueles que o algoritmo de fluxo de potência ótimo do programa NH2 não conseguiu resolver.

Observa-se que a região Centro-Oeste foi a região que mais teve casos retirados da estatística, representando cerca de 6% dos casos nos anos 2010, 2011 e 2012.

Tabela 6 Estatísticas de casos por região

	Sul			Sudeste			Centro-Oeste		
	Número de Casos	Casos com Corte	Casos Retirados da Estatística	Número de Casos	Casos com Corte	Casos Retirados da Estatística	Número de Casos	Casos com Corte	Casos Retirados da Estatística
2008	468	63	2	556	31	10	153	16	2
2009	519	40	0	605	34	6	172	13	7
2010	539	41	2	604	36	5	181	12	11
2011	562	44	0	605	42	6	191	13	11
2012	566	42	4	632	29	5	193	15	10
2013	576	43	0	640	30	5	196	14	8
2014	578	45	3	641	30	14	197	16	5
2015	575	49	0	653	31	5	198	17	5

Tabela 7 Estatísticas de casos por região

	Acre-Rondônia			Norte			Nordeste		
	Número de Casos	Casos com Corte	Casos Retirados da Estatística	Número de Casos	Casos com Corte	Casos Retirados da Estatística	Número de Casos	Casos com Corte	Casos Retirados da Estatística
2008				124	21	3	456	21	1
2009	40	8	0	131	20	1	469	22	0
2010	43	8	0	135	31	2	483	21	0
2011	45	8	0	139	27	1	496	33	0
2012	46	9	0	186	35	2	499	25	0
2013	47	10	0	187	35	2	508	37	0
2014	47	10	0	195	31	3	511	38	4
2015	47	17	0	199	37	1	515	58	0

4.1.1.1 Região Sul

A região Sul apresentou um excelente desempenho a partir de 2009 quando a severidade reduziu de mais de 50% para 1 minuto, mantendo-se em torno deste patamar até 2015. Observa-se no Gráfico 11 que a rede básica desta região praticamente atende ao critério “n-1” ao longo de todo o período.

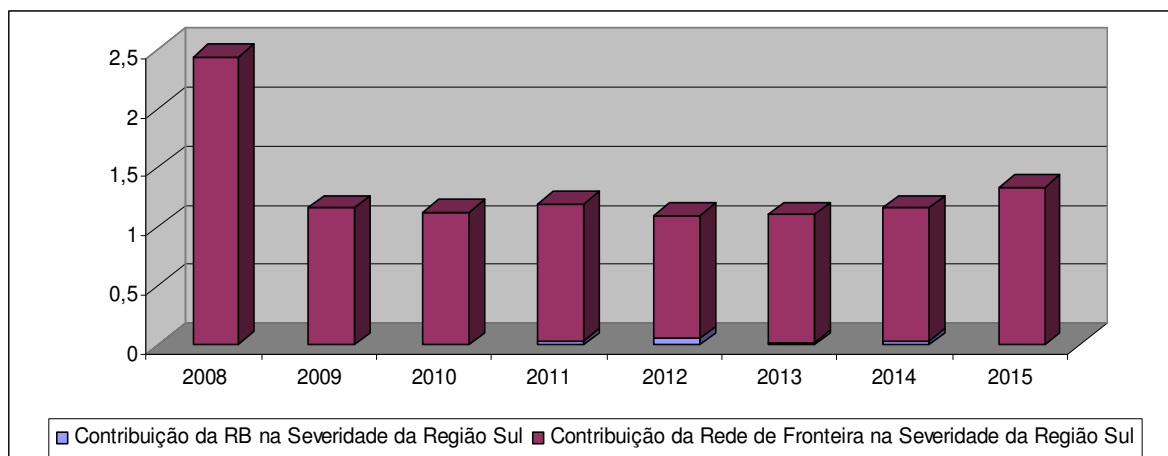


Gráfico 11 Severidade da Região Sul estratificada entre Rede Básica e de Fronteira

Estratificando as falhas da região Sul pelos estados da região, verifica-se que a severidade do Rio Grande do Sul segue a da região Sul. (Gráfico 12)

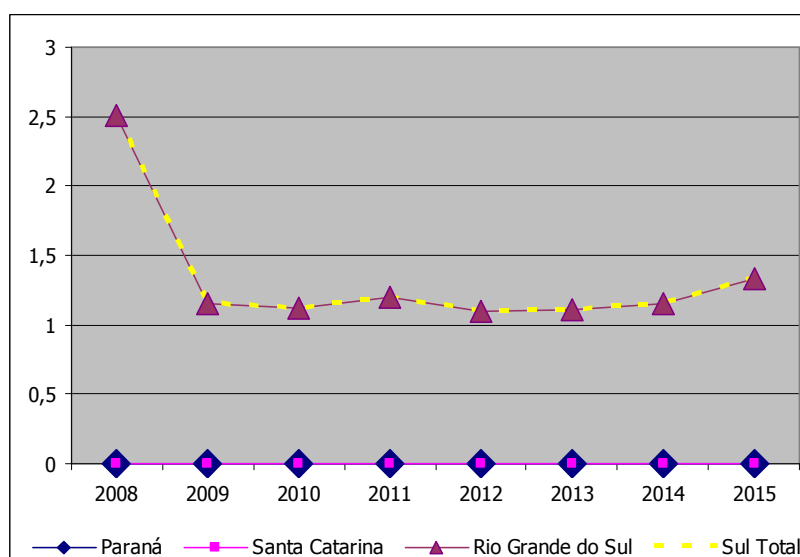


Gráfico 12 Severidade da Região Sul estratificada entre os estados da região

Pelos dois últimos gráficos pode-se depreender que as falhas da região Sul estão localizadas na rede de fronteira do Rio Grande do Sul. A melhora no desempenho da região é provocada pela entrada em operação em 2009 de vários transformadores de fronteira no Rio Grande do Sul.

4.1.1.2 Região Sudeste

Estratificando as falhas da região Sudeste em Rede Básica e de Fronteira (Gráfico 13) e pelos estados da região (Gráfico 14), verifica-se que estas falhas estão concentradas na rede de fronteira e no estado de São Paulo.

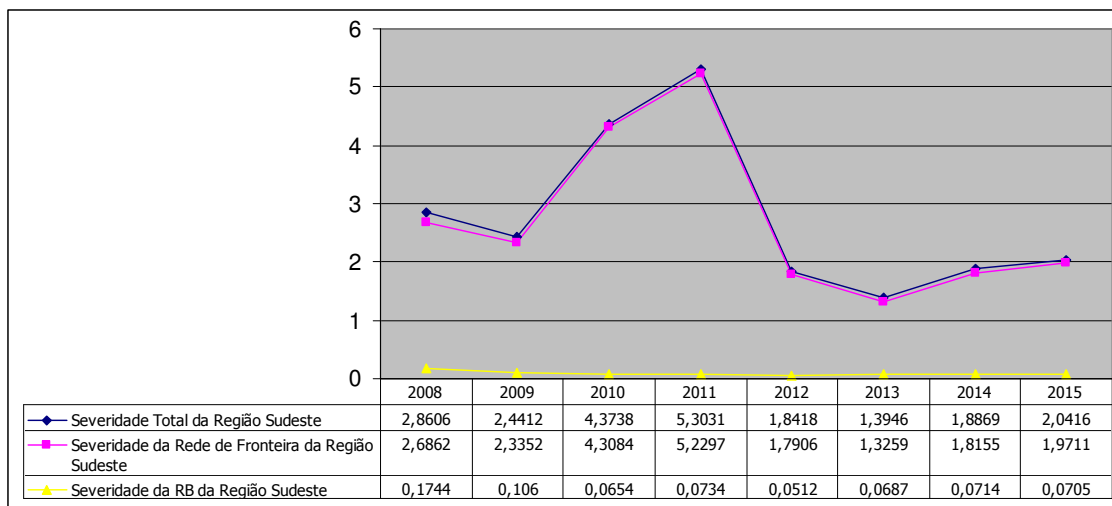


Gráfico 13 Severidade da Região Sudeste estratificada em Rede Básica e de Fronteira

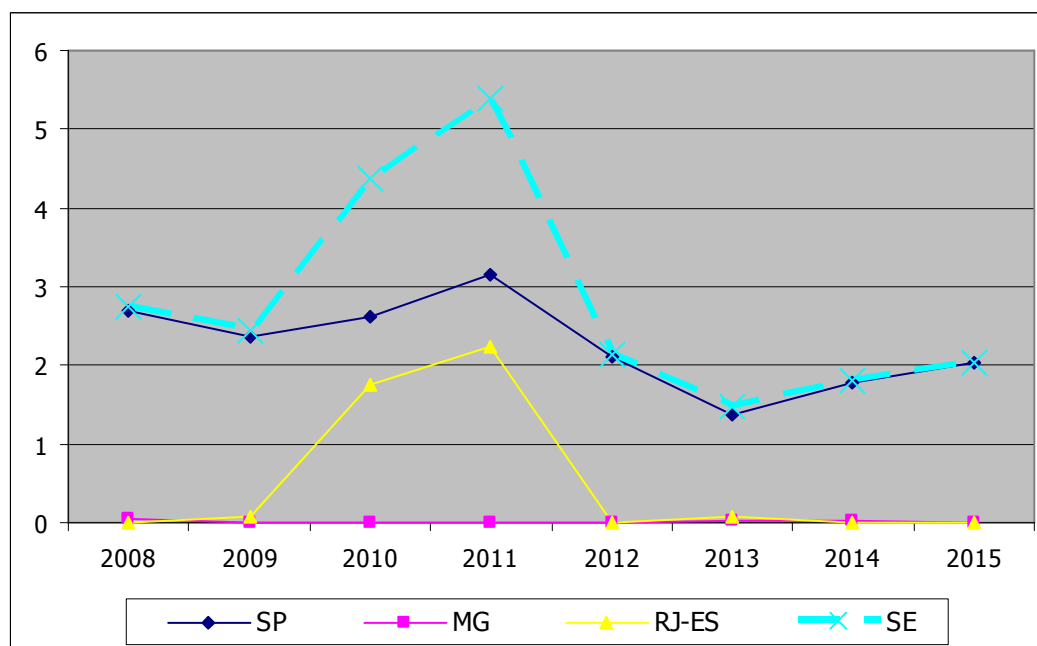


Gráfico 14 Severidade da Região Sudeste estratificada pelos estados da região

As falhas na região Sudeste são concentradas praticamente no estado de São Paulo com exceção dos anos 2010 e 2011 quando a contribuição das falhas da região Rio/Espírito Santo também é significativa. Estratificando-se as falhas do estado de São Paulo em Rede Básica e Fronteira ao longo do período observa-se que as falhas na rede de fronteira de São Paulo são predominantes na formação das falhas da região Sudeste (Gráfico 15).

