

## AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE COMPOSTA DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA COM ELEVADA PENETRAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL

Silvan Antônio Flávio

Orientador: Prof. Luiz Antônio da Fonseca Manso

Coorientador: Prof. Leonidas Chaves de Resende

Dissertação submetida ao PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA – PPGEL, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Fevereiro de 2011 São João del-Rei – MG – BRASIL

Dedico este trabalho àqueles que possuem um ideal de vida em sociedade e seguem-no com comprometimento.

### AGRADECIMENTOS

Aos meus pais João e Aparecida que, com simplicidade, me ensinaram valores morais capazes de me fazer ir à luta com honestidade e determinação.

À Ana Cláudia, pelo amor, confiança, carinho e compreensão.

Ao Prof. Luiz Antônio da Fonseca Manso, pelas orientações na graduação e durante o desenvolvimento desse trabalho.

Ao Prof. Leonidas Chaves de Resende, pela compreensão e auxílio nos momentos oportunos.

A todos os professores do PPGEL que não mediram esforços para que os alunos do curso de Engenharia Elétrica da UFSJ pudessem contar com um programa de pós-graduação.

Aos amigos do PPGEL pelo compartilhamento de experiências técnico-científicas e sociais.

À CAPES e ao INERGE, pelo apoio financeiro.

### RESUMO

O início do século XXI para o setor elétrico é, sem dúvidas, um período de grandes mudanças. A preocupação com o aquecimento global, aliada às políticas de sustentabilidade e as expectativas de bom negócio, alavancaram os investimentos em fontes renováveis ao redor do mundo, elevando a sua participação no parque gerador. Portanto, se a volatilidade da capacidade disponível de tais fontes não for devidamente considerada, as decisões tomadas no planejamento da expansão ou operação de sistemas elétricos podem comprometer significativamente a confiabilidade do fornecimento de energia.

Várias metodologias têm sido propostas na literatura para avaliação da confiabilidade de sistemas elétricos de potência com participação de fontes renováveis. No entanto, tais metodologias apresentam modelos simplificados, considerando apenas a confiabilidade do sistema de geração ou a representação das restrições energéticas por meio de dados ou modelos agrupados. Portanto, verifica-se a necessidade do desenvolvimento de novas ferramentas com modelos mais detalhados capazes de avaliar, de forma precisa e eficiente, a confiabilidade de sistemas de geração e transmissão neste novo contexto. A preocupação consiste não apenas em representar uma alteração estrutural importante, mas também na necessidade de considerar um elevado número de novas variáveis aleatórias e complexidades decorrentes da capacidade flutuante das fontes renováveis.

Esta dissertação propõe uma nova metodologia, baseada no método de simulação Monte Carlo não sequencial, para avaliar os índices de confiabilidade de sistemas de geração e transmissão de energia elétrica com elevada penetração de energia renovável. O objetivo central é desenvolver um processo eficiente de análise probabilística dos principais indicadores de desempenho, tendo em vista a consideração das restrições energéticas das fontes renováveis no planejamento de sistemas elétricos. Configurações do *IEEE Reliability Test System 1996* são utilizadas para ilustrar a aplicação da metodologia proposta.

### ABSTRACT

The beginning of the 21<sup>th</sup> century for the electric sector is, undoubtedly, a period of great changes. Concerns about global warming, combined with sustainability policies and expectations of good business, leveraged investments in renewable sources around the world, increasing its participation on power plant. Therefore, if the volatility of capacity available from such sources is not properly considered, the decisions taken in planning of expansion or operation of electrical systems can endanger significantly the reliability of power supply.

Many methodologies have been proposed in the literature to evaluate the electric power systems with participation of renewable sources. However, these one present simplified models, considering only reliability generation system, or the representation of energy constraints through clustered data or models. Therefore, it is necessary to develop new tools with more detailed models, able to evaluate, in a precise and efficient form, the reliability of generation and transmission systems in this new context. The concern is not only to represent an important structural change, but also the necessity to consider a large number of new random variables and complexities arising from the floating capacity from renewable sources.

This dissertation proposes a new methodology, based on non-sequential Monte Carlo simulation approach, to evaluate the reliability of generating and transmission composite power systems with large penetration of renewable energy source. The central objective is to develop an efficiency process of probabilistic analysis, considering the energy constraints of renewable sources in the power system planning. Configurations of the *IEEE Reliability Test System 1996* are used to illustrate the proposed methodology.

## **SUMÁRIO**

	DE FIGURAS	XVII
LISTA	DE TABELAS	xxi
LISTA	DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS	xxiii
САРІ́	TULO 1 - INTRODUÇÃO	1
1.1	Considerações Gerais	1
1.2	Desenvolvimento Histórico	5
1.2	2.1 Fontes de Energia Renováveis	5
1.2	2.2 Avaliação da Confiabilidade	9
1.3	Estrutura da Dissertação	15
С	OMPOSTOS DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO	17
2.1		17
22	, Representação por Espaço de Estados	
2.2		22
Ζ.,	2.1. Enumoração do Estados	
2	<ul> <li>2.1 Enumeração de Estados</li> <li>2.2 Simulação Monte Carlo não Seguencial</li> </ul>	22 
2.2 2 3	<ul> <li>2.1 Enumeração de Estados</li> <li>2.2 Simulação Monte Carlo não Sequencial</li> <li>REPRESENTAÇÃO CRONOLÓGICA</li> </ul>	
2.2 2.3	<ul> <li>2.1 Enumeração de Estados</li> <li>2.2 Simulação Monte Carlo não Sequencial</li> <li>REPRESENTAÇÃO CRONOLÓGICA</li> <li>2.1 Simulação Monte Carlo Sequencial</li> </ul>	
2.3 2.3 2.3	<ul> <li>2.1 Enumeração de Estados</li> <li>2.2 Simulação Monte Carlo não Sequencial</li> <li>REPRESENTAÇÃO CRONOLÓGICA</li> <li>3.1 Simulação Monte Carlo Sequencial</li> </ul>	
2.3 2.3 2.3 2.4	<ul> <li>2.1 Enumeração de Estados</li> <li>2.2 Simulação Monte Carlo não Sequencial</li> <li>REPRESENTAÇÃO CRONOLÓGICA</li> <li>3.1 Simulação Monte Carlo Sequencial</li> <li>CONCLUSÕES</li> </ul>	
2.3 2.3 2.4 <b>CAPÍ</b>	<ul> <li>2.1 Enumeração de Estados</li> <li>2.2 Simulação Monte Carlo não Sequencial</li> <li>REPRESENTAÇÃO CRONOLÓGICA</li> <li>3.1 Simulação Monte Carlo Sequencial</li> <li>CONCLUSÕES</li> <li>TULO 3 - METODOLOGIA PROPOSTA E LE</li> </ul>	
2.3 2.3 2.4 <b>CAPÍ</b> D	<ul> <li>2.1 Enumeração de Estados</li> <li>2.2 Simulação Monte Carlo não Sequencial</li> <li>REPRESENTAÇÃO CRONOLÓGICA</li> <li>3.1 Simulação Monte Carlo Sequencial</li> <li>3.1 Simulação Monte Carlo Sequencial</li> <li>CONCLUSÕES</li> <li>TULO 3 - METODOLOGIA PROPOSTA E LE</li> <li>ADOS</li> </ul>	

	3.2	MODELOS DAS UNIDADES GERADORAS	. 36
	3.2	2.1 Modelo das Unidades Térmicas e Hidráulicas	. 39
	3.2	2.2 Modelo das Centrais Eólicas e PV Solares	39
	3.2	2.3 Modelo das Pequenas Centrais Hidrelétricas	40
	3.2	2.4 Modelo das Unidades de Cogeração	40
	3.3	MODELO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO	. 41
	3.4	Modelo da Carga	. 41
	3.5	Adequação do estado do sistema	. 41
	3.6	SÉRIES ENERGÉTICAS	42
	3.0	6.1 Séries para Hidrelétricas	43
	3.0	6.2 Séries para Pequenas Centrais Hidrelétricas	45
	3.0	6.3 Séries para Eólicas	46
	3.0	6.4 Séries para PV Solares	48
	3.0	6.5 Séries para Cogeração	50
	3.7	Algoritmo da Simulação Monte Carlo não Sequencial	51
	3.8	Conclusões	. 52
С	APÍ	TULO 4 - APLICAÇÃO	. 55
	4.1	Introdução	. 55
	4.2	Validação da Metodologia Proposta	. 56
	4.3	SISTEMA TESTE RTS96	56
	4.4	CASO 1: SISTEMA RTS96-REN	. 58
	4.5	CASO 2: SISTEMA MRTS96-REN	62
	4.	5.1 Alternativa 1: Sistema MRTS96-REN-adj	64
	4.	5.2 Alternativa 2: Sistema MRTS96-REN-add	65
	4.6	Conclusões	. 68

CAPÍ	<b>TULO 5</b> - CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS
5.1	Conclusões
5.2	PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS
APÊND	DICES
APÊN	<b>DICE A -</b> RESULTADOS DA VALIDAÇÃO75
APÊN	DICE B - Dados do Sistema em Estudo77
A.1 C	DADOS DO SISTEMA RTS96
A.2 C	DADOS DAS UNIDADES GERADORAS ADICIONADAS
APÊN	DICE C - SÉRIES HIDROLÓGICAS 81
<b>APÊN</b> E	<b>DICE D</b> - DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DAS SÉRIES ÓLICAS
APÊN	DICE E - SÉRIES HIDROLÓGICAS – PCH
<b>APÊN</b> S(	<b>DICE F</b> - DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DAS SÉRIES OLARES
<b>APÊN</b> C	<b>DICE G</b> - DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DAS SÉRIES DI OGERAÇÃO97
REFER	RÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

## **LISTA DE FIGURAS**

Figura 1.1: Investimentos anuais em renováveis não convencionais 1995-2007 8
Figura 1.2: Produção mundial de energia elétrica por combustível – 2009 8
Figura 2.1: Níveis hierárquicos para confiabilidade17
Figura 2.2: Representação de um sistema no nível NH1 18
Figura 2.3: Representação de um sistema no nível NH2 18
Figura 2.4: Representação de um sistema no nível NH3 19
Figura 2.5: Modelo de Markov com Dois Estados 19
Figura 2.6: Estado de Falha $xk$ e sua Vizinhança
Figura 3.1: Modelo de Markov com Múltiplos Estados 37
Figura 3.2: Modelo de Markov não agregado para carga e fontes renováveis 43
Figura 3.3: Séries Hidrológicas – Reservatório da barra 122 44
Figura 3.4: Séries Hidrológicas – Reservatório da barra 222 45
Figura 3.5: Séries hidrológicas para as PCH's 46
Figura 3.6: Característica de produção eólica 47
Figura 3.7: Média das séries eólicas 48
Figura 3.8: Dia típico das séries eólicas por área 48

Figura 3.9: Variação da potência de um painel PV Solar 49
Figura 3.10: Dia típico das séries solares por área 50
Figura 3.11: Série de cogeração referente à Área 1 51
Figura 3.12: Série de cogeração referente à Área 2 51
Figura 4.1: Diagrama de modificações na Área 1 – RTS96-REN 61
Figura 4.2: Variação dos índices LOLE e EENS de confiabilidade composta 65
Figura 4.3: Diagrama de adições na Área 1 – RTS96-REN-add67
Figura B.1: Diagrama do Sistema RTS9678
Figura D.1: Distribuição de Probabilidade da Série Eólica para o Ano 1 – Área 183
Figura D.2: Distribuição de Probabilidade da Série Eólica para o Ano 1 – Área 283
Figura D.3: Distribuição de Probabilidade da Série Eólica para o Ano 1 – Área 384
Figura D.4: Distribuição de Probabilidade da Série Eólica para o Ano 2 – Área 184
Figura D.5: Distribuição de Probabilidade da Série Eólica para o Ano 2 – Área 284
Figura D.6: Distribuição de Probabilidade da Série Eólica para o Ano 2 – Área 385
Figura D.7: Distribuição de Probabilidade da Série Eólica para o Ano 3 – Área 185
Figura D.8: Distribuição de Probabilidade da Série Eólica para o Ano 3 – Área 285
Figura D.9: Distribuição de Probabilidade da Série Eólica para o Ano 3 – Área 386
Figura D.10: Distribuição de Probabilidade da Série Eólica para o Ano 4 – Área 1

xviii

Figura F.6: Distribuição de Probabilidade da Série Solar para o Ano2 – Área 3.. 93

Figura F.7: Distribuição de Probabilidade da Série Solar para o Ano3 – Área 1.. 93

Figura F.8: Distribuição de Probabilidade da Série Solar para o Ano3 – Área 2.. 93

Figura F.9: Distribuição de Probabilidade da Série Solar para o Ano3 – Área 3.. 94

Figura F.10: Distribuição de Probabilidade da Série Solar para o Ano4 – Área 1.94

Figura F.11: Distribuição de Probabilidade da Série Solar para o Ano4 – Área 2.94 Figura F.12: Distribuição de Probabilidade da Série Solar para o Ano4 – Área 3.95 Figura F.13: Distribuição de Probabilidade da Série Solar para o Ano5 – Área 1.95 Figura F.14: Distribuição de Probabilidade da Série Solar para o Ano5 – Área 2.95 Figura F.15: Distribuição de Probabilidade da Série Solar para o Ano5 – Área 3.96 Figura G.1: Distribuição de Probabilidade da Série de Cogeração – Área 1........97 Figura G.2: Distribuição de Probabilidade da Série de Cogeração – Área 2.......97 Figura G.3: Distribuição de Probabilidade da Série de Cogeração – Área 3........98

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1: Participação de fontes renováveis de alguns países
Tabela 4.1: Confiabilidade Composta RTS96-REN – Validação de SMC_NS 56
Tabela 4.2: Confiabilidade da geração e composta – RTS96 57
Tabela 4.3: Confiabilidade da geração e composta – RTS96 com séries hidrológicas
Tabela 4.4: Potência térmica (RTS96) a ser substituída por renovável 58
Tabela 4.5: Configuração renovável inicial baseada na mediana das séries energéticas
Tabela 4.6: Configuração RTS96-REN adequada pela confiabilidade da geração
Tabela 4.7: Índices de confiabilidade para RTS96 e RTS96-REN 61
Tabela 4.8: Configuração MRTS96-REN adequada pela confiabilidade da geração
Tabela 4.9: Índices de confiabilidade para MRTS96 e MRTS96-REN 63
Tabela 4.10: Configuração MRTS96-REN-adj adequada pela confiabilidade composta
Tabela 4.11: Confiabilidade composta para MRTS96-REN-adj e MRTS96-REN-add         add         64
Tabela 4.12: Configuração MRTS96-REN-add adequada pela confiabilidade composta

Tabela A.1: Resultados da validação – Configuração MRTS96-REN	. 75
Tabela A.2: Resultados da validação – Configuração MRTS96-REN-adj	. 75
Tabela A.3: Resultados da validação – Configuração MRTS96-REN-add	. 75
Tabela B.1: Dados Determinísticos da Geração	. 77
Tabela B.2: Dados Estocásticos da Geração	. 77
Tabela B.3: Centrais Hidrelétricas	. 79
Tabela B.4: Centrais Termelétricas	. 79
Tabela B.5: Dados das Unidades Renováveis	. 80
Tabela C.1: Séries Hidrológicas para o Ano 1 (pu)	. 81
Tabela C.2: Séries Hidrológicas para o Ano 2 (pu)	. 81
Tabela C.3: Séries Hidrológicas para o Ano 3 (pu)	. 82
Tabela C.4: Séries Hidrológicas para o Ano 4 (pu)	. 82
Tabela C.5: Séries Hidrológicas para o Ano 5 (pu)	. 82
Tabela E.1: Séries Hidrológicas para PCH (pu)	. 89

## LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

COG	-	Unidade geradora renovável do tipo cogeração	
COPT	-	Capacity outage probability table (tabela de probabilidades das	
		capacidades indisponíveis)	
E(.)	-	Operador matemático: valor esperado	
$\tilde{E}(.)$	-	Estimativa do valor esperado	
EENS	-	Expected energy not supplied (energia esperada não suprida)	
EOL	-	Unidade geradora renovável do tipo eólica	
EPNS	-	Expected power not supplied (potência esperada não suprida)	
F&D	-	Frequência e Duração	
FOR	-	Forced outage rate (taxa de saída forçada)	
GHG	-	Greenhouse Gases (gases que provocam o efeito estufa)	
HID	-	Unidade geradora renovável do tipo hidráulica	
LOLC	-	Loss of load cost (custo esperado da perda de carga)	
LOLD	-	Loss of load duration (duração da perda de carga)	
LOLE	-	Loss of load expectation (perda de carga esperada)	
LOLF	-	Loss of load frequency (frequência de perda de carga)	
LOLP	-	Loss of load probability (probabilidade de perda de carga)	
MTTF	-	Mean time to failure (tempo médio de falha)	
MTTR	-	Mean time to repair (tempo médio de reparo)	
PCH	-	Unidade geradora renovável tipo Pequena Central Hidrelétrica	
RTS	-	Reliability Test System	
SEP	-	Sistemas Elétricos de Potência	
SMC_NS	-	Algoritmo de simulação Monte Carlo Não sequencial	
SMC_S	-	Algoritmo de simulação Monte Carlo Sequencial	
SOL	-	Unidade geradora renovável do tipo PV solar	
TER	-	Unidade geradora térmica	
V(.)	-	Operador matemático: variância	

- $\tilde{V}(.)$  Estimativa da variância
- x Um estado qualquer do sistema
- X Espaço de estados do sistema (Conjunto de todos os estados)
- β Coeficiente de variação
- λ Taxa de falha
- μ Taxa de reparo

# - CAPÍTULO 1 -INTRODUÇÃO

### 1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Os sistemas elétricos de potência têm a função de atender à demanda de energia elétrica de uma extensa região de forma instantânea e ininterrupta, com segurança, qualidade e economia. Devido ao alto custo na implantação de reforços e ao crescente aumento da demanda ao longo dos anos, tais sistemas devem ser cuidadosamente planejados. O planejamento da expansão desses sistemas tem como principal objetivo providenciar a implantação de novas unidades de geração ou transmissão a fim de manter a qualidade do fornecimento de energia em níveis satisfatórios. Para tanto, deve-se planejar a geração e a transmissão com alguma reserva, capaz de suportar falhas inesperadas de equipamentos, desligamentos para manutenção, crescimento da carga além do previsto e a indisponibilidade de recursos energéticos primários.

A definição dos níveis de geração e transmissão pode ser feita por critérios determinísticos, por meio da avaliação de diversos cenários, severos ou não. Por exemplo, um cenário pode ser definido considerando a saída de um equipamento de transmissão, a carga pico ou a saída da unidade geradora de maior capacidade. Porém, tais critérios não apresentam informações quantitativas da confiabilidade. Assim, num problema de planejamento, se duas ou mais alternativas satisfazem os critérios determinísticos desejados, não é possível determinar, do ponto de vista da confiabilidade, qual terá melhor desempenho. Ademais, não é considerada a natureza aleatória das variáveis envolvidas e as alternativas apontadas por esses critérios são, na maioria das vezes, soluções pouco econômicas.

Assim, métodos probabilísticos de avaliação da confiabilidade têm sido aplicados aos sistemas de potência para mensurar o risco de falha do sistema associado às

variáveis aleatórias. Tais métodos são extremamente úteis para uma correta análise de adequação dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica [BA94]. Basicamente, por meio das metodologias probabilísticas, é possível avaliar o risco de uma configuração de equipamentos de geração e transmissão não ser capaz de suprir à demanda. Portanto, a decisão sobre quão confiável é o sistema recai sobre a necessidade das concessionárias terem o conhecimento do nível adequado de risco e serem capazes de modelar adequadamente os elementos do sistema para o cálculo de tal risco. Contudo, a avaliação da confiabilidade é uma tarefa dispendiosa nos sistemas interligados devido ao envolvimento de um grande número de variáveis.

Mudanças institucionais ocorridas no setor elétrico mundial estimularam uma estrutura descentralizada, favorecendo o mercado aberto de energia elétrica e buscando uma maior eficiência dos participantes do setor (segmentos de geração, transmissão e distribuição; agentes de comercialização; entre outros). Tais mudanças, associadas à constante elevação do preço do petróleo e à crescente preocupação com o aquecimento global, favoreceram o crescimento da participação de fontes de geração não convencionais na matriz energética mundial. Essas fontes são as chamadas fontes de energia renovável, ou simplesmente, fontes renováveis.

