

Andrés Mauricio Martínez Santos

**AVALIAÇÃO MULTIÁREA DE SISTEMAS DE GERAÇÃO
COM ELEVADA PRODUÇÃO EÓLICA: RESERVA ESTÁTICA
E OPERACIONAL**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do Grau de Mestre em Sistemas de Energia.

Orientador: Prof. Mauro Augusto Da Rosa, Ph.D.

Coorientador Prof. Leonardo Bremermann, Ph.D.

Florianópolis
2016

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária
da UFSC.

Santos, Andrés Mauricio Martínez

Avaliação multiárea de sistema de geração com elevada produção eólica: reserva estática e operacional / Andrés Mauricio Martínez Santos ; orientador, Mauro Augusto da Rosa ; coorientador, Leonardo Bremermann. - Florianópolis, SC, 2016.

115 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Inclui referências

1. Engenharia Elétrica. 2. Confiabilidade. 3. Sistemas multiárea. 4. Reserva estática e operacional. 5. Geração eólica. I. Rosa, Mauro Augusto da . II. Bremermann, Leonardo . III. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Andrés Mauricio Martínez Santos

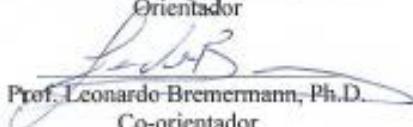
**AVALIAÇÃO MULTIÁREA DE SISTEMAS DE GERAÇÃO
COM ELEVADA PRODUÇÃO EÓLICA: RESERVA ESTÁTICA
E OPERACIONAL**

Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de “Mestre em Engenharia Elétrica”, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.

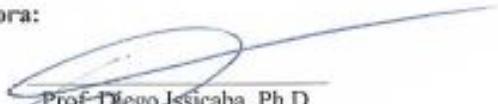
Florianópolis, 02 de setembro de 2016.

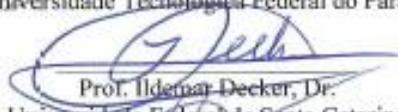

Prof. Marcelo Lobo Heldwein, Dr.
Coordenador do Curso

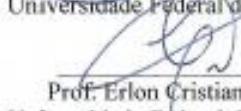

Prof. Mauro Augusto da Rosa, Ph. D.
Orientador


Prof. Leonardo Bremermann, Ph.D.
Co-orientador

Banca Examinadora:


Prof. Diego Issicaba, Ph.D.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná


Prof. Ildemar Decker, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina


Prof. Erlon Cristian Finardi, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado a minha mãe
Angela e aos meus queridos irmãos
Ruben e Juan Pablo.

AGRADECIMENTOS

Principalmente quero agradecer a Deus por esta conquista, porque sem sua presença, nunca teria alcançado esta grande vitória.

Agradeço a minha mãe Angela Santos Infanzón, pelo amor, estímulo, formação e apoio incondicional ao longo de tudo o processo de meu mestrado. Aos meus irmãos, Ruben e Juan Pablo, pelo carinho, ajuda e motivação.

A minha namorada Danielle Araújo, pelo seu amor, dedicação e motivação em todas as etapas de desenvolvimento deste trabalho.

A minha avó, Georgina Santos, pelo apoio e motivação, e que hoje está na companhia de Deus e estará sempre em minhas lembranças com muito amor.

Aos professores Mauro Augusto da Rosa e Leonardo Bremermann, pela orientação durante toda as etapas de desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus amigos colombianos que se tornaram minha família durante minha permanência no Brasil, Pablo Galvis, Edwin Giraldo, Gustavo Gutierrez, Felipe Beltran, Carlos Rodriguez, Hector De la hoz, Deysy Murillo, Juan Camilo, Walter Camacho, Alex Dueñas, Jaime Cardona, Javier Agudelo e meus amigos peruanos, Marco Delgado, Dante Sifuentes pelo apoio e amizade.

Aos colegas do labPlan especialmente Carlos Ernani, Rodolfo Calderon, Bruno Brito, Guilherme Fredo, Gabriel Bollacel, Eduardo Arruda, Dianne Desan, Erika Pequeno, Ivo Costa, Pedro Vieira, Paulo Senh, Paulo Larroyd, Daniel Tenfen, Rodolfo Bialeki e Guilherme Matiussi pelo companheirismo.

A Coordenação de Aperfeiçoamento de pessoa de Nível Superior (CAPES) pelo suporte financeiro.

O que eu penso, não muda nada além do meu pensamento, o que eu faço a partir disso, muda tudo!

(Leandro Karnal)

RESUMO

O sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é um sistema hidrotérmico com predominância de geração hidrelétrica, porém ao longo dos últimos 10 anos a geração eólica vem ocupando um percentual significativo da matriz energética com forte tendência de crescimento. As incertezas associadas a essa geração, como consequência da forte dinâmica dos ventos, traz novos desafios para o planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Nessa dissertação apresentam-se os resultados da análise e da avaliação multiárea do desempenho do sistema de geração de energia elétrica, considerando os subsistemas que compõem o SIN com foco no planejamento e operação de longo-prazo e considerando a inclusão do recurso eólico na matriz energética. A partir do estudo da reserva estática e operacional de longo-prazo, avalia-se a adequação do sistema composto através da análise dos índices tradicionais de confiabilidade (índices de risco), capazes de fornecer informações importantes para auxiliar o Operador do Sistema nas tomadas de decisões relativas ao planejamento do Sistema.

Palavras-chave: Índices de confiabilidade. Geração eólica. Multiárea. Reserva Estática. Reserva operacional.

ABSTRACT

The Electric Brazilian Power System (SEB) is a large hydrothermal system with predominance of hydroelectric generation, but over the last 10 years, wind generation has been occupying a significant percentage of the energy matrix, with strong growth trend. Uncertainties associated with this generation as a result of the strong dynamic of the winds, brings new challenges for planning the operation of the National Interconnected System (SIN). This dissertation presents the results of the analysis and evaluation Multiarea performance of the power generation system, considering the subsystems that compose the Brazilian system focused on planning and long-term operation and considering the inclusion of the wind resource in energy matrix. From the study of the static and operational reserve long-term, is evaluating the adequacy of the system made by analyzing the traditional indices of reliability (risk indices), able to provide important information to assist the System Operator in making decisions relating to the planning system.

Keywords: Reliability indices. Wind generation. Multiarea. Static reserve. Operational reserve.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Crescimento e acúmulo de Energia Eólica no mundo.	25
Figura 2 – Custo incremental da Confiabilidade	26
Figura 3 – Modelo de barramento único para avaliação do NLI	31
Figura 4 – Modelo para avaliação da capacidade de Geração.	32
Figura 5 – Modelo de Markov a dois estados (a) e multiestados (b),	33
Figura 6 – Modelo do sistema para o análises Well-being	41
Figura 7 – Variação dos indicadores DIPC e FIPC	42
Figura 8 – Sistema de geração com duas áreas e sua rede de transporte	47
Figura 9 – Duas Áreas Interconectadas para Avaliação da Reserva Estática.....	49
Figura 10 – Modelo básico usada pela ferramenta	52
Figura 11 – Avaliação da Reserva Operacional.....	54
Figura 12 – Escalamto de unidades de Geração com base na tecnologia predominante	60
Figura 13 – Estrutura da ferramenta computacional.....	61
Figura 14 – histórico de 40 aflúencias naturais	63
Figura 15 – Ano mais úmido do histórico de 40 anos	64
Figura 16 – Ano mais seco do histórico de 40 anos.....	64
Figura 17 – Anos úmidos do histórico de 40 anos.....	64
Figura 18 – Anos médios úmidos do histórico de 40 anos	65
Figura 19 – Anos secos do histórico de 40 anos	65
Figura 20 – Anos médios seco do histórico de 40 anos	65
Figura 21-Ordem de mérito usada na simulação	67
Figura 22 – Série de vento na cidade de Aracati-Ceará.....	69
Figura 23 – Média de séries de vento para 3 cidades da região nordeste.....	69
Figura 24 – Média de séries de vento para 3 cidades da região Sul.....	70
Figura 25 – Exemplo de duas áreas interconectadas para avaliação da reserva operacional	73
Figura 26 – Capacidade instalada no Brasil.....	77
Figura 28 – Consumo por subsistema elétrico (GWh) SIN	78
Figura 29 – Consumo de energia por classe (%),	79
Figura 30 – capacidade instalada de energia Eólica no Brasil,	81
Figura 32 – Interligações entre os subsistemas do SIN	83
Figura 33 – Limites das interligações entre os subsistemas do SIN	84
Figura 34 – Índices de confiabilidade para o SIN.....	89
Figura 35 – Índices de confiabilidade, cenário úmido do SIN.....	90
Figura 36 – Índices de confiabilidade, cenário seco SIN.....	91
Figura 37 – Ensaio de confiabilidade para cada subsistema do SIN.....	92
Figura 38 – Ensaio de confiabilidade considerando anos úmidos para cada subsistema do SIN	94
Figura 39 – Ensaio de confiabilidade considerando anos secos para cada subsistema do SIN	96
Figura 40 – Subsistemas com distribuição de probabilidade de potência de sobra das capacidades estimadas.....	98

Figura 41 – Ensaio de confiabilidade para gerar distribuições de probabilidade com o excesso de capacidade por subsistema	99
Figura 42 – Ensaio de confiabilidade para gerar distribuições de probabilidade com o excesso de capacidade por subsistema, para o cenário úmido	101
Figura 43 – Ensaio de confiabilidade para gerar distribuições de probabilidade com o excesso de capacidade por região, para o cenário seco	102
Figura 44 – Ensaio de confiabilidade com variação da parcela de energia eólica, para os subsistemas Sul e Nordeste.	103
Figura 45 – Curva de potência e C_p da turbina utilizada	113
Figura 46 – Curva de carga do SIN	115

LISTA DE QUADROS

Tabela 1 – Produção Hídrica mensal média Observada em GWh	66
Tabela 2 – Zonas usadas nas séries eólicas.....	68
Tabela 3 – Resumo dados de entrada SIN	81
Tabela 4 – Parâmetros estocásticos por classe de Tensão.....	85
Tabela 5 – Resumo dados de entrada Subsistema Norte	85
Tabela 6 – Resumo dados de entrada Subsistema Nordeste	86
Tabela 7 – Resumo dados de entrada Subsistema Sul	86
Tabela 8 – Resumo dados de entrada Subsistema Sudeste-Centro-este.....	86
Tabela 9 – Parâmetros estocásticos das unidades de geração	112
Tabela 10 – Dados técnicos do aero gerador Wobben E82/200	113
Tabela 11 – Característica da Turbina Utilizada.....	113

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A – *Availability*

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

ED – Equivalente Determinístico

ENS – *Energy not Supplied*

IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

LLD – *Loss of Load Duration*

LLO – *Loss of Load Occurrence*

LOEE – *Loss of Energy Expectation*

LOLE – *Loss of Load Expectation*

LOLF – *Loss of Load Frequency*

MLT – Média de Longo Termo

MME – Ministério de Minas e Energia

MOO – Modelagem Orientada a Objetos

MTTF – *Mean Time to Failure*

MTTR – *Mean Time to Repair*

N – Norte

NE – Nordeste

NERC – *North American Electric Reliability Corporation*

NTC – *Net Transfer Capacity*

NTC – *Net Transmission Capacity*

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PIB – Produto Interno Bruto

PL – Programação Linear

S – Sul

SE/CO – Sudeste/Centro-Oeste

SEB – Sistema Elétrico Brasileiro

SEP – Sistema Elétrico de Potência

SI – Sistema Isolado

SIN – Sistema Integrado Nacional

SMCNS – Simulação de Monte Carlo Não Sequencial

SMCS – Simulação de Monte Carlo Sequencial

U – *Unavailability*

UML – *Unified Modeling Language*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	25
1.1	OBJETIVOS.....	27
1.1.1	Objetivo Geral.....	27
1.1.2	Objetivos Específicos.....	27
1.1.3	Estrutura do Trabalho.....	27
2	ESTADO DA ARTE.....	29
2.1	Confiabilidade de Sistemas de Potência.....	29
2.2	Adequação da capacidade de Geração no SEE.....	30
2.2.1	Modelo para avaliação da adequação da capacidade.....	30
2.2.2	Modelo de Markov.....	33
2.3	Simulação de Monte Carlo para avaliação de SEP.....	35
2.3.1	Simulação de Monte Carlo Não Sequencial.....	35
2.3.2	Simulação de Monte Carlo Sequencial.....	37
2.3.3	Simulação de Monte Carlo Pseudo-sequencial.....	38
2.3.4	Simulação de Monte Carlo Pseudo-cronológico.....	39
2.3.5	Simulação de Monte Carlo Quase-sequencial.....	39
2.3.6	Índices de Confiabilidade.....	39
2.4	Reserva no SEP.....	43
2.4.1	Reserva Estática.....	43
2.4.2	Reserva Operacional.....	43
2.5	Avaliação Multiárea para Sistemas produtores.....	44
2.5.1	Procedimento básico para avaliação Multiárea.....	45
2.5.2	Modificação do modelo de Margem de área disponível usando o algoritmo de fluxo máximo.....	46
2.5.3	Modificação do modelo de Margem de área disponível usando a programação linear.....	48
2.6	Conclusão do capítulo.....	51
3	METODOLOGIA PROPOSTA.....	52
3.1	Descrição da implementação da concepção teórica.....	52
3.1.1	Avaliação da reserva estática de longo prazo.....	53
3.1.2	Avaliação da Reserva Operacional de longo prazo.....	53

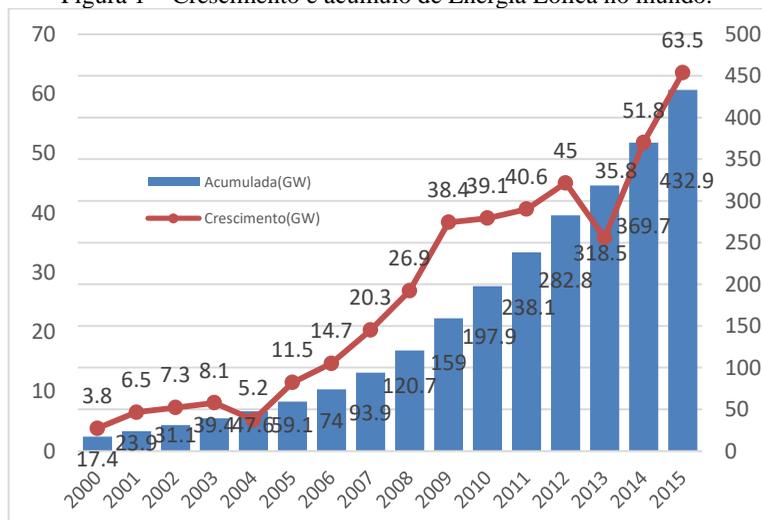
3.2	Representação dos componentes convencionais do SEP	55
3.2.1	Representação dos geradores térmicos convencionais: ...	55
3.2.2	Representação dos geradores hídricos	55
3.2.3	Representação dos geradores hídricos de pequeno porte.	56
3.3	Representação da Carga.....	56
3.4	Representação da manutenção	56
3.5	Representação das interconexões.....	57
3.6	Representação dos parques Eólicos	57
3.7	Representação dos modelos de incerteza	58
3.7.1	Representação da incerteza na Previsão de Carga	58
3.7.2	Representação da incerteza na Previsão Eólica	58
3.8	Escalonamento das Unidades de Geração.....	59
3.9	Processo de Simulação.....	60
3.10	Considerações da energia Hídrica	62
3.10.1	Ordem de Mérito:	62
3.11	Considerações da energia eólica:	67
3.12	Avaliação multiárea para avaliar a reserva operacional	70
3.13	Conclusão do capítulo	76
4	IDENTIFICAÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS	77
4.1	Sistema Elétrico Brasileiro	77
4.2	Energia Renovável.....	79
4.3	Intercâmbios Regionais.....	82
4.4	ConcluSão do capítulo.....	87
5	DISCUSSÃO E RESULTADOS	88
5.1	Avaliação da adequação do SEB	88
5.1.1	Avaliação da adequação do SEB considerando os anos úmidos do histórico de afluições	90
5.1.2	Avaliação da adequação do SEB considerando os anos secos do histórico de afluições	90
5.2	Avaliação Multiárea da Adequação do SEB.....	91

5.2.1	Avaliação Multiárea da Adequação do SEB, considerando os anos úmidos.....	94
5.2.2	Avaliação Multiárea da Adequação do SEB, considerando os anos secos.....	95
5.3	Análise do risco relativo para cada SUBSISTEMA considerando as interligações.....	97
5.3.1	Avaliação multiárea considerando a de potência de sobra das capacidades estimadas para cenários úmidos	100
5.3.2	Avaliação multiárea considerando a de potência de sobra das capacidades estimadas para cenários secos	102
5.4	Comportamento dos subsistema Nordeste e Sul sem inserção de energia eólica.....	103
5.5	Conclusão do capítulo	104
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	105
6.1	Sugestões de trabalhos futuros	105
7	REFERÊNCIAS.....	107
	APÊNDICE A – Parâmetros estocásticos das Usinas	112
	APÊNDICE B – Dados do gerador Eólico	113
	APÊNDICE C – Curva de carga para o SIN.....	115

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas de potência são muito complexos, isto é, devido a muitos fatores como seu tamanho físico, sua ampla distribuição geográfica, suas conexões nacionais e internacionais, os fluxos que não seguem uma rota definida pelos operadores, mas sim pelas leis da física, a não possibilidade de armazenamento de energia de forma eficiente e a imprevisibilidade do comportamento do sistema (BILLINTON e ALLAN, 1996). Esta complexidade se torna cada vez maior pelo fato das energias renováveis terem alcançado uma grande participação na matriz energética mundial, que está crescendo de forma rápida em comparação com os outros recursos convencionais, sendo a energia eólica a energia verde mais popular ao redor do mundo. A capacidade mundial instalada no ano 2005 foi de aproximadamente 60 GW, tendo um crescimento em torno de 500% até o ano de 2014, com um valor de 370 GW (GWEC, 2014) e o crescimento da indústria da energia eólica estabeleceu um novo recorde com um aumento de mais de 51 GW no mesmo ano (2014). Na Figura 1 é mostrado o crescimento anual e o acúmulo de energia eólica no mundo nos últimos 18 anos.

Figura 1 – Crescimento e acúmulo de Energia Eólica no mundo.