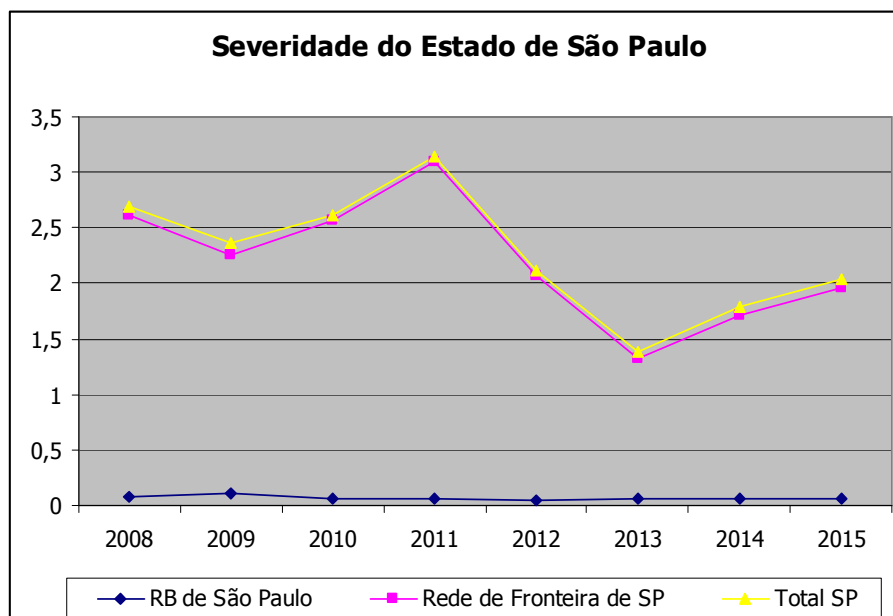


Gráfico 15 Severidade de São Paulo estratificada em Rede Básica e de Fronteira

Nos anos 2010 e 2011 os valores de corte de carga durante emergências na área Rio também são muito elevados. Em 2012, com a entrada de um novo terminal 500/138 kV na SE Nova Iguaçu, restauram-se os níveis de severidade do resto do período para a os estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo (Gráfico 16) e para a região Sudeste.

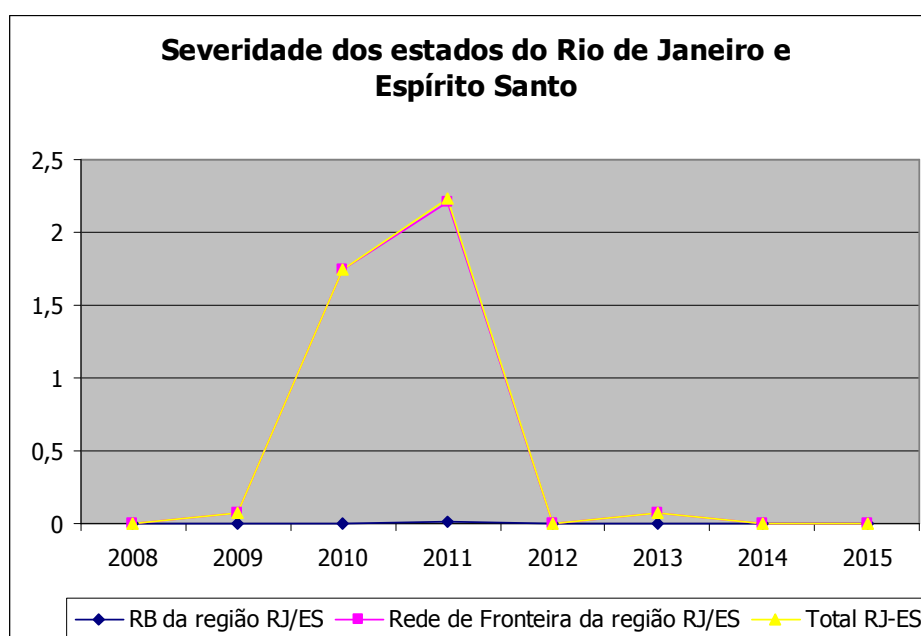


Gráfico 16 Severidade dos estados Rio/Espírito Santo estratificada em Rede Básica e de Fronteira

4.1.1.3 Região Norte

Ao contrário do desempenho da região Sudeste na região Norte as falhas na rede básica compartilham com a rede de fronteira na composição da severidade desta região (Gráfico 17).

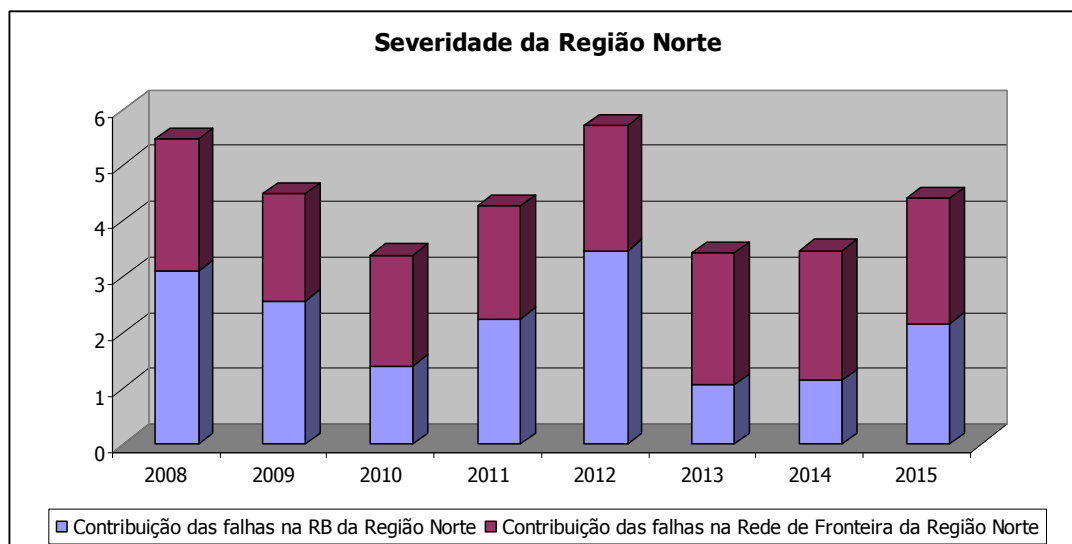


Gráfico 17 Severidade da região Norte estratificada em Rede Básica e de Fronteira

Estratificando-se a severidade da região Norte pelos estados da região, verifica-se que o sistema de todos os estados contribui para composição da severidade (Gráfico 18).

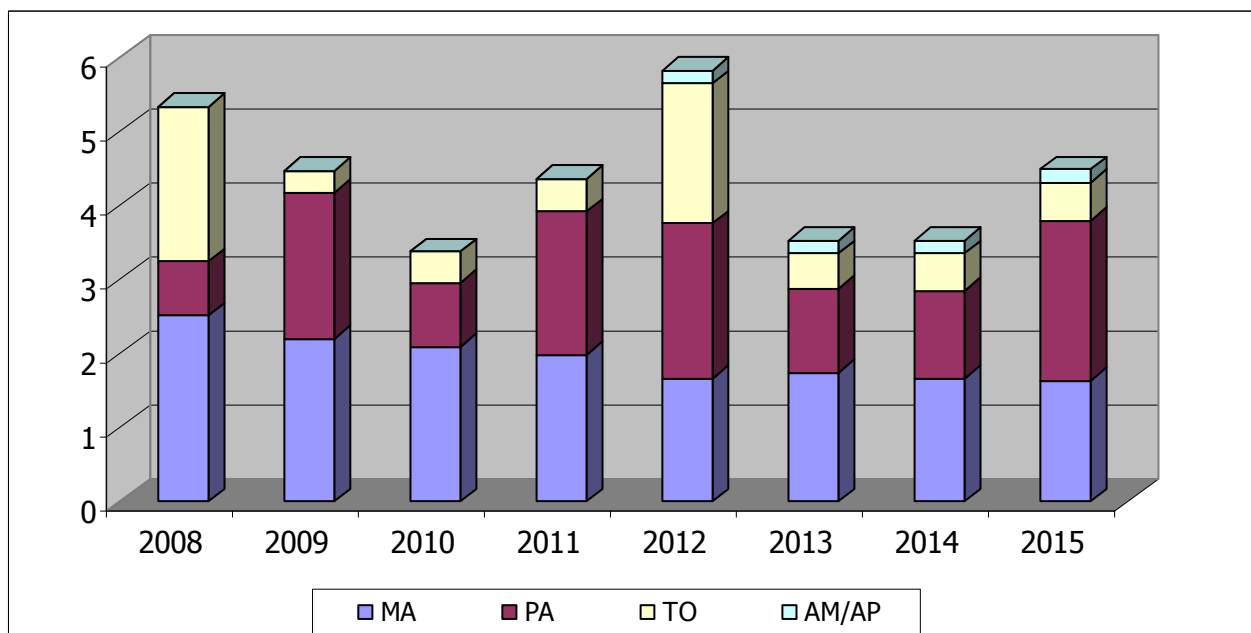


Gráfico 18 Severidade da Região Norte estratificada pelos estados da região

Estratificando-se as severidades dos estados em Rede Básica e Fronteira observa-se

que, com exceção dos estados de Amapá e Amazonas, onde as falhas estão concentradas na rede de fronteira, as falhas na Rede Básica são relevantes na composição da severidade. Cabe destacar que os valores referentes às falhas na Rede Básica da região Norte são muito dependentes do nível de intercâmbio.