As fontes de energia mais utilizadas no setor elétrico são as termelétricas movidas a combustíveis, como diesel, óleo combustível, carvão e gás natural. Tais fontes, além de apresentarem um alto custo de produção, atingiram em 2007 a marca de 41% da emissão mundial de CO<sub>2</sub> [IEA10], um dos gases causadores do efeito estufa (GHG – *Greenhouse Gases*).

A preocupação com o crescimento do teor de GHG na atmosfera faz parte de discussões internacionais desde o final da década de 80, momento em que ocorreu a primeira conferência mundial sobre o clima, em Toronto (1988). Desde então, a conferência climática internacional mais marcante ocorreu em Kyoto (1997), onde se firmou um amplo acordo de caráter ambiental, denominado Protocolo de Kyoto. Trata-se de um documento legal que estabeleceu normas mais claras sobre a redução de emissões de gases de efeito estufa e metas a

serem atingidas por países que emitiram mais gases no passado. Assim, diversos países vêm estabelecendo políticas com o objetivo de diminuir a emissão de CO<sub>2</sub>. Um exemplo é o incentivo à implantação de fontes renováveis na produção de energia elétrica, pois tais fontes, além de não agredirem o meio ambiente, apresentam um baixo custo de produção.

As grandes centrais hidrelétricas, consideradas fontes de energia renovável, possuem uma tecnologia bem consolidada e são muito utilizadas pelo mundo. Atualmente, encontra-se instalada cerca de 980 GW de potência hidráulica, considerando hidrelétricas de grande e pequeno porte, o que representa aproximadamente 16% da capacidade mundial instalada. No entanto, mesmo que muitas bacias hidrográficas possam ser exploradas para a produção de energia elétrica, diversas restrições, principalmente de ordem ambiental, têm impedido a construção de novas usinas hidrelétricas de grande porte [R03].

As principais fontes de energia renovável que vem consolidando tecnologia e ganhando incentivos governamentais são as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's), os Parques Eólicos, as Centrais de Energia Solar e as unidades em regime de Cogeração (e.g. unidades térmicas de biomassa). Pode-se citar como exemplo a Associação Europeia de Energia Eólica, a qual tem como meta elevar a capacidade instalada de centrais eólicas na Europa para 150 GW até 2020 [R03]; e o programa SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*) [U10a], mantido pelo UNEP (*United Nations Environment Programme*), no qual, a ideia inicial foi facilitar o desenvolvimento e uso do potencial energético renovável de treze países, dentre os quais se encontra o Brasil.

Apesar de serem consideradas ecologicamente corretas, as fontes de energia renováveis citadas são fortemente dependentes das condições climáticas e não é possível seu controle ou armazenamento, como ocorre com a água nas hidrelétricas. Essa característica vem causando grande preocupação entre os operadores e planejadores dos sistemas de potência, pois eleva a complexidade operacional do sistema e aumenta significativamente o nível de incertezas, o que pode contribuir para a deterioração da confiabilidade dos sistemas de potência.

Na tentativa de antever os efeitos da penetração da energia renovável nos sistemas de potência, os engenheiros vêm desenvolvendo novas ferramentas e metodologias. Foram realizados diversos estudos nos últimos anos com o objetivo de analisar o impacto da utilização de energia renovável na confiabilidade dos sistemas elétricos de potência [MCK82], [GU83], [AR89], [AR91], [BC92], [CA96], [BC98], [BBC03], [BB04], [S06] e [DB09]. No entanto, verifica-se que os trabalhos relacionados à avaliação da confiabilidade, na presença de fontes renováveis, consideram uma participação renovável em pequena escala e utilizam modelos simplificados, considerando apenas a confiabilidade do sistema de geração ou a representação das restrições energéticas por meio de dados/modelos agrupados.

Uma característica inerente às fontes renováveis é a baixa densidade, sendo necessário um número elevado de usinas, espalhadas pelo sistema, capaz de gerar um montante representativo de energia elétrica. Em geral, a utilização de energia renovável na produção de energia elétrica pode ser dividida em duas situações. A primeira consiste da construção de centrais elétricas, concentradas numa região favorável à energia que se deseja explorar. Neste caso, as centrais são construídas utilizando dezenas de unidades geradoras e, geralmente, estão afastadas dos grandes centros de carga e em alguns casos da rede de transmissão. A segunda situação consiste de pequenas unidades geradoras espalhadas pelo sistema, em regime de cogeração.

Devido à volatilidade das fontes renováveis e aos aspectos de sua utilização citados acima, é de vital importância que estudos futuros comecem a considerar a rede de transmissão nas análises dos sistemas de potência interligados.

Diante do exposto, este trabalho de pesquisa concentra-se na avaliação dos principais índices de confiabilidade de sistemas elétricos compostos de geração e transmissão com elevada penetração de energia renovável. O objetivo é elaborar uma metodologia, baseada no método probabilístico de simulação Monte Carlo não sequencial, que seja capaz de considerar a volatilidade das diversas fontes energéticas instaladas no sistema e, também, os limites da rede de transmissão. Assim para um planejamento da expansão, tal metodologia poderá auxiliar os operadores e planejadores a definir o tipo e a quantidade de geração renovável

que deverá substituir a geração convencional planejada, sem comprometer os índices de confiabilidade do sistema. Outra possibilidade é identificar os períodos em que, provavelmente, o sistema terá dificuldades em suprir a demanda, ficando a operação do sistema responsável por algumas medidas corretivas, tais como gerenciamento dos programas de manutenção preventiva, gerenciamento da demanda e mudanças nas estratégias de operação, tendo em mente um horizonte de médio ou longo prazo.

#### **1.2 DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO**

Há mais de 70 anos, alguns pesquisadores já apontavam a necessidade de metodologias capazes de lidar com a natureza estocástica dos sistemas de potência [BA94]. Desde essa época até os dias atuais uma extensa quantidade de estudos relacionados à utilização de técnicas probabilísticas para o planejamento e a operação dos sistemas de potência tem sido realizada. Mas somente nas três últimas décadas, dada à evolução das unidades geradoras que utilizam fontes renováveis, inicia-se o desenvolvimento de modelos capazes de considerar, na avaliação da confiabilidade, as flutuações na disponibilidade energética.

Nas subseções seguintes serão apresentadas a evolução da aplicação de fontes renováveis na geração de energia elétrica e as contribuições de alguns trabalhos pertinentes à avaliação da confiabilidade considerando tais fontes.

#### 1.2.1 Fontes de Energia Renováveis

O principal conceito de Energia Renovável diz respeito à energia cuja taxa de renovação é maior que sua taxa de utilização. No entanto, outro conceito utilizado para classificar uma forma de energia como renovável é a sua reserva potencial [S04]. As fontes consideradas não renováveis (e.g. petróleo, gás natural) possuem uma reserva limitada e o processo de reposição natural envolve milhares de anos e condições favoráveis, enquanto que a reposição artificial, quando não é impossível é absolutamente inviável, envolvendo um gasto de energia igual ou superior à quantidade de energia a ser obtida. No caso das fontes consideradas renováveis, ocorrem duas situações. Algumas fontes

possuem uma grande reserva em que a utilização da energia pela humanidade não representa qualquer variação significativa em seu potencial, avaliado para uma duração de vários milhões ou bilhões de anos (e.g. energia solar, gravitacional). Já outras, possuem pouca reserva, mas a reconstituição pode ser feita sem grandes dificuldades em prazos de apenas alguns anos e até menos, como no caso das hidrelétricas, pelo processo de precipitações, e da biomassa, a qual é relacionada com os períodos de entressafra.

As fontes renováveis podem ter origem terrestre (energia geotérmica), gravitacional (energia das marés) e solar (energia armazenada na biomassa, energia de radiação solar, energia hidráulica, energia térmica oceânica e energia cinética do vento e das ondas). Também são consideradas fontes de energia renovável os resíduos agrícolas, urbanos e industriais. As principais fontes renováveis utilizadas na produção de energia elétrica são a Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar e Geotérmica.

A geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis não é recente. Desde a descoberta da eletricidade são realizadas pesquisas sobre o uso de fontes renováveis para geração de energia elétrica. A primeira hidrelétrica instalada no mundo foi em 1886 nas cataratas do Niágara [A08]. Na mesma época, em 1888, Charles F. Bruch ergueu na cidade de Cleveland, Ohio, o primeiro cata-vento destinado à geração de energia elétrica [C08].

No entanto, com a descoberta do petróleo, carvão mineral e gás natural, ocorrem uma diminuição acentuada do uso de fontes renováveis, dando lugar mais tarde (meados do século XX) à dominância do petróleo como fonte energética. Fatores predominantemente econômicos e políticos determinaram a hegemonia das fontes não renováveis. O antigo perfil de consumo, baseado na biomassa, energia solar e energia eólica, foi estigmatizado como "atrasado", símbolo de subdesenvolvimento [S04].

O processo de produção passou a ser baseado na exploração, com redução de custos e maximização de lucros, ignorando aspectos sociais e os efeitos no meio ambiente. Tal processo possibilitou o aumento progressivo do consumo de

energia não renovável, criando e disseminando o conceito da relação direta entre consumo de energia e desenvolvimento.

Com o surgimento da Segunda Guerra Mundial (1939-1945), volta-se a atenção para o desenvolvimento das fontes renováveis, uma vez que os países, em geral, empenhavam grandes esforços no sentido de economizar combustíveis fósseis. A partir das crises petrolíferas nas décadas de 70 e 80 (século XX), inicia-se uma preocupação com a reserva de petróleo. Entre final da década de 80 e início da década de 90, surge uma preocupação ainda maior, dessa vez relacionada aos prejuízos causados ao ambiente pela queima de combustíveis fósseis. Especialistas temem que grandes mudanças climáticas possam ser causadas pela alta concentração de  $CO_2$  na atmosfera.

A partir desse momento, diversas políticas são criadas para a redução da emissão de CO<sub>2</sub>. Essas mudanças influenciaram drasticamente o setor elétrico que passou a considerar as fontes renováveis como prioridade na expansão dos sistemas elétricos. A Figura 1.1 apresenta os investimentos anuais, entre 1995 e 2007, em fontes renováveis não convencionais, ou seja, excluindo as grandes hidrelétricas. Observa-se um crescimento elevado nos investimentos, sendo que durante o ano de 2007, atingiram 71 bilhões de dólares [REN07]. Destes, 47% foi destinado ao aproveitamento da energia eólica, 30% à PV (*Photovoltaic*) solar e o restante distribuído entre as pequenas centrais hidrelétricas, as unidades de biomassa, entre outras.

A porcentagem das fontes renováveis na matriz energética mundial ainda é baixa. Atualmente, em torno de 18%, de acordo com o levantamento apresentado pelo REN21/2010 [REN10]. A Figura 1.2 apresenta a produção mundial de energia elétrica por tipos de combustíveis. Observa-se que 15% referem-se às grandes centrais hidrelétricas e apenas 3% às fontes não convencionais. Sendo que destes, destacam-se 52% de eólicas, 19% de PCH's (abaixo de 10 MW), 18% de biomassa e 7% de PV solar conectadas na rede.



Fonte: REN21/2007 - pag.16

Nota-se que as PCH's, apesar de apresentarem o mesmo princípio de funcionamento, foram contabilizadas em grupo separado das grandes centrais hidrelétricas. Tal fato justifica-se em função de estratégias políticas para incentivar a construção de novas PCH's, tendo em vista a dificuldade na construção das hidrelétricas de grande porte [REN10]. A divisão não é universal, no Brasil e Estados Unidos considera PCH's as unidades abaixo de 30 MW, na Índia abaixo de 25 MW, na China abaixo de 50 MW, etc. Para a Figura 1.2 considera-se PCH's as unidades abaixo de 10 MW.



Figura 1.2: Produção mundial de energia elétrica por combustível – 2009 Fonte: REN21/2010 – pag.16

Mesmo com um percentual pequeno no cenário mundial é importante o desenvolvimento de ferramentas que considerem as fontes renováveis. Afinal, é

previsto um aumento acentuado nos próximos anos, de forma que os cenários futuros apontam a sua dominância a partir de 2050. Ademais, sua utilização não é uniforme e em alguns países as fontes renováveis já são majoritárias na matriz energética. No Brasil, por exemplo, 85% da energia elétrica produzida é oriunda de fontes renováveis. A Tabela 1.1 apresenta exemplos da participação renovável em alguns países e suas respectivas metas.

Daío	Participação	Meta		
Pais	2008	(%)	Ano	
África do sul	< 1,0%	4,0%	2013	
Alemanha	15,0%	30,0%	2020	
Argentina	35,0%	40,0%	2015	
Áustria	62,0%	78,0%	2010	
Bolívia	39,0%	-	-	
Brasil	85,0%	85,0%	2020	
Canadá	61,0%	-	-	
China	17,0%	-	-	
Cuba	9,0%	-	-	
Espanha	21,0%	29,4%	2010	
Estados Unidos	8,8%	-	-	
Estônia	2,0%	5,1%	2010	
Finlândia	31,0%	31,5%	2010	
França	14,0%	21,0%	2010	
Grécia	8,3%	20,1%	2010	
Holanda	8,9%	9,0%	2010	
Itália	17,0%	22,5%	2010	
Japão	0,4%	1,6%	2014	
México	3,9%	4,5%	2010	
Nicarágua	27,0%	38,0%	2011	
Nova Zelândia	65,0%	90,0%	2025	
Portugal	43,0%	60,0%	2020	

Tabela 1.1: Participação de fontes renováveis de alguns países

Fonte: REN21/2010 - pag.59

### 1.2.2 Avaliação da Confiabilidade

Os trabalhos mais relevantes na avaliação da confiabilidade de sistemas elétricos de potência são encontrados em sete amplas bibliografias que foram publicadas por Billinton e outros em 1972 [B72], 1978 [APM78], 1984 [ABL84], 1988

[ABSS88], 1994 [ABBG94], 1999 [ABBG99] e 2001 [BFB01], além de mais uma complementação por Bansal e outros em 2002 [BBK02].

As primeiras metodologias probabilísticas desenvolvidas para auxiliar os planejadores dos sistemas elétricos de potência eram voltadas para a avaliação da confiabilidade de sistemas de geração. Tais metodologias baseavam-se no cálculo de índices de perda de carga, como a *LOLE* (*Loss of Load Expectation*) e a *EENS* (*Expected Energy not Supplied*) [BA94]. O cálculo desses índices era realizado por meio de uma tabela de probabilidades das capacidades indisponíveis (COPT – *Capacity Outage Probability Table*) combinada com um modelo apropriado da curva de carga do sistema.

Em vista da necessidade de uma avaliação mais completa, os métodos probabilísticos evoluíram de modo a permitir o cálculo de índices de frequência e duração (F&D). O uso dos métodos de F&D foi apresentado em uma sequência de artigos publicados em 1968-69, sendo [HRW68] a primeira referência nesse tema. A referência [LMC91] apresenta uma revisão destes artigos e propõe uma formulação do método F&D de forma generalizada, permitindo que os modelos de geração e carga prescindissem da propriedade do equilíbrio de frequência. Dessa forma, foi possível reproduzir com maior precisão o comportamento da carga do sistema, utilizando um modelo de Markov com múltiplos estados desequilibrados em frequência.

A referência [LMC91] propôs, também, um método para calcular índices de confiabilidade em sistemas hidrotérmicos, levando em consideração os efeitos da disponibilidade energética por meio das políticas de despacho e de coordenação hidrotérmica. No entanto, a metodologia mostrou ser válida somente para sistemas nos quais o desacoplamento entre os problemas elétrico e energético seja possível.

A avaliação da confiabilidade de sistemas de potência incluindo a rede de transmissão inicia-se por volta de 1960 [SBLE89]. No entanto, a partir da década de 80, aumentou significativamente o interesse nessa área. Questões como o acesso aberto à transmissão por produtores independentes, o aumento do

intercâmbio econômico entre as concessionárias, juntamente com as limitações na construção de novas redes de transmissão, só poderiam ser tratadas através de métodos que levassem em consideração os efeitos de geração e transmissão simultaneamente. A referência [PB92] apresenta uma análise dos principais métodos utilizados na avaliação da confiabilidade de sistemas compostos de geração e transmissão até o início da década de 90.

Conceitualmente a avaliação da confiabilidade composta é tão simples quanto à análise da confiabilidade da geração. A maior dificuldade está relacionada ao custo computacional devido às análises de adequações, as quais dependem de estudos de fluxo de potência com otimização de medidas corretivas. O problema torna-se mais complexo ao considerar as análises de adequações extras, referentes ao processo de estimação dos índices de F&D. Assim, foram desenvolvidas metodologias, [MPL92], [MPL93], [ML04], entre outras, que reduzem o número de análises extras, necessárias para a estimação dos índices de F&D.

Foram desenvolvidas, também, novas metodologias com o objetivo de melhorar o desempenho dos algoritmos de simulação seguencial. Em [MPL94] é apresentado um método de simulação híbrido, denominado pseudosseguencial. Neste método, são gerados diversos históricos cronológicos de falha/reparo dos equipamentos. Em seguida é utilizada a simulação não sequencial para amostrar um histórico e um instante de tempo no histórico amostrado, e consequentemente selecionar um estado do sistema. A simulação sequencial é aplicada somente nas subseguências formadas pelos estados vizinhos ao estado de falha amostrado. Tal método apresentou problema de convergência e foi aperfeiçoado em [MLP97], em que a carga é representada por um modelo markoviano. Neste caso, não há a geração de históricos antes do processo de amostragem. Um processo de simulações forward/backward é utilizado para avaliar sequencialmente os estados vizinhos ao estado de falha. No entanto, o modelo agregado da carga implica em perda parcial da precisão ao considerar aspectos relacionados ao tempo, como a manutenção programada, a própria curva de carga e os recursos energéticos. eliminar restrições foi proposto um método Para estas denominado Pseudocronológico [LMMB00] que utiliza modelos markovianos de carga não agregados e com múltiplos níveis.

A determinação do valor da confiabilidade sempre foi uma preocupação comum entre engenheiros de sistemas de potência. Índices elevados de confiabilidade proporcionam à redução dos custos de interrupção e aumenta a qualidade dos serviços prestados à sociedade. Por outro lado, a manutenção desse elevado grau de confiabilidade resulta em altos custos de investimentos na expansão e operação, os quais serão refletidos nas tarifas impostas aos consumidores. Por isso, o nível ótimo de risco deve ser tal que busque o equilíbrio entre o custo necessário para manter esse grau de confiabilidade e os benefícios proporcionados por ele. Exemplos de metodologias para o planejamento que buscam estabelecer tal equilíbrio são encontrados em [BO88], [BG90], e [DGF96].

Em face do crescente interesse pela produção de eletricidade a partir de fontes renováveis não convencionais, diversos trabalhos têm proposto modelos para representar as unidades de geração renovável. A maioria dos trabalhos é relacionada às centrais eólicas, devido a sua participação mais expressiva. No entanto, alguns trabalhos envolvendo modelos de PV solar são apresentados. O primeiro artigo a se destacar no tema foi [GU83], onde foi introduzido o conceito da intermitência da geração e das taxas de falha e reparo das turbinas eólicas. Esse artigo foi referência em diversos trabalhos, pois apresenta um modelo simplificado para a conversão polinomial da velocidade do vento em potência elétrica.

Em 1992 Billinton e Chowdhury [BC92] propuseram um método analítico, baseado na COPT, para o cálculo de índices de confiabilidade em sistema de geração na presença de unidades eólicas. O método proposto utiliza uma COPT para representar os estágios de capacidade devido às variações do vento e outra COPT para representar os estágios de capacidade devido às variações do vento e outra aerogeradores. Os índices de confiabilidade são obtidos por meio da combinação dos dois modelos anteriores com um modelo apropriado da curva de carga.

O método sugerido em [BC92] mostrou ser adequado somente para aplicações a sistemas de pequeno porte. Além disso, a consideração de vários níveis de energia (estados de capacidade) dos aerogeradores dificulta a aplicação do método.