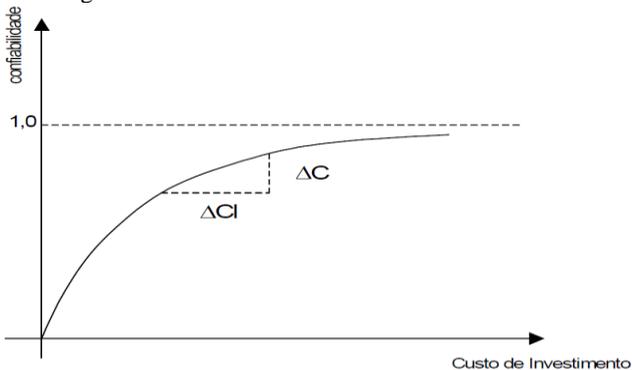


Fonte: (GWEC, 2015)

Levando em consideração que a principal função do sistema de potência é fornecer energia elétrica para todos os consumidores da

forma mais econômica possível, com um grau aceitável de continuidade e qualidade (BILLINTON e LI, 1994), a fase de planejamento da operação do sistema é de vital importância na hora de manter o sistema confiável e a um custo de implementação razoável. Segundo Billinton e Allan (1996), a questão financeira das instalações elétricas desempenha um papel muito importante na tomada de decisões sendo evidente a relação entre as restrições econômicas e restrições de confiabilidade dificultando às decisões gerenciais em ambas as fases de planejamento e operação. A Figura 2 mostra como a confiabilidade de um sistema está relacionada com o custo de investimento.

Figura 2 – Custo incremental da Confiabilidade



Fonte: (BILLINTON e ALLAN, 1992)

Onde ΔCI é o custo da variação do investimento e ΔC o custo da variação da confiabilidade. A figura mostra como para um aumento da confiabilidade do sistema é necessário um aumento no investimento.

É de conhecimento comum a natureza estocástica e probabilística do comportamento do sistema, da demanda e das falhas dos componentes do Sistema Elétrico de Potência (SEP), e como foi mencionado anteriormente, a adição de novas tecnologias de geração disponíveis faz com que o número de variáveis aleatórias aumente e o sistema fique ainda mais complexo sendo necessário levar em consideração o uso de metodologias probabilísticas que avaliem a adequação do sistema de geração.

Uma das formas para um sistema produtor melhorar a adequação da capacidade de geração é através de interconexões com outros sistemas, podendo solicitar assistências de energia elétrica nas áreas vizinhas quando a capacidade de geração for insuficiente para

atender a carga, ou caso contrário, fornecer energia elétrica quando as áreas adjacentes precisarem energia para atender sua carga.

Neste contexto, o trabalho visa integrar, através de uma ferramenta computacional baseada em metodologias probabilísticas, informações sobre a confiabilidade no SIN em relação ao planejamento de longo prazo, levando em consideração a variabilidade da demanda, as falhas das unidades geradoras, a participação de parcelas de energias renováveis e a integração de metodologias para avaliação multiárea no SIN. Considerando os dados de entrada, correspondentes ao ano de 2014 do SEP brasileiro

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo principal deste trabalho é realizar uma análise da adequação do sistema interligado brasileiro, considerando os subsistemas Norte, Nordeste, Sul e Sudeste-Centro-Oeste de forma interligada, com base nos conceitos de reserva estática e reserva operacional através da avaliação multiárea para sistemas produtores. Tomando como base o ano de 2014 do SEP brasileiro, e levando em consideração um horizonte de planejamento de longo prazo.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Analisar e avaliar os índices de confiabilidade do SIN e seus subsistemas internos, levando em consideração três tipos de cenários: cenário médio, um cenário úmido e um cenário seco.
- Analisar e avaliar o impacto das incertezas relativas da produção eólica, através dos resultados dos índices de confiabilidade dos subsistemas nordeste e sul.
- Explorar uma metodologia de intercâmbio de áreas, levando em consideração a verificação da reserva estática e operacional com base na metodologia de programação linear.

1.1.3 Estrutura do Trabalho

O trabalho está estruturado conforme descrito a seguir:

- **Capítulo 1:** Introdução ao tema, objetivos e visão geral dos assuntos tratados no trabalho.
- **Capítulo 2:** Estado da Arte. É apresentada uma visão geral sobre os conceitos de confiabilidade aplicado a um sistema de potência. São analisados procedimentos atuais e padrões de interesse quanto ao cálculo de reserva estática e operacional em SEP.
- **Capítulo 3:** É apresentado a modelagem dos componentes elétricos convencionais e não convencionais do SEP, como fontes renováveis de energia, no âmbito da avaliação da adequação de sistemas de geração. São apresentados as metodologias de importação e exportação de energia elétrica entre áreas, sendo estabelecido o modelo de representação dos sistemas como áreas elétricas.
- **Capítulo 4:** Sistema Elétrico Brasileiro. Neste capítulo é apresentado o panorama geral do SEB, levando como base o ano de 2014. Os dados estão relacionados com a capacidade de geração, carga, consumo, séries de vento e séries hidrelétricas necessárias para a simulação do SEB.
- **Capítulo 5:** Experimento e resultados. Neste capítulo são realizadas avaliações da reserva estática e da reserva operacional, considerando o uso da ferramenta de simulação para avaliação multiárea e estabelecendo critérios de avaliação do desempenho com indicadores de risco que caracterizam o sistema de geração multiárea. A metodologia é avaliada para o SIN e suas áreas internas. Ainda foram apresentadas as simulações considerando o impacto da geração eólica do SIN.
- **Capítulo 6:** Conclusões e sugestões. Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões e contribuições obtidas com a realização do trabalho. São coletadas as informações do desempenho dos sistemas desenvolvidos para serem tratados e interpretados. Além disso, são listadas algumas sugestões para o desenvolvimento de novos trabalhos na mesma linha de pesquisa.

2 ESTADO DA ARTE

Neste capítulo é feita uma revisão da literatura disponível com a metodologia empregada no trabalho. Os conceitos de confiabilidade são explorados, além dos modelos usados atualmente para a avaliação da confiabilidade dos SEP. Os conceitos de reserva estática e operacional são expostos, é também são tratados os procedimentos básicos para a avaliação de sistemas multiáreas.

2.1 CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

De maneira geral, pode-se definir a confiabilidade de um sistema elétrico de energia como a capacidade que este possui para executar suas funções, ou seja, oferecer certo grau de continuidade e qualidade de energia da forma mais econômica possível, num determinado período de tempo (BILLINTON e ALLAN, 1996). Porém, manter um suprimento contínuo de energia sob a demanda não é possível devido à aleatoriedade das falhas dos equipamentos que compõem o sistema, e que geralmente saem do controle do operador. Uma falha em qualquer parte do sistema pode trazer inconvenientes para um pequeno número de moradores locais, ou grandes interrupções que podem originar blecautes ou perdas de grandes blocos de energia, como o acontecido no ano de 2002 pelo rompimento de um cabo de uma linha de transmissão de energia no interior de São Paulo, atingindo dez estados do Brasil. Embora o setor elétrico responda por apenas 2,2% do PIB do Brasil, a falta de energia tem um impacto sobre o PIB que vai muito além desse percentual porque a eletricidade é um insumo básico de consumo de produção utilizado em todos os setores da economia. Os prejuízos provocados pela falta de energia superam o próprio custo (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2014). Levando-se em consideração esses aspectos é necessário incrementar os investimentos no setor de energia elétrica. Muitas técnicas têm sido desenvolvidas ao longo dos anos para tentar resolver o dilema criado pelo *trade-off* econômico/confiável e restrições operacionais. As técnicas de previsão da confiabilidade do sistema devem levar em conta o comportamento futuro dos componentes do sistema, sendo este comportamento de característica estocástica, tornando o problema do planejamento de sistemas elétricos de potência ainda mais complexo. Por tanto, é recomendável que a avaliação completa de um processo estocástico seja efetuada usando técnicas probabilísticas (BILLINTON e ALLAN, 1992).

Segundo Billinton e Allan (1996) há usualmente duas principais abordagens probabilísticas usadas para a avaliação do sistema de potência: métodos analíticos e métodos de simulação. A técnica analítica faz uma representação do sistema através de enumerações de estados utilizando modelos discretos e avaliando os índices do modelo usando matemática discreta (enumeração, combinação, arranjos, etc.). Por outro lado, o modelo de simulação de Monte Carlo faz uma estimação dos índices através do processo de construção de um espaço de estados estatístico, permitindo a incorporação do comportamento estocástico dos componentes do sistema.

A abordagem usada vai depender do tipo de problema e das hipóteses assumidas. Diante disso, em sistemas pouco complexos e com probabilidade de falha pequena, as técnicas analíticas são mais eficientes, mas quando a operação do sistema se torna complexa e o número de eventos é relativamente grande, como no caso no SEB, a metodologia de Monte Carlo permite uma modelagem mais adequada.

2.2 ADEQUAÇÃO DA CAPACIDADE DE GERAÇÃO NO SEE

Segundo Billinton e Li (1994) a confiabilidade nos SEP pode ser dividida em dois aspectos: adequação e segurança. Onde a avaliação da adequação do SEP está relacionada com a existência de recursos suficientes para o sistema satisfazer a demanda consumida com as restrições operacionais do sistema. Por tanto, a adequação está associada a condições estáticas do sistema, não levando em consideração as perturbações relativas aos fenômenos dinâmicos no SEP. E a avaliação da segurança refere-se à habilidade do sistema para responder à dinâmica ou perturbações transitórias decorrentes dentro do sistema. Dessa forma a segurança está associada com a resposta do sistema para qualquer tipo de perturbação dinâmica que esteja submetida (BILLINTON e ALLAN, 1996).

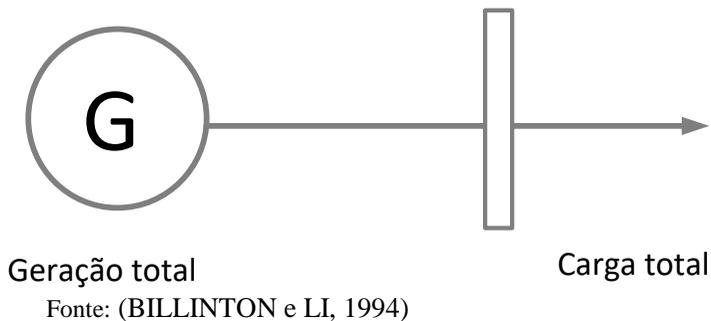
2.2.1 Modelo para avaliação da adequação da capacidade

Os SEP tradicionalmente são divididos em três segmentos denominados de zonas funcionais, que contempla os sistemas de geração, transmissão e distribuição (BILLINTON e ALLAN, 1996). Cada zona funcional é comumente subdividida em níveis hierárquicos para uma melhor organização, planejamento, operação e/ou análises da avaliação da adequação do SEP. O primeiro nível hierárquico (HL1), que é o foco principal do trabalho, refere-se à habilidade do sistema de

geração para satisfazer a demanda requerida e fornecer reserva suficiente para realizar manutenção corretiva e preventiva do sistema (ROSA, 2009).

Os métodos analíticos e a simulação de Monte Carlo são usados para avaliar o modelo de geração e de carga. A consideração básica para avaliar esses dois modelos consiste em concentrar todas as unidades geradoras e a carga do sistema numa barra única. O modelo é representado na Figura 3.

Figura 3 – Modelo de barramento único para avaliação do NL1



Conforme o modelo, o sistema de transmissão é ignorado, devido ao fato de que a principal finalidade do modelo consiste em medir a performance do sistema de geração através de uma comparação entre a disponibilidade de capacidade de geração e de carga em diferentes instantes de tempo (ROSA, 2009). Se são conhecidos os parâmetros estocásticos λ e μ (taxa de falha e taxa de reparo, respetivamente), de cada unidade geradora, é possível calcular as probabilidades de geração de cada unidade durante o processo de simulação. Levando em consideração que cada unidade de geração tem dois estados básicos, estado *UP* e estado *Down*, a disponibilidade (A) e indisponibilidade (U) está dada pelas equações (2.1) e (2.2) respetivamente:

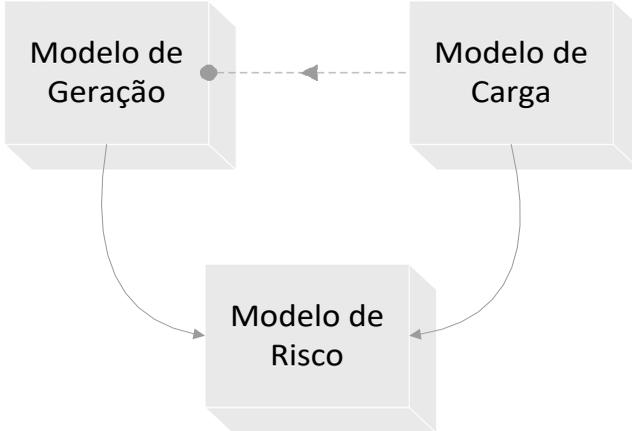
$$A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (2.1)$$

$$U = 1 - A = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \quad (2.2)$$

Os conceitos de disponibilidade e indisponibilidade estão relacionados com o modelo de Markov a dois estados tratado na seção 3.2.1.

A abordagem básica para avaliar a adequação do sistema de geração é dividida em três modelos representados na Figura 4.

Figura 4 – Modelo para avaliação da capacidade de Geração.



Fonte: Adaptado de Billinton e Li (1994)

A avaliação dos índices de confiabilidade para os sistemas de geração mostrados na Figura 4 são resumidos nos seguintes passos:

- Construir um modelo de capacidade, com base nas características das unidades de geração;
- Construir um modelo de carga com base nos dados disponíveis;
- Construir um modelo de risco, que geralmente é resultado dos passos anteriores.

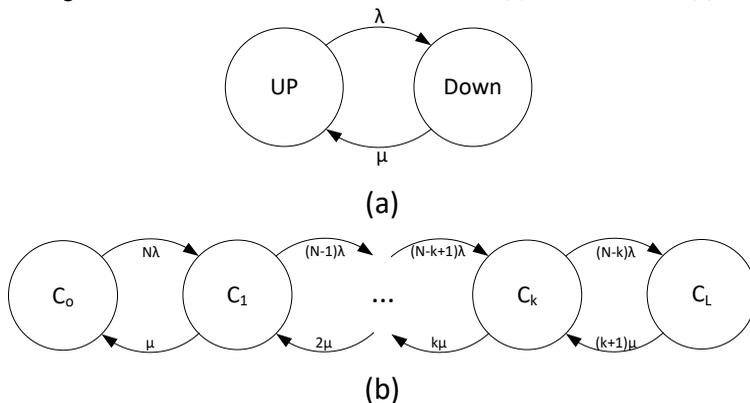
Segundo Billinton e Li (1994) só em casos onde são considerados sistemas adjacentes ou diferentes áreas, os limites das

linhas de transmissão poderiam ser levados em consideração para estudos de HL1, isso inclui a modelagem de instalações de geradores remotos e sistemas interligados. Para o primeiro caso, o modelo de capacidade da fonte remota é modificado através dos índices de confiabilidade da ligação de transmissão antes de serem adicionadas ao modelo de capacidade e para o caso de sistemas interligados, como é o objetivo principal do trabalho, um modelo de assistência seria considerado, sendo o mais comum o modelo de geração multiárea, que será abordado na seção 2.5.

2.2.2 Modelo de Markov

O estado de operação de um componente do sistema é representado por dois modelos: o modelo estocástico de falha/reparação e o modelo de variação temporal dos recursos. O primeiro modelo conhecido como modelo de Markov representa um processo estocástico, cujo futuro é condicionalmente independente de seu passado, dado que seu valor presente é conhecido (RUBINSTEIN e KROESE, 2008). O modelo está relacionado com o comportamento estocástico das transições entre os estados de cada componente especificados pelas taxas de falha (λ) e reparação (μ). Dois modelos são usados: o modelo de Markov a dois estados e o modelo de Markov multiestado, representados na Figura 5 (a) e Figura 5 (b) respetivamente:

Figura 5 – Modelo de Markov a dois estados (a) e multiestados (b).



Fonte: Adaptado de (BILLINTON e ALLAN, 1992)

As taxas de transição podem ser interpretadas como o número de vezes que ocorreu uma transição para determinado estado, dividido pelo tempo total que o componente esteve neste estado (BILLINTON e ALLAN, 1992).

O ciclo estocástico de falha/reparação de um determinado componente segue o modelo de Markov a dois estados, e sua capacidade máxima é disponibilizada quando este se encontra no estado *Up* (disponível). No entanto, quando este se encontra no estado *Down* (indisponível) sua capacidade é zero.

Da mesma forma, o ciclo estocástico falha/reparo segue o modelo de Markov multiestados, usado para representar o comportamento estocástico de um grupo de N unidades similares. A capacidade para cada estado está dada por (2.3).

$$C_k = (N-k) \times C \quad (2.3)$$

Onde N é o número de componentes com $k = 0, 1, \dots, L$ e C a capacidade de um componente.

O segundo modelo conhecido como modelo de variação temporal é usado quando as transições entre estados seguem uma distribuição de probabilidade exponencial, onde o tempo de residência em cada estado é calculado através das equações (2.10) e (2.11) (seção 2.3.2).

O modelo de Markov multiestados de N componentes contém no máximo $N = 1$ estados. No entanto, o número de estados pode ser menor que $N+1$, excluindo aqueles cuja probabilidade é menor que um determinado valor. Se as transições entre estados seguem uma distribuição de probabilidade exponencial e se o estado atual não é o primeiro nem o último, o tempo de residência é calculado através de (2.4).

$$T^k = \min \left\{ -\frac{1}{(N-k) \times \lambda} \times \ln U_1, \frac{1}{k\mu} \times \ln U_2 \right\} \quad (2.4)$$

Onde T^k é o tempo de residência no estado K , e N é o número de componentes. Para o caso onde o estado atual for o primeiro e/ou o último, o tempo de residência é calculado por (2.5) e (2.6), respectivamente:

$$T^0 = -\frac{1}{N\lambda} \ln U_1 \quad (2.5)$$

$$T^L = -\frac{1}{(k+1)\mu} \ln U_2 \quad (2.6)$$

Onde T^0 é o tempo de residência no estado $k=0$, T^L é o tempo de residência no estado $k=L$ e N é o número de componentes.