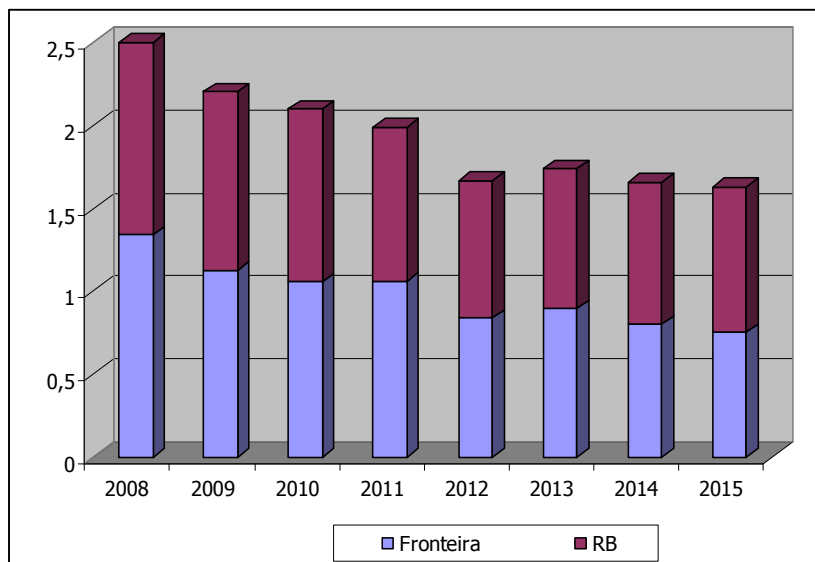


Gráfico 19 Severidade do estado do Maranhão estratificada em Rede Básica e de Fronteira

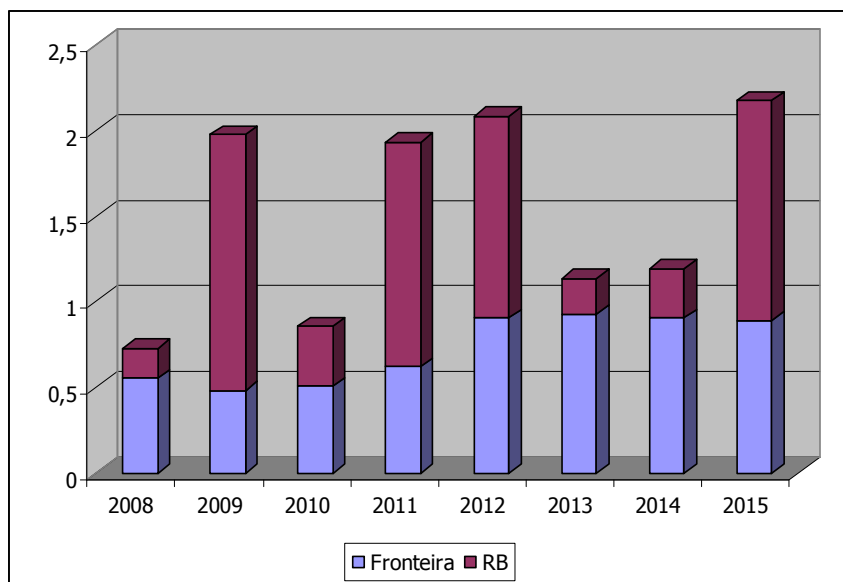


Gráfico 20 Severidade do estado do Pará estratificada em Rede Básica e de Fronteira

Os anos 2008 e 2012 estão com um elevado intercâmbio Sudeste → Norte e as perdas dos circuitos entre as SEs Colinas e Imperatriz, representadas no sistema do estado de Tocantins

estão provocando cortes de carga mostrados no Gráfico 21. Observa-se que o nível de confiabilidade associado à Rede de Fronteira tem um perfil constante ao longo do período para o estado.

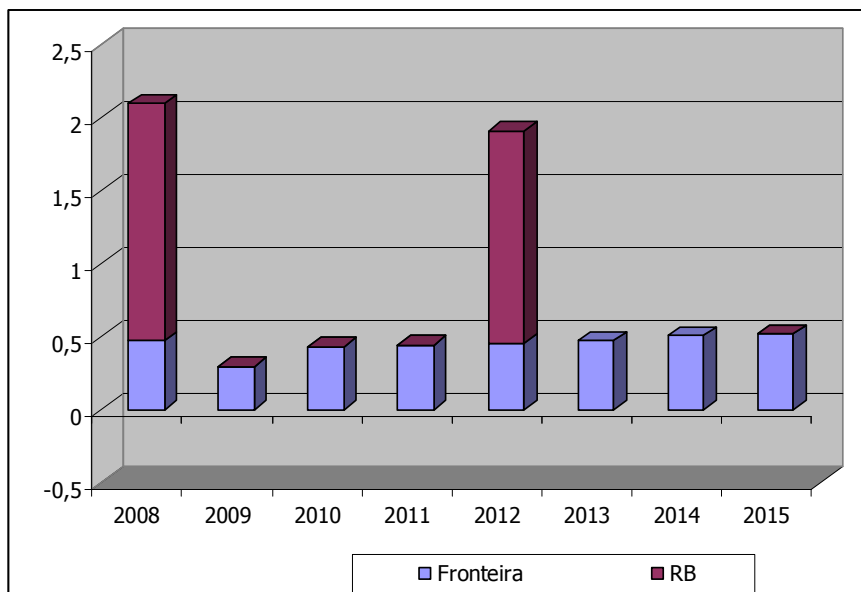


Gráfico 21 Severidade do estado do Tocantins estratificada em Rede Básica e de Fronteira

Observa-se no Gráfico 22 que a Rede Básica dos estados do Amapá e Amazonas atende ao critério "n-1". Esta rede é a ligação Tucuruí-Macapá-Manaus.

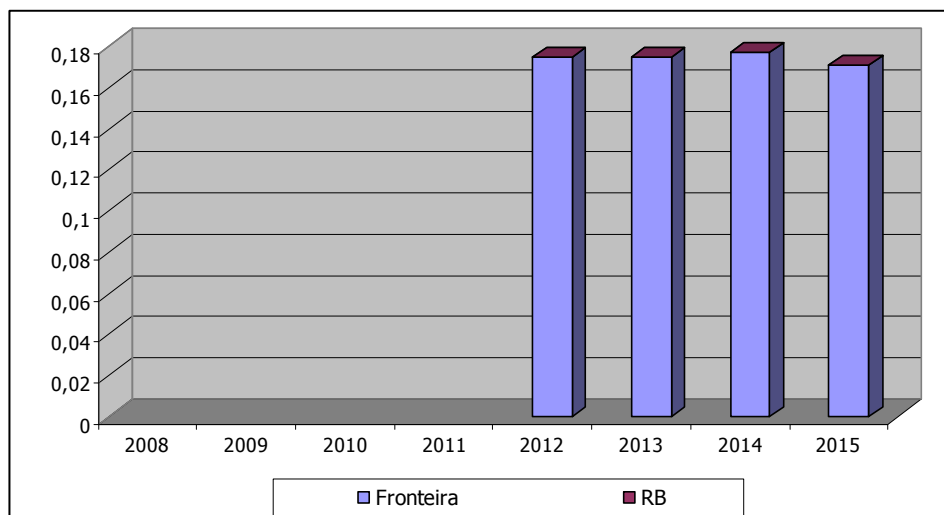


Gráfico 22 Severidade dos estados do Amapá e Amazonas estratificada em Rede Básica e de Fronteira

Ressalta-se que as estratificações foram feitas através de uma pré-seleção das contingências simuladas, restringindo-as aos estados mencionados. Entretanto, para permitir a composição dos

índices o **espaço de estados e a região de monitoração** não são alterados. Portanto, os cortes de carga mencionados não estão restritos aos estados mencionados. Os valores absolutos dos índices por estado **não necessariamente refletem** o desempenho destes estados e sim a contribuição relativa das falhas dos seus elementos no índice global.

4.1.1.4 Região Centro Oeste

Como já foi mencionado, esta região apresentou a maior porcentagem de casos não resolvidos e retirados da estatística. O período 2010-2012 é o que apresentou mais casos não resolvidos. As emergências do tronco em 230 e 500 kV que trazem o excedente de geração do estado do Mato Grosso para a região Sudeste não foram resolvidos pelo NH2. A partir de 2013, com a entrada do segundo circuito em 500 kV de Cuiabá até Itumbiara o número de casos retirados da estatística diminui e o grau de atendimento ao critério n-1 aumenta.

Destaca-se que estes índices são para **contingências simples e regime de carga pesada**.