Em [CA96] é proposto um modelo de Markov com múltiplos estados para representar as variações da velocidade do vento, no qual cada estado está associado a uma faixa de velocidade do vento. O processo de falha e reparo dos aerogeradores é reproduzido por meio de um modelo de Markov com dois estados. O modelo representativo do parque eólico é obtido pela combinação dos modelos de falha/reparo com o modelo das variações do vento. O cálculo dos índices é realizado aplicando-se as técnicas de Markov.

De modo semelhante ao método proposto em [BC92], a técnica apresentada em [CA96] mostrou-se apropriada somente para sistemas de pequeno porte e para os casos em que podem ser considerados poucos níveis de variação dos ventos para as unidades eólicas.

Aos poucos, trabalhos relacionados a outras fontes renováveis começam a aparecer. Em [BK01], foi apresentado um estudo sobre a incorporação da geração eólica e fotovoltaica a pequenos sistemas isolados. Nessa referência é apresentado um modelo de conversão da irradiação solar em potência elétrica. Para representar a volatilidade das fontes energéticas foram utilizadas séries sintéticas e simulação Monte Carlo sequencial.

Na referência [LBF06] é proposta a representação das centrais de geração eólica por meio da combinação dos modelos representativos do comportamento operativo do aerogerador com um modelo representativo da variação da velocidade do vento. Para representar o aerogerador é empregado um modelo de Markov com dois estados, ao passo que para modelar a variação do vento utiliza-se um modelo de Markov com múltiplos estados. A modelagem proposta em [LBF06] trouxe inovações com relação ao modelo proposto em [CA96], por permitir a transição entre estados adjacentes no modelo de Markov empregado para representar a variação da velocidade do vento. Entretanto, a referência
[LBF06] concentrou-se na avaliação da disponibilidade de energia eólica, levando em conta a variação da velocidade do vento, o processo de falha/reparo e curva de potência dos aerogeradores. Os índices avaliados não consideram a carga do sistema onde as centrais eólicas estão instaladas.

Em estudos de confiabilidade da geração envolvendo a presença de fontes de energia renováveis, o método de simulação Monte Carlo sequencial tem se mostrado mais apropriado. Exemplos de aplicação dessa técnica são encontrados em [BK01], [BBC03] e [BB04]. Em todos esses trabalhos a influência da flutuação de capacidade das unidades renováveis é representada por meio de um modelo de média móvel autorregressivo. Esse modelo em conjunto com a simulação Monte Carlo sequencial mostrou-se capaz de produzir índices de confiabilidade da geração com maior precisão, além de possibilitar a aplicação da metodologia a sistemas reais de grande porte.

No entanto, a maioria dos trabalhos citados avalia apenas a confiabilidade da geração. Poucos estudos são apresentados na literatura para a avaliação de confiabilidade composta na presença de fontes renováveis não convencionais. Recentemente, alguns trabalhos começaram a ser desenvolvidos. A referência [DB09] apresentou uma metodologia, baseada em simulação Monte Carlo, para a avaliação da confiabilidade composta capaz de representar grandezas variantes no tempo, tais como a geração eólica e a curva de carga. Em [CPKS10] foi apresentado uma metodologia que utiliza enumeração de estados incluindo turbinas eólicas, porém, esta metodologia não é adequada para sistemas de grande porte.

Ao considerar confiabilidade composta, o método de simulação Monte Carlo sequencial pode apresentar um esforço computacional proibitivo. Deve-se, portanto, empregar metodologias mais rápidas de avaliação. A opção mais indicada é o método de simulação Monte Carlo não sequencial que recentemente tem recebido novas implementações, aumentando a sua capacidade de representar aspectos cronológicos da operação dos sistemas.

#### **1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO**

Esta dissertação esta divida em cinco capítulos, os quais são resumidos a seguir.

O presente capítulo descreveu, em linhas gerais, a relevância da determinação dos índices de confiabilidade de sistemas compostos de geração e transmissão. Também foi apresentado um panorama da participação de fontes renováveis na matriz energética mundial e como este aumento tem preocupado os pesquisadores dessa área, no sentido de desenvolver novas metodologias e modelos que considerem o efeito das fontes renováveis no sistema elétrico. A grande preocupação é determinar corretamente as proporções entre a geração convencional e a renovável, de modo que satisfaça as metas ambientais estabelecidas, sem, no entanto, degradar o nível de confiabilidade dos sistemas. Por fim, foram enumeradas as contribuições dos principais trabalhos pertinentes aos assuntos discutidos nesta dissertação.

O Capítulo 2 descreve os principais métodos analíticos e de simulação empregados na avaliação da confiabilidade de sistemas compostos de geração e transmissão: enumeração de estados, simulação Monte Carlo não Sequencial e simulação Monte Carlo Sequencial. É apresentada uma revisão da metodologia empregada para a determinação dos índices de confiabilidade composta considerando unidades geradoras tradicionais.

O Capítulo 3 apresenta a metodologia proposta neste trabalho, a qual é baseada em simulação Monte Carlo não sequencial e no método de transição de estado um passo a frente para a estimação de índices de F&D. É apresentada a descrição dos modelos de cada equipamento do sistema, contemplando as unidades térmicas, hidráulicas e demais renováveis, os quais foram utilizados nos estudos realizados. Também são apresentados os modelos utilizados para conversão das séries energéticas em potência elétrica, por unidade (pu).

O Capítulo 4 ilustra a aplicação da metodologia desenvolvida por meio de estudos de casos realizados com configurações do sistema teste *IEEE Reliability Test System 1996* (RTS96). O sistema original RTS96 é alterado produzindo novas configurações com elevada penetração de energia renovável. Tais configurações

são utilizadas para validar e exemplificar o uso da metodologia proposta nesta dissertação.

Finalmente, o Capítulo 5 sumariza as principais contribuições deste trabalho e as conclusões referentes aos modelos desenvolvidos e às análises realizadas. Adicionalmente, mostram-se as perspectivas de continuação deste trabalho.

# - CAPÍTULO 2 -

# AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS COMPOSTOS DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

# 2.1 INTRODUÇÃO

Na análise de confiabilidade, o sistema elétrico de potência pode ser dividido em níveis hierárquicos, conforme apresentado na Figura 2.1.



Figura 2.1: Níveis hierárquicos para confiabilidade

O nível hierárquico 0 (NH0) foi introduzido pela referência [LPS89] para representar o sistema energético. Neste nível, é avaliado o balanço entre a produção de energia elétrica e a disponibilidade de recursos energéticos primários. As possíveis falhas são decorrentes de fatores climáticos (e.g. seca, mudanças na condição dos ventos, dias nublados, entre outros) que afetam as energias renováveis e fatores econômicos (e.g. preço do petróleo, greve, crise, entre outros) que atingem, com maior intensidade, as fontes de combustíveis fósseis.

Nos métodos de avaliação da confiabilidade da geração (NH1) toda a carga e toda a geração estão concentradas numa única barra. Portanto, as limitações no

transporte de energia pela rede de transmissão são ignoradas, permitindo uma simples comparação entre a geração disponível e a carga momentânea, conforme mostrado na Figura 2.2.



Figura 2.2: Representação de um sistema no nível NH1

Para a avaliação da confiabilidade de sistemas compostos de geração e transmissão (NH2) é necessário representar as limitações impostas pela rede de transmissão, conforme Figura 2.3. Portanto, são utilizados algoritmos de fluxo de potência incluindo rotinas de otimização de medidas corretivas (e.g. redespacho de potência, ajustes nos taps de transformadores, etc. e por fim corte de carga).



Figura 2.3: Representação de um sistema no nível NH2

A avaliação integrada da confiabilidade de um sistema de potência, incluindo geração, transmissão e distribuição (NH3), conforme sistema apresentado na Figura 2.4, tem sido pouco investigada. Neste caso, o sistema composto de geração e transmissão pode ser avaliado separadamente e representado no sistema de distribuição por um único componente, ou conjunto de componentes [LCBM02]. Em geral, os estudos de confiabilidade da distribuição são realizados

de forma independente, considerando-se o sistema de geração e transmissão 100% confiável.



O modelo de Markov a dois estados, como o apresentado na Figura 2.5, é frequentemente utilizado para representar os equipamentos do sistema. Assim, estes equipamentos podem ser encontrados em dois estados operacionais: disponível (Up) e indisponível (Down).



Figura 2.5: Modelo de Markov com Dois Estados

Os estados se comunicam por meio das taxas de falha e reparo, as quais são representadas por  $\lambda \in \mu$ , respectivamente. A taxa de falha é dada pela razão entre o número de vezes que o equipamento falha e o tempo total em que este permaneceu em operação. De modo análogo, a taxa de reparo é a razão entre o número de reparos executados no equipamento e o tempo total que ele permaneceu em reparo. Essas taxas têm dimensões de número de ocorrências por unidade de tempo e são, usualmente, expressas em termos de ocorrências por ano.

A partir dos parâmetros  $\lambda \in \mu$  de um dado equipamento, modelado a dois estados, a sua indisponibilidade (*U*) ou taxa de saída forçada (*FOR* – *forced outage rate*) é obtida pela expressão (2.1). Já a sua disponibilidade (*A*) é calculada através da expressão (2.2).

$$U = FOR = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}$$
(2.1)

$$A = 1 - \text{FOR} = \frac{\mu}{\lambda + \mu}$$
(2.2)

A frequência de encontro de um estado é dada pelo produto da probabilidade de ocorrência deste pela soma das taxas de transição que partem do mesmo.

O funcionamento de uma unidade geradora depende de diversos componentes auxiliares. A falha de um desses componentes pode não resultar na perda total de capacidade, podendo a unidade continuar funcionando em um estado de capacidade intermediária. Em sendo assim, as unidades geradoras podem ser representadas com maior precisão por modelos de Markov com múltiplos estados. Nesse caso, os modelos são descritos em termos das taxas de transição entre os estados.

A taxa de transição entre dois estados i e j quaisquer  $(\lambda_{ij})$  é definida como a razão entre o número de vezes que o componente transita do estado i para o estado j e o tempo total de permanência no estado i. Os conceitos apresentados para o modelo a dois estados são facilmente estendidos aos modelos com múltiplos estados [BA92].

Nos estudos de confiabilidade é, frequentemente, empregado um modelo de Markov com múltiplos estados para representar as variações da carga ao longo do período de tempo analisado. Neste caso, cada estado está associado ao nível de carga e às taxas de transição que representam a periodicidade com que a carga passa de um nível para outro.

As técnicas existentes para avaliação da confiabilidade de sistemas de potência podem ser dividas em duas categorias: analíticas e de simulação. De modo geral, as metodologias analíticas adotam a representação do sistema por espaço de estados e são utilizadas apenas para confiabilidade da geração, ao passo que as técnicas de simulação empregam tanto a representação por espaço de estados quanto à representação cronológica e são utilizadas tanto na confiabilidade da geração quanto na confiabilidade composta.

Os índices tradicionalmente calculados na análise de confiabilidade de sistemas compostos de geração e transmissão referem-se à falha, a qual se caracteriza pela insuficiência de geração e/ou incapacidade de transmissão. O objetivo desses índices é estimar a probabilidade de ocorrência, a frequência e a duração média das falhas do sistema, assim como o montante de energia não suprida e os custos associados a estas falhas. A seguir apresentam-se os principais índices de confiabilidade tradicional calculados para sistemas de potência.

- LOLP loss of load probability (probabilidade de perda de carga);
- LOLE loss of load expectation (perda de carga esperada);
- EPNS expected Power not supplied (potência esperada não suprida);
- EENS expected energy not supplied (energia esperada não suprida);
- LOLF loss of load frequency (frequência de perda de carga);
- LOLD loss of load duration (duração da perda de carga);
- LOLC loss of load cost (custo esperado da perda de carga).

Com o advento da análise de bem-estar ou confiabilidade preventiva [BK92], [BL94], [BF94] e [LRMB04], novos índices, os quais são associados aos estados de sucesso, foram introduzidos com o objetivo de avaliar o grau de conforto do sistema.

#### 2.2 REPRESENTAÇÃO POR ESPAÇO DE ESTADOS

Na representação por espaço de estados, o sistema é descrito pelos seus estados e pelas possíveis transições entre eles. Um estado do sistema representa uma condição particular na qual cada componente encontra-se em seu próprio estado, i.e., operando, falhado ou em outra condição relevante. A transição entre estados do sistema é caracterizada pela mudança do estado de um único componente.

Cada estado do sistema de potência contendo *m* componentes, entre eles a carga, é representado por um vetor  $x = \{x1, x2, ..., xj, ..., xm\}$ , sendo  $x_j$  o estado do  $j_{\acute{esimo}}$  componente. O conjunto de todos os possíveis estados do sistema é o espaço de estado *X*. Conhecendo-se a probabilidade de ocorrência dos estados de cada componente é possível determinar a distribuição de probabilidade do vetor *x*, *P*(*x*), ou seja, a probabilidade de ocorrência de cada estado do sistema. Se as falhas dos componentes e as transições da carga forem estatisticamente independentes, *P*(*x*) é dada pelo produto das probabilidades individuais associadas aos estados dos componentes incluindo a carga.

O desempenho de cada estado x é avaliado por meio de funções teste, representadas por F(x). Tais funções têm por finalidade verificar se a configuração selecionada é capaz de suprir a carga. Por exemplo, F(x) pode representar o montante de carga cortada necessário para aliviar uma restrição do sistema. Nesse caso, x é um estado de falha se F(x) > 0, i.e., se há corte de carga associado ao estado x. Por outro lado, F(x) = 0 indica que x é um estado de sucesso, ou seja, se a geração e transmissão disponíveis são suficientes para atender à carga momentânea.

Os índices de confiabilidade são, então, calculados como o valor esperado das respectivas funções teste.

$$E[F] = \sum_{x \in X} F(x)P(x)$$
(2.3)

#### 2.2.1 Enumeração de Estados

Na enumeração de estados o objetivo é analisar todos os possíveis estados do sistema. Esse método pode tornar-se computacionalmente dispendioso dependendo da dimensão do sistema. De fato, o número de estados aumenta exponencialmente com o número de componentes do sistema. Por exemplo, um sistema contendo *m* equipamentos representados pelo modelo de Markov a 2 estados possui  $2^m$  estados possíveis. Então, deve-se enumerar apenas um subconjunto  $X' \subseteq X$  e calcular os limites inferior e superior das estimativas, conforme Equações (2.4) e (2.5):

$$E[F]_{inf} = \sum_{x \in X'} F(x)P(x) + F_{inf}(1 - P(X'))$$
(2.4)

$$E[F]_{sup} = \sum_{x \in X'} F(x)P(x) + F_{sup}(1 - P(X'))$$
(2.5)

em que P(X') é a probabilidade acumulada dos estados  $x \in X'$ , e  $F_{inf}$  e  $F_{sup}$  são, respectivamente, os limites inferior e superior estimados para F(x) sendo  $x \notin X'$ .

Considerando o índice *LOLP* como exemplo e supondo  $F_{inf} = 0$  e  $F_{sup} = 1$ , ou seja, não ocorre corte de carga para todos os estados não pertencentes a *X'*. A estimativa dos limites do índice será:

$$LOLP_{inf} = \sum_{x \in X'} F(x)P(x)$$
(2.6)

$$LOLP_{sup} = LOLP_{inf} + (1 - P(X'))$$
(2.7)

Se a probabilidade dos estados não avaliados for pequena, ou seja, se P(X') for próxima de 1, então, é possível obter uma boa estimativa para o índice *LOLP* com baixo esforço computacional.

Algumas estratégias são adotadas para satisfazer a suposição feita acima, isto é, enumerar e avaliar todos os estados ( $F_{inf} = 0$  e  $F_{sup} = 1$ ) que provocam corte de carga considerando o menor subconjunto possível. Dentre as quais, as mais utilizadas são a consideração de coerência e a ordenação de contingências por severidade e impacto, limitando a avaliação a um número menor de contingências.

O método de enumeração de estados é eficaz para avaliação da confiabilidade da transmissão, em que as taxas de falha dos equipamentos são muito pequenas, e contingências múltiplas podem ser desprezíveis. Para confiabilidade composta de geração e transmissão, um número elevado de combinações deve ser avaliado em função das elevadas indisponibilidades dos geradores. Portanto, o método é menos indicado na avaliação da confiabilidade composta de sistemas de grande porte.

#### 2.2.2 Simulação Monte Carlo não Sequencial

A simulação Monte Carlo não sequencial tem se mostrado bastante eficiente na avaliação da confiabilidade de sistemas de potência. Principalmente nos casos em que se deseja avaliar a confiabilidade composta e o custo computacional é o fator determinante na escolha da metodologia usada.

Na simulação Monte Carlo não sequencial, a seleção dos estados do sistema é feita aleatoriamente sem qualquer preocupação com a cronologia de ocorrência dos eventos. Essa seleção é realizada com base na distribuição de probabilidade dos componentes. Como exemplo, para um componente representado por um modelo markoviano a dois estados, conhecidas as taxas de falha e reparo, determina-se a probabilidade de ocorrência do estado de falha  $P_{down}$ . Em seguida, o estado de cada componente é determinado amostrando-se um número com distribuição uniforme U[0,1]. Assim, o  $i_{ésimo}$  componente estará em operação se  $U_i > P_{down_i}$  ou estará falhado em caso contrário. Deste modo, determinam-se os estados de todos os componentes e, consequentemente, o estado do sistema.

O processo de amostragem é repetido *NS* vezes e os índices são estimados, pela média amostral, das funções teste apropriadas:

$$\tilde{E}(F) = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} F(X^k)$$
 (2.8)

Pelo fato de F(x) ser uma variável aleatória, a sua média também será uma variável aleatória com variância dada por:

$$\tilde{V}[\tilde{E}(F)] = \frac{\tilde{V}(F)}{NS}$$
(2.9)

Em que  $\tilde{V}(F)$  é a variância amostral da função F(X).

A Equação (2.9) confirma a noção intuitiva de que a precisão do experimento é tão melhor quanto maior for o número de amostras analisadas. A incerteza do processo é normalmente representada pelo coeficiente de variação, dado pela Expressão (2.10). Esse coeficiente é frequentemente utilizado para verificar a convergência do processo de simulação.

$$\beta = \frac{\sqrt{\tilde{V}(\tilde{E}(F))}}{\tilde{E}(F)} \times 100\%$$
(2.10)

As expressões (2.11), (2.12) e (2.13) são exemplos de funções teste utilizadas para o cálculo dos índices *LOLP*, *EPNS* e *LOLF* respectivamente.

$$F_{LOLP}(x^k) = \begin{cases} 0, & se \ x^k \ é \ estado \ de \ sucesso \\ 1, & se \ x^k \ é \ estado \ de \ falha \end{cases}$$
(2.11)

$$F_{EPNS}(x^{k}) = \begin{cases} 0, & se \ x^{k} \ é \ estado \ de \ sucesso\\ \Delta P_{k}, & se \ x^{k} \ é \ estado \ de \ falha \end{cases}$$
(2.12)

$$F_{LOLF}(x^{k}) = \begin{cases} 0, & se \ x^{k} \ é \ estado \ de \ sucesso\\ \Delta \lambda_{k}, & se \ x^{k} \ é \ estado \ de \ falha \end{cases}$$
(2.13)

Na Expressão (2.12)  $\Delta P_k$  representa o montante de carga cortado por insuficiência de geração ou limites de segurança da transmissão.

Na Expressão (2.13)  $\Delta \lambda_k$  representa a soma das taxas de transição de  $x^k$  para todos os estados de sucesso que podem ser alcançados mediante uma transição.

Os passos básicos de um algoritmo de simulação Monte Carlo não sequencial (SMC\_NS) são apresentados a seguir [MPL92]:

- i) Faça o número de sorteios NS = 0;
- ii) Sorteie um vetor x<sup>k</sup> ∈ X baseado em sua distribuição de probabilidade P(x); atualize NS;
- iii) Calcule  $F(x^k)$  para o vetor amostrado;
- iv) Estime  $\tilde{E}[F]$  como a média dos valores encontrados;
- v) Calcule a incerteza relativa por meio do coeficiente de variação ( $\beta$ ) da estimativa  $\tilde{E}[F]$ ;
- vi) Se (β) é aceitável (menor que a tolerância especificada), pare; senão, retorne ao passo (ii).