2.3 SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO PARA AVALIAÇÃO DE SEP

O método de SMC é uma designação para uma simulação estocástica usando números aleatórios (BILLINTON e LI, 1994). A SMC é extremamente robusta para resolver problemas de confiabilidade em sistemas de potência, particularmente para sistemas grandes e complexos, por tanto, devido a sua estratégia de amostra que é baseada na probabilidade de ocorrência, o método poderia ter dificuldades com configurações de sistemas muito confiáveis. Em outras palavras a SMC poderia ser prejudicada quando os estados de falha são considerados como raros, com probabilidade de ocorrência menor que $10e-5$ (REINANDO A. e LEITE DA SILVA, 2011).

Segundo ROSA (2011) a SMC está dividida em três abordagens: sequencial (SMCS), não-sequencial (NSMSC) e as abordagens híbridas, que são desenvolvidas para melhorar algumas características do SMCS e NSMSC. Uma vez que as metodologias de simulação já têm uma abordagem completa e realista, o objetivo é melhorar a performance (BREMERMANN, 2014). Estas metodologias híbridas são conhecidas como SMC pseudo-sequencial, SMC pseudo-cronológico e SMC quase-sequencial.

2.3.1 Simulação de Monte Carlo Não Sequencial

A metodologia consiste em amostrar aleatoriamente uma quantidade suficiente de estados dos sistemas através do uso da sua respectiva distribuição de probabilidade (ROSA, 2009). Por meio de uma

apropriada função teste para cada estado do sistema, são estimados os índices de confiabilidade.

Considerando uma função objetivo $F(x^k)$, pode-se estimar os índices de confiabilidade a partir de um sorteio aleatório de N estados do sistema, considerando um valor médio de uma função teste, como segue:

$$E[F] = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N F(x^k) \quad (2.7)$$

Onde $\tilde{E}[F]$ é a estimativa do valor esperado $E[F]$, N é o número de anos simulados, x^k é a sequência de estados do sistema, no ano n , e $F(x^k)$ é a função teste para calcular os índices de confiabilidade anuais sobre a sequência x^k .

Dado que $F(x^k)$ é uma variável aleatória, logo pode dar-se por entendido que o valor médio poderia ser uma variável aleatória com variância dada por:

$$V[E(F)] = \frac{V(F)}{N} \quad (2.8)$$

Onde $\tilde{V}(F)$ é a variância de $F(x)$.

A incerteza da estimativa do valor médio $\tilde{E}[F]$ é comumente representada pelo coeficiente de variação β dado por:

$$\beta = \frac{\sqrt{V(E(F))}}{E(F)} \times 100\% \quad (2.9)$$

A metodologia de SMCNS pode ser implementada através das seguintes etapas:

Etapa 1: Inicializar o número de amostras em $N = 0$.

Etapa 2: Calcular a partir dos resultados da função teste os índices de confiabilidade para cada estado amostrado.

Etapa 3: Amostrar todos os estados dos componentes dos sistemas e sua respetiva distribuição de probabilidade e atualizar N .

Etapa 4: Calcular os resultados da função teste para cada índice de confiabilidade de cada estado amostrado.

Etapa 5: Calcular e estimar os índices de confiabilidade como a média da função de saída.

Etapa 6: Calcular o coeficiente de variação (equação 2.9). Se o grau de confiabilidade é aceitável, então o processo de simulação finaliza, caso contrário retornar à etapa 2.

2.3.2 Simulação de Monte Carlo Sequencial

A SMCS é baseada na amostragem da distribuição de probabilidade da duração dos estados dos componentes (ROSA, 2009). É chamada de sequencial porque os estados do sistema avançam simultaneamente com o passar do tempo.

É usado para simular o processo estocástico do sistema de operação através do uso de distribuições de probabilidades, associadas com o tempo médio de falha (*MTTF*) e o tempo médio de reparo (*MTTR*) de cada componente do sistema.

O processo de SMCS pode ser resumido a continuação, adaptados de Billinton (1994) e Rosa (2009):

Etapa 1: Especificar o estado inicial de cada componente. Geralmente é assumido que todos os componentes são iniciados em estado de sucesso. É definido o número máximo de anos simulados N_{Max} e o coeficiente de variação β .

Etapa 2: Amostrar a residência nos estados de cada componente, que obedece a uma distribuição exponencial, com duração no estado de sucesso obtida pela equação (2.10) e a duração no estado de falha dado por (2.11):

$$T_i^{sucesso} = -\frac{1}{\lambda_i} \ln(U_i) \quad (2.10)$$

$$T_i^{falha} = -\frac{1}{\mu_i} \ln(U_i) \quad (2.11)$$

Onde U_i é um número aleatório uniformemente distribuído no intervalo $[0, 1]$, λ_i é a taxa de falha do i -ésimo componente e μ_i é a taxa de reparo do i -ésimo componente.

Etapa 3: Atualizar o tempo de simulação t , de acordo com o estado de transição do sistema x^k , na sequência calcular y_n e acumular os valores.

Etapa 4: A fim de obter os índices de confiabilidade anuais, é avaliada a função teste $F(Y_n)$ com os valores acumulados.

Etapa 5: Os valores médios dos resultados anuais estimados para cada sequência simulada, são calculados para estimar os valores dos índices anuais.

Etapa 6: Estimar os valores médios anuais esperados para cada índice como o valor médio das respostas anuais para cada sequência simulada y_n .

Etapa 7: Avaliar o coeficiente de variação β como critério de parada conforme equação (2.9), baseado nas incertezas relativas estimadas.

Etapa 8: Verificar se o critério de parada é alcançado, em caso contrário, retornar à etapa 2.

2.3.3 Simulação de Monte Carlo Pseudo-sequencial

Esta metodologia combina a metodologia SMCS e NSMCS processando somente as sequências de falhas. A aplicação do método, considera uma quantidade de anos simulados similares ao processo usado na SMCS.

A metodologia pode ser resumida como segue a continuação, adaptado de Rosa (2009):

Etapa 1: Amostrar os estados do sistema $x_k \in X$, baseados em sua distribuição de probabilidade.

Etapa 2: Avaliar a performance dos estados dos sistemas x^k amostrados. Se o estado é de sucesso, retornar à etapa 1; se x^k é um

estado de falha, são estimadas as funções teste para o cálculo dos índices *LOLP* e *EENS*, e ir à etapa 3.

Etapa 3: Obter a sequência de interrupções I associadas com o estado x^k baseado na simulação *forward/backward* (LEITE DA SILVA, FONSECA MANSO, *et al.*, 2000). Estimar a função teste para os índices *LOLF* e *LOLC*.

Etapa 4: Avaliar o critério de parada conforme a equação (2.9), se a convergência não é alcançada, retorne à etapa 1, caso contrário, calcule o índice *LOLD* e finalize a simulação.

O procedimento é mais detalhado em Leite Da Silva, Fonseca Manso (2000).

2.3.4 Simulação de Monte Carlo Pseudo-cronológico

Esta metodologia conserva a eficiência computacional da simulação NSMSC usada para selecionar os estados de falha do sistema e a habilidade do modelo de simulação sequencial, usado quando o sistema sofre uma corte de carga (BREMERMANN, 2014). Os estados de falha são selecionados através da sua distribuição de probabilidade de ocorrência. A metodologia está detalhada em Leite Da Silva, Fonseca Manso (2000).

2.3.5 Simulação de Monte Carlo Quase-sequencial

Esta metodologia é conceitualmente similar à SMC Pseudo-cronológico, porque incorpora algumas características de representação da transição de estados. É utilizado um modelo de carga de Markov multi-nível não agregado, para representar diferentes padrões de carga cronológica por área ou barras. Além disso, o modelo é estendido para lidar com flutuações características das fontes renováveis e manutenções programadas, que poderiam ser facilmente inseridas (LEITE DA SILVA, GONZÁLEZ-FERNÁNDEZ, *et al.*, 2010).

2.3.6 Índices de Confiabilidade

Existem diferentes técnicas que permitem avaliar a capacidade de geração, considerando diferentes índices para cada nível hierárquico. A maioria dos índices de confiabilidade são valores esperados de uma

variável aleatória, através de uma distribuição de probabilidade que pode ser calculada em alguns casos. O valor esperado não é um parâmetro determinístico, é considerado como a média de um fenômeno em estudo (BILLINTON e LI, 1994). Os índices esperados fornecem um indicador adequado que reflete vários fatores como a capacidade e disponibilidade dos componentes do sistema, características da carga, incertezas, configuração do sistema, condições operacionais, etc.

Há duas categorias importantes de índices de confiabilidade usadas para medir o risco em estudos de confiabilidade em sistemas de geração, índices tradicionais e índices Well-Being (ROSA, 2009):

- Índices tradicionais:

LOLP – Probabilidade de perda de carga;

LOLE – Perda de carga esperada;

EPNS – Potência esperada não suprida;

EENS – Energia esperada não suprida;

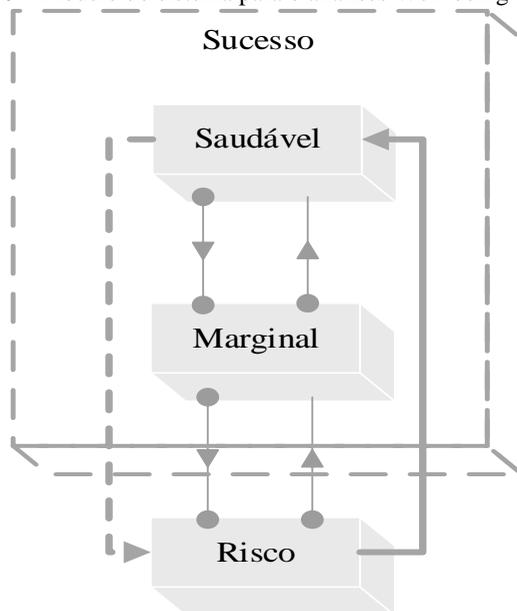
LOLF – Frequência de perda de carga;

LOLD – Duração de perda de carga;

LOLC – Custo esperado de perda de carga.

- Índices Well-being (Bem-Estar), que faz uma abordagem da avaliação da adequação do SEE incorporando critérios determinísticos numa estrutura probabilística, fornecendo informações da operação e da avaliação do risco do sistema (BILLINTON e KARKI, 1998). Esta metodologia reduz a margem abordagens determinísticas e probabilísticas proporcionando a habilidade de medir o grau de sucesso da operação do sistema. Na análise bem-estar os estados de sucesso são divididos em estado saudável, estado marginal e estado de risco como é apresentado na Figura 6.

Figura 6 – Modelo do sistema para o análises Well-being



Fonte: Adaptado de (BILLINTON e KARKI, 1998)

- Prob{S} – Probabilidade de residência em estados saudáveis;
- Prob{M} – Probabilidade de residência em estados marginais;
- Freq{S} – Frequência de ingresso na região saudável;
- Freq{M} – Frequência de ingresso na região Marginal;
- Dur{S} – Duração média na região saudável;
- Dur{M} – Duração média na região marginal.

Os indicadores de desempenho utilizados para avaliar a qualidade no suprimento de energia em relação ao sistema de transmissão utilizados no SEB e definidos pelo ONS (2014) são:

- FIPC – Frequência de Interrupção do Ponto de Controle;
- DIPC – Duração da Interrupção do Ponto de Controle;

DMIPC – Duração Máxima da Interrupção do Ponto de Controle.

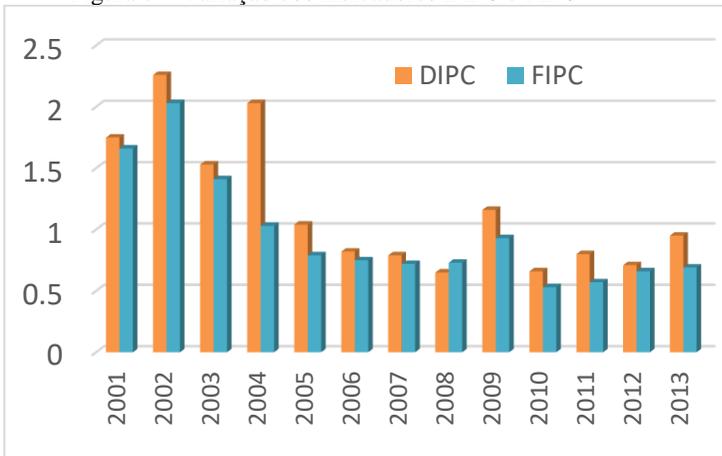
O indicador FIPC (Número/ano) é definido como o número total de interrupções do ponto de controle com duração igual ou superior a um minuto,

O indicador DIPC (Horas/ano) é definido como o somatório das durações das interrupções do ponto de controle com duração maior ou igual a um minuto, e é dado em minutos por período de apuração.

O indicador DMIPC(Horas/ interrupção) é a maior duração de interrupção do ponto de controle dentre aquelas utilizadas no cálculo do indicador DIPC e é dado em minutos por período de apuração. A Figura 7 mostra a variação dos indicadores DIPC e FIPC da rede básica, no SIN, considerando todos os níveis de tensão e todas as configurações da barras ao longo do período 2001 a 2013.

Lembrando que o ponto de controle, definida como a instalação, ou conjunto de instalações, localizada na fronteira da rede rásica com os ativos de conexão dos agentes acessantes (geradores, distribuidores, consumidores Livres, importadores e exportadores), independentemente do nível de tensão.

Figura 7 – Variação dos indicadores DIPC e FIPC



Fonte: (ONS, 2014)

Na Figura 7 se percebe que para o ano 2002 o Sistema apresentou os maiores valores de DIPC por causa do blecaute que teve como consequências um corte de carga de 23758MW nos sistemas S/SE/CO.

2.4 RESERVA NO SEP

A determinação da quantidade requerida de capacidade de geração para garantir um adequado suplemento de energia, é um aspecto importante para o planejamento e operação do SEP (BILLINTON e ALLAN, 1996). As características aleatórias de alguns componentes do SEP, faz com que o sistema disponibilize reservas de geração flexíveis que garantam a estabilidade da rede em situações com alto grau de incertezas, como erros de previsão de energia, de demanda, saídas forçadas de unidades de geração ou linhas de transmissão, etc.

Os requerimentos de capacidade são divididos conceitualmente em duas áreas denominadas Reserva Estática e Reserva Operacional.

2.4.1 Reserva Estática

O estudo de Reserva Estática está relacionado com a avaliação de longo prazo da adequação da capacidade de geração. É considerada como a capacidade instalada que deveria ser planejada e construída para compor as necessidades do SEP. A capacidade de reserva estática deve estar adequadamente dimensionada para suprir a falta de equipamentos devido à manutenção preventiva, falhas não programadas e necessidades de crescimento de carga (BILLINTON e ALLAN, 1996).

2.4.2 Reserva Operacional

A Reserva Operacional está relacionada ao planejamento de curto prazo e refere-se ao montante de geração sincronizada ou que possa ser sincronizada em tempo hábil para repor a perda de unidades em operação.

No Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) adota a divisão e classificação da reserva operacional em quatro partes, conforme se descreve a seguir:

Reserva Primária (R_p): é a parcela de reserva deixada nas máquinas sincronizadas com a finalidade de realizar o controle primário de frequência.

Reserva Secundária (R_S): é a parcela da reserva sincronizada responsável pelo controle secundário de frequência. A RS é composta pelas unidades participantes do controle automático de geração (CAG), cujos reguladores automáticos de velocidade ficam sob controle dos centros de operação.

Reserva Terciária (R_T): é a parcela da reserva sincronizada destinada a cobrir as saídas ou limitações não programadas de unidades geradoras em operação, causadas por defeitos nos equipamentos que as compõem, ou defeitos nos transformadores.

Reserva quaternária (R_Q): é a parcela da reserva não sincronizada destinada a suprir a perda de blocos de geração e/ou outras emergências não previstas.

2.5 AVALIAÇÃO MULTIÁREA PARA SISTEMAS PRODUTORES

A capacidade de adequação da geração de um SEP pode ser ampliada e melhorada através de interligações com outros sistemas. Nesse sentido quando a capacidade total disponível em uma área é insuficiente para suprir a carga, pode procurar assistência de uma área vizinha através das interligações (BILLINTON e LI, 1994).

Do ponto de vista da reserva estática, os níveis de assistência solicitada ou fornecida por uma área vão depender de quatro fatores:

- O nível de carga de cada área;
- A capacidade de geração disponível em cada área;
- As restrições nos limites de transmissão nas linhas de interligação entre áreas;
- Os acordos comerciais de importação e exportação entre áreas.

O procedimento básico para avaliar a adequação do sistema de geração é dividido em dois aspectos: única área e multiárea. Desta maneira o modelo de uma única área, fornece uma base para o modelo de sistemas multiáreas (BILLINTON e LI, 1994). São utilizados dois métodos fundamentais que são aplicados para avaliação da adequação de uma única área: o MMCNS e MMCS (tratados na seção 2.31 e 2.32 respectivamente).

Como foi mencionado anteriormente a interconexão entre dois SEPs traz muitos benefícios associados à operação e ao planejamento, o que torna o sistema mais confiável e ainda mais complexo de avaliar. Além do modelo de geração e carga para cada área, o modelo das linhas de transmissão e as políticas de apoio entre áreas devem ser levados em consideração.

Levando em conta todas as restrições mencionadas, para a avaliação da adequação dos sistemas de geração multiárea, são usados os modelos de algoritmo do fluxo máximo e de programação linear, que é apresentado nas seções seguintes.

2.5.1 Procedimento básico para avaliação Multiárea

A avaliação da adequação da geração multiárea é baseada na combinação da SMC e o algoritmo do fluxo máximo. A seguir é apresentado os passos gerais para a avaliação:

- **Passo 1:** Construir um modelo de capacidade de geração e um modelo adequado de carga para cada sistema produtor envolvido na avaliação multiárea;
- **Passo 2:** Combinar os modelos de geração e carga para obter a margem de geração positiva(áreas fornecedoras de geração) ou negativa(áreas receptoras de geração), de capacidade disponível para cada área;
- **Passo 3:** Adicionar as linhas de transmissão e as políticas de apoio, e calcular os índices de confiabilidade para cada área e para o sistema total.

Para os dois primeiros passos, os métodos de SMCS e SMCNS podem ser aplicados. Para o passo 3, a linha de transmissão pode ser simulada usando a SMCS para obter os ciclos de operação *up-down*, ou seja, com base em um estado inicial, gerar uma cadeia de estados de falha e reparo gerados com uma amostra de variáveis aleatórias, da mesma forma como se faz com uma unidade de geração.

Por conseguinte, os ciclos de operação e capacidade disponíveis das linhas de transmissão são usados para modificar a margem de

capacidade disponível de cada área usando o algoritmo de fluxo máximo ou através de programação matemática. O procedimento de programação linear é apresentado nas seções seguintes. Ambas as metodologias são aplicadas para um horizonte de tempo horário, onde pelo menos uma área tem uma margem de capacidade negativa. As metodologias são apresentadas nas próximas seções. A situação de perda de carga é considerada quando a disponibilidade da assistência através de interconexões não pode compensar a capacidade de deficiência da área.