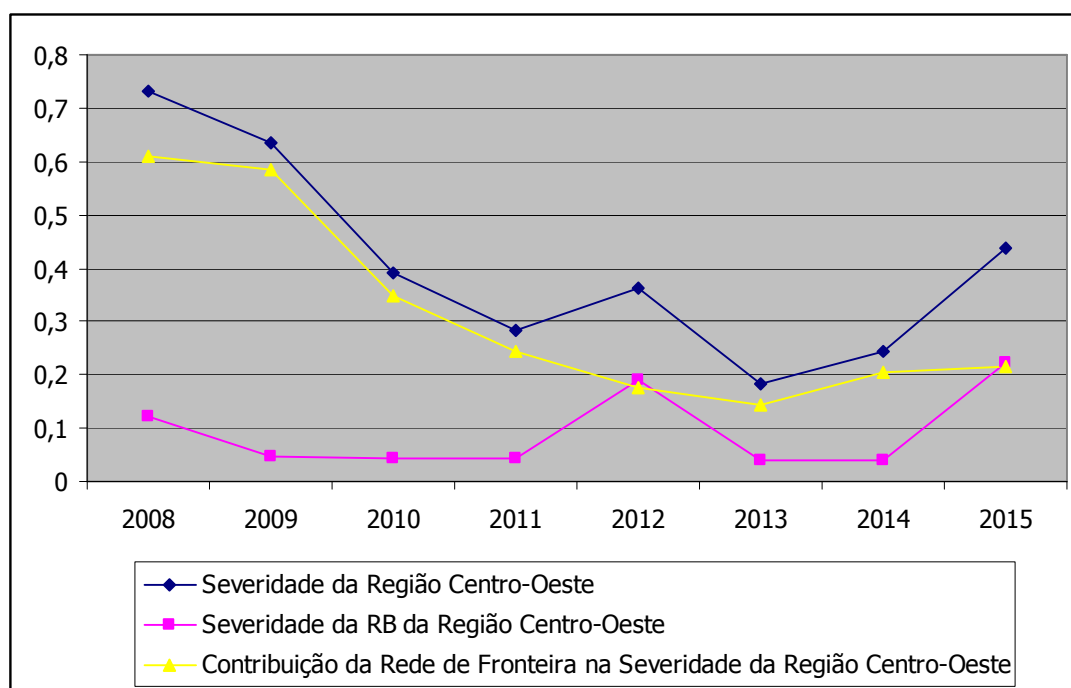


Gráfico 23 Severidade da Região Centro-Oeste estratificada em Rede Básica e de Fronteira

O desempenho da rede de fronteira da região Centro-Oeste melhorou significativamente no período 2008-2013, apresentando em seguida uma pequena piora. A rede básica desta região

tem o seu pior desempenho em 2012 que é o ano anterior ao reforço na rede em 500 kV.

Apesar do valor baixo da severidade como mostrado no Gráfico 23, esta região, junto com a região Norte e os estados do Acre-Rondônia apresentam baixo nível de atendimento ao critério "n-1" (Gráfico 24).

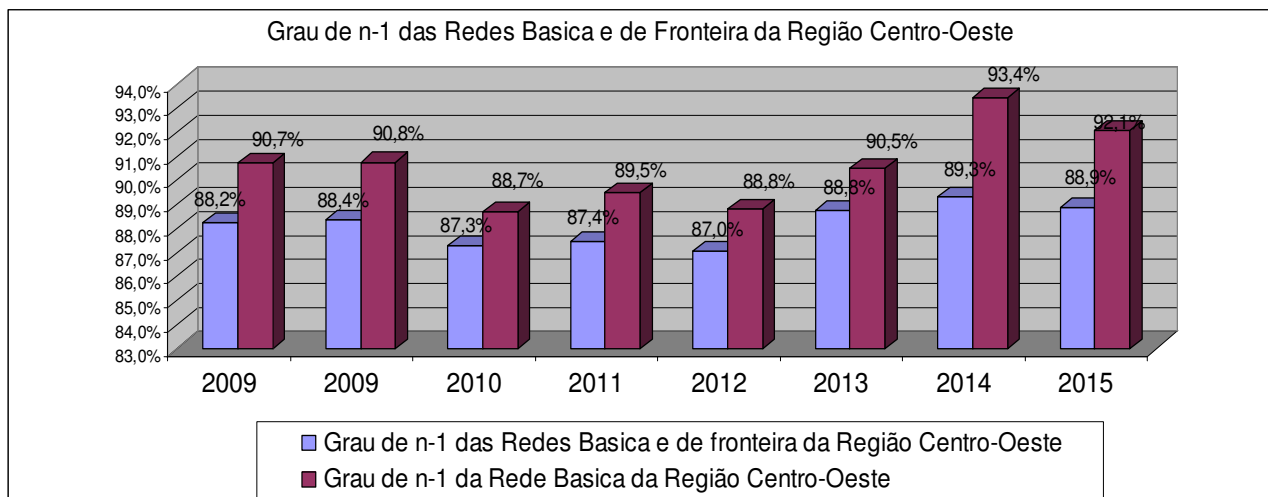


Gráfico 24 Grau de Atendimento ao Critério "n-1" – Região Centro-Oeste

4.1.1.5 Estados do Acre e Rondônia

A contribuição das falhas na rede dos estados do Acre e Rondônia para a formação do índice severidade do SIN é muito baixa, como mostra o Gráfico 10. Estas falhas estão mais concentradas na Rede Básica destes estados (Gráfico 25).

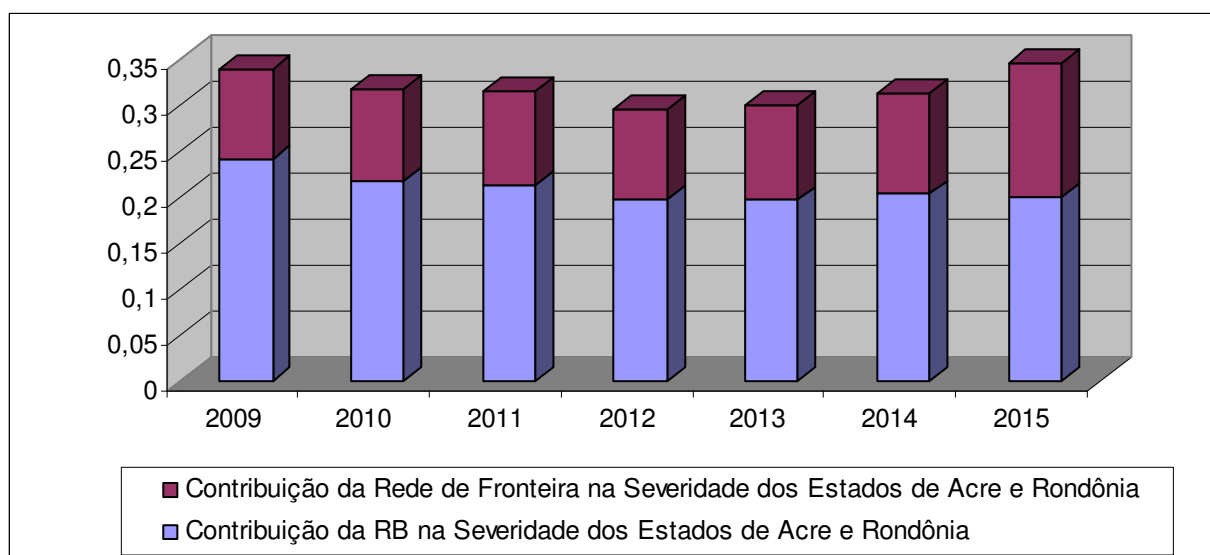


Gráfico 25 Severidade dos estados do Acre e Rondônia estratificada em Rede Básica e de Fronteira

Apesar do baixo valor da severidade, o grau de atendimento ao critério "n-1" é baixo nestes estados (Gráfico 26).

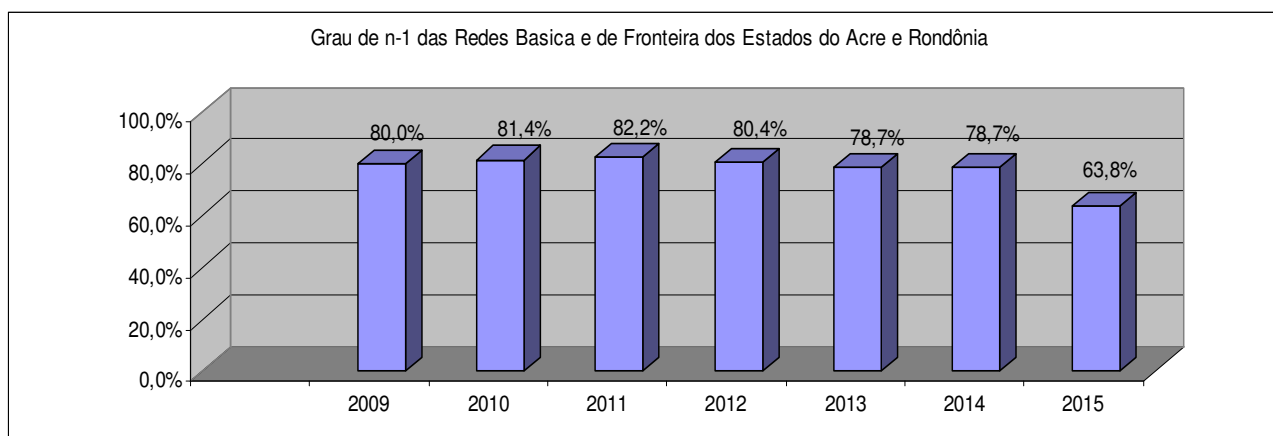


Gráfico 26 Grau de Atendimento ao Critério "n-1" – Estados do Acre e Rondônia

4.1.1.6 Região Nordeste

O desempenho da região Nordeste é muito bom no início do período tendo uma piora nos dois últimos anos tanto na Rede Básica como na rede de fronteira (Gráfico 27).