A simulação Monte Carlo não sequencial mantém a principal característica do método de Enumeração de Estados. A independência entre o número de estados

amostrados (*NS*) necessários para estimar  $\tilde{E}[F]$ , com uma dada incerteza  $\beta$ , e o número de estados [PB92].

Os índices de F&D avaliados pelo método de simulação não sequencial, conforme Equação (2.13) do índice *LOLF*, não é eficiente computacionalmente. A princípio, para cada estado de falha selecionado, com *nc* componentes, ao menos *nc* análises adicionais de adequação serão necessárias para atualizar a estimativa da frequência. Para cada análise adicional, um novo estudo de adequação de estados é necessário, incluindo a execução de fluxo de potência com otimização de medidas corretivas, resultando em um elevado esforço computacional.

Duas técnicas eficientes foram desenvolvidas para reduzir este esforço computacional. São elas, a implementação de *filtros* baseados nos *multiplicadores de Lagrange*, produzidos pelo algoritmo de otimização das medidas corretivas [MPL92] e a introdução do conceito de *probabilidade condicionada* ou *frequência* incremental [MPL93]. No entanto, na utilização destes métodos é necessário adotar a hipótese de *coerência* para o comportamento do sistema.

Recentemente foi proposto um método denominado *processo de transição de estado um passo à frente* [ML04] e [LRMB04]. Este utiliza uma técnica extremamente eficiente do ponto de vista computacional, e ao mesmo tempo, ele é flexível o bastante para prescindir da hipótese de coerência, viabilizando a consideração de cargas variantes no tempo utilizando técnicas não sequenciais. Para isto, uma nova função teste é adotada para o índice *LOLF*, a qual é dada pela Equação (2.14).

$$F_{LOLF}(x^{k}) = \begin{cases} 0 ; se x^{k} \text{ \'e stado de falha e } x^{m} \text{ de falha} \\ \lambda_{k}^{out}; se x^{k} \text{ \'e stado de falha e } x^{m} \text{ de sucesso} \end{cases}$$
(2.14)  
0 ; se x^{k} \text{ \'e stado de sucesso}

onde  $\lambda_k^{out}$  é o somatório das taxas de transição do estado de falha  $x^k$  para todos os estados diretamente ligados a ele; e  $x^m$  é um estado qualquer, encontrado a partir de  $x^k$  por meio de uma simples transição. O *processo de transição de* 

estado um passo a frente simula somente uma das possíveis transições, partindo do estado de falha  $x^k$ , selecionando um estado vizinho  $x^m$ .

Na Figura 2.6, *MT* representa o conjunto de todos os estados vizinhos do estado de falha  $x^k$ . Já, *MS* corresponde ao subconjunto dos estados de sucesso, vizinhos ao estado  $x^k$ .



Figura 2.6: Estado de Falha  $x^k$  e sua Vizinhança

A diferença entre os estados  $x^k$  e  $x^m$  está na alteração do ponto de operação de um único componente *j* do sistema. Como exemplo, quando o componente *j* transita do estado *a* para o estado *b*, com uma taxa de transição  $\lambda_{ab}$ , o sistema transita do estado  $x^k$  para o estado  $x^m$ , com uma taxa  $\lambda_{km}$ . Assim, a frequência com a qual o sistema transita do estado  $x^k$  para o estado  $x^m$  é dada por:

$$f_{km} = P(x^k) \times \lambda_{ab} = P(x^k) \times \lambda_{km}$$
(2.15)

A frequência de saída do estado  $x^k$  é dada por:

$$f_k^{out} = P(x^k) \times \lambda_k^{out}$$
(2.16)

A probabilidade de ocorrência da transição km, definida como a probabilidade do sistema ingressar no estado  $x^m$  partindo do estado  $x^k$ , é avaliada como a razão entre as frequências  $f_{km}$  e  $f_k^{out}$ , ou seja:

$$P_{km} = \frac{f_{km}}{f_k^{out}} = \frac{\lambda_{km}}{\lambda_k^{out}} = \lambda_{km} / \sum_{i=1}^{MT} \lambda_{ki}$$
(2.17)

onde *MT* representa o conjunto de todos os estados aos quais o sistema pode ingressar após deixar o estado  $x^k$ .

A base para a construção da função distribuição de probabilidade associada com as possíveis transições de partida do estado amostral de falha  $x^k$  é fornecida pela Equação (2.17) [ML04]. Utilizando esta função de distribuição, um estado vizinho  $x^m$  pode ser amostrado e a nova função teste para a *LOLF*, dada pela Equação (2.14), pode ser empregada.

Considerando que a taxa de transição do estado  $x^k$  para o estado  $x^m$  é:

$$\lambda_{km} = P_{km} \times \lambda_k^{out} \tag{2.18}$$

pode-se afirmar que a soma das taxas de transição entre o estado de falha  $x^k$  e todos os estados de sucesso, os quais podem ser alcançados a partir de  $x^k$  através de uma simples transição ( $\Delta \lambda_k$  na Equação (2.13)), é dada por:

$$\Delta \lambda_k = \sum_{i=1}^{MS} \lambda_{ki} = \sum_{i=1}^{MS} (P_{ki} \lambda_k^{out}) = \left(\sum_{i=1}^{MS} P_{ki}\right) \lambda_k^{out}$$
(2.19)

onde *MS* representa o conjunto de estados de sucesso para os quais o sistema pode ingressar após deixar o estado de falha  $x^k$ . Considerando, ainda, que o somatório  $\sum_{i=1}^{MS} P_{ki}$  é naturalmente obtido pela combinação do processo de estimação proposto com a simulação não sequencial, é possível estabelecer que a função teste (2.14) está em completa conformidade com a função teste (2.13).

Tendo em vista estas considerações, é possível verificar que é necessário simular somente uma transição partindo de cada estado de falha  $x^k$ . Desta forma, o número de análises adicionais de desempenho é pequeno, e consequentemente, o acréscimo do esforço computacional é relativamente baixo. Este acréscimo pode ser expresso em termos do número de análises adicionais de adequação, o qual é dado pelo produto *LOLP*×*NS*, onde *NS* é o número de sorteios *originais* da simulação não sequencial.

A maior limitação da simulação Monte Carlo não sequencial, bem como de outros métodos baseados na representação por espaço de estados, está na incapacidade de representar o comportamento dependente do tempo de alguns elementos dos sistemas de potência (e.g. operação dos reservatórios, programas de manutenção). No entanto, a simulação Monte Carlo não sequencial tem sido aprimorada de modo a permitir a consideração de alguns aspectos cronológicos, tais como diferentes padrões de comportamento da carga por área ou barra do sistema [ML04].

#### 2.3 REPRESENTAÇÃO CRONOLÓGICA

Na seção anterior pôde-se notar que, em geral, as técnicas baseadas na representação por espaço de estados não consideram os aspectos relativos à evolução cronológica dos estados dos elementos do sistema de potência. Essa restrição é naturalmente enfrentada ao adotar-se a representação cronológica. Nesta seção são apresentados os conceitos da abordagem cronológica e a simulação Monte Carlo sequencial principal técnica utilizada nessa abordagem.

Na representação cronológica, os estados são amostrados sequencialmente no tempo, o que permite reproduzir com precisão a evolução cronológica dos estados do sistema de potência. Devido à amostragem sequencial dos estados, a avaliação dos índices de confiabilidade fica equivalente ao cálculo da Expressão (2.20) [MPL94].

$$E[F] = \frac{1}{T} \int_0^T F(t) dt$$
 (2.20)

Em que *T* é o período da simulação e F(t) é a função teste que verifica em qualquer instante *t* se o estado do sistema é, ou não, adequado. Tomando como exemplo a *LOLP*, F(t) = 1 se o estado do sistema, no tempo *t*, é de falha. Em caso contrário, F(t) = 0.

Na representação cronológica, dois estados consecutivos diferem um do outro apenas pelo estado de um de seus componentes. Deste modo, o esforço computacional requerido é substancialmente maior que aquele apresentado pelas técnicas baseadas em representação por espaço de estados. Isso se torna mais agravante no caso da avaliação da confiabilidade de sistemas compostos de geração e transmissão. Nesse caso, as análises de adequação dos estados envolvem a resolução de um problema de fluxo de potência com otimização das medidas corretivas, o que requer um esforço computacional elevado.

A representação cronológica permite, entretanto, reproduzir aspectos temporais, tais como diferentes padrões cronológicos de carga por área ou barra do sistema, a operação dos reservatórios, entre outros aspectos dependentes do tempo. Além disso, é possível obter as distribuições de probabilidade associadas aos índices estimados.

#### 2.3.1 Simulação Monte Carlo Sequencial

A simulação Monte Carlo sequencial ou cronológica é a principal ferramenta utilizada para reproduzir a cronologia de operação dos sistemas. Ela permite que os mais variados aspectos temporais (e.g. desgaste dos equipamentos em função do tempo de operação, tempos de partida das unidades de geração, variação dos ventos, etc.) sejam representados.

Essa característica coloca a simulação Monte Carlo sequencial como a técnica mais indicada para lidar com sistemas nos quais a reprodução da cronologia de ocorrência dos eventos é de fundamental importância para uma correta avaliação dos índices de confiabilidade. No entanto, no processo de simulação sequencial, a mudança de estado do sistema está relacionada com a mudança de estado de apenas um equipamento. Este fato aumenta demasiadamente o custo

computacional. E, na prática, o método de simulação sequencial encontra resistência em sua aplicação.

Na simulação Monte Carlo sequencial, o valor de E[F] em (2.20) é estimado pela média de amostras anuais, como mostrado na Expressão (2.21):

$$\tilde{E}[F] = \frac{1}{NY} \sum_{k=1}^{NY} F(Y_k)$$
(2.21)

Em que: *NY* é o número de simulações anuais;  $y_k$  é a série sintética do sistema no ano  $k \in F(y_k)$  é a função que estima os índices de confiabilidade do ano k. O algoritmo da simulação Monte Carlo sequencial segue os passos descritos a seguir [MPL94]:

- i) gere uma série sintética anual dos estados do sistema (y<sub>k</sub>) aplicando sequencialmente os modelos estocásticos de falha/reparo dos equipamentos, e considerando o modelo cronológico da carga;
- ii) analise cronologicamente cada estado x da sequência  $y_k$  e acumule os resultados;
- iii) calcule  $F(y_k)$  dos valores acumulados no passo (ii);
- iv) estime o valor esperado dos índices anuais por meio da média dos resultados encontrados nas sequências y<sub>k</sub> simuladas;
- v) calcule o coeficiente de variação (β) das estimativas, utilizando a Expressão (2.10);
- vi) verifique se o valor obtido para  $\beta$  é aceitável (menor que a tolerância desejada). Em caso afirmativo pare; senão retorne ao passo (i).

A aplicação da função teste  $F(y_k)$  é, em geral, bastante simples. Para avaliar os índices *LOLE* e *EENS*, basta fazer  $F(y_k)$  igual à duração total dos estados com corte de carga e ao montante de energia não suprida no sistema ou barra, durante a série sintética anual  $y_k$ , respectivamente. Os índices *LOLP* e *EPNS* são obtidos dividindo-se a *LOLE* e a *EENS* pelo período de análise (*T*). Para o cálculo do índice *LOLF*,  $F(y_k)$  equivale ao número total de interrupções observadas na série sintética  $y_k$ . Por fim, *a LOLD* é obtida pela divisão da *LOLE* pela *LOLF*.

#### 2.4 CONCLUSÕES

Este capítulo é dedicado a uma breve revisão dos principais métodos empregados na avaliação da confiabilidade de sistemas compostos de geração e transmissão. É destacado que os componentes do sistema podem ser modelados por meio de duas abordagens distintas: a representação por espaço de estados, utilizando as metodologias de enumeração de estados e simulação Monte Carlo não sequencial e a representação cronológica, cuja principal técnica é a simulação Monte Carlo sequencial.

Na primeira abordagem, o comportamento do sistema é descrito com base em seus estados operativos e as possíveis transições entre eles, sem se preocupar com a ordem cronológica de tais transições. Por meio de métodos de simulação Monte Carlo não sequencial é possível obter um excelente desempenho computacional na avaliação da confiabilidade composta. No entanto, devido à independência temporal entre os estados operativos, as primeiras técnicas baseadas na representação por espaço de estados mostraram-se menos adequadas para aplicações em que a correlação com o tempo é desejada. Ademais, para o cálculo dos índices de F&D era necessário considerar a coerência. Salienta-se, ainda, que as flutuações de capacidade das diversas fontes renováveis variam de maneira distinta, sobretudo em diferentes regiões do sistema. Portanto, a utilização da hipótese de coerência se torna não aceitável quando se deseja avaliar sistemas com alta penetração de fontes renováveis.

Na abordagem cronológica, o sistema é caracterizado pela sucessão dos eventos no tempo, possibilitando representar os mais variados aspectos do sistema que exibem correlação com o tempo. É possível, por exemplo, representar a operação dos reservatórios, a deterioração dos equipamentos com o tempo, as condições climáticas e da carga, etc. Todavia, devido à amostragem sequencial dos estados operativos, o esforço computacional exigido pelas técnicas baseadas na

representação cronológica é substancialmente maior que aquele apresentado pelas técnicas que utilizam a representação por espaço de estados.

Na avaliação da confiabilidade composta de sistemas de potência, a análise de adequação de cada estado amostrado envolve a execução de algoritmos de fluxo de potência, com otimização de medidas corretivas, aumentando consideravelmente o custo computacional. Logo a utilização da simulação Monte Carlo sequencial (representação cronológica) pode acarretar em tempos de processamento muito elevados e tem sido evitada. Assim, com o objetivo de diminuir o tempo de análise, devem-se buscar alternativas, para viabilizar a utilização da simulação Monte Carlo não sequencial.

Em se tratando dos índices de F&D, foi proposto, recentemente, um método eficiente denominado transição de estado um passo à frente. Este método aplica os conceitos da simulação Monte Carlo não sequencial na avaliação do índice *LOLF* e é capaz de obter boas estimativas sem a necessidade de considerar a coerência.

O capítulo seguinte aborda a metodologia proposta para que o processo de simulação Monte Carlo não sequencial possa considerar as unidades geradoras que utilizam fontes renováveis, bem como suas séries energéticas. Também apresenta as particularidades sobre o levantamento de dados das séries energéticas utilizadas para representar a volatilidade das fontes renováveis.

# - CAPÍTULO 3 -METODOLOGIA PROPOSTA E LEVANTAMENTO DE DADOS

# 3.1 INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos interligados são extensos e possuem um elevado número de componentes e limites operativos que devem ser levados em consideração. Logo, o processo de avaliação da confiabilidade é demorado e encontra resistência em sua aplicação. Portanto, é mais utilizado apenas no planejamento da expansão em longo prazo. O desenvolvimento de novas metodologias para avaliação da confiabilidade está sempre em busca de métodos capazes de diminuir o tempo necessário para o cálculo dos índices. Desenvolver métodos eficientes e mais rápidos significa aumentar o leque de aplicações para os índices de confiabilidade, principalmente na operação dos sistemas. Melhorando, assim, a qualidade no fornecimento de energia.

A participação de fontes renováveis na matriz energética aumentou ainda mais a complexidade dos sistemas, introduzindo novas variáveis aleatórias ao problema. De fato, além da modelagem tradicional envolvendo o processo de falha e reparo dos componentes, outra abordagem deve ser considerada para as fontes renováveis em função da volatilidade energética.

Se por um lado as fontes renováveis dificultam a avaliação da confiabilidade, por outro, elas promovem a sua utilização. Pois, estudos considerando a disponibilidade da energia utilizada na geração passaram a ser indispensáveis e devem ser constantemente realizados para garantir que a configuração de equipamentos em funcionamento terá condições de fornecer a energia demandada. Estes estudos são realizados através dos métodos probabilísticos de avaliação da confiabilidade.

Como apresentado no capítulo anterior, os métodos mais indicados para a avaliação da confiabilidade composta são aqueles baseados em simulação Monte Carlo. Para avaliar a disponibilidade energética são utilizadas séries históricas cronológicas. Portanto, devem ser utilizados métodos capazes de lidar com variáveis dependentes do tempo. O método de simulação Monte Carlo mais indicado seria o sequencial. No entanto, como o objetivo desse trabalho é avaliar a confiabilidade de sistemas compostos de geração e transmissão, com elevada participação de fontes renováveis, utilizando séries históricas reais não agrupadas, a utilização desse método exigiria um tempo computacional considerado inviável.

Em sendo assim, optou-se pela utilização do método de simulação Monte Carlo não sequencial. A seguir são descritos os modelos utilizados para possibilitar que o método Monte Carlo não sequencial seja capaz de considerar a disponibilidade energética das séries preservando suas características cronológicas [FMRSL11].

## 3.2 MODELOS DAS UNIDADES GERADORAS

A principal mudança, em função da presença das fontes renováveis, ocorre no modelo que representa as unidades geradoras. Nesse trabalho, os modelos referentes às séries energéticas são utilizados de forma desagregada dos modelos que representam o processo de falha das unidades. Mesmo assim, são utilizados modelos distintos para as unidades renováveis em função, principalmente, do elevado número de unidades. O objetivo, nesse caso, é apenas de melhorar o desempenho computacional.

Com exceção das unidades hidrelétricas, as unidades de geração que utilizam energia renovável são, geralmente, de pequena capacidade. Assim, a construção de uma central elétrica localizada numa região estratégica para utilização de alguma fonte renovável, necessita de um grande número de unidades idênticas para atingir uma potência que justifique a conexão da usina ao sistema interligado. Como exemplos, têm-se as centrais de energia solar utilizando dezenas de painéis fotovoltaicos e os parques eólicos utilizando dezenas de aerogeradores.

Por outro lado, têm-se as unidades de geração de pequena capacidade que utilizam fontes de energia renovável, cujas instalações encontram-se espalhadas pelo sistema. Como exemplo, têm-se as pequenas centrais hidrelétricas e as unidades de cogeração. Neste caso, as injeções de potência das fontes distribuídas por uma determinada região podem ser representadas como sendo uma única injeção de potência, localizada em uma barra representativa dessa região. Para simplificar o problema, considera-se que esta barra contém uma central composta por um conjunto de unidades idênticas, correspondentes a uma unidade média equivalente.

Nos dois casos temos um número elevado de unidades geradoras de pequena capacidade e com características idênticas. A fim de simplificar a representação dessas unidades, propõe-se agrupá-las e representá-las por uma unidade equivalente, através de um modelo markoviano com múltiplos estados, conforme apresentado na Figura 3.1.



Figura 3.1: Modelo de Markov com Múltiplos Estados

Na Figura 3.1,  $C_j$  representa a capacidade disponível associada ao estado j da unidade equivalente, N é o número de unidades presentes na central e  $C_L$  é a capacidade do estado limite, além do qual a probabilidade de ocorrência de cada estado fica abaixo da tolerância. Caso a tolerância não for atingida, L será igual a N. A capacidade disponível em cada estado j da unidade equivalente é obtida pela Equação (3.1):

$$C_j = (N - j) \times P_n \quad j = 0, 1, 2, \dots, L$$
 (3.1)

em que o termo  $P_n$  representa a potência nominal de cada unidade.

A probabilidade associada a cada um dos estados é obtida por meio de uma distribuição binomial, tal como se mostra na Expressão (3.2):

$$P(j) = \binom{N}{j} \times q^{j} \times (1 - q)^{(N-j)} \quad j = 0, 1, 2, \dots, L$$
 (3.2)

em que o termo  $\binom{N}{j}$  representa o número de combinações para a ocorrência de *j* unidades indisponíveis; e o parâmetro *q* equivale à taxa de saída forçada das unidades (*FOR*).

Para um conjunto contendo *N* unidades geradoras, a unidade equivalente teria (N + 1) estados, caso nenhum controle sobre o número de estados fosse exercido. Tendo em mente que nas centrais ou nos modelos de gerações distribuídas pode haver um número elevado de unidades, é razoável que seja feito o controle do número máximo de estados. Sendo assim, os estados são truncados quando a contribuição da probabilidade associada ao  $j_{ésimo}$  estado na probabilidade acumulada for menor que uma tolerância desejada.