Os índices de confiabilidade para cada ano amostrado, considerando as interconexões são: a duração de perda de carga (LLD_i) em horas, a ocorrência de perda de carga (LLO_i) e a energia não suprida (ENS_i) em MWh . Esses índices podem ser obtidos por observação do modelo de margem de capacidade disponível modificado para cada área. Os índices de confiabilidade para o sistema geral, podem ser calculados com base nas equações (2.12) e (2.13):

$$LOLE_s = \frac{\sum_{i=1}^N (LLD_{Si})}{N} \quad (2.12)$$

$$LOEE_s = \frac{\sum_{k=1}^m \sum_{i=1}^N (ENS_{ki})}{N} \quad (2.13)$$

Onde N , é o número de anos amostrados, m o número de áreas, LLD_{Si} é a duração total do estado do sistema quando uma ou várias áreas estão em situação de perda de carga para o ano i , e ENS_{ki} a energia não suprida para a área k no ano i .

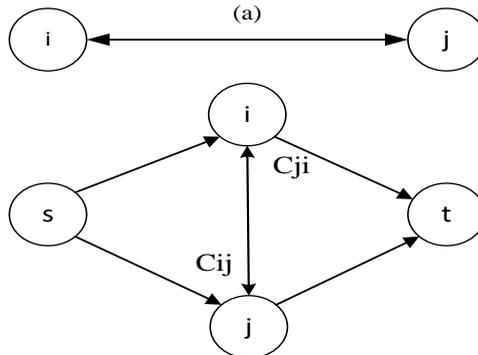
2.5.2 Modificação do modelo de Margem de área disponível usando o algoritmo de fluxo máximo

O sistema de geração multiárea pode ser modelado por uma rede de transporte com interconexões caracterizadas pelo comportamento estocástico. Ou seja, a linha de transmissão é representada por um ramo com orientação de transferência de potência unidirecional ou bidirecional.

Cada área do sistema é representada por um nó, e são adicionados dois nós fictícios que representam o nó de geração s e o nó dissipador de carga t .

O ramo fictício unidirecional desde o nó s para cada área é introduzido para representar a assistência máxima disponível da área, e o ramo fictício unidirecional para cada área até o nó t , é criado para representar a demanda suprida. Na Figura 8 é mostrado o exemplo para um sistema de duas áreas.

Figura 8 – Sistema de geração com duas áreas e sua rede de transporte



Fonte: Adaptado de Billinton e Allan (1994)

A Figura 8 apresenta um sistema de geração com duas áreas e a rede. As capacidades de cada ramo são consideradas bidirecionais com capacidades (C_{ij}, C_{ji}) , associadas a um ramo (i, j) , na orientação $i \rightarrow j$ onde para o caso de ramos unidirecionais $C_{ij} = 0$ ou $C_{ji} = 0$.

A capacidade de cada ramo (i, j) com $(i, j \neq s, t)$ num instante de tempo t pode ser (C_{ij}, C_{ji}) , ou $(0, 0)$ dependendo do estado da linha de transmissão naquele tempo. Considerando d_i como a margem de capacidade da área i , logo C_{si} e C_{it} são obtidos pelas seguintes regras:

$$C_{si} = \begin{cases} d_i & \text{if } d_i > 0 \\ 0 & \text{if } d_i \leq 0 \end{cases} \quad (2.14)$$

$$C_{it} = \begin{cases} -d_i & \text{if } d_i < 0 \\ 0 & \text{if } d_i \geq 0 \end{cases} \quad (2.15)$$

Quando a rede de transporte é construída, o algoritmo de fluxo máximo é formulado para calcular a energia suprida. O estado de falha para a área i ocorre quando: $x_{it} < -d_i$, onde x_{it} é a energia que pode ser suprida por uma área i .

De forma geral, o modelo matemático para este método pode ser calculado como:

$$\sum_{\{j:(i,j) \in A\}} X_{ij} - \sum_{\{j:(j,i) \in A\}} X_{ji} = \begin{cases} V & \text{para } i = s \\ 0 & \forall i \in V - \{s, t\} \\ -V & \text{para } i = t \end{cases} \quad (2.16)$$

$$0 \leq X_{ij} \leq C_{ij} \quad \text{para cada } (i, j) \in A$$

Onde C_{ij} denota a capacidade de transporte do arco (i, j) .

2.5.3 Modificação do modelo de Margem de área disponível usando a programação linear

Depois de conhecer a margem (positiva e negativa) de cada área, são classificadas em dos grupos:

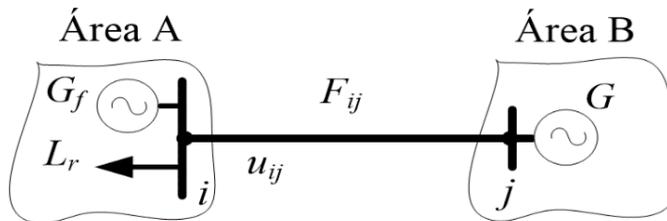
- Áreas fornecedoras de assistência;
- Áreas receptoras de assistência.

As áreas fornecedoras são caracterizadas por terem capacidade de geração maior que a carga, ou seja, por possuírem margem positiva. E as áreas receptoras são caracterizadas por possuírem capacidade de geração menor que a carga e sua margem negativa.

Para cada área fornecedora de assistência é definida uma variável identificada como *Gerador* (G), com capacidade definida

através da margem positiva de cada área fornecedora. Da mesma forma para cada área receptora de assistência é definida uma variável de *Carga Requerida* (L_r), a qual é atribuída a margem negativa de cada área receptora. A utilidade da variável *gerador fictício* (G_f) explica-se através da necessidade de garantir o balanço de potência para cada área. Assim, quando a variável L_r não puder ser satisfeita, seja por insuficiência de geração ou por incapacidade nas interconexões, a variável G_f suprirá a necessidade requerida, sendo contabilizada como corte de carga na avaliação da reserva estática. A Figura 9 apresenta o sistema descrito para duas áreas:

Figura 9 – Duas Áreas Interconectadas para Avaliação da Reserva Estática



Onde a área A e B , estão ligadas através da interconexão $i-j$ que possui capacidade u_{ij} e fluxo F_{ij} .

Com base nesse pequeno sistema de geração e transmissão, denominado de sistema composto, se dá origem à simulação multiárea. Do ponto de vista da reserva estática, o objetivo do problema é minimizar o corte de carga multiárea total, satisfazendo o balanço de potência para cada nó e os limites máximos de capacidade das linhas de transmissão. Assim, o modelo de programação linear utilizado no caso geral é dado por:

$$\begin{aligned}
& \min \sum_{i \in NG_f} \alpha_i G_{fi} \\
& \text{S.a:} \\
& \text{(I)} \quad -\sum_i F_{ji} + G_j = 0 \quad (j \in VG) \\
& \text{(II)} \quad \sum_j F_{ji} + G_{fi} = L_{ri} \quad (i \in NG_f) \\
& \text{(III)} \quad |F_{ji}| \leq u_{ij} \quad (ij \in LT) \\
& \text{(IV)} \quad 0 \leq G_j \leq G_j^{\max} \quad (j \in VG) \\
& \text{(V)} \quad 0 \leq G_{fi} \leq L_{ri}^{\max} \quad (i \in NG_f)
\end{aligned} \tag{2.17}$$

Onde G_j e G_{fi} representam o Gerador fictício no nó j e i respetivamente, F_{ji} é o fluxo de potência na interconexão $j-i$, L_{ri} é a carga requerida no nó i , e representam os limites máximo de gerador e a carga máxima respetivamente; VG , NG_f e LT , representam o conjunto de variáveis geradores, geradores fictícios e linhas de transmissão respetivamente. A variável α_i atribui um custo para a variável G_{fi} que possibilita o estabelecimento de prioridades de corte em áreas distintas.

As restrições da formulação podem ser interpretadas assim:

- I. O somatório dos fluxos de potência direcionados à área receptora, disponibilizados pelas áreas fornecedoras, é igual a zero, garantindo que a produção a ser transferida seja totalmente escoada pelas interconexões.
- II. O somatório dos fluxos de potência que entram nas áreas receptoras, e as produções relativas dos geradores fictícios, são iguais à carga requerida, garantindo o balanço de potência na área receptora.
- III. Os fluxos de potência entre as áreas fornecedoras e receptoras, estão sujeitos aos limites de transmissão que precisam ser respeitados.

- IV. A produção disponibilizada pelas áreas fornecedoras, respeita o limite máximo de potência de cada área.
- V. A produção do gerador fictício das áreas receptoras, não excede o valor dado à variável de carga requerida de cada área receptora, que representa o máximo de potência necessária para garantir o balanço de potência de cada área receptora.

Um das vantagens do modelo de programação linear é o fato de que novas variáveis de políticas de apoio podem ser facilmente incorporadas, dando maior peso na variável α_i .

Com base nessa formulação, é feita a avaliação multiárea do sistema composto, como já foi apresentado. O procedimento é contínuo e é aplicado a cada transição (carga ou geração) identificada durante a simulação cronológica simultânea promovida para as áreas de interesse.

2.6 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentados os conceitos que ajudaram ao desenvolvimento do presente trabalho. Foram expostos os conceitos gerais de confiabilidade em sistemas de energia e também as metodologias de simulação para a avaliação da adequação da capacidade de Geração, necessários para simulação multiárea dos SEP, como é a simulação de Monte Carlo sequencial, que forma parte da base da ferramenta de simulação do trabalho. Também foram apresentados os conceitos de reserva estática e operacional, e sua importância nos SEP para garantir um adequado suplemento de energia. Ainda foram revisados os conceitos de avaliação multiáreas para sistemas produtores, do ponto de vista da reserva estática, necessários para intercâmbio de energia entre subsistemas.

3 METODOLOGIA PROPOSTA

Para este novo capítulo, uma breve descrição da ferramenta de simulação usada é feita, onde são descritas a modelagem para o cálculo da reserva estática e operacional de longo prazo, além da representação dos componentes do sistema. E por último é formulada uma representação da avaliação multiárea com base do método de programação linear para o cálculo da reserva estática e operacional.

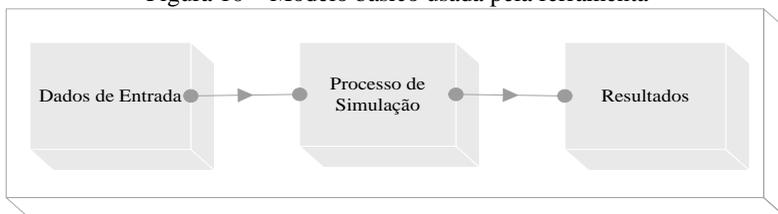
3.1 DESCRIÇÃO DA IMPLEMENTAÇÃO DA CONCEPÇÃO TEÓRICA

A ferramenta implementada efetua a avaliação da confiabilidade do sistema de geração baseado em métodos probabilísticos, realizando essa avaliação de duas diferentes formas (reserva estática e reserva operacional), levando em consideração os problemas relacionados com a integração de energia renovável e os impactos produzidos pelas interconexões entre áreas do sistema.

A metodologia usada pelo programa é baseada no método de MC, seguindo a representação cronológica, dessa forma algumas características horárias são adicionadas com a finalidade de avaliar os requerimentos de geração do sistema, considerando a energia renovável. A ideia principal é fazer um estudo do comportamento dos índices de confiabilidade, considerando a inserção de recursos energéticos renováveis, envolvendo principalmente o uso de recursos hídricos, eólicos e mini hídricos. Basicamente o programa faz as análises de reserva estática e operacional concentrando as unidades de geração e carga em uma barra única (BILLINTON e ALLAN, 1996).

A Figura 10 resume o processo de simulação usado pela ferramenta dividido em três módulos básicos: Dados de entrada, o processo de simulação e os dados de saída.

Figura 10 – Modelo básico usada pela ferramenta



3.1.1 Avaliação da reserva estática de longo prazo

A estimativa dos índices de reserva estática é baseada seguindo a equação (3.1) de balanço de potência:

$$R_{STA} = G - L \quad (3.1)$$

Onde R_{STA} representa a reserva estática, G a geração disponível do sistema e L a carga total do sistema. Por tanto a detecção dos eventos de corte de carga é efetuada quando a relação entre G e L seja menor a zero.

A característica estocástica da variável G depende da disponibilidade dos equipamentos e da flutuação nos níveis de capacidade gerados pela intermitência dos recursos energéticos como séries hídricas, eólicas e solares. A característica estocástica da variável L depende da carga horária observada que pode ser afetada pela incerteza de curto e/ou longo prazo.

3.1.2 Avaliação da Reserva Operacional de longo prazo

A longo prazo, este estudo possui o objetivo de verificar se o montante de geração sincronizada, ou que possa ser sincronizada em tempo hábil para repor a perda de unidades em operação, apresenta baixo risco (SALES, 2009). A reserva operacional de longo prazo destina-se também a suprir os acréscimos de carga devido aos erros na previsão de carga de curto-prazo, dos recursos energéticos primários e das saídas fortuitas das unidades geradoras.

Levando em consideração a importância das decisões de curto prazo, novas variáveis são definidas na equação do balanço de potência para representar estas incertezas, conforme equação (3.2):

$$R_{OPE} = R_S + R_T < \Delta L + \Delta P_w + \Delta G \quad (3.2)$$

Onde ΔL representa a incerteza de carga de curto prazo, ΔP_w a variação da capacidade de geração eólica e ΔG a variação da capacidade de geração devido á saídas forçadas, ou seja, é a variação da capacidade escalonada para atender a demanda da carga prevista (L), a reserva primária (R_p) e a reserva secundária (R_s), definida como

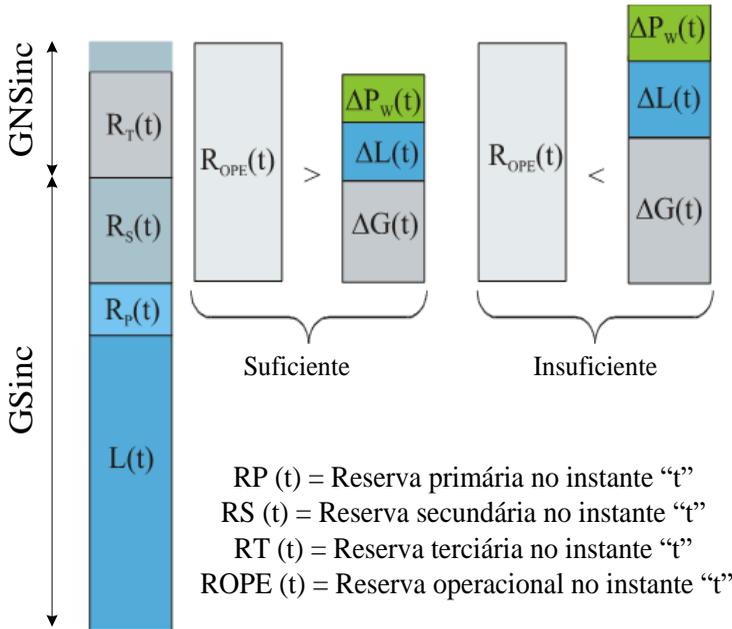
$$\Delta G = G_{\text{sinc}} - (L + R_s + R_T) \quad (3.3)$$

Onde G_{sinc} é a capacidade de geração sincronizada

Ainda na equação (3.3) verifica-se que a reserva operacional é constituída pelas capacidades da reserva secundária e da reserva terciária rápida (LEITE DA SILVA, SALES, *et al.*, 2010).

A estrutura da reserva operacional é representada na Figura 11.

Figura 11 – Avaliação da Reserva Operacional



Fonte: Modificado de (ROSA, 2009)

O modelo considera que a reserva primária (R_P) e a reserva secundária (R_S) são predefinidas no início da simulação. A reserva terciária varia de acordo com a capacidade das unidades que não foram escalonadas e que podem ser mobilizadas em até uma hora.

A Figura 11 apresenta como a reserva operacional deve compor o conjunto de incertezas que ocorrem a curto prazo, mas que aqui, são avaliados a longo prazo em termos de capacidade. Se a reserva operacional for suficiente, o conjunto de incertezas dados por: a variação da produção eólica, a variação da carga e a variação da

capacidade de produção devido às saídas fortuitas das unidades geradoras, não resultará em insuficiência da reserva operacional e, portanto, não contabilizará para os cálculos dos índices de confiabilidade. Neste caso é dito que o sistema se encontra num estado de sucesso. No entanto, se a reserva operacional for insuficiente, ou seja, menor que as variações supracitadas, resultará em insuficiência da reserva operacional em suportar as variações acima relacionadas e, portanto, contabilizará para o cálculo dos índices de confiabilidade. Neste caso é dito que o sistema se encontra num estado de falha.

3.2 REPRESENTAÇÃO DOS COMPONENTES CONVENCIONAIS DO SEP

Nesta seção são detalhados e representados os modelos usados para a representação dos componentes do SEP no processo de Simulação de Monte Carlo Cronológico.

3.2.1 Representação dos geradores térmicos convencionais:

Neste modelo estão representadas todas as unidades térmicas de grande porte que funcionam com combustível fóssil e energia atômica. O modelo de falha/reparação para estes geradores é representado pelo modelo Markov a dois estados, cujas transições seguem uma distribuição de probabilidade exponencial (BILLINTON e ALLAN, 1996). Sendo a capacidade do gerador máxima quando se encontra no estado *Up*, e zero quando se encontra no estado *Down*, Para todas as centrais térmicas é assumido que a capacidade máxima disponível depende unicamente da disponibilidade dos geradores.

3.2.2 Representação dos geradores hídricos

Os geradores hídricos de grande porte são representados da mesma forma que os geradores térmicos convencionais, ou seja, por um modelo estocásticos de falha/reparação representado por um modelo de Markov a dois estados.

A potência máxima disponível nas centrais hidráulicas é ajustada mensalmente pelo fator de aproveitamento das séries hidrológicas. As séries são definidas para cada bacia hidrográfica ou reservatório com base em dados históricos relacionados às aflúências, ao volume do reservatório e ao tipo de operação.

A energia disponível de cada unidade geradora para cada mês de simulação é calculada com base às afluições incrementais dos reservatórios de cada usina. Sendo a potência gerada por cada usina calculada como uma porcentagem da sua potência máxima.