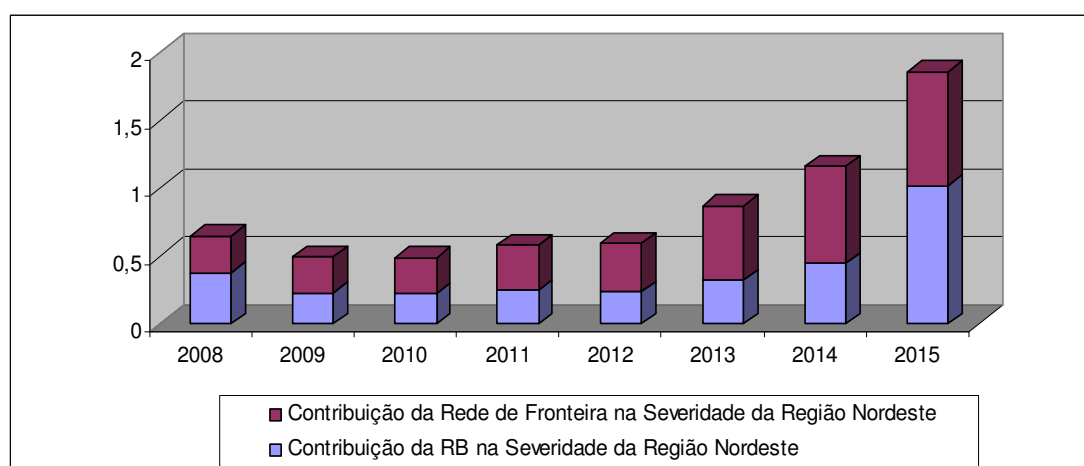


Gráfico 27 Severidade da Região Nordeste estratificada em Rede Básica e de Fronteira

4.1.2 Avaliação dos Níveis de Confiabilidade Probabilística por Classes Regionais de Tensão

Os elementos de transmissão de cada nível de tensão provocam diferentes impactos no desempenho global do SIN. A identificação da responsabilidade de cada nível é importante porque facilita a procura de ações de planejamento mais direcionadas. Neste item são mostradas as contribuições das falhas de cada nível de tensão ao longo do período na composição da Severidade total do SIN. Destaca-se que este índice é para **contingências simples e regime de carga pesada**.

A Tabela 8 mostra a evolução das redes por nível de tensão no período analisado.

Tabela 8 Número de Elementos nas Redes Básicas e de Fronteira por nível de Tensão

Número de Elementos por nível de Tensão					
	765 kV	500-525 kV	440 kV	345 kV	230 kV
2008	13	313	97	231	1081
2015	13	418	115	268	1331

O Gráfico 28 mostra a contribuição das falhas de cada nível de tensão na severidade global do SIN ao longo do período.

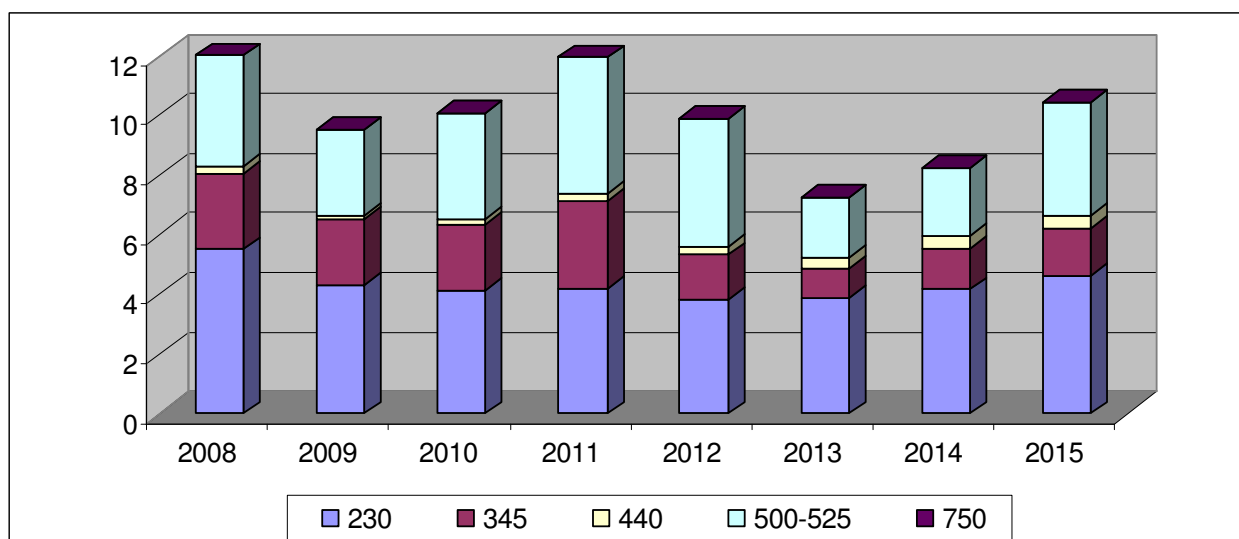


Gráfico 28 Severidade do SIN estratificada pelas falhas nos níveis de tensão

Observa-se que as falhas nos níveis de 230, 345 e 500 kV são as mais expressivas na formação da severidade do SIN.

Quando se analisa apenas falhas na Rede Básica percebe-se que a contribuição da rede em 345 kV desaparece (Gráfico 29), indicando que o problema está nos transformadores de fronteira que partem da rede de 345 kV.

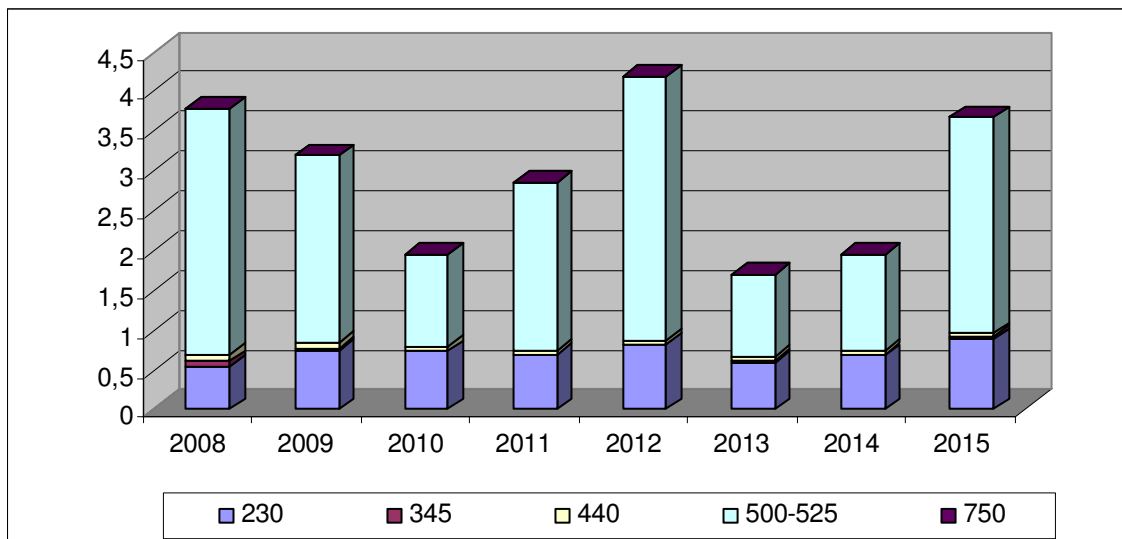


Gráfico 29 Severidade da Rede Básica estratificada pelas falhas nos níveis de tensão

4.1.2.1 Análise da Rede em 765 kV

A malha de 765 kV tem severidade zero, portanto atende ao critério n-1 em todo o horizonte de estudo.

4.1.2.2 Análise da Rede em 500/525 kV

Apesar da diferença de base utilizada para cálculo das reatâncias em pu das redes da região Sul (525 kV) e para o resto do país (500 kV), estas redes têm a mesma tensão de operação e serão tratadas neste item como um bloco e referida como 500 kV.

A severidade da malha de 500 kV do SIN, que está presente em todas as regiões, varia muito ao longo do período. Separando-se as contribuições das falhas das malhas de 500 kV de cada região, observa-se que este comportamento é um reflexo direto do desempenho da rede em 500 kV da região Norte (Gráfico 30).

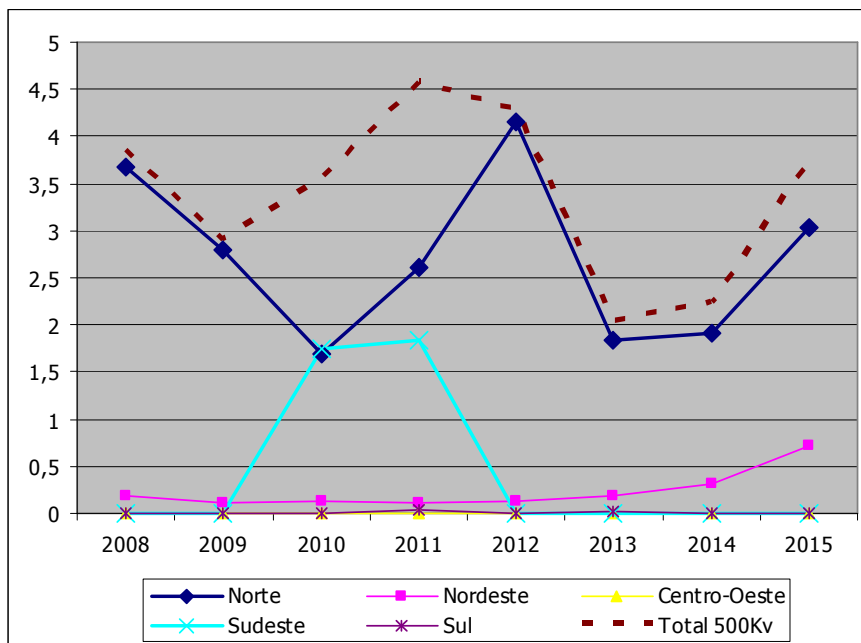


Gráfico 30 Severidade da malha de 500 kV separada por região

O desempenho da região Norte é diretamente afetado pelos níveis de intercâmbio com a região Sudeste, e com os despachos de Tucuruí e das usinas do médio Tocantins (Gráfico 31).