Pela Equação (3.2) é fácil perceber que à medida que o número de unidades indisponíveis aumenta os estados tornam-se cada vez menos prováveis. Portanto, é plausível que o número de estados seja truncado, sem, no entanto, afetar a precisão do modelo.

A potência produzida por cada unidade geradora renovável varia significativamente ao longo do tempo, devido, principalmente, à influência meteorológica. Portanto, após a definição do estado em que cada modelo equivalente se encontra, é simulada também a disponibilidade da energia primária considerada. As variações de energia ocorrem em todas as escalas de tempo: segundos, minutos, horas, dias, meses e estações do ano. No entanto, estas variações são periódicas e previsíveis. Assim, para simular a influência da disponibilidade da energia primária são utilizadas séries históricas [PMRFL08].

Primeiramente as unidades renováveis são separadas por região geográfica. Para cada região é fornecido um conjunto de séries históricas referentes à potência elétrica média, em pu, do intervalo de tempo considerado. Para cada série é atribuída uma probabilidade de ocorrência.

Nas subseções seguintes, são apresentados os modelos das unidades geradoras para cada tipo de fonte de energia.

# 3.2.1 Modelo das Unidades Térmicas e Hidráulicas

O modelo de Markov a dois estados, apresentado na Figura 2.5, é utilizado para representar o processo de falha/reparo das unidades térmicas e hidráulicas. O sorteio é realizado através da sua taxa de saída forçada (*FOR*) dada pela Equação (2.1), as taxas de falha ( $\lambda$ ) e reparo ( $\mu$ ) são utilizadas para os cálculos dos índices de F&D.

Para todas as centrais térmicas é assumido que a capacidade máxima disponível depende unicamente da disponibilidade dos geradores. No caso das centrais hidráulicas, a capacidade máxima de cada unidade é ajustada, mensalmente, pelo fator de aproveitamento das séries hidrológicas. Estas séries devem ser definidas para cada bacia hidrográfica ou reservatório com base em dados históricos relacionados às afluências, ao volume do reservatório e ao tipo de operação. O modelo das séries energéticas será apresentado mais adiante.

## 3.2.2 Modelo das Centrais Eólicas e PV Solares

As centrais eólicas e fotovoltaicas são formadas por dezenas de unidades/células de geração. Com o objetivo de melhorar o desempenho computacional, tais unidades/células foram agrupadas em uma unidade equivalente através do modelo de Markov multiestados, conforme apresentado na Figura 3.1.

Todas as unidades/células são idênticas e individualmente são representadas por um modelo de Markov a dois estados. Assim, para cada central, especificam-se os valores típicos de taxa de falha, tempo médio de reparo e a potência nominal de cada unidade geradora.

A potência máxima disponível de um modelo equivalente depende do número de unidades em funcionamento, ou seja, do estado sorteado. No entanto, ao considerar a volatilidade das fontes renováveis, influenciada por fatores meteorológicos, a potência máxima disponível será ajustada por um fator de aproveitamento. Nesse caso, são utilizadas séries históricas horárias para cada área do sistema (região geográfica). Para as centrais eólicas, são utilizadas séries históricas da velocidade dos ventos, para as centrais solares PV são utilizadas séries históricas da irradiação solar. Tais séries são convertidas em modelos markovianos de potência elétrica, em pu, conforme descrito mais adiante.

# 3.2.3 Modelo das Pequenas Centrais Hidrelétricas

As unidades geradoras hidráulicas de pequeno porte são modeladas similarmente às grandes centrais hidrelétricas, mas para simplificar sua representação são agrupadas em modelos markovianos multiestados [BP08], conforme Figura 3.1. Devido à falta de dados específicos em relação à bacia hidrográfica onde estão localizadas as PCH's, é utilizada apenas uma série média para cada ano, para todas as unidades do sistema.

## 3.2.4 Modelo das Unidades de Cogeração

As unidades geradoras em regime de cogeração são, geralmente, unidades térmicas que utilizam biomassa como combustível. São modeladas similarmente às unidades térmicas convencionais. No entanto, como existem muitas unidades de pequena capacidade, espalhadas pelo sistema, as mesmas podem ser agrupadas em modelos equivalentes, conforme Figura 3.1. De modo semelhante às demais renováveis, a unidade de cogeração tem sua potência máxima disponível ajustada por séries históricas. Nesse caso, as séries não estão relacionadas a fatores meteorológicos, mas são estimadas através de estudos estatísticos de acordo com alguns fatores como as políticas tarifárias de cada concessionária, o ciclo de produção industrial, entre outros.

#### 3.3 MODELO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

O modelo utilizado para as linhas de transmissão é semelhante ao adotado para as unidades geradoras convencionais, utilizando o modelo de Markov a dois estados, conforme Figura 2.5.

## 3.4 MODELO DA CARGA

O modelo utilizado para representar a carga na simulação Monte Carlo não sequencial é um modelo markoviano não agregado com 8760 estados, conectados sequencialmente conforme ordem de ocorrência da curva de carga horária [LMMB00]. O modelo permite a utilização de estados com múltiplos níveis, possibilitando a representação de diferentes padrões de carga para cada região do sistema. A ideia principal é reter, de modo aproximado, as informações cronológicas presentes na curva de carga. Consequentemente a carga permanecerá, em média, uma hora em cada estado. Assim, em média, um determinado estado h corresponderá à hora h da curva de carga. Para selecionar um nível de carga é necessário o sorteio de um instante de tempo compreendido entre 0 e 8760.

#### 3.5 ADEQUAÇÃO DO ESTADO DO SISTEMA

Nas simulações realizadas neste trabalho, a análise de adequação de cada estado do sistema é feita via fluxo de potência linearizado [M83]. Caso sejam detectadas violações operativas é utilizado um modelo de medidas corretivas, baseado em algoritmos de otimização. A ideia é realizar redespachos de potência ativa e, nos casos mais severos, aplicar cortes de carga. A minimização destes cortes de carga é utilizada como função objetivo do problema de otimização, conforme apresentado na Equação (3.3).

O algoritmo de otimização adotado é o Dual-Simplex, modificado para explorar as características de esparsidade. Com o objetivo de reduzir os requisitos de memória e o esforço computacional, o algoritmo utiliza o método da base reduzida, proposto em [SM79].

$$w = Min \sum_{i=1}^{n} r_{i}$$
sujeito a
$$\begin{cases} g + r + B\theta &= d \\ |f| \leq f_{max} \\ 0 \leq g \leq g_{max} \\ 0 \leq r \leq d \end{cases}$$
(3.3)

em que:

r <sub>i</sub>	_	corte de carga na barra <i>i</i> ;
n	-	número total de barras do sistema;
g	-	vetor contendo o despacho da geração;
r	-	vetor contendo os cortes de carga;
В	-	matriz de susceptância de barra;
$\theta$	-	vetor contendo os ângulos das tensões de barra;
d	-	vetor de demanda por barra;
$g_{max}$	-	vetor contendo os limites de geração;
f	-	vetor contendo os fluxos nos circuitos;
f <sub>max</sub>	-	vetor contendo os limites de capacidade dos circuitos.

# 3.6 SÉRIES ENERGÉTICAS

A capacidade de produção das unidades de geração que utilizam fontes renováveis pode ser modelada em função da disponibilidade da energia primária através de séries históricas anuais. Estas séries são convertidas em potência elétrica e representadas por modelos markovianos não agregados, sendo seus estados conectados, de forma sequencial, conforme ordem de ocorrência. Portanto, o modelo adotado para a representação da carga pode ser utilizado para modelar a volatilidade de cada fonte renovável. A Figura 3.2 ilustra o modelo utilizado nesta dissertação, em que L(t) fornece o patamar de carga no estado t. Similarmente, H(t), P(t), E(t), S(t) e C(t) fornecem as capacidades máximas momentâneas para as unidades geradoras com fontes: hidráulicas, pequenas centrais hidrelétricas, eólicas, PV solares e de cogeração, respectivamente. Como

já destacado L(*t*) pode ser um vetor contendo patamares de carga distintos para cada área ou barra do sistema. O mesmo raciocínio se aplica às unidades geradoras renováveis. Portanto, os limites de capacidade do estado *t* poderão ser fornecidos de maneira distinta, para cada central geradora ou região englobando um grupo de centrais geradoras do mesmo tipo.



Figura 3.2: Modelo de Markov não agregado para carga e fontes renováveis

As subseções a seguir descrevem as características de cada tipo de energia e como foi proposta a conversão destes em potência elétrica.

## 3.6.1 Séries para Hidrelétricas

A potência máxima disponível nas centrais hidrelétricas depende do número de unidades em funcionamento e da disponibilidade de água nos reservatórios. O nível de armazenamento dos reservatórios (altura) determina a quantidade de energia disponível nos sistemas hidrelétricos. Nesses sistemas, as falhas no atendimento da demanda podem também ser ocasionadas por déficit de energia, devido à limitação de armazenamento de água.

O volume armazenado varia em função das precipitações, das condições hidrológicas, das políticas de coordenação hidrotérmica e gerenciamento da água. Para uma correta caracterização da influência desses aspectos na disponibilidade de potência hidráulica seria necessária uma modelagem complexa, envolvendo ferramentas de programação dinâmica estocástica para se determinar as capacidades máximas mensais de cada unidade hidráulica, com base nas séries hidrológicas históricas. A utilização dos métodos baseados em simulação Monte

Carlo sequencial, como aqueles apresentados em [AR89] e [AR91], conduzem também a uma reprodução detalhada da operação do sistema hidrelétrico. Entretanto, a quantidade de parâmetros exigida pode comprometer a aplicabilidade do método.

Com vista a obter um modelo simplificado, capaz de refletir as condições hidrológicas, bem como as estratégias de despacho e gerenciamento da água, pode-se estabelecer uma relação entre a potência disponível e o volume de água armazenado nos reservatórios [PMRFL08]. Portanto, as centrais hidrelétricas têm suas capacidades alteradas mensalmente em função das condições de armazenamento dos reservatórios.

Nesta dissertação são utilizadas séries hidrológicas contendo valores percentuais referentes à média mensal dos volumes armazenados nos respectivos reservatórios, extraídas de sistemas reais da Europa [MPRFL09]. Para cada série hidrológica é associada uma probabilidade de ocorrência. Desse modo, para cada estado sorteado, é também sorteado o ano da série. Assim, é possível representar, além das características de cada reservatório, anos com diferentes comportamentos, conforme apresentado nas Figuras 3.3 e 3.4.



Figura 3.3: Séries Hidrológicas – Reservatório da barra 122



Figura 3.4: Séries Hidrológicas – Reservatório da barra 222

# 3.6.2 Séries para Pequenas Centrais Hidrelétricas

Assim como as Centrais Hidrelétricas, as Pequenas Centrais Hidrelétricas também estão sujeitas ao volume de água disponível em seu canal. No entanto, estas não contam com um grande reservatório, o volume de água disponível é, geralmente, o volume do próprio leito do rio que está próximo ao gerador. Assim não existe um controle de coordenação hidrotérmica para as PCH's. Seria, então, mais adequado utilizar séries com pontos horários para modelar a flutuação de capacidade destas fontes. Porém, considerando uma reduzida participação de PCH's, e visando simplificar o trabalho de levantamento de dados, nos estudos realizados nesta dissertação, optou-se por representar as flutuações das PCH's por meio de séries mensais, as quais foram obtidas pela média, ponderada pelo volume dos reservatórios, dos valores apresentados pelas séries hidrológicas utilizadas no sistema. A Figura 3.5 apresenta as séries hidrológicas utilizadas para as PCH's. Nota-se que existe um comportamento periódico anual dividido em um período úmido no início do ano e um período seco no final do ano.



Figura 3.5: Séries hidrológicas para as PCH's

#### 3.6.3 Séries para Eólicas

A potência extraída pela turbina eólica de um fluxo de ar de densidade  $\rho$ , movendo-se a uma velocidade v, perpendicular a uma seção transversal de área *A* de um cilindro varrido pelas hélices da turbina, pode ser expressa conforme Equação (3.4) [C08]:

$$P_{mec} = \frac{1}{2} C_P \rho A v^3 \tag{3.4}$$

em que  $C_P$  é o coeficiente de potência da turbina. Este coeficiente representa a eficiência aerodinâmica da turbina e determina a energia contida no vento que pode ser transferida para o rotor. De acordo com a Equação (3.4), a potência mecânica é proporcional ao cubo da velocidade do vento. Logo, grandes variações são reproduzidas na energia elétrica gerada.

Em geral, para facilitar a conversão das séries históricas de vento em energia elétrica, dada em pu, são utilizados modelos polinomiais que representam a curva característica típica (Pxv) de um aerogerador, relacionando a velocidade do vento à potência elétrica disponível ao barramento [GU83]. Nessa dissertação, foi

utilizada a curva característica de uma turbina encontrada no mercado [G10], apresentada na Figura 3.6.



Figura 3.6: Característica de produção eólica

As séries históricas de velocidade dos ventos foram obtidas no instituto de meteorologia e pesquisa da Holanda [KNMI10], o qual fornece um banco de dados de medições horárias de velocidades do vento. Tais medidas são realizadas nas condições de operação das turbinas eólicas. Foram escolhidas estações de três regiões da Holanda, oeste, norte e sul, que apresentam condições favoráveis à instalação de centrais eólicas. Os três conjuntos de séries são utilizados para representar as três regiões do sistema RTS96.

Nas centrais eólicas, como não é possível armazenar a energia contida nas rajadas de vento, as variações da potência elétrica gerada ocorrem em intervalos relativamente menores, comparados às centrais hidrelétricas. Portanto, é importante considerar séries horárias para representar a volatilidade eólica. A Figura 3.7 apresenta a série anual média das três regiões consideradas, enquanto a Figura 3.8 apresenta um dia típico das séries eólicas por área.



# 3.6.4 Séries para PV Solares

Quando se trata de geração de energia elétrica pelo uso direto da energia solar, dois processos são considerados: térmico e fotovoltaico. As unidades solares térmicas ainda estão em fase de desenvolvimento, apenas alguns projetos pilotos foram implantados. Por outro lado, o efeito fotovoltaico vem consolidando tecnologia e nos últimos anos se destacou na produção de energia elétrica. Atualmente as centrais PV solares conectadas a rede são as que apresentam a maior taxa de crescimento [REN10] dentre os tipos de centrais elétricas.

Na construção de uma central PV Solar, dezenas de painéis são interligadas para atingir níveis de tensão e potência adequados à conexão com a rede. A conexão é feita por intermédio de equipamentos de regulação e interface que otimizam as condições de geração e as adaptam às condições impostas pela rede. As células fotovoltaicas são constituídas por um material semicondutor, geralmente silício, ao qual são adicionadas substâncias, ditas *dopantes*, de modo a criar um meio adequado ao estabelecimento do efeito fotovoltaico.

A irradiação é a principal responsável pela volatilidade das centrais PV Solares. A Figura 3.9 apresenta a variação da potência de um painel PV Solar em função da irradiação e da temperatura [C09]. O aumento da temperatura no painel solar pode diminuir a eficiência da célula fotovoltaica. No entanto, para estudos de confiabilidade o efeito da temperatura tem sido desprezado, utilizando-se modelos para conversão da energia solar em elétrica que consideram apenas a irradiação. Neste trabalho, foi utilizado o modelo polinomial por partes, proposto pela referência [PLCE09] conforme Equação (3.5). Assim, as séries históricas de irradiação solar são convertidas em potência elétrica ( $P_i$ ), dada em pu, para cada hora *i*:

$$P_{i}(G_{i}) = \begin{cases} (G_{i})^{2} / (G_{ref}R_{c}); & se \ 0 \le G_{i} \le R_{c} \\ G_{i} / G_{ref}; & se \ R_{c} < G_{i} \le G_{ref} \\ 1; & se \ G_{i} > G_{ref} \end{cases}$$
(3.5)

em que  $G_i$  é a irradiação solar na hora *i*;  $G_{ref}$  é a irradiação de referência do painel solar, obtida na temperatura normal de operação e  $R_c$  é um parâmetro do modelo. Geralmente é utilizado o valor de  $R_c = 150$  [W/m<sup>2</sup>].



As séries solares utilizadas nesta dissertação foram obtidas do site SWERA [U10b]. Foram utilizados dados de 5 anos (1997-2001) de estações meteorológicas de três regiões do Brasil: sul, sudeste, nordeste para as áreas 1, 2
e 3 do sistema RTS96, respectivamente. A Figura 3.10 apresenta um dia típico das séries solares por área.



#### 3.6.5 Séries para Cogeração

O termo cogeração caracteriza-se pela produção de dois ou mais produtos a partir de um único processo [A08]. Tradicionalmente, é utilizado por setores industriais. Com a valorização do uso de energia renovável, transformou-se em um dos principais investimentos na produção de energia elétrica por meio de biomassa.

As unidades de cogeração são, geralmente, usinas térmicas que utilizam biomassa como matéria prima. Essas unidades não são dependentes de fatores climáticos, como ocorrem com as demais fontes renováveis, mas estão sujeitas a sazonalidades em função do ciclo de produção industrial, ao qual estão relacionadas. Também sofrem influência das variações das tarifas e contratos com as concessionárias de energia elétrica.

Salienta-se que, diferente das demais renováveis, as unidades de cogeração podem apresentar séries com sazonalidades relativamente distintas, em função do processo de produção e do setor industrial. Nesta dissertação, são utilizadas séries históricas de unidades de cogeração presentes no sistema português [MPRFL09]. Nota-se, por exemplo, que a série escolhida para a área 1 apresenta uma variação diária da potência disponível, conforme Figura 3.11. Já a série referente à região 2 possui uma variação mais acentuada em alguns meses do meio do ano, conforme Figura 3.12. Portanto, para a representação da

volatilidade energética das unidades de cogeração foram utilizadas séries horárias, capazes de representar qualquer processo produtivo.



rigula 3.12. Gene de cogeração reference a Area 2

#### 3.7 ALGORITMO DA SIMULAÇÃO MONTE CARLO NÃO SEQUENCIAL

Os passos do algoritmo SMC\_NS implementado nesta dissertação, com destaque para a amostragem do estado  $x^k$ , são descritos a seguir:

i) faça o número de sorteios NS = 0;

- ii) amostre um estado do sistema  $x^k$ , através dos seguintes procedimentos:
  - sorteie o estado dos equipamentos;
  - sorteie o ano das séries energéticas das fontes renováveis;

- sorteie o instante de tempo t, no ano (intervalo [1,8760]), definindo o estado markoviano da carga e das séries energéticas;
- iii) atualize NS;
- iv) calcule  $F(x^k)$  para o vetor amostrado;
- v) estime  $\tilde{E}[F]$  como a média dos valores encontrados;
- vi) calcule a incerteza relativa por meio do coeficiente de variação ( $\beta$ ) da estimativa  $\tilde{E}[F]$ ;
- vii) se (β) é aceitável (menor que a tolerância especificada), pare; senão, retorne ao passo (ii).

#### 3.8 CONCLUSÕES

Este capítulo apresentou a metodologia proposta para avaliação da confiabilidade composta de sistemas com alta participação de fontes renováveis. São utilizados modelos markovianos não agregados para a representação da carga e das séries energéticas. Tais modelos possibilitam a utilização do método de simulação Monte Carlo não sequencial, com a manutenção de informação cronológica suficiente para que sejam consideradas as restrições energéticas das fontes renováveis.

Foram apresentados os modelos utilizados para representar o ciclo falha/reparo das unidades térmicas e renováveis. Descreveu-se, também, o processo de conversão pelo qual se modelou o impacto das afluências e as políticas de coordenação hidrotérmica na disponibilidade de potência das unidades hidráulicas, bem como da influência dos fatores meteorológicos na disponibilidade de potência das demais unidades renováveis.

Em relação às séries históricas, são utilizados intervalos de tempo diferentes de acordo com o tipo de energia renovável considerada. Para as usinas hidrelétricas e os modelos equivalentes de PCH's foram utilizadas séries mensais, pois as capacidades destas fontes estão relacionadas com os volumes dos reservatórios que permitem a regulação da energia produzida. Para os parques eólicos, as

centrais solares e os modelos equivalentes de cogeração foram utilizadas séries horárias, pois neste caso as variações da energia considerada ocorrem a qualquer instante de tempo.