3.2.3 Representação dos geradores hídricos de pequeno porte

Os geradores de pequeno porte são modelados concentrados num único grupo, os geradores que possuem valores similares de capacidade e parâmetros estocásticos, e são representados pelo modelo de Markov multiestados. A quantidade de energia disponível é afetada pelas séries históricas através de determinado valor em porcentagem. Esta é obtida calculando a capacidade total de cada estado com o correspondente valor da série.

3.3 REPRESENTAÇÃO DA CARGA

A curva de carga varia sazonalmente ao longo do ano, e as características de confiabilidade do sistema poderiam mudar durante todos os dias do ano. Diante disso as curvas de carga são construídas a partir de um modelo cronológico com resolução horária com base em informações de vários anos de observação constituído por 8760 pontos de carga. A Figura 44 (apêndice C), ilustra a curva de carga horária, para o SIN.

3.4 REPRESENTAÇÃO DA MANUTENÇÃO

Para cada mês uma quantidade de potência será considerada para manutenção com o objetivo de capturar as atividades de manutenção ao longo do ano. Sendo o valor considerado subtraído da capacidade total do sistema. Com base no histórico de taxa de indisponibilidades programadas de cada usina fornecido pelo ONS (2014), que é definido como o percentual do tempo durante o qual as unidades geradoras permanecem fora de serviço para manutenção programada, é calculada a parcela de energia mensal para cada usina no ano de 2014. Por exemplo, para a usina 14 de julho, para o mês de outubro do ano de 2014, apresento um uma taxa de indisponibilidade programada de 0,052529%. Por tanto, considerando sua potência instalada de 100MW, sua indisponibilidade programada será de 0,052529MW para o mês de outubro.

3.5 REPRESENTAÇÃO DAS INTERCONEXÕES

As interconexões físicas entre duas regiões são representadas por um gerador de grande porte. Levando-se em consideração que os parâmetros de confiabilidade de um gerador são similares às conexões do sistema de transmissão entre duas regiões, sendo os parâmetros estocásticos para cada interconexão definida com base na classe de tensão.

Para o propósito da simulação, as unidades são representadas pelo modelo de Markov a dois estados, da mesma forma como é representado uma unidade térmica de geração, e levando em consideração, que as unidades que representam a interconexão podem ser mobilizadas dentro de uma hora. Ainda mais, a energia disponível para cada unidade que representa uma interconexão é limitada pela capacidade de transmissão da rede (*NTC*) durante o inverno e o verão bem como pela disponibilidade do sistema vizinho que poderia não ter a energia suficiente para suprir toda a capacidade total.

Para conhecer a energia disponível que pode transferir cada unidade geradora, é simulado o sistema vizinho sem considerar a presença de interconexões. A partir da função densidade de probabilidade é obtida uma energia disponível mensal que é levada em conta para o *NTC*, e assim, são construídas séries horárias médias de energia disponível que pode ser transferida ao sistema vizinho.

3.6 REPRESENTAÇÃO DOS PARQUES EÓLICOS

Levando em conta que os geradores de um parque eólico sejam tradicionalmente iguais, o modelo multiestados de Markov é utilizado para representar o ciclo estocástico de falha/reparação, cujas transições seguem uma distribuição de probabilidade exponencial. A produção dos parques eólicos é definido a cada hora e para cada região geográfica, isto é, uma porcentagem da série histórica anual de capacidade de produção de potência total instalada do parque eólico (MATOS, PEÇAS LOPEZ, *et al.*, 2009).

No começo de cada ano, para cada parque eólico é indexado um valor correspondente a série eólica, que é selecionada de uma amostragem aleatória, levando em conta sua probabilidade de ocorrência.

3.7 REPRESENTAÇÃO DOS MODELOS DE INCERTEZA

Sendo a análise realizada no horizonte de longo-prazo, os efeitos de curto prazo podem ser representados visando as necessidades de cálculo de reserva operacional e, para tanto, é necessário levar em consideração as incertezas associadas às variações de carga, previsões do vento e a geração indisponível devido as saídas forçadas por avaria de equipamentos. Nas subsecções seguintes são descritas a representação da variação inesperada de carga e de potência eólica com base nos modelos de incerteza.

3.7.1 Representação da incerteza na Previsão de Carga

Para os estudos de previsão de carga é fundamental levar em consideração que o pico de carga apresenta uma diferença com o valor previsto. Deste modo a previsão de carga assumiria o erro de predição. Na prática atual, a previsão de carga é normalmente precedida de experiências passadas, e um nível de incerteza teria o objetivo de inserir um ruído na representação cronológica (ROSA, 2009). Os erros nas previsões de carga podem ser modelados por uma distribuição gaussiana. Dois níveis de incerteza representam os desvios na previsão de curto e longo prazo, que podem ser representados através do processo de MCS. Para o cálculo da incerteza horaria associada com a previsão de curto prazo um impulso de uma distribuição binomial é amostrado aleatoriamente para definir qual o nível de carga será aplicado á curva horaria. A média da distribuição é zero e desvio padrão σ definido no começo do processo de simulação. E para calcular a incerteza anual associada com a previsão de longo prazo, similar com a avaliação de curto prazo um impulso de uma distribuição binomial é amostrado aleatoriamente para definir qual o nível de carga será aplicado à curva anual. A média da distribuição é zero e o desvio padrão σ definido no começo de cada ano. O valor ΔL , é calculado adicionando a incerteza de curto prazo amostrada a cada hora, e a incerteza de longo prazo amostrada no início de cada ano.

3.7.2 Representação da incerteza na Previsão Eólica

O modelo usado para a representação da incerteza de previsão de energia eólica é baseado no método de persistência, que assume que a potência eólica no tempo $t + \Delta t$, é igual à potência eólica no tempo t . Em outras palavras o método assume uma alta relação entre o presente e o

valor futuro do vento (WU e HONG, 2007). Levando-se em consideração esses aspectos, a incerteza de potência eólica ΔP_w para uma hora t é dada pela equação (3.4):

$$\Delta P_w(t) = P_w(t) - P_w(t-1) \quad (3.4)$$

Onde t é a hora atual, $t-1$ representa o último momento em que P_w é conhecido, sendo P_w a potência eólica total produzida (MW). O método é bastante efetivo para previsão de incerteza de curto prazo, mas a precisão piora à medida que o tempo de previsão aumenta.

3.8 ESCALONAMENTO DAS UNIDADES DE GERAÇÃO

Para simular o agendamento das unidades de geração é usado a estratégia de ordem de mérito, que consiste em fazer um agendamento das unidades dentro do sistema de potência sujeito a geração produzida de cada unidade e as restrições de operação (SHEBLE e FAHD, 1994).

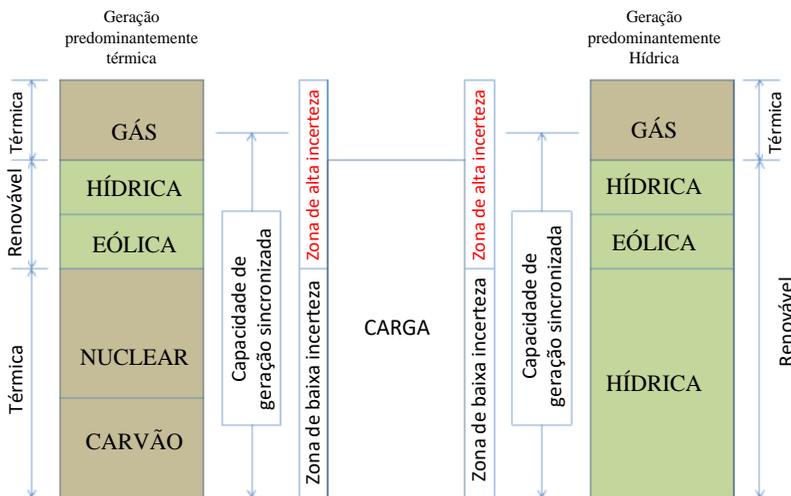
Por tanto, a definição de quais unidades geradoras deve estar gerando em cada hora é realizada depois de saber quanto cada unidade geradora está gerando. A estratégia segue o seguinte procedimento:

- Buscar o próximo gerador disponível com uma alta prioridade que não tenha sido ainda despachado;
- Despachar o gerador com toda sua capacidade;
- Verificar se a carga está completamente suprida.

Se a carga estiver suprida, termina o procedimento, caso contrário retornar ao próximo gerador.

A ordem de mérito estabelecida para um sistema vai depender do tipo de tecnologia predominante, seja por geração térmica ou por geração hídrica, como é o caso brasileiro. A Figura 12 apresenta duas situações de despachos com base na tecnologia predominante.

Figura 12 – Escalamento de unidades de Geração com base na tecnologia predominante



Fonte: Adaptado de (BREMERMAN, 2014)

Conforme é apresentado na Figura 12, para sistemas com predominância de geração térmica, na base da escalação de unidades são usadas as tecnologias menos flexíveis, como no caso das térmicas a carvão e as usinas nucleares. Estas unidades geradoras aportam inércia (estabilidade) ao sistema e atendem a maior parte da carga do sistema. As unidades funcionam com baixo grau de incerteza devido aos seus baixos custos e a sua incapacidade de oferecer flexibilidade na geração de energia elétrica por terem tempos de partida maiores a uma hora.

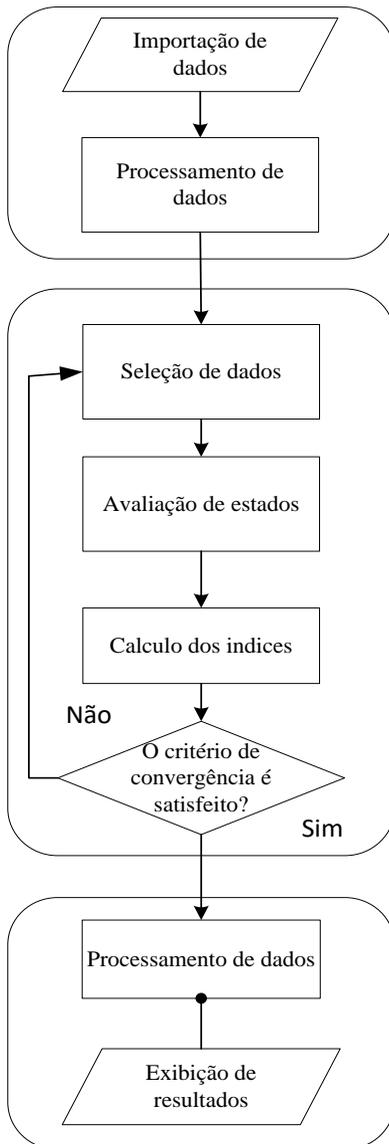
No sistema predominantemente hidrelétrico as maiores unidades geradoras hidrelétricas estão na base da escalação de unidades, que têm uma resposta rápida para garantir a estabilidade do sistema. Este sistema tem um elevado grau de flexibilidade, no entanto, a variabilidade dos seus recursos primários afeta a produção de energia, sendo necessário uma maior capacidade instalada (BREMERMAN, 2014).

3.9 PROCESSO DE SIMULAÇÃO

A ferramenta computacional é baseada na representação cronológica e permite avaliar o rendimento do sistema de geração em

termos da reserva estática e da reserva operacional. O núcleo principal do modelo é baseado em quatro etapas representadas na Figura 13:

Figura 13 – Estrutura da ferramenta computacional



Para a primeira etapa, o estado do sistema e o tempo em que o sistema irá permanecer é amostrado.

A amostragem de um novo estado vai depender do modelo estocástico de falha e reparação de cada componente, além de seu modelo de capacidade dependente do tempo, o modelo de carga e o estado prévio do sistema.

Para a segunda etapa o estado do sistema é amostrado e avaliado. Neste estado as unidades de geração disponíveis são agendadas de acordo com a ordem de mérito definida no começo da simulação. Nesta são determinados os valores de reserva estática e reserva operacional através de (2.8) e (2.9).

A terceira etapa envolve a atualização dos índices de confiabilidade, confrontando os resultados do processo de avaliação do estado com uma série de funções teste, que têm por objetivo representar matematicamente o significado de um dado índice de confiabilidade. Com o uso dessas funções teste é possível calcular estimativas parciais dos índices de confiabilidade.

A última etapa consiste em verificar se o critério de convergência foi atendido. Se a convergência não foi atendida o processo de simulação continua com a seleção de outro estado, do contrário a simulação é finalizada. Um dos critérios de parada usados na simulação é quando os coeficientes de variação de todos os índices de confiabilidade atingem um determinado limite e outro critério é quando o número de anos amostrado está acima de um valor limite. O critério de convergência é calculado em base ao coeficiente de variação β dado pela equação (2.5).

3.10 CONSIDERAÇÕES DA ENERGIA HÍDRICA

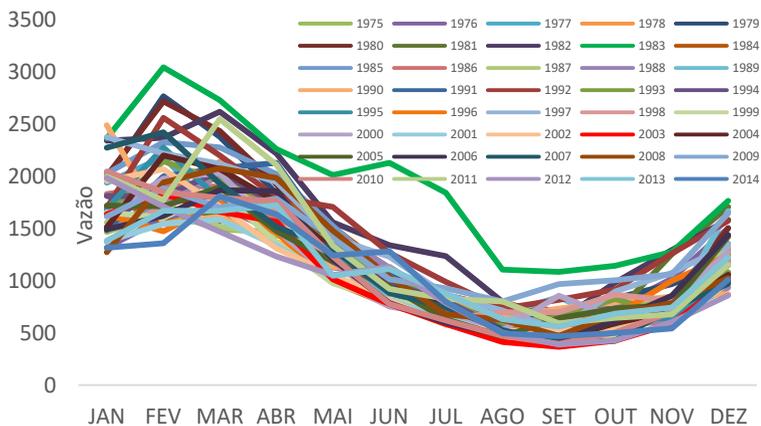
A energia hidrológica no SIN é calculada com base nas energias naturais afluentes (*ENAs*), definida como a energia que se obtém quando a vazão natural afluente a um ponto de observação é turbinada nas usinas situadas à jusante do ponto. Esses dados são fornecidos pela ONS (2014), e calculadas com os valores médios mensais do histórico de afluências de 1931 a 2014 que é tratado mais adiante no cálculo da ordem de mérito.

3.10.1 Ordem de Mérito:

Com base nos valores de séries históricas de vazões naturais mensais mostrados na Figura 14, se faz uma identificação de seis perfis

de vazões mensais representados pelas 40 séries observadas. Os perfis são descritos como segue:

Figura 14 – histórico de 40 afluições naturais



- Ano mais úmido: é definido pelo ano 1983, que apresentou a maior vazão natural do histórico, no gráfico aparece com a cor verde.
- Ano mais seco: é definido pelo ano 2003, que no gráfico aparece com a cor vermelha.

Fazendo um estudo do comportamento do histórico de vazões, os anos foram classificados de acordo com os seguintes grupos:

Figura 15 – Ano mais úmido do histórico de 40 anos

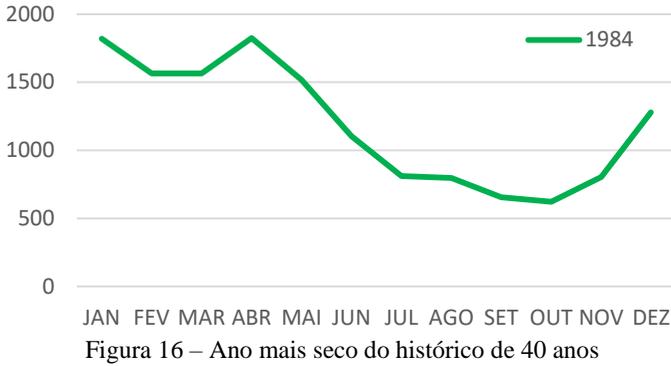


Figura 16 – Ano mais seco do histórico de 40 anos



Figura 17 – Anos úmidos do histórico de 40 anos

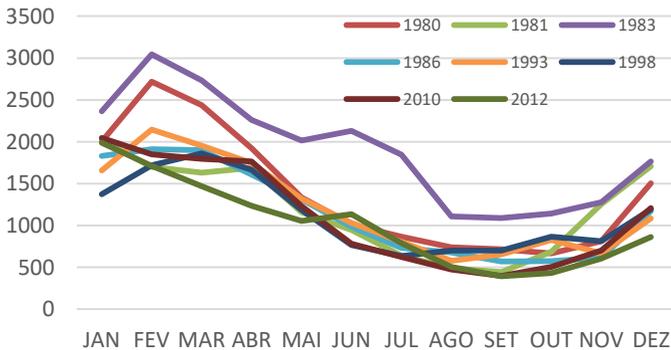


Figura 18 – Anos médios úmidos do histórico de 40 anos

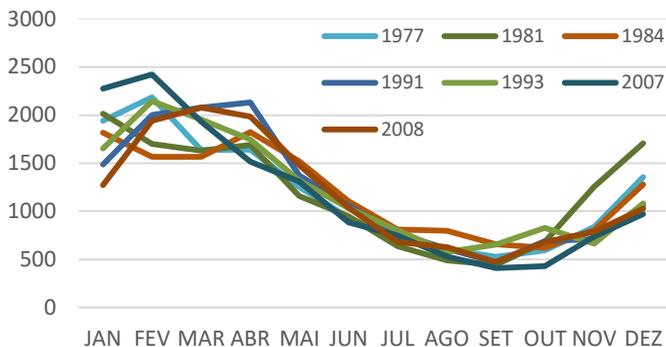


Figura 19 – Anos secos do histórico de 40 anos

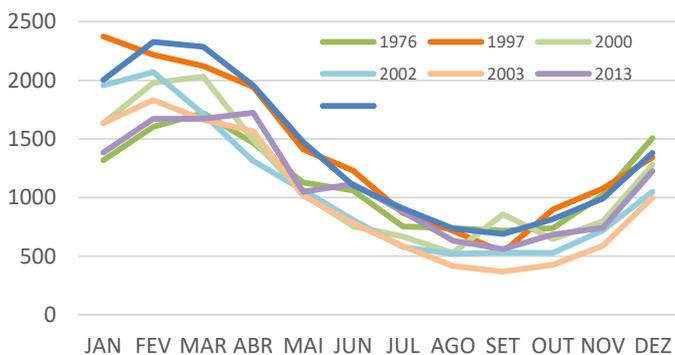
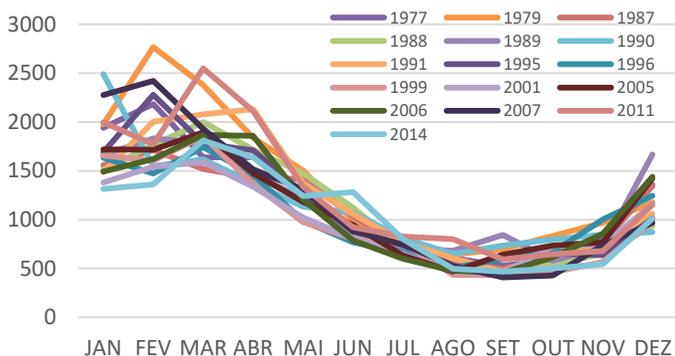


Figura 20 – Anos médios seco do histórico de 40 anos



A partir desta avaliação da produção hídrica, calcularam-se as médias da produção mensal para os seis perfis hidrológicos, calculados com base a um histórico de geração hidráulica fornecido pelo ONS (2014) e mostrados na tabela 1. Dessa forma, é definido uma ordem de mérito mensal para cada um dos perfis considerados de geração hídrica.