O ano de 2012, que apresentou o pior desempenho para a rede de 500 kV da região Norte, é o ano de entrada da Tucuruí-Macapá-Manaus e está representando o período seco (despacho baixo de Tucuruí) com uma elevada importação da região Sudeste.

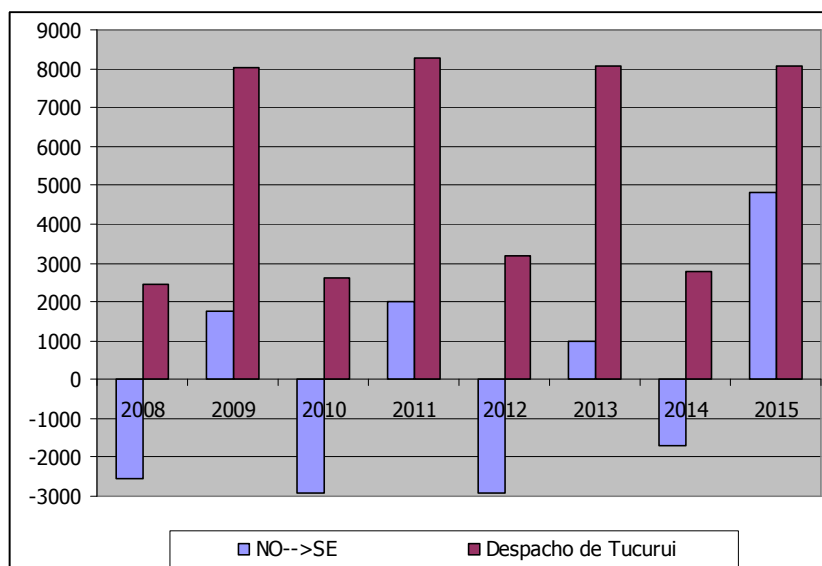


Gráfico 31 Intercâmbio Norte-Sudeste e Despacho de Tucuruí

Com exceção dos anos de 2010 e 2011, a severidade da malha de 500 kV da região Sudeste é

zero. Nestes dois anos o problema está nas transformações 500/138 kV da rede de fronteira da área Rio de Janeiro, que é eliminado com a entrada da SE Nova Iguaçu 500/138 kV em 2012.

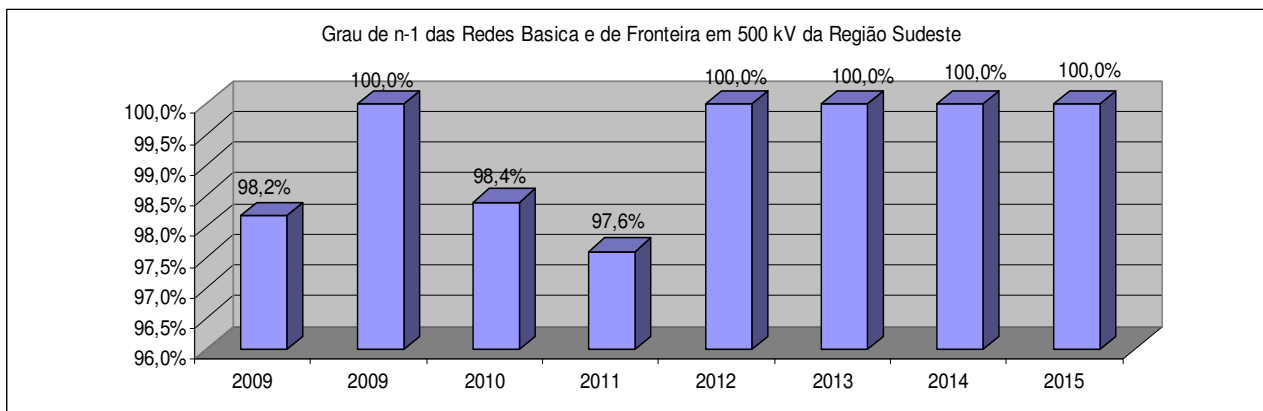


Gráfico 32 Grau de atendimento ao critério n-1 da rede em 500 kV da Região Sudeste

A severidade da malha de 525 kV da região Sul é praticamente nula durante todo o período. O grau de atendimento ao critério n-1 é mostrado no Gráfico 33.

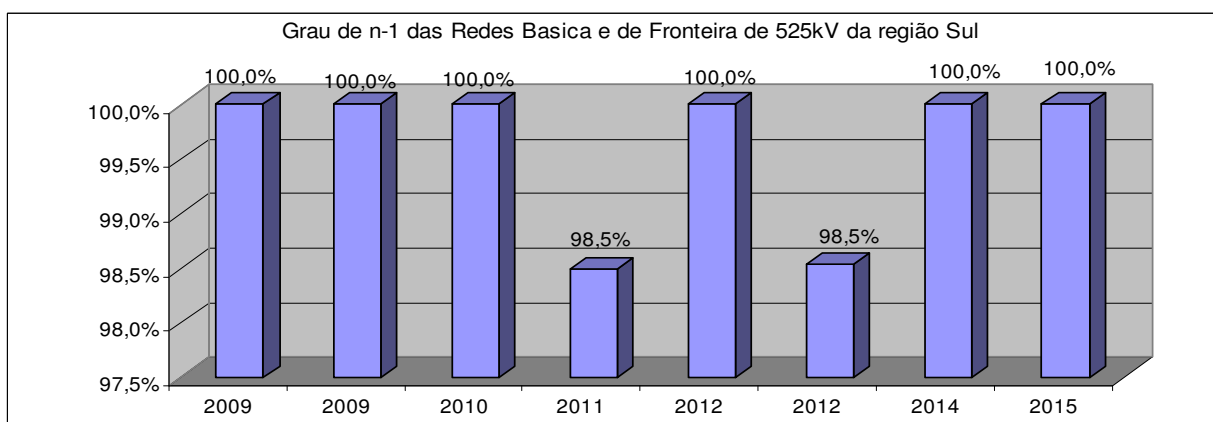


Gráfico 33 Grau de atendimento ao critério n-1 da rede em 500 kV da Região Sul

Apesar da severidade da rede de 500 kV da região Centro-Oeste ser zero durante todo o período, este valor perde um pouco o sentido porque 11% das emergências desta rede em 2012 foram retiradas da estatística produzindo um grau baixo de atendimento ao critério n-1 como mostra o Gráfico 34.

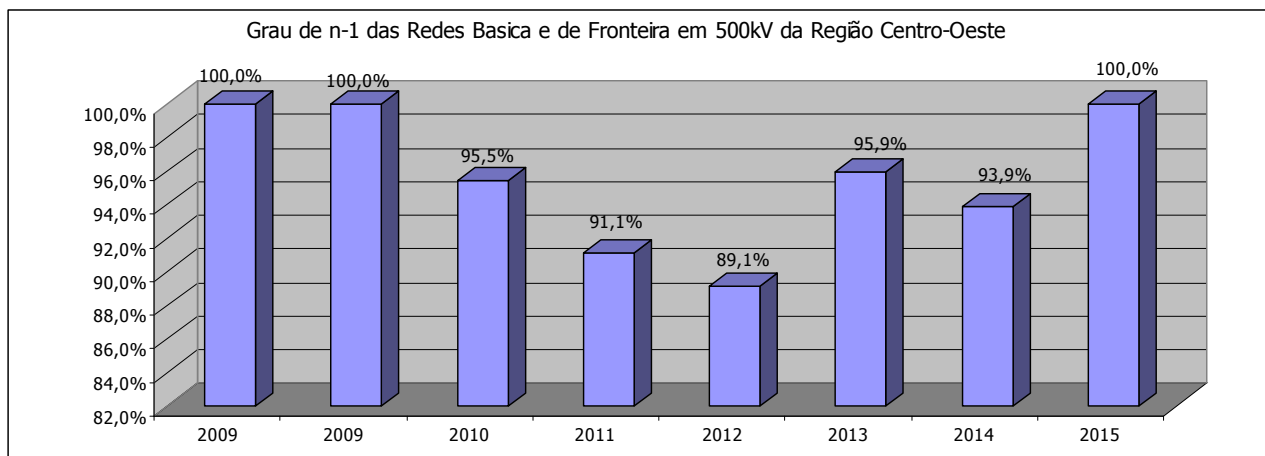


Gráfico 34 Grau de n-1 na rede de 500 kV da região Centro-Oeste

A severidade da malha de 500 kV da região Nordeste apresenta um desempenho bastante uniforme em torno de 0,14 minuto até 2014 quando este valor começa a crescer atingindo 0,725 minuto em 2015.

4.1.2.3 Análise da Rede em 440 KV

A rede em 440 kV é presente apenas no estado de São Paulo e não passa de 0,45 minuto que ocorre no último ano do período.