Também foram apresentadas neste capítulo as fontes dos dados utilizados nas simulações apresentadas nesta dissertação. Nota-se que foram utilizados dados de países distintos em função da facilidade de acesso aos dados. Salienta-se que o objetivo desse trabalho é apenas apresentar uma metodologia capaz de considerar tais dados. Dessa forma, não é relevante a região de origem dos dados. Para aplicações da metodologia na avaliação de um sistema real, deve-se fazer o levantamento minucioso dos dados de interesse, nas regiões onde se encontram as unidades geradoras.

O capítulo seguinte apresenta a aplicação da metodologia proposta por meio de estudos de casos envolvendo o sistema teste RTS96 e algumas variações. Os casos analisados exemplificam o uso da metodologia proposta e avaliam o comportamento dos principais índices da confiabilidade composta de sistemas com alta participação de energia renovável.

# - CAPÍTULO 4 -APLICAÇÃO

#### 4.1 INTRODUÇÃO

A metodologia proposta foi avaliada por meio de estudos de casos realizados através de configurações apropriadas do sistema teste RTS96 [APM96], apresentado na Figura B.1 do Apêndice B. Primeiramente, séries hidrológicas foram incluídas para representar a flutuação da capacidade disponível de potência de origem hidráulica já existente no sistema. Posteriormente, para demonstrar o efeito da inserção de energia renovável foram realizadas modificações que caracterizaram a configuração do sistema original, essencialmente térmica, em configurações com alta participação de energia renovável, que serão apresentadas nos estudos de caso a seguir.

Em todas as simulações, foi adotada como critério de parada, a obtenção de um coeficiente de variação ( $\beta$ ) menor ou igual a 5%. O compilador Visual Fortran da Intel, versão 11.0, foi utilizado para implementar os algoritmos e um computador equipado com processador *Pentium Core Dois Duo* de 2,0 GHz foi utilizado para realizar as simulações.

Com o objetivo de verificar a influência da rede de transmissão nos índices de confiabilidade, foram realizadas avaliações tanto da confiabilidade da geração quanto da confiabilidade composta (geração e transmissão). Primeiramente, as configurações renováveis sugeridas foram adequadas para apresentarem índices de confiabilidade da geração semelhantes à configuração original, RTS96. Em seguida, a configuração original e as configurações obtidas através da confiabilidade da geração foram submetidas à avaliação da confiabilidade composta.

#### 4.2 VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA

Na validação da metodologia proposta, é apresentada uma das configurações renováveis obtida neste trabalho, denominada RTS96-REN. Esta configuração foi avaliada pelos algoritmos SMC\_NS (proposto nesta dissertação) e SMC\_S (simulação Monte Carlo sequencial, proposto em [PMRFL08]), sendo este último adotado como referência. A Tabela 4.1 apresenta os resultados obtidos para uma análise de confiabilidade composta através dos índices *LOLE*, *EENS*, *LOLF* e *LOLD*, sendo que abaixo dos valores obtidos pelo SMC\_NS, encontram-se os respectivos desvios percentuais em relação aos índices obtidos pelo SMC\_S. Nota-se que os desvios estão dentro da margem de incerteza dada pelo coeficiente  $\beta$  (5%), o que comprova a validade da metodologia proposta.

Algoritmo	LOLE (h/ano)	EENS (MWh/ano)	LOLF (oc./ano)	LOLD (h)
SMC_S	0,212	34,192	0,094	2,247
SMC NS	0,215	33,659	0,095	2,269
31/10_113	(1,54%)	(1,56%)	(0,85%)	(0,97%)

Tabela 4.1: Confiabilidade Composta RTS96-REN – Validação de SMC\_NS

O algoritmo SMC\_S necessitou de 281 minutos para avaliar aproximadamente 5,4×10<sup>8</sup> estados, distribuídos em 24497 anos. Já o algoritmo SMC\_NS avaliou aproximadamente 9,6×10<sup>7</sup> estados, em 53 minutos, apresentando um *speed-up* de 5,3 vezes em relação ao SMC\_S. Portanto, a partir deste ponto, serão apresentados, nas seções a seguir, apenas os resultados para o algoritmo SMC\_NS. Salienta-se, no entanto, que as demais configurações propostas nesta dissertação foram submetidas aos dois algoritmos e os resultados são apresentados no Apêndice A. Em todas as simulações, o algoritmo SMC\_NS

#### 4.3 SISTEMA TESTE RTS96

O sistema teste RTS96 é dividido em três áreas, sendo cada área formada por um sistema RTS [APM79], conforme Figura B.1 do Apêndice B. Na configuração original, é composto por 96 unidades geradoras que perfazem uma capacidade

instalada de 10215 MW. Desse total, 900 MW são de origem hidráulica e os 9315 MW restantes são de origem térmica. O pico anual da carga do sistema atinge 8550 MW. Baseado nesses valores verifica-se que a capacidade de reserva estática dessa configuração corresponde a 16% da capacidade total instalada. Adicionalmente, pode-se verificar que o montante de energia renovável corresponde a aproximadamente 9% da capacidade total instalada.

O subsistema térmico é composto por 78 unidades com capacidades variando de 12 MW até 400 MW. O subsistema hidráulico, por sua vez, é constituído por 18 unidades hidráulicas de 50 MW cada, distribuídas uniformemente entre três usinas, cada uma associada a um reservatório hidrelétrico diferente. A fim de simular a flutuação de capacidade dessas unidades, foram utilizadas séries históricas mensais, compreendendo um intervalo de 5 anos, referindo-se a capacidade média mensal de cada reservatório. Assumiu-se que as condições operativas implicitamente representadas nas séries são equiprováveis, portanto, a cada série foi atribuída uma probabilidade de ocorrência de 20%. Os dados determinísticos e estocásticos das unidades geradoras que compõem o sistema RTS96, bem como as séries energéticas utilizadas para representar a volatilidade das usinas hidrelétricas são apresentados nos Apêndices B e C, respectivamente.

A Tabela 4.2 apresenta os índices de confiabilidade da geração e composta para a configuração original do sistema RTS96. Enquanto a Tabela 4.3 apresenta os índices, considerando a variação da potência em função dos reservatórios. Notase que a influência das séries energéticas se mostrou semelhante tanto na confiabilidade da geração quanto na composta. No entanto, essa configuração possui uma pequena participação renovável, formada apenas por usinas hidráulicas (fontes convencionais). A seguir, serão apresentadas configurações com maior participação renovável, incluindo fontes não convencionais.

Índice	Geração	Composta
LOLE (horas/ano)	0,139	0,180
EENS (MWh/ano)	22,454	27,797
LOLF (oc./ano)	0,054	0,059
LOLD (horas)	2,564	3,049

Tabela 4.2: Confiabilidade da geração e composta - RTS96

Índice	Geração	Composta
LOLE (horas/ano)	0,171	0,215
EENS (MWh/ano)	29,591	34,556
LOLF (oc./ano)	0,067	0,069
LOLD (horas)	2,538	3,132

Tabela 4.3: Confiabilidade da geração e composta - RTS96 com séries hidrológicas

#### 4.4 CASO 1: SISTEMA RTS96-REN

Conforme apresentado na Subseção 1.2.1 deste trabalho, a participação de fontes de energia renovável na matriz energética dos sistemas de potência varia consideravelmente de um país para outro. No entanto, um sistema com cerca de 40% de sua produção oriunda de fontes renováveis pode ser considerado, atualmente, de alta participação renovável. Assim para a configuração RTS96-REN foi considerado que aproximadamente 40% da potência instalada do sistema original, térmico, fosse oriunda de fontes renováveis. Como o sistema RTS96 possui apenas 9% de potência hidráulica, foram escolhidas unidades térmicas para serem substituídas por unidades renováveis, representando 31% da potência instalada do sistema. A Tabela 4.4 apresenta as usinas térmicas substituídas por renováveis e os respectivos percentuais relativos à capacidade total do sistema.

Barra	Unidades	Capacidade Unitária (MW)	Capacidade Total (MW)	Percentual (%)
101	2	76	152	1,49
102	2	76	152	1,49
113	3	197	591	5,79
115	1	155	155	1,52
201	2	76	152	1,49
202	2	76	152	1,49
213	3	197	591	5,79
215	1	155	155	1,52
301	2	76	152	1,49
302	2	76	152	1,49
313	3	197	591	5,79
315	1	155	155	1,52
Total		-	3150	30,84

Tabela 4.4: Potência térmica (RTS96) a ser substituída por renovável

Primeiramente, foi obtida uma configuração renovável inicial, denominada RTS96-REN-ini, para a qual, cada unidade térmica da Tabela 4.4 foi substituída por unidades renováveis (eólica ou hidráulica) em quantidade definida pelas capacidades descritas na Tabela 4.5 e pelo valor inicial do montante renovável equivalente, calculado conforme a Equação (4.1):

$$P_{REN} = P_{TH}/md \tag{4.1}$$

onde  $P_{TH}$  é a capacidade da unidade térmica e md é a mediana das séries energéticas renováveis por região (eólicas) ou por reservatório (hidráulicas). Salienta-se que a Equação (4.1) fornece apenas um "chute inicial" para o  $P_{REN}$ . O valor final obtido para o montante renovável equivalente deve permitir a preservação da disponibilidade de energia semelhante à usina térmica, sendo diferente para cada região ou reservatório.

	RTS96				RTS96-REN-ini		
Barras	N⁰ de	Capacida	de (MW)	Tine	N⁰ de	Capacida	ade (MW)
	Unidades	Unitária	Total	Про	Unidades	Unitária	Total
101	2	76	152	EOL	358	2,5	895,0
102	2	76	152	HID	2	84,0	168,0
113	3	197	591	HID	3	212,0	636,0
115	1	155	155	EOL	365	2,5	912,5
201	2	76	152	EOL	203	2,5	507,5
202	2	76	152	HID	2	80,0	160,0
213	3	197	591	HID	3	253,0	759,0
215	1	155	155	EOL	207	2,5	517,5
301	2	76	152	EOL	320	2,5	800,0
302	2	76	152	HID	2	96,0	192,0
313	3	197	591	HID	3	352,0	1056,0
315	1	155	155	EOL	326	2,5	815,0
Total	-		3150		-		7418,5

Tabela 4.5: Configuração renovável inicial baseada na mediana das séries energéticas

A configuração inicial RTS96-REN-ini, obtida através da Equação (4.1), foi submetida a uma análise de confiabilidade da geração. Para consideração da disponibilidade energética foram utilizadas as séries dos Apêndices C e D, para

as hidrelétricas e eólicas respectivamente. O resultado desta análise mostrou que tal configuração ficou mais confiável que o sistema RTS96. Então, para que sejam mantidos os índices de confiabilidade da geração apresentados pelo sistema original, foi necessário reduzir o valor de  $P_{REN}$ , e consequentemente, a quantidade de unidades renováveis adicionadas em substituição às térmicas. Neste estudo, optou-se por reduzir (em 11%) apenas a quantidade de unidades eólicas, obtendo-se a configuração final RTS96-REN, apresentada na Tabela 4.6. Na Figura 4.1 é possível obter uma visão espacial das modificações realizadas no sistema, através da representação do diagrama da área 1. Salienta-se que nas demais áreas as mudanças são semelhantes, exceto pela capacidade total de cada usina renovável instalada, a qual é apresentada na Tabela 4.6.

	RTS96				RTS96-REN		
Barras	N⁰ de	Capacida	de (MW)	Tino	N⁰ de	Capacida	ade (MW)
	Unidades	Unitária	Total	про	Unidades	Unitária	Total
101	2	76	152	EOL	319	2,5	797,5
102	2	76	152	HID	2	84,0	168,0
113	3	197	591	HID	3	212,0	636,0
115	1	155	155	EOL	325	2,5	812,5
201	2	76	152	EOL	181	2,5	452,5
202	2	76	152	HID	2	80,0	160,0
213	3	197	591	HID	3	253,0	759,0
215	1	155	155	EOL	184	2,5	460,0
301	2	76	152	EOL	285	2,5	712,5
302	2	76	152	HID	2	96,0	192,0
313	3	197	591	HID	3	352,0	1056,0
315	1	155	155	EOL	290	2,5	725,0
Total	-		3150		-		6931,0

Tabela 4.6: Configuração RTS96-REN adequada pela confiabilidade da geração

Deve ser destacado que a configuração RTS96-REN foi obtida através da comparação dos índices de confiabilidade da geração apresentados por ela e pelo RTS96. Para que a influência da rede de transmissão seja considerada, foram também realizadas as análises de confiabilidade composta (geração e transmissão). Os índices de confiabilidade da geração, e composta, obtidos para os sistemas RTS96 e RTS96-REN, são apresentados na Tabela 4.7.



Figura 4.1: Diagrama de modificações na Área 1 – RTS96-REN

Índiana	Conf.	Geração	Conf. Composta		
indices	RTS96	RTS96-REN	RTS96	RTS96-REN	
LOLE (h/ano)	0,171	0,174	0,215	0,215	
EENS (MWh/ano)	29,591	30,437	34,556	33,659	
LOLF (occ./ano)	0,067	0,086	0,069	0,095	
LOLD (ano)	2,538	2,010	3,132	2,269	

Tabela 4.7: Índices de confiabilidade para RTS96 e RTS96-REN

Analisando-se os resultados é fácil constatar uma grande semelhança entre os índices de confiabilidade (em especial a *LOLE*) apresentados pelo RTS96 e RTS96-REN, tanto pela análise de geração quanto através da análise composta. Portanto, neste estudo de caso, o novo parque gerador obtido, com alta participação renovável, apresentou um desempenho adequado quando as restrições da transmissão, assim como a indisponibilidade de seus equipamentos, foram consideradas. Este bom desempenho deve ser atribuído à robustez da rede de transmissão do RTS96, o que permite que as flutuações para baixo das

capacidades das renováveis, em uma determinada área do sistema, possam ser compensadas através de fontes, renováveis ou não, localizadas em outras partes do sistema.

#### 4.5 CASO 2: SISTEMA MRTS96-REN

O sistema MRTS96 (*IEEE Modified Reliability Test System 1996*) é uma modificação do sistema original (RTS96), no qual as capacidades instaladas e a carga de cada barra são duplicadas com o objetivo de estressar a rede de transmissão. Para a obtenção de uma nova configuração para o MRTS96 com elevada participação de renováveis, os procedimentos descritos na Seção 4.2 foram aqui repetidos, dando origem à configuração MRTS96-REN, apresentada na Tabela 4.8.

		MRTS96			MRTS96-REN		
Barras	N⁰ de	Capacida	de (MW)	Tine	N⁰ de	Capacida	ade (MW)
	Unidades	Unitária	Total	про	Unidades	Unitária	Total
101	2	152	304	EOL	319	5	1595
102	2	152	304	HID	2	168	336
113	3	394	1182	HID	3	424	1272
115	1	310	310	EOL	325	5	1625
201	2	152	304	EOL	181	5	905
202	2	152	304	HID	2	160	320
213	3	394	1182	HID	3	506	1518
215	1	310	310	EOL	184	5	920
301	2	152	304	EOL	285	5	1425
302	2	152	304	HID	2	192	384
313	3	394	1182	HID	3	704	2112
315	1	310	310	EOL	290	5	1450
Total	-		6300		-		13862

Tabela 4.8: Configuração MRTS96-REN adequada pela confiabilidade da geração

Salienta-se que esta mesma configuração seria obtida pela simples duplicação das capacidades das unidades geradoras do RTS96-REN. Com esta nova configuração pretende-se avaliar o desempenho do parque gerador obtido (com alta participação de renováveis) quando as restrições e disponibilidades dos equipamentos de transmissão são consideradas. Para tal, as configurações

MRTS96 e MRTS96-REN foram avaliadas pelo algoritmo SMC\_NS considerando as análises de confiabilidade da geração e composta. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 4.9.

Índiana	Conf	. Geração	Conf. Composta		
indices	MRTS96	MRTS96-REN	MRTS96	MRTS96-REN	
LOLE (h/ano)	0,172	0,174	11,987	32,022	
EENS (MWh/ano)	59,382	60,836	464,973	853,132	
LOLF (occ./ano)	0,063	0,086	2,430	10,021	
LOLD (h)	2,709	2,014	4,933	3,195	

Tabela 4.9: Índices de confiabilidade para MRTS96 e MRTS96-REN

Analisando-se os resultados da Tabela 4.9, verifica-se uma grande semelhança entre os índices de confiabilidade da geração apresentados pelas configurações MRTS96 e MRTS96-REN. Porém, esta semelhança não se repete para a análise composta. A substancial diferença apresentada pelos índices de confiabilidade composta pode ser creditada ao efeito combinado da volatilidade das fontes renováveis e das restrições impostas pela rede do MRTS96, a qual é menos robusta que a rede do RTS96. Este resultado é um forte indicativo de que os sistemas com alta participação renovável, apesar do efeito da distribuição de fontes, podem ser mais dependentes da rede de transmissão. Portanto, os algoritmos de análise de confiabilidade composta devem ser vistos como uma ferramenta indispensável para a tomada de decisões em atividades de planejamento ou operação dos novos sistemas de potência, para os quais a participação de fontes renováveis torna-se, a cada ano, mais significativa.

A seguir são consideradas duas alternativas para a obtenção de uma configuração MRTS96-REN que apresente índices de confiabilidade composta semelhantes ao sistema MRTS96. A primeira alternativa considera o aumento da capacidade das usinas renováveis existentes na configuração MRTS96-REN. A segunda considera a adição de novas fontes renováveis ao seu parque gerador, localizadas em outras barras do sistema.

#### 4.5.1 Alternativa 1: Sistema MRTS96-REN-adj

Propõe-se nesta alternativa ajustar as unidades eólicas e hidráulicas a partir da configuração MRTS96-REN até que os índices de confiabilidade composta tornem-se semelhantes aos apresentados pelo MRTS96. O ajuste aplicado corresponde a um acréscimo de 8314 MW (60%) ao montante de capacidade instalada renovável presente na configuração MRTS96-REN. Para as usinas com fontes eólicas optou-se por ampliar a quantidade de unidades. Com relação às usinas hidráulicas adotou-se o acréscimo das capacidades de suas unidades. A nova configuração obtida, denominada MRTS96-REN-adj, está apresentada na Tabela 4.10. Já os respectivos índices de confiabilidade composta são apresentados na Tabela 4.11.

	MRTS96				MRTS96-REN-adj		
Barras	N⁰ de	Capacida	de (MW)	Tine	N⁰ de	Capacida	de (MW)
	Unidades	Unitária	Total	про	Unidades	Unitária	Total
101	2	152	304	EOL	510	5	2550
102	2	152	304	HID	2	269	538
113	3	394	1182	HID	3	678	2034
115	1	310	310	EOL	520	5	2600
201	2	152	304	EOL	289	5	1445
202	2	152	304	HID	2	256	512
213	3	394	1182	HID	3	810	2430
215	1	310	310	EOL	295	5	1475
301	2	152	304	EOL	456	5	2280
302	2	152	304	HID	2	307	614
313	3	394	1182	HID	3	1126	3378
315	1	310	310	EOL	464	5	2320
Total	-		6300		-		22176

Tabela 4.10: Configuração MRTS96-REN-adj adequada pela confiabilidade composta

Tabela 4.11: Confiabilidade con	mposta para MRTS96-REN-adj	e MRTS96-REN-add
---------------------------------	----------------------------	------------------

Índiana	Conf. Composta				
indices	MRTS96-REN-adj	MRTS96-REN-add			
LOLE (h/ano)	12,169	12,485			
EENS (MWh/ano)	292,818	294,999			
LOLF (occ./ano)	2,514	4,473			
LOLD (h)	4,840	2,725			

A Figura 4.2 ilustra a variação dos índices *LOLE* e *EENS* em função de diferentes ajustes/acréscimos percentuais das capacidades das usinas com fontes renováveis. Nota-se claramente uma saturação nos índices à medida que se aumenta a capacidade instalada das usinas renováveis. Isto ocorre porque a expansão de capacidade renovável se dá utilizando as mesmas fontes energéticas, situadas nas mesmas barras do sistema. Portanto, pode-se concluir que a configuração MRTS96-REN-adj implica em um volume de capacidade instalada muito elevado.