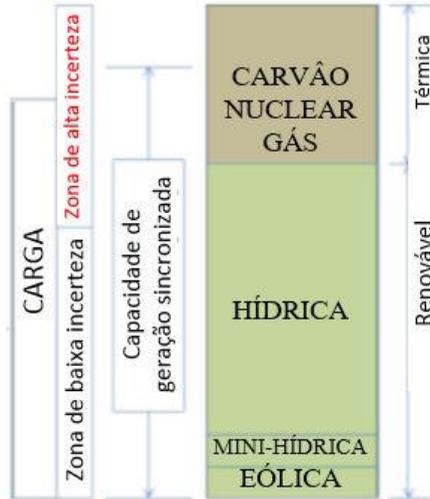
Tabela 1 – Produção Hídrica mensal média Observada em GWh

ANO	Mais Úmido	Húmidos	Médios Úmidos	Médio Seco	Seco	Mais Seco
JAN	38783,35	39616,98	34944,0	34994,4	28590,91	23620,65
FEV	36723,85	39370,01	33195,9	32791,4	27110,43	22652,48
MAR	39244,11	42602,8	37337,1	36085,1	29006,19	27222,45
ABR	37769,83	36919,92	34680,9	33584,3	28230,6	26525,77
MAI	37202,26	36385,38	34079,9	33179,8	28213,15	26095,54
JUN	35042,43	35423,47	32219,2	31614,2	26501,87	25161,04
JUL	36725,96	36991,89	34402,3	33039,1	27437,71	26105,92
AGO	38616,9	37551,63	34654,9	33531,1	27770,11	27187,48
SET	37317,56	34462,66	33574,3	32498,5	28005,11	25885,65
OUT	37728,17	35255,34	35226,4	33960,1	29419,7	28891,49
NOV	36600,48	31737,66	34660,5	32888,6	27940,41	27840,91
DEZ	38481,93	34860,46	35829,5	34113,0	28595,98	28231,46

Fonte: Adaptado de (ONS, 2014)

Com vista a descrever de forma breve o mecanismo principal para a elaboração das diferentes ordens de mérito mensais, apresenta-se na Figura 21, um dos mecanismos elaborados para compor a ordem efetivamente imposta para cada tipo de tecnologia e consequente entrada em serviço das unidades produtoras. Assim, as principais diferenças entre as ordens de mérito estão na variação dos montantes escalados para compor o empilhamento das várias tecnologias e na variação de tecnologias em função da disponibilidade de recursos.

Figura 21-Ordem de mérito usada na simulação



Fonte: modificado de (BREMERMANN, 2014)

A modo de exemplo, levando em consideração o mês de janeiro do ano mais úmido (Tabela 1) a produção hídrica mensal média observada que foi de 38783,35 GWh, logo, as usinas Hídricas de grande porte, são escalonadas até os dados de saída da simulação apresentem resultados perto desse valor.

3.11 CONSIDERAÇÕES DA ENERGIA EÓLICA:

Do mesmo jeito como foi trabalhado com a geração hídrica, um histórico de séries de vento de 30 anos, com variação desde o ano 1983 até o ano 2013 foi usado para fazer a simulação da penetração da energia eólica no SIN, representando a diversidade estatística dos eventos e assim poder prever o que acontecerá no futuro baseado em informações do passado. As séries de vento foram obtidas de parques eólicos *offshore* ou parques eólicos em terra, e foram convertidas em séries de potência de energia eólica usando a curva de potência de um modelo do aro gerador usado no SIN. A saída de potência fornecida por cada aro gerador está dado pela equação (3.5):

$$P_{Turbina} = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (3.5)$$

Onde C_p é o coeficiente de potência característico de cada aro gerador, ρ é a densidade do ar que depende da temperatura e da pressão, A é a área varrida pelas pás e v é a velocidade do vento.

Para este estudo foi usado o modelo de aro gerador Wobben E82/200 da linha de produtos ENERCON (2015) que é um modelo de turbina usada nos parques eólicos brasileiros. O resumo dos dados técnicos é apresentado no Figura 43 (apêndice A).

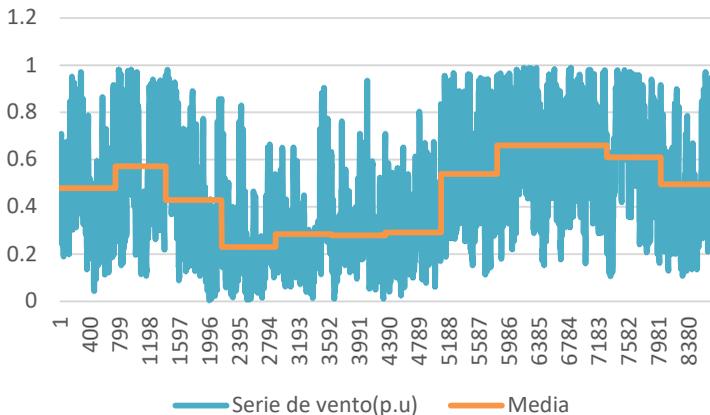
As séries do sistema eólico foram divididas em 11 zonas, que são representadas num histórico de 30 anos, desde o ano 1983 até o ano 2013 e representados por curvas de carga horária de 8760 horas, as séries são as mesmas usadas na dissertação (WITZLER, 2015). As zonas usadas são mostradas na tabela 2.

Tabela 2 – Zonas usadas nas séries eólicas

ZONA	Cidade	Estado
1	Aracati	Ceará
2	Caetité	Bahia
3	João Câmara	Rio Grande do Norte
4	Amontada	Ceará
5	Macau	Rio Grande do Norte
6	Paracuru	Ceará
7	Pedra do Reino	Bahia
8	Coxilha negra	Rio grande do Sul
9	Tramandaí	Rio grande do Sul
10	Estrada	Rio grande do Sul
11	Chavantes	São Paulo

As séries de vento diárias e a média mensal para o ano de 2013 na cidade de Aracati, no estado do Ceará, são mostradas na Figura 22:

Figura 22 – Série de vento na cidade de Aracati-Ceará



Onde se observa os maiores valores médios de energia eólica a partir das horas 2188 até 8380, que correspondem aos meses de agosto até dezembro.

Na Figura 23 e Figura 24 são apresentados os valores médios de energia eólica para três estados da região nordeste e Sul respectivamente.

Figura 23 – Média de séries de vento para 3 cidades da região nordeste

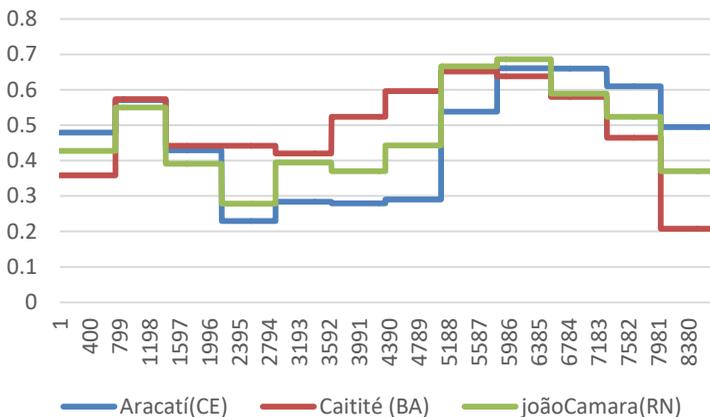
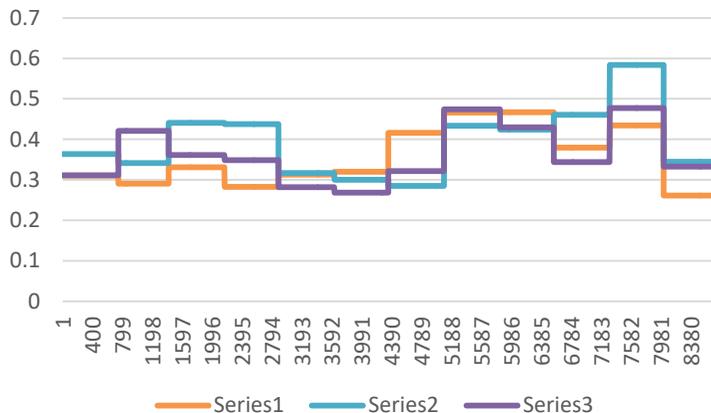


Figura 24 – Média de séries de vento para 3 cidades da região Sul



A partir da Figura 23 e Figura 24, em relação aos valores médios mensais do histórico de aflúências mensais mostrado na Figura 14, se pode observar a complementariedade da geração hídrica com a geração eólica, com contribuição de forma positiva da fonte eólica para o SEB, tendo um aumento da participação eólica no período onde as afluentes naturais dos rios são baixas. Como por exemplo o período seco do Rio São Francisco que geralmente acontece do período de maio a outubro, a contribuição da energia gerada pelos ventos possibilitaria o aumento do volume dos reservatórios mediante a substituição parcial da geração hidráulica por eólica.

3.12 AVALIAÇÃO MULTIÁREA PARA AVALIAR A RESERVA OPERACIONAL

No que diz respeito à reserva operacional, podem ser ainda considerados 4 fatores que influenciam os níveis de assistência solicitada ou fornecida entre áreas:

- Os níveis dos desvios de potência relativos aos erros de previsão da demanda e de potência eólica, e falhas fortuitas dos grupos geradores.

- A capacidade de geração sincronizada ou mobilizável em menos de uma hora disponível de cada área.
- Possíveis restrições nas linhas de interligação entre áreas distintas.
- Possíveis acordos de assistência/apoio em condições de emergência entre áreas.

Com o objetivo de estender os conceitos da reserva operacional à avaliação multiárea, são necessárias adaptações ao procedimento dedicado a reserva estática. Aos passos 1 e 2, do procedimento básico para avaliação multiárea (sessão 2.5.1), são acrescentados alguns aspectos relacionados a geração sincronizada ou mobilizável em menos de uma hora. Da mesma forma, são promovidas as simulações simultâneas dos sistemas produtores de cada área, estabelecendo-se os seguintes procedimentos

- **Passo 1:** Fazer uma avaliação cronológica simultânea da capacidade de geração e de carga para cada área; avaliação cronológica da capacidade de geração sincronizada e mobilizável em menos de uma hora e dos desvios de potência relacionados com os erros de previsão de carga e da previsão de potência eólica, e das avarias fortuitas dos grupos geradores identificados para servir a reserva operacional de cada área e envolvidos na avaliação multiárea.
- **Passo 2:** Combinar, na mesma base cronológica, das capacidades de geração e da carga para obtenção da margem (positiva ou negativa) para cada área individualmente, possibilitando a classificação de áreas fornecedoras e áreas receptoras de assistência para a avaliação da reserva estática; combinação, na mesma base cronológica, da capacidade de

geração sincronizada ou mobilizável em menos de uma hora e dos desvios de potência relacionados com os erros de previsão de carga e da previsão de potência eólica, e das avarias fortuitas dos grupos geradores identificados para servir a reserva operacional, para obtenção da margem (positiva ou negativa) de geração sincronizada para cada área individualmente, possibilitando a classificação de áreas fornecedoras e áreas receptoras de assistência da avaliação da reserva operacional.

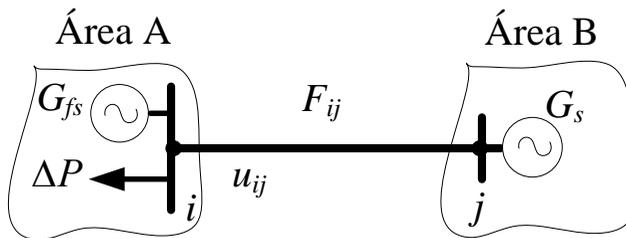
- **Passo 3:** Incorporar as linhas de transmissão que interconectam as áreas para possibilitar a avaliação multiárea de sistemas interconectados através do cálculo dos índices de confiabilidade de cada área e para o sistema multiárea, relativos a reserva estática e a reserva operacional.

Uma vez mais, os passos 1 e 2, do procedimento descrito acima, exigem o procedimento completo de SMCS simultânea para cada área, envolvendo, neste caso, as avaliações da reserva estática e da reserva operacional encadeadas. Este procedimento possibilita a observação conjunta, em ambas as simulações, de uma margem (positiva ou negativa) para cada área, identificando-se áreas fornecedoras e receptoras para a avaliação multiárea. Neste ponto é importante ressaltar que a identificação de áreas fornecedoras e receptoras para as avaliações da reserva estática e da reserva operacional é realizado de forma independente, onde uma área poderá ser identificada como fornecedora na avaliação da reserva estática e a mesma área poderá ser identificada como receptora para a avaliação da reserva operacional.

Conforme mencionado anteriormente, o passo 3, do procedimento descrito acima, exige a construção de um grafo orientado para cada passo da simulação (transições de carga e/ou de geração) e a formulação de um problema de otimização com base nas definições discutidas anteriormente acerca de áreas fornecedoras e receptoras. Do ponto de vista da reserva estática, a formulação apresentada tem por objetivo minimizar o corte de carga, sujeito a algumas restrições específicas, que garantem as propriedades da avaliação da reserva

estática. Em relação à reserva operacional, o objetivo será a minimização do déficit de geração sincronizada ou mobilizável em menos de uma hora. Dessa forma, aplicando as mesmas definições de áreas fornecedoras e receptoras de assistência, porém apoiadas nos conceitos de reserva operacional ou apenas fornecimento e recepção de assistência para a reserva operacional, definem-se as variáveis de interesse da avaliação multiárea. A Figura 25 apresenta o sistema de geração e transporte análogo à avaliação da reserva estática.

Figura 25 – Exemplo de duas áreas interconectadas para avaliação da reserva operacional



Com o objetivo de apresentar uma formulação genérica para o problema da avaliação da reserva operacional multiárea, define-se novamente a área A como receptora de assistência de geração sincronizada e mobilizável em menos de uma hora e a área B como fornecedora dessa assistência. Da mesma forma, como na formulação para a reserva estática, são definidas novas variáveis associadas às áreas. Na área B é adicionado um gerador sincronizado ligado ao barramento j e representado pela variável G_s . A variável G_s é atribuída a margem positiva em geração sincronizada e mobilizável em menos de uma hora identificada na área fornecedora. A área A é adicionada um desvio de potência representado pela variável ΔP sendo-lhe atribuído o resultado da avaliação dos desvios de potência relativos aos erros de previsão da carga e de previsão de potência eólica e falhas fortuitas dos grupos geradores. É de salientar que a variável ΔP é modelada como um déficit de potência da área A, de forma análoga à carga requerida na formulação da reserva estática. Deste modo, também será necessário facultar à área A um gerador fictício sincronizado, o qual será representado pela variável G_{fs} , com o objetivo de lhe atribuir uma capacidade de geração sincronizada igual ao déficit de potência ΔP , no sentido de garantir o balanço de geração sincronizada e mobilizável em menos de uma hora da área A. Assim, na impossibilidade de fornecimento de geração

sincronizada e mobilizável em menos de uma hora da área B , ou por indisponibilidade das interligações, o balanço de geração sincronizada e mobilizável em menos de uma hora da área A será garantido através do gerador fictício sincronizado, sendo a ação do gerador fictício contabilizada como uma falha da reserva operacional para a área A e para o sistema multiárea.

Levando em consideração o que foi descrito, é possível formular um problema de otimização similar ao que foi apresentado para a avaliação da reserva estática, porém considerando os conceitos e variáveis relativos à avaliação da reserva operacional.

$$\min \sum_{i \in NG_{fs}} \gamma_i G_{fsi}$$

S.a:

$$(I) \quad -\sum_i F_{ji} + G_{sj} = 0 \quad (j \in VG)$$

$$(II) \quad \sum_j F_{ji} + G_{fsi} = \Delta P_i \quad (i \in NG_{fs}) \quad (3.6)$$

$$(III) \quad |F_{ji}| \leq u_{ij} \quad (ij \in LT)$$

$$(VI) \quad 0 \leq G_{sj} \leq G_s^{m\acute{a}x} \quad (j \in VG)$$

$$(V) \quad 0 \leq G_{fsi} \leq \Delta P_i^{m\acute{a}x} \quad (i \in NG_{fs})$$

A interpretação da formulação segue o mesmo princípio de otimização apresentado anteriormente, onde se deseja minimizar, em caso de falha da reserva operacional, o déficit de geração sincronizada e mobilizável em menos de uma hora de uma determinada área. Sendo VG , NG_f e LT , representam o conjunto de variáveis geradores, geradores fictícios e linhas de transmissão respectivamente. Assim, lê-se a função objetivo da formulação proposta como a minimização da variável, gerador fictício sincronizado. A esta variável também é atribuída um custo γ o qual possibilita estabelecer prioridades de corte em áreas distintas. De forma a generalizar a formulação, pode-se interpretar a função objetivo como a minimização do somatório do déficit de geração sincronizada e mobilizável em menos de uma hora para todo o gerador

fictício sincronizado conectado ao *i-ésimo* barramento pertencente ao grupo de geradores fictícios sincronizados (NG_{fs}) envolvidos na avaliação multiárea.