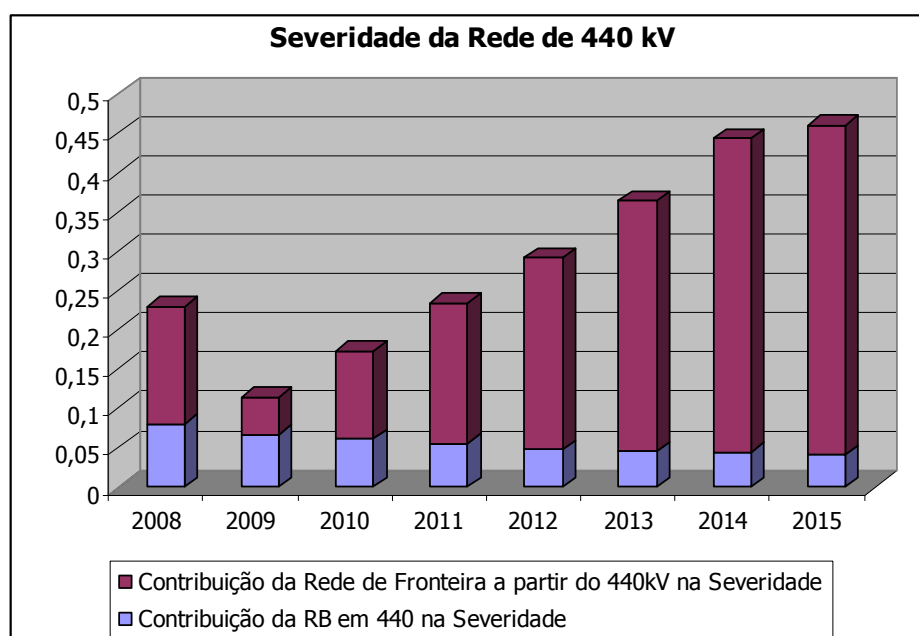


Gráfico 35 Severidade da Rede em 440 kV

O desempenho da rede básica neste nível de tensão é uniforme ao longo do período como é apontado no Gráfico 35, tendo praticamente um atendimento global ao critério n-1, com

severidade abaixo de 0,05 minuto. Entretanto, a contribuição das falhas dos transformadores de fronteira que partem da rede em 440 kV é crescente a partir de 2009 variando de 0,05 a 0,42 minuto.

4.1.2.4 Análise da Rede em 345 KV

Este nível de tensão está presente nas regiões Sudeste e Centro-Oeste. O Gráfico 36 mostra que as falhas na rede de 345 kV da região Sudeste são as que mais contribuem na composição da severidade deste nível de tensão. Fica evidenciada a boa robustez do sistema Centro-Oeste, que praticamente quase atende ao critério n-1.

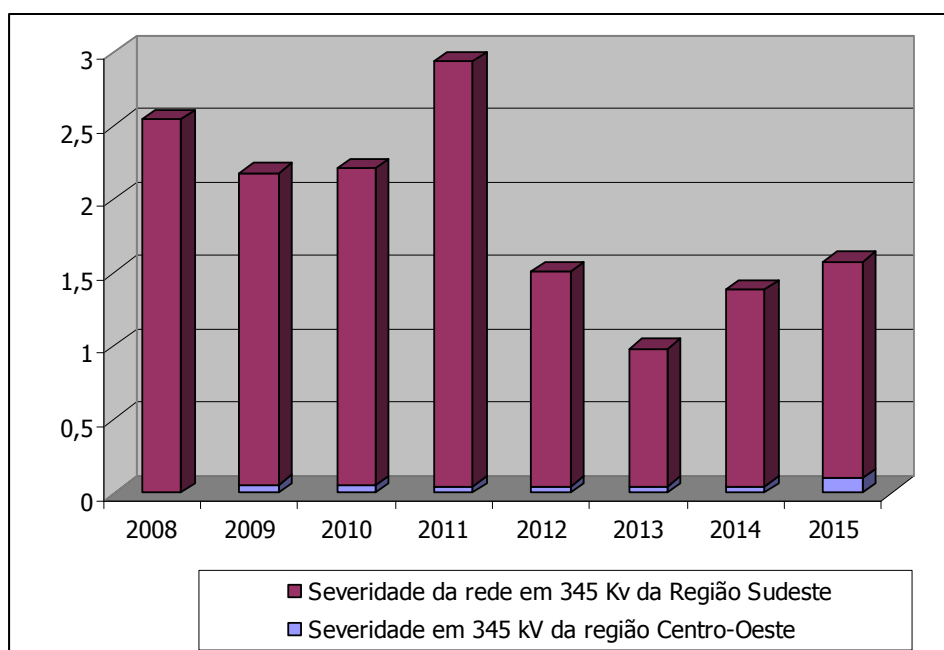


Gráfico 36 Severidade da malha de 345 kV – Regiões Sudeste e Centro-Oeste

Separando-se as contribuições das falhas da rede básica e de fronteira da malha em 345 kV, verifica-se que a contribuição é quase na totalidade da rede de fronteira provocado principalmente pelos transformadores de fronteira da área São Paulo e alguns poucos em Minas Gerais (Gráfico 37).

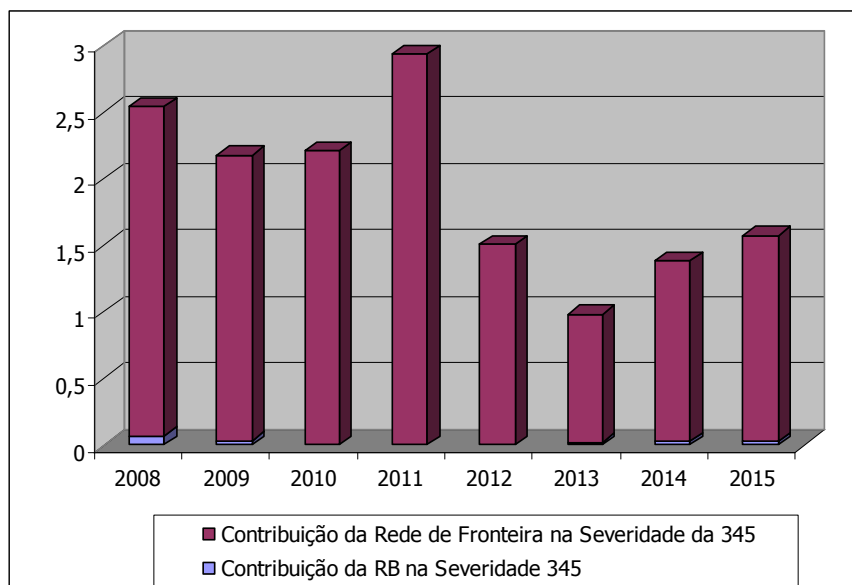


Gráfico 37 Severidade da malha de 345 kV – Rede Básica e Rede de Fronteira

4.1.2.5 Análise da Rede em 230 KV

Este nível de tensão está presente em todas as regiões e é responsável por 45% da severidade do SIN (Gráfico 38).

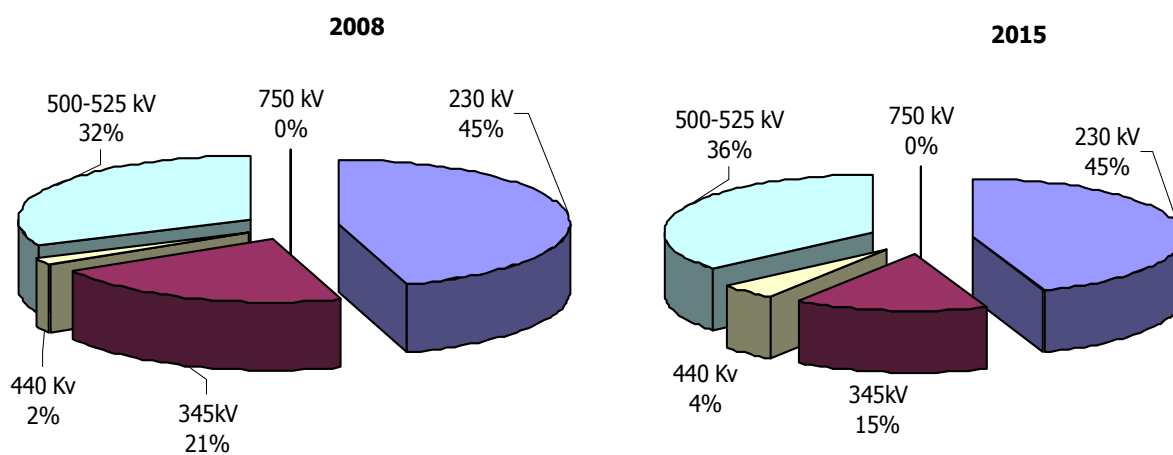


Gráfico 38 Participação dos níveis de tensão na Severidade

Observa-se que as falhas nas linhas em 230 kV contribuem na faixa de 10 a 20% na composição da severidade da malha de 230 kV ao longo do período, sendo o restante, contribuição de falha de transformadores de fronteira.

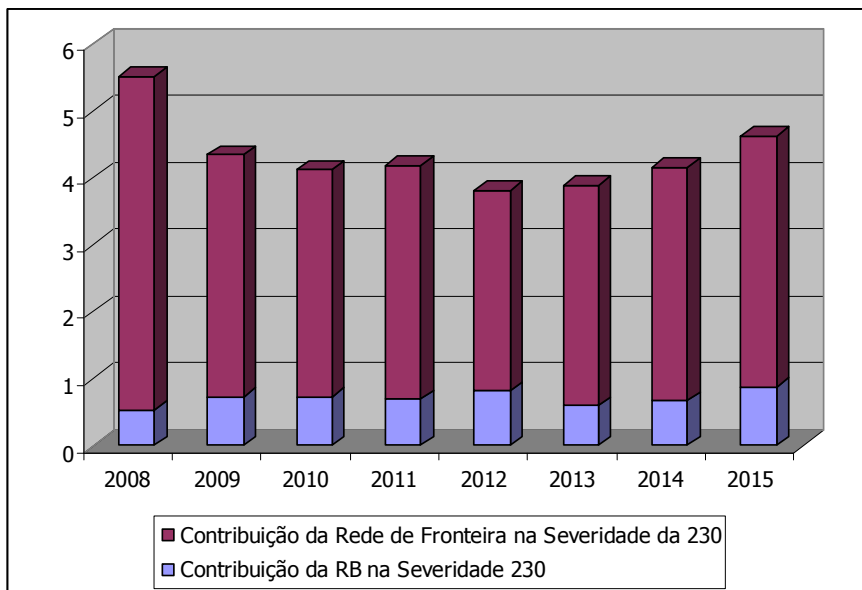


Gráfico 39 Severidade da malha de 230 kV – RB e Fronteira

Com exceção do ano de 2008 a maior contribuição na severidade da malha de 230 kV vem de falhas na região Norte, responsável por cerca de 40% do total deste nível de tensão ao longo de todo o período.