Figura 4.2: Variação dos índices LOLE e EENS de confiabilidade composta

#### 4.5.2 Alternativa 2: Sistema MRTS96-REN-add

Propõe-se nesta nova alternativa a configuração MRTS96-REN-add, a qual pode ser interpretada como sendo a expansão da configuração MRTS96-REN obtida pela adição de novas fontes renováveis: Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's), PV Solar (SOL) e Cogeração (COG), conforme apresentado na Tabela 4.12. As distribuições de probabilidade das séries utilizadas para as novas unidades geradoras estão apresentadas nos anexos E, F e G, respectivamente. Na Figura 4.3 é possível obter uma visão espacial das adições realizadas no sistema (em relação à configuração MRTS96-REN), através da representação do diagrama da área 1. Salienta-se que nas demais áreas as mudanças são semelhantes, exceto

pela capacidade total de algumas das usinas renováveis adicionadas, o que pode ser verificado na Tabela 4.12.

TIDO	Barras	N⁰ de	Capacid	ade (MW)
TIPO	Barras	Unidades	Unitária	Total
PCH	102	8	10,0	80,0
COG	104	3	10,0	30,0
SOL	106	4	20,0	80,0
COG	107	17	4,4	74,8
COG	113	13	24,0	312,0
PCH	115	17	9,5	161,5
COG	118	7	18,0	126,0
PCH	121	14	4,0	56,0
PCH	202	8	10,0	80,0
COG	204	3	10,0	30,0
SOL	206	4	20,0	80,0
COG	207	17	4,4	74,8
COG	213	12	24,0	288,0
PCH	215	12	9,5	114,0
COG	218	9	18,0	162,0
PCH	221	14	4,0	56,0
PCH	302	8	10,0	80,0
COG	304	3	10,0	30,0
SOL	306	4	20,0	80,0
COG	307	17	4,4	74,8
COG	313	12	24,0	288,0
PCH	315	12	9,5	114,0
COG	318	12	18,0	216,0
PCH	321	14	4,0	56,0
Total		-		2743,9

Tabela 4.12: Configuração MRTS96-REN-add adequada pela confiabilidade composta

As PCH's foram agrupadas em unidades equivalentes, alocadas em duas barras de cada região do sistema. Para todas as unidades PCH's equivalentes, foram utilizadas séries energéticas mensais, semelhante às hidrelétricas, as quais são apresentadas no Apêndice E. No entanto, o modelo permite a utilização de séries horárias. Para cada região do sistema, as restrições energéticas das fontes PV Solares foram representadas através de 5 séries com 8760 pontos horários de capacidade, obtidos em função da irradiação solar. O Apêndice F apresenta a

distribuição de probabilidade de cada série. Já em relação às restrições energéticas das unidades equivalentes de cogeração, apenas uma série, com 8760 pontos horários de fatores de utilização, foi considerada para cada região do sistema, conforme distribuição de probabilidade do Apêndice G.



Figura 4.3: Diagrama de adições na Área 1 – RTS96-REN-add

O montante de unidades renováveis adicionado na configuração MRTS96-RENadd foi, paulatinamente, construído até obterem-se índices de confiabilidade composta semelhantes aos apresentados pelo MRTS96, sendo dada prioridade ao índice *LOLE*. Os resultados dos índices de confiabilidade composta para esta configuração são apresentados na Tabela 4.11.

Em nenhuma das alternativas foi realizado um estudo de otimização do custo de operação ou investimento, sendo apenas obtido um montante de potência a ser instalada para cada tipo de fonte renovável. Destaca-se, no entanto, que a configuração MRTS96-REN-add representou uma adição de 2743,9 MW em relação à configuração MRTS96-REN. Este valor corresponde a apenas 33% do

montante inserido pela configuração MRTS96-REN-adj. Logo, a alternativa de adicionar novas fontes renováveis, em novas barras do sistema, é mais viável que a alternativa de aumentar a capacidade das usinas já existentes. A instalação de diferentes fontes renováveis possibilita a complementação dos diversos recursos energéticos, os quais apresentam flutuações distintas. Outro aspecto relevante está na distribuição (pulverização) de fontes pelo sistema, o que pode reduzir o carregamento da rede de transmissão, na medida em que alivia a importação/exportação de energia entre áreas do sistema.

#### 4.6 CONCLUSÕES

O presente capítulo demonstrou a aplicação da metodologia desenvolvida para avaliar os principais índices de confiabilidade composta de sistemas com elevada penetração de fontes de energia renovável. Baseado num algoritmo eficiente de simulação Monte Carlo não sequencial que considera modelos de Markov não agregados e um método de estimativa dos índices de F&D, denominado transição de estado um passo à frente, a metodologia é capaz de considerar a volatilidade das fontes renováveis.

Os resultados apresentados indicam que a ampliação da participação de fontes renováveis pode tornar mais críticas às restrições impostas pela rede de transmissão. Sob outro ponto de vista, pode-se afirmar que as deficiências do sistema de transmissão tornam-se mais danosas, o que foi identificado somente através dos índices de confiabilidade composta. Portanto, os algoritmos de análise de confiabilidade de sistemas compostos de geração e transmissão devem ser vistos como uma ferramenta indispensável para a tomada de decisões em atividades de planejamento ou operação dos *novos* sistemas de potência, os quais terão uma participação cada vez mais significativa de fontes renováveis. De fato, todas as ferramentas computacionais capazes de considerar informações cronológicas na análise do desempenho de sistemas compostos deverão ser extremamente utilizadas no futuro para o planejamento dos sistemas de potência.

# - CAPÍTULO 5 -CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

#### 5.1 CONCLUSÕES

As previsões no setor elétrico, para as próximas décadas, apontam uma participação expressiva de fontes renováveis não convencionais na matriz energética. Tal fato traz grande preocupação aos planejadores e operadores dos sistemas de potência, pois eleva a complexidade operacional do sistema e aumenta, significativamente, o nível de incertezas. Assim, mais do que em qualquer outro momento da história, o gerenciamento do nível de risco tornou-se indispensável no planejamento dos sistemas de potência. Estudos da disponibilidade dos recursos energéticos são imprescindíveis para garantir que a configuração de equipamentos, em funcionamento, terá condições de suprir a demanda de potência.

A avaliação da confiabilidade de sistemas compostos de geração e transmissão tem sido pouco aplicada para mensurar o risco de falha do sistema, associado à volatilidade das fontes de energia renováveis. Tradicionalmente, i.e. sem considerar a volatilidade das renováveis, tanto na abordagem a espaço de estados, quanto na abordagem cronológica, os métodos de simulação Monte Carlo têm se mostrado eficientes. Recentemente, modificações propostas na metodologia não sequencial permitiram reter alguns aspectos cronológicos, aumentando a eficiência da abordagem por espaço de estados.

Como exemplo, destacam-se o método de transição de estado um passo a frente, utilizado para estimar os índices de F&D e os modelos de Markov não agregados, em que os estados são dispostos em ordem cronológica, utilizados para representar a carga e que podem ser adaptados para modelar as séries energéticas. Diante dos aspectos mencionados, podem-se enumerar as seguintes contribuições deste trabalho:

- Desenvolveu-se um novo processo de avaliação da confiabilidade de sistemas compostos de geração e transmissão, capaz de considerar a volatilidade da potência disponível em função da presença de fontes renováveis. Para tal, o método de simulação Monte Carlo não sequencial foi utilizado juntamente com o processo de transição de estado um passo à frente e com modelos de Markov não agregados, nos quais os estados são dispostos em ordem cronológica. Esses modelos possibilitam representar a carga e a flutuação da capacidade disponível, a qual é dependente da variabilidade dos recursos primários (e.g.: água, vento, sol, entre outros);
- Com intuito de obter um sistema adaptado para avaliar a metodologia desenvolvida, e que possa servir como referência para a avaliação de novas técnicas, foram propostas configurações alternativas, denominadas RTS96-REN, MRTS96-REN-adj e MRTS96-REN-add, tomando-se como base os sistemas teste RTS96 e MRTS96;
- Demonstrou-se, por meio de análises detalhadas envolvendo as configurações propostas, que sistemas com alta participação de energia renovável são mais dependes da rede de transmissão. Portanto, as decisões sobre o planejamento ou operação de tais sistemas devem considerar a avaliação da confiabilidade composta;
- Nesta dissertação, os modelos propostos para representar a volatilidade das fontes renováveis são tratados separadamente do processo de falha/reparo, através de modelos markovianos obtidos diretamente das séries históricas sem qualquer agregação. Dessa forma é possível representar qualquer tipo de fonte renovável utilizando o mesmo modelo computacional, sendo necessária apenas a conversão das respectivas séries energéticas em potência elétrica por unidade;

 Estendeu-se a aplicação dos modelos de Markov multiestados para o processo de falha/reparo das centrais PV Solares, atualmente consideradas uma alternativa promissora no desenvolvimento da aplicação de fontes renováveis no sistema elétrico.

#### 5.2 **PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS**

Com base na experiência adquirida no desenvolvimento deste trabalho e nos estudos que foram realizados é possível apontar as seguintes melhorias na metodologia desenvolvida e sugestões para trabalhos futuros:

- Avaliar o impacto econômico da inserção de fontes baseadas em energia renovável, tendo como objetivo a manutenção da confiabilidade do sistema. Esta avaliação deve considerar os custos de investimento, produção, interrupção e emissão de CO<sub>2</sub> (crédito de carbono), possibilitando definir o nível ótimo de penetração das fontes renováveis;
- Propor melhorias nos modelos utilizados para a conversão dos dados pertinentes à variabilidade das fontes de energia renovável em séries de potência elétrica. Por exemplo, considerar a influência da temperatura no modelo de conversão adotado para as séries das PV Solares;
- Utilizar a metodologia proposta para avaliação de um sistema real, possibilitando analisar a correlação entre as séries energéticas de diferentes fontes renováveis, associadas a regiões e períodos distintos, como por exemplo, as estações do ano;
- Propor um sistema teste renovável, derivado do sistema RTS96, com dados horários de séries energéticas para os principais tipos de fontes renováveis;
- Estender a metodologia proposta para avaliação da confiabilidade preventiva;
- Adaptar o algoritmo desenvolvido para que ele possa ser executado em ambientes de computação paralela, de forma a aumentar o desempenho

computacional, viabilizando implementações de outras características, mais complexas da operação dos sistemas.

## APÊNDICES

## **APÊNDICE A**

## **RESULTADOS DA VALIDAÇÃO**

Algoritmo	LOLE	EENS	LOLF	LOLD
	(h/ano)	(MWh/ano)	(oc./ano)	(h)
SMC_S	31,697	841,020	10,084	3,135
SMC_NS	32,022	853,132	10,021	3,195
	(1,03%)	(1,44%)	(0,62%)	(1,91%)

Tabela A.2: Resultados da validação - Configuração MRTS96-REN-adj

Algoritmo	LOLE	EENS	LOLF	LOLD
	(h/ano)	(MWh/ano)	(oc./ano)	(h)
SMC_S	11,959	288,175	2,414	4,940
SMC_NS	12,169	292,818	2,514	4,840
	(1,76%)	(1,61%)	(4,14%)	(2,02%)

Tobolo A 2: Docultodoo	da validação	Configuração	MDTSOG DEN odd
Tabela A.S. Resultados	ua valluação –	Configuração	IVIR I S90-REIN-auu

Algoritmo	LOLE (h/ano)	EENS (MWh/ano)	LOLF (oc./ano)	LOLD (h)
SMC_S	12,727	295,552	4,640	2,735
SMC NS	12,485	294,999	4,473	2,785
3100_103	(1,90%)	(0,19%)	(3,60%)	(1,83%)

### **APÊNDICE B**

### Dados do Sistema em Estudo

#### A.1 DADOS DO SISTEMA RTS96

O sistema RTS96 é dividido em três áreas, sendo cada área formada por um sistema RTS [APM79], conforme Figura B.1. As Tabelas B.1 e B.2 apresentam os dados determinísticos e estocásticos, respectivamente, das unidades geradoras.

Classe	Pot. Nom. (MW)	Тіро	
U12	12,0	Térmica / óleo	
U20	20,0	Térmica/óleo	
U50	50,0	Hidráulica	
U76	76,0	Térmica / carvão	
U100	100,0	Témica / óleo	
U155	155,0	Térmica / óleo	
U197	197,0	Térmica / óleo	
U350	350,0	Térmica / óleo	
U400	400,0	Nuclear	

Tabela B.1: Dados Determinísticos da Geração

Tabela B.2: Dados Estocást	ticos da Geração
----------------------------	------------------

Classe	Taxa de Falha (oc./ano)	MTTR (h)
U12	2,97959	60,0
U20	19,46667	50,0
U50	4,42424	20,0
U76	4,46939	40,0
U100	7,30000	50,0
U155	9,12500	40,0
U197	9,22105	50,0
U350	7,61739	100,0
U400	7,96364	150,0



Figura B.1: Diagrama do Sistema RTS96

A Tabela B.3 apresenta a distribuição das unidades hidráulicas entre as usinas. É mostrado o número de unidades que compõe cada usina, o tipo de gerador empregado e o reservatório ao qual a usina pertence. A Tabela B.4 apresenta a distribuição das unidades térmicas entre as usinas. Os dados determinísticos e estocásticos dos equipamentos da rede de transmissão podem ser obtidos na referência [APM96].

Barra	Classe de Geração	№ Reservatório Hidrelétrico	№ de Unidades	Potência Instalada (MW)
122	U50	102	6	300,0
222	U50	202	6	300,0
322	U50	302	6	300,0

Tabela B.3: Centrais Hidrelétricas

Barras	Classe de Geração	№ de Unidades	Potência Instalada (MW)
101 / 201 / 301	U20	2	40,0
101 / 201 / 301	U76	2	152,0
102 / 202 / 302	U20	2	40,0
102 / 202 / 302	U76	2	152,0
107 / 207 / 307	U100	3	300,0
113 / 213 / 313	U197	3	591,0
115 / 215 / 315	U12	5	60,0
115 / 215 / 315	U155	1	155,0
116 / 216 / 316	U155	1	155,0
118 / 218 / 318	U400	1	400,0
121 / 221 / 321	U400	1	400,0
123 / 223 / 323	U155	2	310,0
123 / 223 / 323	U350	1	350,0

#### A.2 DADOS DAS UNIDADES GERADORAS ADICIONADAS

A Tabela B.5 apresenta os dados determinísticos e estocásticos das *novas* unidades renováveis.

Тіро	Pot. Nominal (MW)	Taxa de Falha (oc./ano)	MTTR (h)
Hidrelétrica	76,0	6,044	13,0
Hidrelétrica	197,0	7,621	24,0
Eólica	2,5	4,000	90,0
PCH	2,0	8,850	20,0
PCH	5,0	8,850	20,0
Cogeração	2,2	11,520	40,0
Cogeração	5,0	11,520	40,0
Cogeração	9,0	11,520	40,0
Cogeração	12,0	11,520	40,0
PV Solar	10,0	6,000	90,0

Tabela B.5: Dados das Unidades Renováveis

# **APÊNDICE C** SÉRIES HIDROLÓGICAS

Nas Tabelas C.1 a C.5 são apresentadas as cinco séries hidrológicas referentes aos volumes médios mensais, em pu, para cada um dos nove reservatórios hidrelétricos utilizados nas configurações com fontes renováveis.

	Ano 1														
Barra	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
102	0,7958	0,7741	0,8174	0,8557	0,8546	0,8533	0,8458	0,8235	0,7959	0,7707	0,7596	0,7655			
113	0,9397	0,9693	0,9735	0,9701	0,9658	0,9554	0,9414	0,9322	0,9212	0,9037	0,8925	0,8996			
122	0,9830	0,9685	0,9569	0,9687	0,9727	0,9755	0,9755	0,9695	0,9671	0,9686	0,9668	0,9575			
202	0,9618	0,9611	0,9607	0,9598	0,9506	0,9446	0,9475	0,9479	0,9449	0,9425	0,9474	0,9571			
213	0,9766	0,9807	0,9743	0,9672	0,9607	0,9501	0,9309	0,9110	0,8956	0,8801	0,8808	0,9042			
222	0,5525	0,6051	0,5888	0,4607	0,4673	0,5052	0,4726	0,4836	0,5457	0,6248	0,5925	0,5325			
302	0,9676	0,9725	0,9671	0,9648	0,9686	0,9704	0,9675	0,9650	0,9606	0,9526	0,9451	0,9487			
313	0,7927	0,7471	0,7738	0,8076	0,7906	0,7791	0,7895	0,7943	0,7986	0,7959	0,7865	0,7781			
322	0,9678	0,9680	0,9664	0,9636	0,9619	0,9633	0,9609	0,9559	0,9447	0,9363	0,9489	0,9658			

Tabela C.1: Séries Hidrológicas para o Ano 1 (pu)

Tabela C.2: Sé	éries Hidrológicas	para o Ano 2 (p	u)
----------------	--------------------	-----------------	----

	Ano 2														
Barra	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
102	0,7751	0,7831	0,8016	0,8159	0,8306	0,8517	0,8506	0,8309	0,8025	0,7791	0,7719	0,7734			
113	0,9129	0,9158	0,9099	0,9054	0,9050	0,9059	0,8981	0,8833	0,8692	0,8566	0,8737	0,9100			
122	0,9446	0,9440	0,9540	0,9678	0,9784	0,9768	0,9765	0,9782	0,9755	0,9609	0,9396	0,9373			
202	0,9619	0,9545	0,9455	0,9434	0,9459	0,9483	0,9444	0,9431	0,9407	0,9451	0,9578	0,9617			
213	0,9211	0,9260	0,9226	0,9167	0,9225	0,9343	0,9302	0,9112	0,8926	0,8887	0,9194	0,9546			
222	0,5577	0,4939	0,4124	0,4970	0,4839	0,4434	0,5296	0,4944	0,4284	0,4229	0,4954	0,5793			
302	0,9604	0,9647	0,9619	0,9606	0,9619	0,9627	0,9617	0,9582	0,9527	0,9443	0,9477	0,9654			
313	0,7666	0,7775	0,7943	0,8012	0,8051	0,7955	0,7855	0,7998	0,8052	0,7783	0,7479	0,7761			
322	0,9658	0,9633	0,9626	0,9599	0,9678	0,9763	0,9741	0,9587	0,9335	0,9238	0,9459	0,9703			

	Ano 3														
Barra	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
102	0,7665	0,7655	0,7893	0,8284	0,8546	0,8537	0,8436	0,8210	0,7769	0,7382	0,7376	0,7499			
113	0,9355	0,9422	0,9328	0,9348	0,9398	0,9290	0,9148	0,8987	0,8787	0,8591	0,8402	0,8227			
122	0,9387	0,9444	0,9506	0,9628	0,9717	0,9718	0,9708	0,9685	0,9640	0,9548	0,9479	0,9502			
202	0,9619	0,9525	0,9431	0,9469	0,9494	0,9436	0,9369	0,9338	0,9324	0,9331	0,9360	0,9376			
213	0,9684	0,9615	0,9446	0,9529	0,9635	0,9547	0,9460	0,9294	0,9098	0,8934	0,8732	0,8666			
222	0,5464	0,5102	0,4710	0,4124	0,5322	0,5704	0,5010	0,4860	0,4634	0,4568	0,5086	0,5559			
302	0,9729	0,9682	0,9627	0,9645	0,9700	0,9707	0,9674	0,9637	0,9581	0,9505	0,9426	0,9340			
313	0,7925	0,7784	0,7857	0,7863	0,7829	0,7697	0,7744	0,7869	0,7812	0,7858	0,7862	0,7855			
322	0,9709	0,9588	0,9514	0,9650	0,9820	0,9782	0,9717	0,9677	0,9610	0,9538	0,9397	0,9287			

Tabela C.3: Séries Hidrológicas para o Ano 3 (pu)

Tabela C.4: Séries Hidrológicas para o Ano 4 (pu)