As restrições da formulação transmitem as seguintes ideias:

- I. O somatório dos fluxos de potência direcionados à área receptora (F_{ij}) e da geração sincronizada e mobilizável em menos de uma hora disponibilizadas por áreas fornecedoras são iguais a zero, garantindo que toda a geração sincronizada e mobilizável em menos de uma hora que é disponibilizada pela área fornecedora (sai do nó fornecedor) é transmitida para a área receptora através das interconexões.
- II. O somatório dos fluxos de potência que entram nas áreas receptoras (F_{ij}) e a geração sincronizada relativa aos geradores fictícios sincronizados são iguais ao desvio de potência sincronizada da área receptora, garantindo o balanço de geração sincronizada e mobilizável em menos de uma hora na área receptora.
- III. Os fluxos de potência entre as áreas fornecedoras e receptoras respeitam os limites máximos das interconexões.
- IV. A geração sincronizada e mobilizável em menos de uma hora disponibilizada pelas áreas fornecedoras não ultrapassa a margem de geração sincronizada e mobilizável em menos de uma hora de cada área fornecedora.
- V. A geração sincronizada disponibilizada pelo gerador fictício sincronizado das áreas receptoras não ultrapassa o valor máximo atribuído ao desvio de potência de cada área receptora.

Através dessa formulação, o passo 3 do procedimento básico da avaliação multiárea (2.5.1) é satisfeito e pode-se proceder à avaliação da reserva operacional multiárea através do cálculo dos índices de confiabilidade.

3.13 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentadas as metodologias e ferramentas usadas nas simulações feitas no trabalho. Foi exposto o modelo de avaliação da reserva estática e operacional de longo prazo. Também foram representados a modelagem dos componentes do sistema como os geradores hídricos, carga, parque eólicos, interconexões, incertezas de previsão de carga, previsão eólica e escalonamento das unidades de geração. Ainda foram apresentadas as considerações feitas para o cálculo da energia hídrica, e energia eólica do sistema e o processo de avaliação multiárea para avaliar a reserva operacional usando a metodologia de programação linear.

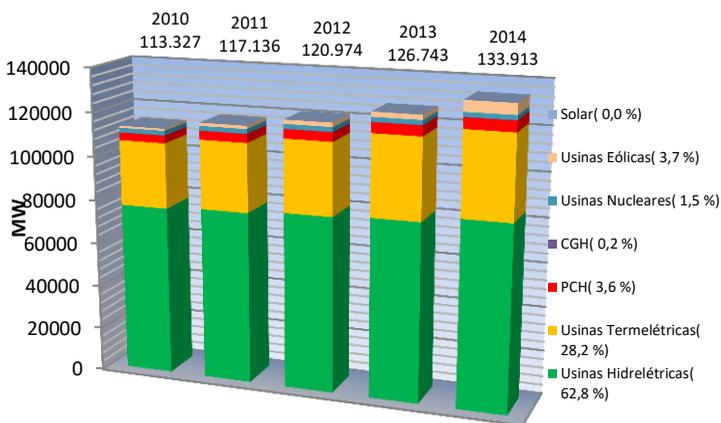
4 IDENTIFICAÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

Neste capítulo são apresentadas as descrições do SEB, levando em consideração o ano de 2014 como ano base. São apresentados os dados de capacidade instalada, consumo e carga para o sistema completo e para os subsistemas que compõem o SEB.

4.1 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Ao final do ano de 2014, a capacidade instalada de geração elétrica no Brasil, atingiu o montante de 133,9 GW, com 7,1 GW de expansão sobre o ano 2013. A evolução da capacidade instalada ao longo dos últimos 5 anos, assim como a participação relativa considerando as diferentes tecnologias para o ano 2014 e apresentado na Figura 26.

Figura 26 – Capacidade instalada no Brasil



Fonte: (EPE, 2015)

Verifica-se na figura, um constante crescimento da expansão da capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil.

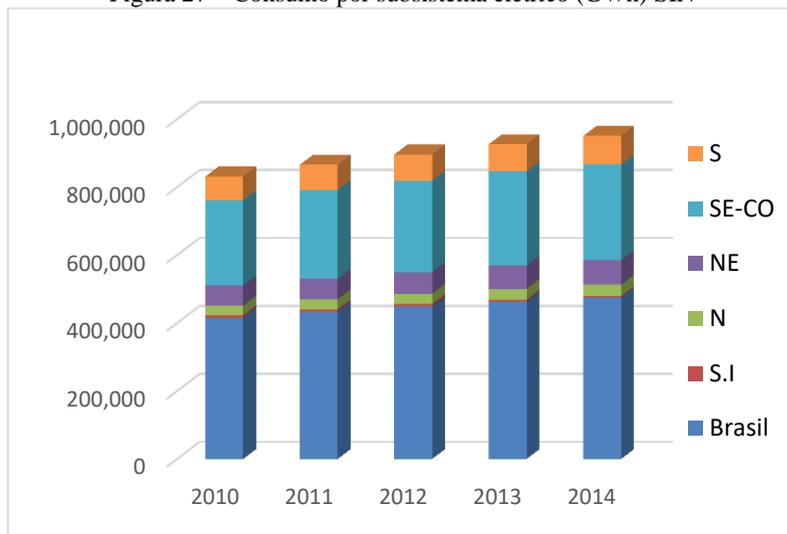
Destaca-se a expansão de potência eólica, que nos últimos anos ganhou espaço em diversos sistemas de geração ao redor do mundo. Apesar de não ter um impacto significativo na matriz energética brasileira, a energia eólica apresentou um acréscimo de mais de 122% no ano em questão.

Entre os derivados do petróleo podemos encontrar o carvão o gás natural, o óleo diesel, o óleo combustível e a biomassa que é utilizada na produção de energia e formada por lenha, bagaço de cana e lixívia.

Da mesma forma que a capacidade instalada cresce, o consumo total de energia elétrica no SIN também, atingindo 475,432 GWh no ano de 2014 (EPE, 2015), com um crescimento de 2,7% com respeito ao ano anterior. O subsistema SE/CO possui a maior participação de consumo do SIN, com mais do 50%. Os Sistemas Isolados representam uma pequena participação principalmente concentrada na região amazônica, que vai diminuindo ao longo dos anos, e que para o ano 2014 não alcançou 1% do consumo.

A Figura 27 apresenta um resumo do crescimento de consumo de energia elétrica por subsistema nos últimos 5 anos, e a porcentagem de participação regional para o ano em estudo.

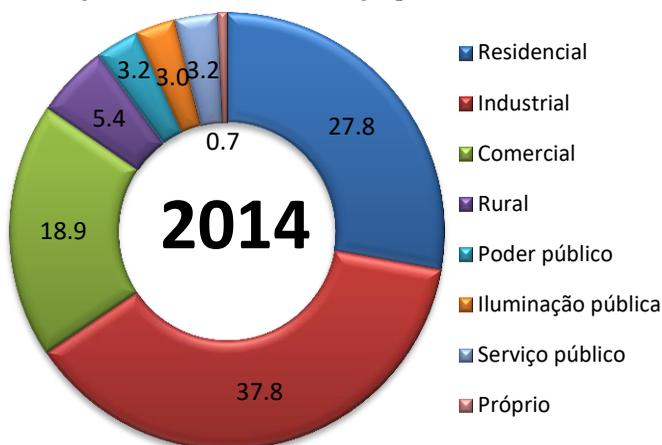
Figura 27 – Consumo por subsistema elétrico (GWh) SIN



Fonte: (EPE, 2015)

Da mesma forma é apresentado na Figura 28, a distribuição do consumo de energia por classe, com uma maior participação no setor industrial, com 37,8% do total, seguida da classe residencial 27,8% e a comercial com 18,9%.

Figura 28 – Consumo de energia por classe (%),



Fonte: (EPE, 2014)

4.2 ENERGIA RENOVÁVEL

A energia renovável é definida como toda energia naturalmente regenerada numa escala do tempo curta, e que é derivada diretamente do sol (como energia solar térmica e energia fotovoltaica), indiretamente do sol (como o vento, energia hidráulica e fotossintética armazenada em biomassa), ou de outros movimentos naturais e mecanismos do meio ambiente (como geotérmica e energia oceânica) (EREC, 2007).

A eletricidade derivada de energias renováveis é considerada “energia verde” devido ao insignificante impacto de emissão de gases de efeito estufa. O interesse pelo uso desse tipo de energia é devido ao fato de querer substituir o uso de combustível fóssil e minimizar a dependência do petróleo e, em consequência disso minimizar as emissões de gás CO₂ principal causante do aquecimento global.

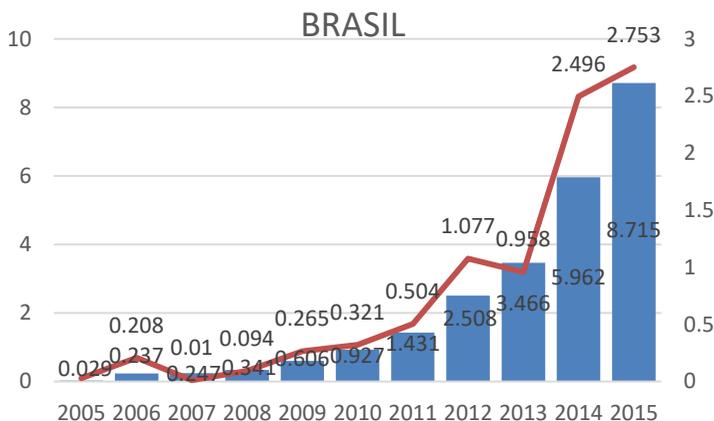
Segundo RAHMAN (2003) ao longo dos últimos 100 anos a energia hídrica tem sido o recurso natural renovável mais utilizado com aproximadamente 700 GW de potência hídrica que contribui com cerca de 21 % da capacidade de geração de energia elétrica a nível mundial,

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte com predominância de usinas hidrelétricas e, devido ao tamanho e características, é considerado como um sistema único a nível mundial (ONS, 2014). Essa mesma característica faz com que o sistema seja muito dependente das precipitações naturais anuais para que o sistema opere de forma

confiável. Em consequência disso, notou-se que no ano de 2014 o Brasil sofreu um baixo nível de precipitações trazendo consigo escassez da água em dois subsistemas que compõem o SIN; no subsistema Sudeste/Centro-Oeste onde se concentram as maiores usinas e, por conseguinte a maior concentração de carga, que fechou o ano com aflúncias da ordem de 68% da MLT, classificando o ano de 2014 como o sexto pior ano do histórico 1931-2014. No subsistema Nordeste durante todo o ano prevaleceu um quadro de condições hidrológicas desfavoráveis situando-se em uma energia afluyente de 45% da MLT, classificando o ano como o pior ano do histórico 1931 a 2014 (ONS, 2014). Ainda convém lembrar que a insuficiência da água coloca em alto risco o suprimento de energia, que pode ter como consequências blecautes ou cortes de carga programados como aconteceu no ano de 2001. O risco para o ano 2014 foi reduzido devido à contribuição da inserção de energias renováveis ao sistema na matriz energética do Brasileira. Por todos esses aspectos antes mencionados, além da expansão das linhas de transmissão, permitem uma maior integração dos parques eólicos com o SIN e facilita que a energia eólica esteja sempre pronta para ser operada. Não obstante, mais de 334 MW de energia eólica estariam esperando para ser conectada à matriz energética brasileira nos próximos anos (GWEC, 2014).

No Brasil o crescimento do volume de instalações de energia eólica e a capacidade instalada é apresentado na Figura 29. Onde verifica-se um crescimento exponencial a partir do ano 2009, levando em consideração que a indústria eólica brasileira tem como objetivo manter um crescimento de pelo menos 2 GW de energia eólica por ano para manter os preços dos leilões a um nível adequado no setor energético. Esse crescimento deverá passar de 2,6% atual da matriz elétrica para 8,1% em 2023, devido à expansão de 20 GW planejada para esse período (EPE, 2014).

Figura 29 – capacidade instalada de energia Eólica no Brasil



Fonte, (GWEC, 2015)

O caso base de estudo para avaliação da adequação do SEB é o ano de 2014. Os dados usados foram pegados de (ANEEL, 2014) no mês de março, por tanto as porcentagem podem diferir dos dados mostrados na Figura 26, e para efeitos de simulação as unidas hidrelétricas foram divididas em usinas de grande porte (maiores a 30 MW) com 86520,42MW representando 62,05 % do total da capacidade instalada, pequena centrais (menores a 30 MW, com 4,71%), as usinas térmicas com 41385,04 MW (29,68%) e as usinas eólicas com 4961,08 MW (3,56%). Os dados de entrada para o SIN são resumidos na tabela 3.

Tabela 3 – Resumo dados de entrada SIN

Tabela de Resumo do SIN

Tipo	Usinas elétricas	Unidades	Pot. (MW)	%
UHE	142	659	86520,42	62,05
UTE	59	2098	41385,04	29,68
EOL	68	2787	4961,08	3,56
Outro	0	0	0	0
Mini-Hidro	17	0	6563,69	4,71
Total	286	6586	139430,23	100

Carga do sistema: 61746,48 MWmed

Pico de carga: 84920,41 MWmed

Os dados da tabela 4, apresenta o montante de participação da energia eólica com 3,56% da capacidade total instalada e pode-se deduzir que a capacidade de reserva estática dessa configuração corresponde a 39,09% capacidade total instalada.

Para todas as unidades que integram o SIN foram apresentadas características como o MTTR (h), taxa de falha (occ./ano) e a potência nominal (MW).

4.3 INTERCÂMBIOS REGIONAIS

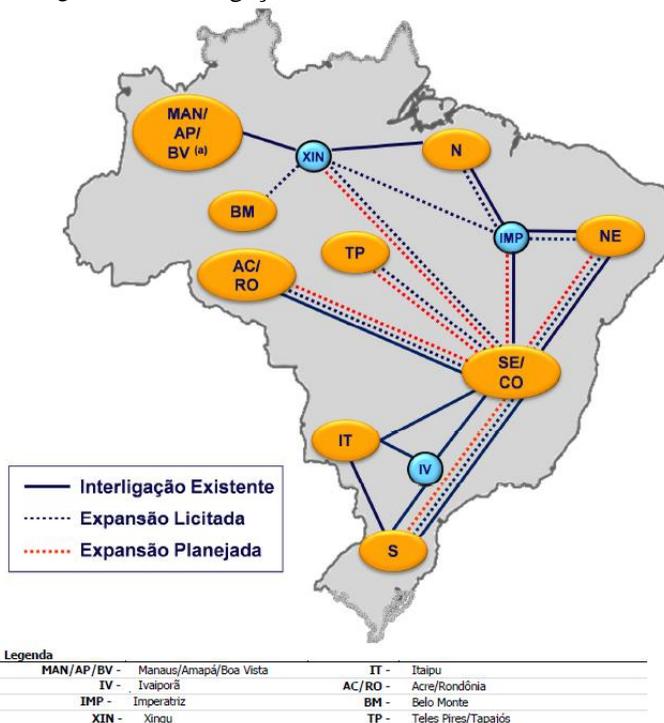
O Brasil é formado por cinco regiões geográficas sendo elas a região Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Mas o SIN é dividido em 4 subsistemas elétricos: Sul (S), Sudeste-Centro-Oeste (SE-CO), Nordeste (NE) e Norte (N).

A interligação elétrica existente entre as regiões, possibilita a otimização energética aproveitando a diversidade hidrológica existente entre os sistemas, O Sistema Interligado Nacional – SIN está dividido em 4 subsistemas (EPE, 2014):

- Sul (S) Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná;
- Sudeste-Centro-Oeste (SE/CO) Espírito Santo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, São Paulo, Goiás, Distrito Federal, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul;
- Norte (N) Pará, Tocantins e Maranhão;
- Nordeste (NE) Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia.

A Figura 30 apresenta a representação esquemática das interligações entre os subsistemas nacionais. Sendo os traços pontilhados as previsões de incorporação ao SIN durante um horizonte de 10 anos.

Figura 30 – Interligações entre os subsistemas do SIN



Fonte: (EPE, 2014)

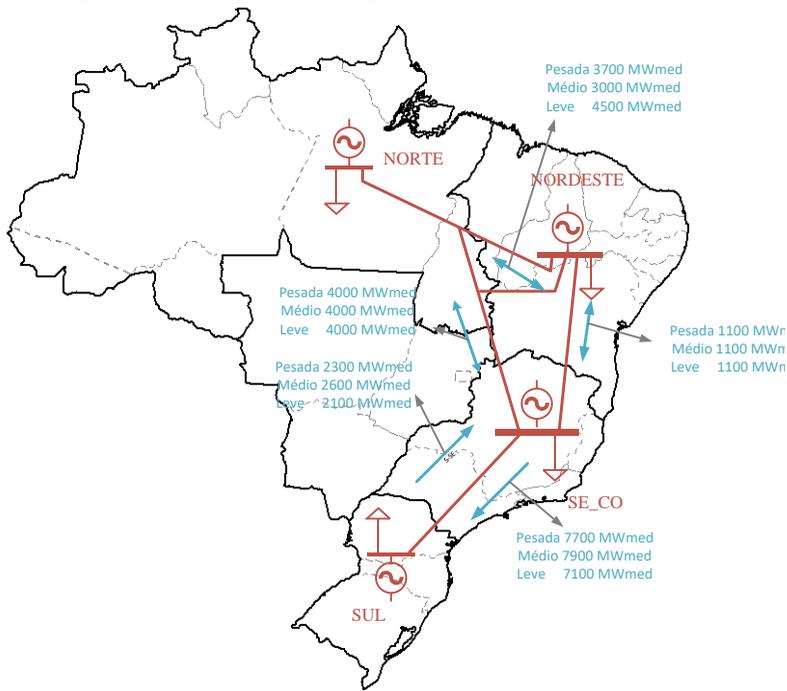
O Brasil é extremamente dependente das condições hidroenergéticas, por tanto o intercâmbio entre subsistemas está dimensionado em função destas. E por ser um país de tamanho continental, é normal ter grandes variações hidrológicas entre subsistemas. Por tanto, quando as condições são favoráveis num subsistema, ela vira exportadora de energia e no caso contrário, o subsistema vira importador. A fim de se aproveitar, de forma ótima, os recursos energéticos existentes no Brasil e a sazonalidade hidrológica própria de cada subsistema é necessário o estabelecimento de uma extensa malha de transmissão que possibilita a transferência e excedentes energéticos. O intercâmbio de energia depende do período do ano. Por tanto na estação do verão região sul está em seu período seco e os subsistemas N, NE e SE-CO em seu período úmido. E o caso contrário acontece na estação de inverno, quando na região sul está em

seu período úmido e para nas outras regiões em seu período seco (DEUS, 2008).

Os limites elétricos de intercâmbio de energia entre subsistemas são de muita importância para o processo de otimização energética, sendo determinantes para a definição das políticas de operação e do Custo Marginal de Operação para cada subsistema.

As interligações entre regiões dependem se o patamar de carga é pesado, médio ou leve e da direção do fluxo de potência de cada região. Os valores em MW_{med} usados no trabalho são resumidos na Figura 31.