Em 2008 a maior contribuição vem dos transformadores de fronteira do Rio Grande do Sul, como mostrado no item 0.

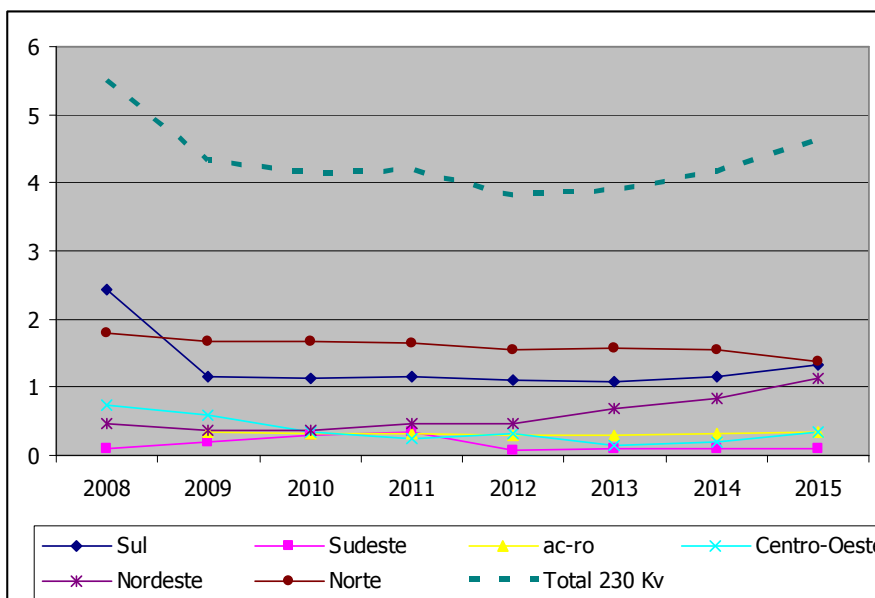


Gráfico 40 Severidade da malha de 230 kV estratificada por regiões

4.2 Índices do Sistema Calculados Através de Simulação Monte Carlo

Uma alternativa para estimar os índices de confiabilidade; é utilizar a simulação Monte Carlo não-seqüencial. Este método corresponde à amostragem de eventos, isto é, retratos dos estados das variáveis do sistema. O processo de sortear o estado de variáveis aleatórias é simples uma vez conhecidas suas distribuições de probabilidades.

Como já foi dito, neste método o nível de contingência não é limitado, e contingências de nível mais elevado podem ser sorteadas. A maior limitação do método de Monte Carlo é a grande dependência entre o esforço computacional e a precisão desejada. Sua maior vantagem é que o número de sorteios necessários para estimar os índices de confiabilidade não depende do tamanho do espaço de estados a ser analisado e sim do seu grau de desempenho.

A convergência do método de Monte Carlo está baseada na incerteza relativa dos índices LOLP e EPNS do sistema. Para cada ano a convergência dos índices foi obtida com diferentes amostras para a mesma incerteza relativa de 5% especificada para a EPNS do Sistema. A Tabela 9 mostra o número de sorteios necessários para cada ano e dados gerais da simulação.

Tabela 9 Dados Gerais da Simulação Monte Carlo

	Número de Sorteios	Casos com Problemas	Casos com Corte	Casos Retirados da Estatística
2008	7294	1674	904	240
2009	7703	2014	870	207
2010	6040	1398	774	184
2011	5280	1502	767	173
2012	7077	1788	962	244
2013	5811	4773	818	217
2014	5524	1523	772	122
2015	4954	4122	845	107

Como já foi citada a valoração numérica de indicadores de confiabilidade por variáveis aleatórias depende fundamentalmente do conjunto de hipóteses, modelos e ferramentas de simulação adotado durante o processo de avaliação. **Todo índice de confiabilidade é, portanto, probabilisticamente condicionado às premissas adotadas no seu próprio cálculo.** A Tabela 10 mostra os índices de corte de carga do sistema estimados através de Simulação Monte Carlo com uma margem de erro de 5% na EPNS para o **patamar de carga pesada**.

Tabela 10 Índices Gerais do Sistema – Simulação Monte Carlo

	Severidade (Sistema-Minuto)	LOLP (%)	EENS (MWhora)	LOLF	EPNS (MW)	LOLD (horas)
2008	63,2475	12,82	65201,92	152,1895	1122,631	7,3765
2009	57,7615	11,61	62396,23	128,1705	1016,702	7,9324
2010	68,8015	13,22	76492,52	150,722	1157,828	7,6819
2011	85,091	15,02	99482,26	179,1788	1315,63	7,3426
2012	75,6586	14,08	92186,41	155,6315	1233,297	7,9245
2013	58,0154	14,62	72428,76	137,7421	1280,958	9,2997
2014	59,7263	14,29	77618,93	132,5223	1251,892	9,4467
2015	85,4419	17,43	112086,7	165,5261	1527,171	9,2262

Cabe lembrar que a análise de confiabilidade baseia-se no aspecto essencialmente comparativo e para tal as premissas e dados devem ser previamente especificadas e equiparadas. Estes valores **não podem ser comparados** com índices calculados com outras premissas e métodos mostrados nos itens anteriores ou na referência [4]. Destaca-se ainda que esta análise foi feita para o **patamar de carga pesada**, que em geral, representa menos de 8% na curva de carga anual do sistema.

Cabe destacar que quanto maior é a severidade do sistema menor é o número de sorteios necessários para a convergência da EPNS.

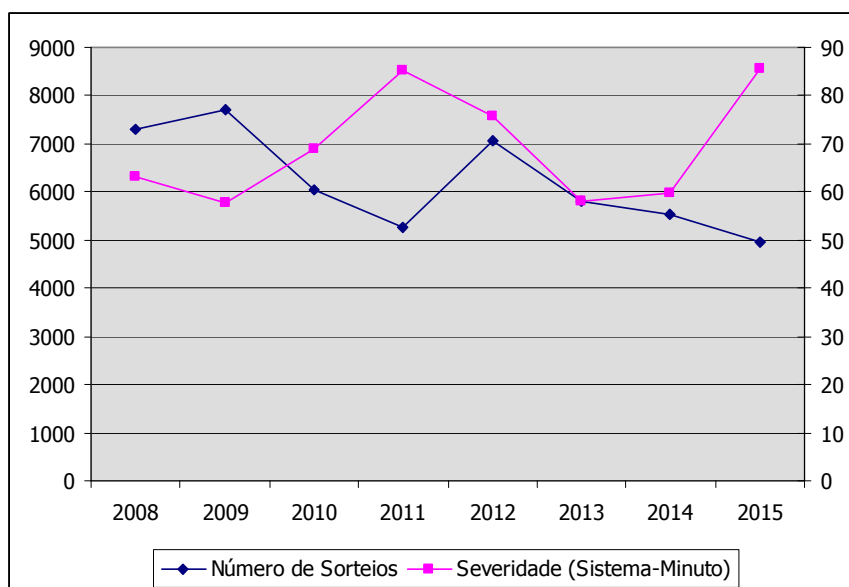


Gráfico 41 Número de Sorteios x Severidade

5. Considerações Finais

O pior desempenho período analisado ocorreu em 2011 que representa o cenário úmido no norte e um ano imediatamente anterior à entrada das usinas do Rio Madeira. O melhor desempenho é do ano 2013 que também representa o período úmido na região Norte, porém já disponíveis todos os reforços associados à interligação da região Acre-Rondônia Sudeste/Centro-Oeste, após a entrada das usinas de Santo Antonio e Jirau.

O nível de confiabilidade associado à Rede Básica (sem considerar os transformadores de Fronteira) tem um perfil constante ao longo do período para quase todo o Brasil com exceção da região Norte.

A contribuição mais significativa vem das falhas nos transformadores de fronteira. Com relação à estratificação por região a maior contribuição de falhas vem da região Norte. Com relação aos níveis de tensão as maiores contribuições vêm das redes em 230 e 500 kV

O grau de atendimento ao critério “n-1” neste período fica na faixa de 90 a 92%, subindo para faixa de 94 a 95%, quando se consideram falhas apenas na Rede Básica.

A valoração numérica de indicadores de confiabilidade por variáveis aleatórias depende fundamentalmente do conjunto de hipóteses adotado durante o processo de avaliação, tornando os valores absolutos dos índices probabilisticamente condicionados às premissas adotadas no seu próprio cálculo. Portanto, os resultados apresentados neste documento são **estritamente condicionados** ao conjunto de premissas e dados apresentados no item 2.

As estratificações realizadas neste trabalho foram feitas através de uma pré-seleção das contingências restringindo-as à região em pauta. Para permitir a composição dos índices o **espaço de estados e a região de monitoração** não são alterados nas diversas simulações necessárias. Portanto, os eventuais cortes de carga não estão restritos à região em pauta. Os valores absolutos dos índices por região ou estado ou nível de tensão **não necessariamente refletem** o desempenho destas regiões e sim a contribuição relativa das falhas dos seus elementos no índice global.

Os valores absolutos apresentados neste trabalho devem ser observados com cautela, uma vez que esta análise foi realizada apenas no período de carga pesada e para um cenário fixo de despacho. Os resultados relativos e as estratificações podem identificar os pontos mais fracos do sistema, sendo possível notar os benefícios qualitativos obtidos pela adoção sistemática de técnicas probabilísticas.

6. Referência

- [1] Plano Decenal de Transmissão ciclo 2006
- [2] Manual do Usuário do Programa PRE-NH2
- [3] SISTEMA BDCConf – Volume I Indicadores de Desempenho Probabilístico de Componentes de Geração e Transmissão do SIN 26 de Julho de 2006.
- [4] ONS, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica, Período 2006 a 2008, Vol. IV, ONS, Rio de Janeiro, Julho, 2005.