	Ano 4														
Barra	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
102	0,7782	0,7651	0,7715	0,7952	0,8240	0,8360	0,8253	0,7930	0,7516	0,7198	0,7572	0,7863			
113	0,8982	0,8940	0,8868	0,9007	0,9168	0,9139	0,9046	0,8919	0,8796	0,8687	0,8832	0,9315			
122	0,9514	0,9476	0,9562	0,9693	0,9717	0,9758	0,9777	0,9714	0,9663	0,9527	0,9349	0,9644			
202	0,9252	0,9295	0,9318	0,9435	0,9429	0,9364	0,9444	0,9456	0,9437	0,9421	0,9499	0,9598			
213	0,9355	0,9163	0,9035	0,9337	0,9597	0,9544	0,9440	0,9380	0,9309	0,9089	0,9166	0,9602			
222	0,6424	0,6432	0,6729	0,6703	0,6335	0,6164	0,6274	0,6074	0,5514	0,5898	0,6679	0,5685			
302	0,9584	0,9620	0,9640	0,9672	0,9654	0,9602	0,9566	0,9527	0,9491	0,9442	0,9428	0,9605			
313	0,7619	0,7711	0,7558	0,7389	0,7522	0,7642	0,7694	0,7763	0,7751	0,7584	0,7786	0,8159			
322	0,9570	0,9325	0,9268	0,9531	0,9673	0,9585	0,9510	0,9432	0,9352	0,9304	0,9601	0,9811			

Tabela C.5: Séries Hidrológicas para o Ano 5 (pu)

	Ano 5														
Barra	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
102	0,7344	0,7424	0,7610	0,8047	0,8352	0,8280	0,8012	0,7711	0,7470	0,7349	0,7557	0,7759			
113	0,8713	0,8629	0,8605	0,8678	0,8756	0,8770	0,8698	0,8554	0,8456	0,8439	0,8439	0,8443			
122	0,9427	0,9527	0,9720	0,9795	0,9782	0,9763	0,9712	0,9650	0,9589	0,9586	0,9539	0,9444			
202	0,9418	0,9412	0,9403	0,9379	0,9347	0,9329	0,9303	0,9336	0,9362	0,9383	0,9422	0,9425			
213	0,8850	0,8805	0,8949	0,9156	0,9287	0,9312	0,9273	0,9237	0,9183	0,9273	0,9399	0,9415			
222	0,6584	0,6763	0,6553	0,5738	0,5556	0,5672	0,6006	0,6395	0,6421	0,6093	0,5985	0,6427			
302	0,9364	0,9318	0,9310	0,9340	0,9366	0,9371	0,9366	0,9360	0,9355	0,9352	0,9358	0,9365			
313	0,7832	0,7606	0,7719	0,7883	0,7726	0,7724	0,7674	0,7681	0,7359	0,6885	0,6918	0,6965			
322	0,9331	0,9235	0,9285	0,9419	0,9508	0,9507	0,9458	0,9412	0,9343	0,9425	0,9567	0,9601			

### **APÊNDICE D**

# DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DAS SÉRIES EÓLICAS

Ano 1



Figura D.1: Distribuição de Probabilidade da Série Eólica para o Ano 1 – Área 1



Figura D.2: Distribuição de Probabilidade da Série Eólica para o Ano 1 - Área 2



Figura D.3: Distribuição de Probabilidade da Série Eólica para o Ano 1 – Área 3





Figura D.4: Distribuição de Probabilidade da Série Eólica para o Ano 2 – Área 1



Figura D.5: Distribuição de Probabilidade da Série Eólica para o Ano 2 – Área 2



Figura D.6: Distribuição de Probabilidade da Série Eólica para o Ano 2 – Área 3

Ano 3



Figura D.7: Distribuição de Probabilidade da Série Eólica para o Ano 3 – Área 1



Figura D.8: Distribuição de Probabilidade da Série Eólica para o Ano 3 – Área 2


Figura D.9: Distribuição de Probabilidade da Série Eólica para o Ano 3 – Área 3









Figura D.11: Distribuição de Probabilidade da Série Eólica para o Ano 4 – Área 2



Figura D.12: Distribuição de Probabilidade da Série Eólica para o Ano 4 – Área 3

Ano 5



Figura D.13: Distribuição de Probabilidade da Série Eólica para o Ano 5 – Área 1



Figura D.14: Distribuição de Probabilidade da Série Eólica para o Ano 5 – Área 2



Figura D.15: Distribuição de Probabilidade da Série Eólica para o Ano 5 – Área 3

### **APÊNDICE E**

# SÉRIES HIDROLÓGICAS – PCH

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1	0,7126	0,7194	0,7180	0,7345	0,7366	0,7135	0,6833	0,6531	0,6168	0,5696	0,5601	0,5850
2	0,6021	0,6156	0,6179	0,6193	0,6438	0,6710	0,6579	0,6205	0,5797	0,5432	0,5690	0,6531
3	0,6793	0,6471	0,6322	0,6768	0,7181	0,6913	0,6541	0,6195	0,5733	0,5331	0,5019	0,4738
4	0,6010	0,5656	0,5563	0,6184	0,6638	0,6422	0,6194	0,5801	0,5412	0,5083	0,5656	0,6872
5	0,5169	0,4930	0,4984	0,5394	0,5699	0,5753	0,5556	0,5292	0,5024	0,5065	0,5339	0,5467

Tabela E.1: Séries Hidrológicas para PCH (pu)

#### **APÊNDICE F**

# DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DAS SÉRIES SOLARES

Ano 1



Figura F.1: Distribuição de Probabilidade da Série Solar para o Ano 1 – Área 1



Figura F.2: Distribuição de Probabilidade da Série Solar para o Ano 1 – Área 2



Figura F.3: Distribuição de Probabilidade da Série Solar para o Ano 1 – Área 3





Figura F.4: Distribuição de Probabilidade da Série Solar para o Ano 2 – Área 1



Figura F.5: Distribuição de Probabilidade da Série Solar para o Ano 2 – Área 2



Figura F.6: Distribuição de Probabilidade da Série Solar para o Ano 2 – Área 3





Figura F.7: Distribuição de Probabilidade da Série Solar para o Ano 3 – Área 1



Figura F.8: Distribuição de Probabilidade da Série Solar para o Ano 3 – Área 2



Figura F.9: Distribuição de Probabilidade da Série Solar para o Ano 3 – Área 3





Figura F.10: Distribuição de Probabilidade da Série Solar para o Ano 4 – Área 1



Figura F.11: Distribuição de Probabilidade da Série Solar para o Ano 4 – Área 2



Figura F.12: Distribuição de Probabilidade da Série Solar para o Ano 4 – Área 3





Figura F.13: Distribuição de Probabilidade da Série Solar para o Ano 5 – Área 1



Figura F.14: Distribuição de Probabilidade da Série Solar para o Ano 5 – Área 2



Figura F.15: Distribuição de Probabilidade da Série Solar para o Ano 5 – Área 3

#### **APÊNDICE G**

# DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DAS SÉRIES DE COGERAÇÃO



Figura G.1: Distribuição de Probabilidade da Série de Cogeração - Área 1



Figura G.2: Distribuição de Probabilidade da Série de Cogeração – Área 2



Figura G.3: Distribuição de Probabilidade da Série de Cogeração – Área 3

#### **REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- [KNMI10] Koninklijk Netherlands Meteorological Institute (KNMI). (2010, October) KNMI - Climate and Services. [Online]. http://www.knmi.nl/klimatologie/onderzoeksgegevens/potentiele\_wind/ index.cgi?language=eng
- [REN07] REN21 2007, "Renewable 2007 Global Status Report," REN21, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, Paris: REN21 Secretariat, Report 2007.
- [REN10] REN21 2010, "Renewables 2010 Global Status Report," REN21, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, Paris: REN21 Secretariat, Report 2010.
- [IEA10] International Energy Agency. (2010, December) International Energy Agency. [Online]. http://www.iea.org/co2highlights/co2highlights.pdf
- [ABBG94] R. N. Allan, R. Billinton, A. M. Breipohl, and C. H. Grigg, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1987-1991," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, no. 1, pp. 41-49, 1994.
- [ABBG99] R. N. Allan, R. Billinton, A. M. Breipohl, and C. H. Grigg, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power system Reliability Evaluation 1992-1 996," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, no. 1, pp. 51-57, February 1999.
- [ABL84] R. N. Allan, R. Billinton, and S. H. Lee, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Evaluation 1977-1982," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-103, no. 2, pp. 275-282, February 1984.
- [ABSS88] R. N. Allan, R. Billinton, S. M. Shahidehpour, and C. Singh, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1982-1987," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 3, no. 4, pp. 1555-1564, November 1988.
- [AR89] R. N. Allan and J. Roman, "Reliability Assessment of Generation Systems Containing Multiple Hydro Plant Using Simulation Techniques," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 4, no. 3, pp. 1074-1080, August 1989.

- [AR91] R. N. Allan and J. Roman, "Reliability Assessment of Hydrothermal Generation Systems Containing Pumped Storage Plant," IEEE Proceedings, vol. 138, no. 6, pp. 471-478, November 1991.
- [A08] ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica, Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 3rd ed. Brazília, Brasil: disponível em http://www.aneel.gov.br/visualizar\_texto.cfm?idtxt=1687, 2008.
- [BBK02] R. C. Bansal, T. S. Bhatti, and D. P. Kothari, "Discussion of "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation"," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 17, no. 3, p. 924, August 2002.
- [B72] R. Billinton, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power Systems," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-91, no. 2, pp. 649-660, 1972.
- [BA92] R. Billinton and R. N. Allan, Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques, 2nd ed. New York: Plenum Press, 1992.
- [BA94] R. Billinton and R.N. Allan, Reliability Evaluation of Power Systems, 2nd ed. New York: Plenum Press, 1994.
- [BBC03] R. Billinton and Y. C. Bagen, "Reliability Evaluation of Small Stand-Alone Wind Energy Conversion System Using a Time Series Simulation Model," IEEE Proc. - Gener. Transm. Distrib., vol. 150, no. 1, pp. 96-100, January 2003.
- [BB04] R. Billinton and G. Bai, "Generation Capacity Adequacy Associated With Wind Energy," IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 19, no. 3, pp. 641-646, September 2004.
- [BC98] R. Billinton and H. Chen, "Assessment of Risk-Based Capacity Benefit Factor Associated With Wind Energy Conversion Systems," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 3, no. 3, pp. 1191-1196, August 1998.
- [BC92] R. Billinton and A. A. Chowdhury, "Incorparation of Wind Energy Conversion System in Conventional Generating Capacity Adequacy Assessment," IEE Proceedings, Part C, vol. 139, pp. 47-59, January 1992.
- [BF94] R. Billinton and M. Fotuhi-Firuzabad, "A Basic Framework For Generating System Operating Health Analysis," IEEE Transations on Power Systems, vol. 9, no. 3, pp. 1610-1617, August 1994.

- [BFB01] R. Billinton, M. Fotuhi-Firuzabad, and L. Bertling, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation, 1996-1999," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 16, no. 4, pp. 595-602, November 2001.
- [BK01] R. Billinton and R. Karki, "Capacity Expansion of Small Isolated Power Systems Using PV and Wind Energy," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 16, no. 4, pp. 892-897, November 2001.
- [BK92] R. Billinton and E. Khan, "A Security Based Approach to Composite Power System Reliability Evaluation," IEEE Transactions on Power Systems, vol. PWRS-7, no. 1, pp. 65-71, February 1992.
- [BL94] R. Billinton and G. Lian, "Composite Power System Health Analysis Using A Security Constrained Adequacy Evaluation Procedure," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, no. 2, pp. 936-941, May 1994.
- [BO88] R. Billinton and J. Oteng-Adjei, "Cost/Benefit Approach to Establish Optimum Adequacy Level for Generation System Planning," IEE Proceedings Gen., Trans. and Distr., vol. 135, no. 2, pp. 81-87, Mar 1988.
- [BP08] C. L. T. Borges and R. J. Pinto, "Small Hydro Power Plants Energy Availability Modeling for Generation Reliability Evaluation," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, no. 3, pp. 1125-1132, August 2008.
- [BG90] S. Burns and G. Gross, "Value of Service Reliability," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 5, no. 3, pp. 825-834, August 1990.
- [C09] R. Castro. (2009, Maio) Introdução a Energia Fotovoltaica. [Online]. http://energia.ist.utl.pt/ruicastro/download/Fotovoltaico\_ed3.pdf
- [CA96] F. Castro Sayas and R. N. Allan, "Generation Availability Assessment of Wind Farms," IEE Proceedings Gen., Trans. and Distrib., vol. 143, no. 5, pp. 507-518, September 1996.
- [CPKS10] Jaeseok Choi, Jeongje Park, Kyeonghee Cho, M. Shahidehpour, and R. Billinton, "Grid constrained probabilistic reliability evaluation of power systems including wind turbine generator," in IEEE Power and Energy Society General Meeting, Minneapolis, MN, 2010, pp. 1-6.
- [DGF96] J. G. Dalton, D. L. Garrison, and C. M. Fallon, "Value-Based Reliability Transmission Planning," IEEE transactions on Power Systems, vol. 11, no. 3, pp. 1400-1408, August 1996.

- [DB09] J. A. S. Dias and C. L. T BORGES, "Modelo orientado a objeto para avaliação da confiabilidade composta por simulação Monte Carlo com representação da geração eólica," Revista Controle & Automação, vol. 20, no. 3, pp. 359-372, julho-setembro 2009.
- [C08] R. Dutra, "Energia Eólica Princípios e Tecnologias," Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito CRESESB/CEPEL, Tutorial 2008.
- [FMRSL11] S. A. Flávio, L. A. F. Manso, L. C. Resende, W. S. Sales, and A. M. Leite da Silva, "Reliability of Generation and Transmission Systems with Large Penetration of Renewable Sources," in Cigré International Symposium - Assessing and Improving Power System Security, Reliability and Performance in Light of Changing Energy Sources, Recife, Brazil, 2011, pp. 1-10.
- [G10] Gamesa Corporación Tecnológica S.A. (2010, outubro) Site gamesacorp.com. [Online]. http://www.gamesa.es/recursos/doc/ productos-servicios/aerogeneradores/catalogogamesa/english/gamesa-g87-20-mw-en.pdf
- [GU83] P. Giorsetto and K. F. Utsurogi, "Development of a New Procedure for Reliability Modeling of Wind Turbine Generators," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-102, no. 1, pp. 134-143, January 1983.
- [HRW68] J. D. Hall, R. J. Ringlee, and A. J. Wood, "Frequency and duration methods for power system reliability calculations: I - generation system model," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-87, no. 9, pp. 1787-1796, September 1968.
- [APM78] Subcommittee on the Application of Probability Methods IEEE, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1971-1977," IEEE transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-97, no. 6, pp. 2235-2242, November/December 1978.
- [APM79] Subcommittee on the Application of Probability Methods IEEE, "IEEE Reliability Test System," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 98, no. 6, pp. 2047-2054, Nov./Dec. 1979.
- [APM96] Subcommittee on the Application of Probability Methods IEEE, "The IEEE Reliability Test System 1996," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, no. 3, pp. 1010-1020, August 1999.

- [LCBM02] A. M. Leite da Silva, A. M. Cassula, R. Billinton, and L. A. F. Manso, "Integrated reliability evaluation of generation, transmission and distribution systems," IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, vol. 149, no. 1, pp. 1-6, January 2002.
- [LMMB00] A. M. Leite da Silva, L. A. F. Manso, J. C. O. Mello, and R. Billinton, "Pseudo-Chronological Simulation for Composite Reliability Analysis with Time Varying Loads," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, no. 1, pp. 73-80, February 2000.
- [LMC91] A. M. Leite da Silva, A. C. G. Mello, and S. H. F. Cunha, "Frequency and Duration Method for Reliability Evaluation of Large-scale Hydrothermal Generating Systems," IEE Proceedings, Part C, vol. 138, no. 1, pp. 94-102, January 1991.
- [LPS89] A. M. Leite da Silva, V. F. Pereira, and M. Th. Schilling, "Power System Analysis under Uncertainties - Concepts and Techniques," in II Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning (SEPOPE), São Paulo, Brazil, 1989.
- [LRMB04] A. M. Leite da Silva, L. C. Resende, L. A. F. Manso, and R. Billinton, "Well-Being Analysis for Composite Generation and Transmission Systems," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 4, pp. 1763-1770, November 2004.
- [LBF06] A. P. Leite, C. L. T. Borges, and D. M. Falcão, "Probabilistic Wind Farms Generation Model for Reliability Studies Applied to Brazilian Sites," IEEE Transactions on PowerSystems, vol. 21, no. 4, pp. 1493-1501, November 2006.
- [ML04] L.A.F. Manso and A.M. Leite da Silva, "Modelagem de Cargas Variantes no Tempo na Avaliação de Confiabilidade Composta via Simulação Monte Carlo Não Sequencial," Revista Controle & Automação, vol. 15, no. 1, pp. 93-100, 2004.
- [MPRFL09] M. A. Matos, J. A. Peças Lopes, M. A. Rosa, R. Ferreira, and A. M. Leite da Silva, "Probabilistic evaluation of reserve requirements of generation systems with renewable power sources: the Portuguese and Spanish cases," International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 31, pp. 562-569, May 2009.
- [MLP97] J. C. O. Mello, A. M. Leite da Silva, and M. V. F. Pereira, "Efficient loss-of-load cost evaluation by combined pseudo-sequential and state transition simulation," IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, vol. 144, no. 2, pp. 147-154, March 1997.

- [MPL93] A. C. G. Melo, M. V. F. Pereira, and A. M. Leite da Silva, "A conditional probability approach to the calculation of frequency and duration indices in composite reliability evaluation," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 8, no. 3, pp. 1118-1125, August 1993.
- [MPL94] J. C. O. Melo, M. V. Pereira, and A. M. Leite da Silva, "Evaluation of Reliability Worth in Composite Systems Base on Pseudo-Sequential Monte Carlo Simulation," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, no. 3, pp. 1318-1326, August 1994.
- [MPL92] A. C. G. Melo, M. V. Pereira, and A. M. Leite da Silva, "Frequency and Duration Calculations in Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 7, no. 2, pp. 469-476, May 1992.
- [MCK82] J. W. Milon, B. L. Capehart, and C. F. Kiker, "Planning, Pricing and Public Policy Issues for Reliability of Interconnected Solar Energy Systems," IEEE Transactions on Reliability, vol. R-31, no. 3, pp. 308-312, August 1982.
- [M83] A.J. Monticelli, Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica. São Paulo: Edgard Blücher, 1983.
- [PLCE09] Jeongje Park et al., "A probabilistic reliability evaluation of a power system including Solar/Photovoltaic cell generator," in IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, AB, 2009, pp. 1-6.
- [PMRFL08] J. A. Peças Lopes et al., "Dealing with intermittent generation in the long-term evaluation of system adequacy and operational reserve requirements in the Iberian Peninsula," in Cigré International Symposium, Paris, France, 2008, pp. c1-304.
- [PB92] M. V. F. Pereira and N. J. Balu, "Composite Generation/Transmission Reliability Evaluation," IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, vol. 80, no. 4, pp. 470-491, April 1992.
- [R03] S. Rahman, "Green Power: What is it and where can we find it?," IEEE power & energy magazine, vol. 1, no. 1, pp. 30-37, January/February 2003.
- [S06] W. S. Sales, "Planejamento de Sistemas de Geração com Elevada Penetração de Energia Eólica," UNIFEI, Itajubá, Dissertação de Mestrado 2006.
- [SBLE89] M. T. Shilling, R. Billinton, A. M. Leite da Silva, and M. A. El-Kady, "Bibliography on composite system reliability," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 4, no. 3, pp. 1122-1132, August 1989.

- [S04] E. P. Silva. (2004, Dezembro) Com Ciência: Revista Eletrônica de Jornalismo Científico. [Online]. http://www.comciencia.br/reportagens/2004/12/15.shtml
- [SM79] B. Sttot and J. L. Marinho, "Linear Programming for Power Systems Network Security Applications," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-98, no. 3, pp. 837-848, May 1979.
- [U10b] UNEP United Nations Environment Programme. (2010, September) SWERA - Solar and Wind Energy Resource Assessment. [Online]. http://apps1.eere.energy.gov/buildings/ energyplus/cfm/weather\_data3.cfm/region=3\_south\_america\_wmo\_re gion\_3/country=BRA/cname=Brazil
- [U10a] UNEP United Nations Environment Programme. (2010, August) SWREA - Solar and Wind Energy Resource Assessment. [Online]. http://swera.unep.net/index.php?id=7