Figura 31 – Limites das interligações entre os subsistemas do SIN



Fonte: (ONS, 2012) e (ONS, 2014)

Os parâmetros estocásticos por classe de tensão usados para modelar as linhas de transmissão foram usados do BDConf, fornecidos pelo (ONS/UFSC, 2006) e são resumidos na tabela 4.

Tabela 4 – Parâmetros estocásticos por classe de Tensão

<i>Tensão</i>	<i>Linhas</i>	
(kV)	(occ/km.ano)	Tempo Médio Reparo (h)
230	0,0232	1,0114
345	0,0228	0,9107
440	0,0144	3,3770
500	0,0183	2,3547
765	0,0102	1,6525

Fonte: (ONS/UFSC, 2006)

Para o trabalho, só foram consideradas as interligações entre os subsistemas com nível de tensão de 500Kv.

Cabe ressaltar que os limites de intercâmbio são definidos buscando-se o valor de máxima transferência de potência entre sub mercados, sendo avaliado pelo atendimento dos critérios de segurança e qualidade definidos nos procedimentos de rede (níveis de tensão, carregamento dos circuitos, perda de estabilidade, etc).

Os dados de entrada para cada subsistema são resumidos nas tabelas 5,6,7 e 8.

Tabela 5 – Resumo dados de entrada Subsistema Norte

<i>Tipo</i>	<i>Usinas</i>	<i>Unidades</i>	<i>Pot. (MW)</i>	<i>%</i>
<i>Elétricas</i>				
<i>UHE</i>	7	50	10437,10	71,40
<i>UTE</i>	11	419	3612,52	24,71
<i>EOL</i>	0	0	0	0
<i>Outro</i>	0	0	0	0
<i>Mini-Hidro</i>	4	62	535	3,89
<i>Total</i>	25	531	16227,47	100

Carga do sistema: 5137,16 MWmed

Pico de Carga: 6116,90 MWmed

Tabela 6 – Resumo dados de entrada Subsistema Nordeste

Tipo	Usinas	Unidades	Pot. (MW)	%
Eléctricas				
UHE	7	50	10839,19	46,22
UTE	14	289	9478,79	40,41
EOL	52	1663	2806,62	11,97
Outro	0	0	0	0
Mini-Hidro	2	48	330	1,41
Total	75	2050	23453,86	100

Carga do sistema: 9567,45 MWmed

Pico de Carga: 11793,12 MWmed

Tabela 7 – Resumo dados de entrada Subsistema Sul

Tipo	Usinas	Unidades	Pot. (MW)	%
Eléctricas				
UHE	29	91	14829,32	67,64
UTE	13	225	4655,60	21,23
EOL	15	473	985,82	4,50
Outro	0	0	0	0
Mini-Hidro	4	346	1454,60	6,63
Total	61	1135	21925,34	100

Carga do sistema: 10543,53 MWmed

Pico de Carga: 17780,25 MWmed

Tabela 8 – Resumo dados de entrada Subsistema Sudeste-Centro-este

Tipo	Usinas	Unidades	Pot. (MW)	%
Eléctricas				
UHE	90	476	57182,79	67,18
UTE	21	1168	23645,28	27,78
EOL	1	17	51,00	0,06
Outro	0	0	0	0
Mini-Hidro	7	586	4244,05	5,08
Total	123	2245	76599,72	100

Carga do sistema: 36498,05 MWmed

Pico de Carga: 50621,14 MWmed

Os parâmetros estocásticos para cada tipo de tecnologias e por nível de potência foram obtidos da ONS/UFSC (2006) e NERC (2015), O resumo é mostrado na Tabela 9 do apêndice A.

As vazões médias mensais destinadas ao modelo de planejamento de médio e curto prazo usadas para a geração de vazões e energias naturais afluentes aos aproveitamentos e subsistemas eletro energéticos do SEB foram também usadas no modelo e estão disponíveis no banco de dados do ONS (2014). Foram usadas 40 séries de vazões médias mensais desde o ano 1975 até o ano 2014.

4.4 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram descritas as características do SEB, como capacidade instalada e consumo e carga do sistema, que foram usadas como dados de entrada para a simulação do sistema. Abordou-se incursão de energia eólica no país e as interligações existente entre os subsistemas do SIN.

5 DISCUSSÃO E RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados da análise de desempenho do SIN e para cada um dos 4 subsistemas que compõem o SEB com e sem as interligações existentes em cada subsistema. Da mesma forma, são feitas as mesmas simulações considerando dois cenários de séries hídricas que buscam medir a robustez do sistema frente a condições extremas dos cenários hídricos. Os dois cenários são: o cenário úmido (anos com boas precipitações mostrados na Figura 17) e o cenário seco (anos com precipitações baixas mostradas na Figura 19). Para cada simulação são discutidos os resultados obtidos.

De forma simplificada pode-se dizer que os casos representam um compromisso médio atrelado a hidrologia histórica dos anos 1975 até 2014, estabelecendo uma visão entre os anos secos e úmidos vividos nesse período.

Em todas as simulações foi determinado um coeficiente de variação β (equação 2.5) e um número de amostras anuais para verificar a convergência dos índices de confiabilidade, sendo β de 5% e um número de anos máximo de 10000 anos para cada simulação. As simulações foram realizadas em um computador com processador Intel Core I5 de 2,7 GHz e 6 GB de memória de acesso aleatório (RAM).

Para o cálculo da reserva primária, o valor considerado foi estabelecido como 1% da responsabilidade própria de geração do sistema, ou seja, o montante de geração equivalente à carga do próprio sistema.

5.1 AVALIAÇÃO DA ADEQUAÇÃO DO SEB

Inicialmente são obtidos os valores de reserva estática e operacional considerando os dados de entrada do SIN ilustrados na Tabela 3.

Os valores médios dos índices de confiabilidade para o SIN são mostrados na Figura 32.

Figura 32 – Índices de confiabilidade para o SIN

SIN				
INDICES	R. EST.		R OP.	
	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)
LOLP	0.000257	6.36	0.000312	6.34
LOLE(h/ano)	2.257	6.36	2.730	6.34
EPNS(MW)	0.7189	6.52	0.9461	6.47
EENS(MWh/ano)	6297	6.52	8288	6.47
LOLF(occ/ano)	0.6020	1.00	0.6968	6.34
LOLD(h)	3.749	6.37	3.918	8.92



A Figura 32 resume os resultados dos índices de confiabilidade os quais mostram muita robustez do SEB, principalmente considerando o amplo “colchão de capacidade” amparado pela reserva estática (39,09% capacidade total instalada). Em média a probabilidade da capacidade de geração de energia do SIN ser menor que a carga é de 0,02577 % e o número médio de horas por ano que a capacidade de geração disponível do sistema permanece menor que carga é de 2,257 horas ao ano, que se traduz num valor muito confiável considerando que o sistema brasileiro tem uma grande porcentagem de geração hídrica bastante variável ao longo dos anos.

Em relação aos resultados de reserva operacional, o sistema também apresenta uma resposta robusta para suportar a perda repentina de capacidade de geração e as incertezas na demanda.

5.1.1 Avaliação da adequação do SEB considerando os anos úmidos do histórico de afluições

Figura 33 – Índices de confiabilidade, cenário úmido do SIN

SIN úmido

INDICES	R. EST.		R OP.	
	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)
LOLP	0.0	100	0.0	100
LOLE(h/ano)	0.0	100	0.0	100
EPNS(MW)	0.0	100	0.0	100
EENS(MWh/ano)	0.0	100	0.0	100
LOLF(occ/ano)	0.0	100	0.0	100
LOLD(h)	0.0	100	0.0	100



A Figura 33 resume os resultados dos índices de confiabilidade considerando o cenário úmido. É observado que o sistema não consegue chegar a seu valor de convergência, pelo fato do sistema depender em mais de 60% da capacidade instalada de energia hídrica, em anos muito úmidos o sistema seria o suficientemente robusto para não apresentar cortes de carga.

5.1.2 Avaliação da adequação do SEB considerando os anos secos do histórico de afluições

Figura 34 – Índices de confiabilidade, cenário seco SIN

SIN Seco

INDICES	R. EST.		R OP.	
	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)
LOLP	0.001655	4.87	0.001997	4.88
LOLE(h/ano)	14.50	4.87	17.49	4.88
EPNS(MW)	4.927	4.98	6.433	4.97
EENS(MWh/ano)	43160	4.98	56350	4.97
LOLF(occ/ano)	3.766	1.94	4.343	4.89
LOLD(h)	3.849	5.20	4.027	6.87



Para esta configuração (Figura 34), os índices de confiabilidade para a reserva estática e operacional diminuem, isso devido à seca, onde o sistema não teria energia suficiente para suprir a carga, confirmando a ampla dependência do sistema das precipitações anuais.

5.2 AVALIAÇÃO MULTIÁREA DA ADEQUAÇÃO DO SEB

Para esta seção são calculados os índices de confiabilidade por região elétrica sem levar em consideração as interligações entre áreas. Dessa forma, foi elaborado um modelo simples onde as áreas que importam energia se amparam nas disponibilidades advindas da sobra de capacidade da sua área vizinha exportadora. Para definir tal disponibilidade para exportação de energia por área, uma simulação por subsistema foi executada tendo como objetivo gerar uma distribuição de

probabilidade de disponibilidade (sobra de capacidade por hora) do subsistema, para ser utilizada numa segunda simulação que envolve o subsistema importador de energia. A Figura 35 mostra os ensaios feitos para cada subsistema sem considerar as interconexões.

Figura 35 – Ensaio de confiabilidade para cada subsistema do SIN

INDICES	SUBSISTEMA NORTE				SUBSISTEMA NORDESTE			
	R. EST.		R OP.		R. EST.		R OP.	
	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)
LOLP	0	100	0.000993	4.94	0.000142	6.55	0.004433	3.94
LOLE(h/ano)	0	100	8.696	4.94	1.248	6.55	38.84	3.94
EPNS(MW)	0	100	0.07951	4.97	0.0425	7.96	0.4359	4.39
EENS(MWh/ano)	0	100	696.5	4.97	372.3	7.96	3818	4.39
LOLF(occ/ano)	0	100	10.40	4.82	0.5760	1.00	56.39	3.72
LOLD(h)	0	100	0.8360	6.80	2.166	6.51	0.6887	5.18

INDICES	SUBSISTEMA SUL				SUBSISTEMA SUDESTE-CO			
	R. EST.		R OP.		R. EST.		R OP.	
	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)
LOLP	0.1525	3.91	0.1659	3.77	0.001073	6.21	0.001252	6.14
LOLE(h/ano)	1336	3.91	1454	3.77	9.403	6.21	11.23	6.14
EPNS(MW)	325.5	4.88	357.3	4.78	3.464	6.28	4.286	6.26
EENS(MWh/ano)	2851e3	4.88	3130e3	4.78	30350	6.28	37550	6.26
LOLF(occ/ano)	139.7	4.88	177.1	2.47	1.681	1.00	1.922	5.89
LOLD(h)	9.561	5.94	8.0208	4.50	5.593	6.27	5.845	8.49

Através deste primeiro ensaio (Figura 35), para o subsistema Norte o estudo médio hipotético apresenta um montante de reserva estática de 31% da capacidade total, sendo 71,4% do sistema dependente de energia hídrica. Considerando que o subsistema apresenta um bom histórico de condições hidroenergéticas, o sistema de geração alcança um elevado grau de robustez com fortes características do subsistema exportador. A ausência de índices de confiabilidade denota uma característica de um subsistema com um potencial de produção muito maior que a sua própria demanda. Cabe destacar que o subsistema possui algumas das maiores centrais brasileiras.

Para o subsistema NE, apesar de ter uma porcentagem de aproximadamente 40% de reserva da capacidade total, as condições hídricas variam muito de ano a ano, trazendo grande incerteza devido a essas flutuações. De forma geral, os indicadores de confiabilidade baixos, também denotam um subsistema com certa robustez média.

Embora o subsistema apresente dependência de mais do 46,22% de energia hídrica, está também apresenta um grande volume de energia térmica para suprir a carga em períodos de baixa precipitação e a adição de uma parcela de energia eólica com uma participação de quase 12% da capacidade total contribuiria para o melhoramento da confiabilidade do sistema considerando a complementariedade entre as duas fontes hídrica e eólica tratada na seção 3.14.

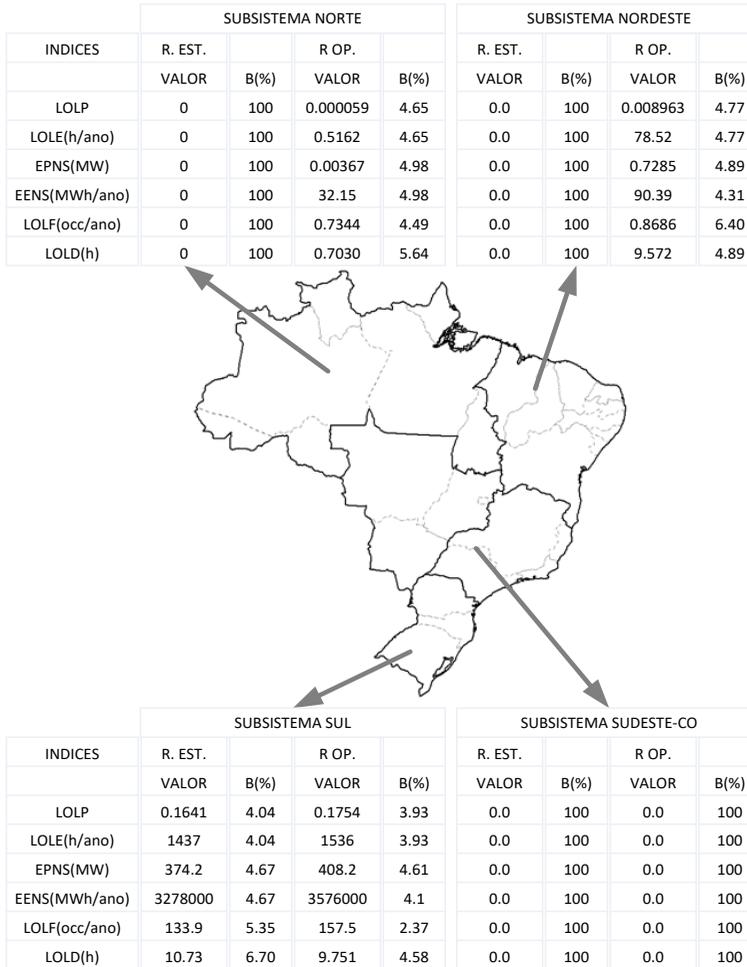
O subsistema SE-CO, que é considerado o maior consumidor de energia no Brasil, com um consumo aproximado de 36698,05 MWmed para o ano de 2014. Apesar de ter uma ampla capacidade de reserva de 47,64% da capacidade total instalada, e muito dependente da energia hídrica, e suas precipitações são muito aleatórias ao longo do ano, segundo o histórico de afluências. Apresentando índices de confiabilidade da ordem de 6,12 horas por ano de reserva estática e 14,26 horas por ano de reserva operacional. Embora sejam valores mais aceitáveis, observa-se que os valores médios representam uma característica de dependência de grandes unidades hídricas, como Itaipu.

Para o subsistema SUL, é possível notar que os índices de confiabilidade para a reserva estática e operacional são bastante elevados, com o indicador LOLE de 1336 e 1454 horas por ano de reserva estática e operacional respectivamente. Claramente há falta de capacidade neste cenário médio hipotético, considerando que mais do 67% da energia é suportada por geração hídrica, logo o sistema é muito dependente das precipitações anuais, o que faz necessário ser complementado com energia de áreas vizinhas.

5.2.1 Avaliação Multiárea da Adequação do SEB, considerando os anos úmidos

Para esta nova configuração, foram usadas as series anos úmidos do histórico de 40 anos (Figura 17), para verificar o comportamento do sistema frente a esse novo cenário. Os resultados são apresentados na Figura 36

Figura 36 – Ensaio de confiabilidade considerando anos úmidos para cada subsistema do SIN



Através do estudo médio hipotético apresentado na Figura 36 mostra a robustez característica do subsistema Norte, isso devido ao fato do subsistema norte apresentar o clima mais úmido do Brasil, sendo comum a ocorrência de fortes chuvas que faz com que o recurso hídrico seja elevado e o subsistema norte seja considerado um eminente exportador de energia. O cenário úmido acrescentou entre 6% e 8% da geração hidrelétrica no subsistema norte.

Para o subsistema Nordeste, o sistema mostra uma melhoria dos índices de confiabilidade, logo o sistema denotado de uma robustez média pode ser importador ou exportador de energia conforme as condições hidrológicas do subsistema. A geração hídrica considerando os anos úmidos, teve um aumento entre 8 e 22% da geração hídrica em relação ao caso base.

Para o subsistema SE-CO, os resultados apresentam um sistema de alta confiabilidade, mas muito dependentes das precipitações que normalmente têm afluências superiores à média anual nos meses de dezembro a abril. A geração hídrica teve um aumento entre 8 e 10% em relação ao caso médio, que contribuiu com a melhora dos índices de confiabilidade do sistema.

Para o subsistema S, os resultados mostram o comportamento contrário aos demais subsistemas, isso devido ao fato de que o subsistema Sul apresenta uma complementariedade hidrológica em relação aos subsistemas SE_CO, N e NE. Logo quando os outros subsistemas se encontram em seu período úmido que vai desde dezembro até o mês de abril, o subsistema Sul se encontra no período seco, e quando o subsistema Sul tem condições hidrológicas favoráveis, isto é, as afluências médias mensais são superiores à média anual, os outros subsistemas se encontram em seu período seco. Logo os resultados do cenário úmido, no subsistema Sul, mostram um aumento do LOLP e LOLE de mais do 8 % em relação ao caso médio. A geração hídrica varia de mês a mês, apresentando uma diminuição entre 2 e 10%.

5.2.2 Avaliação Multiárea da Adequação do SEB, considerando os anos secos

Para esta configuração, foram usadas as series anos secos do histórico de 40 anos (Figura 17), para verificar o comportamento do sistema frente a esse novo cenário. Os resultados são apresentados na Figura 369

Figura 37 – Ensaio de confiabilidade considerando anos secos para cada subsistema do SIN

INDICES	SUBSISTEMA NORTE				SUBSISTEMA NORDESTE			
	R. EST.		R OP.		R. EST.		R OP.	
	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)
LOLP	0	100	0.000448	4.81	0.000744	4.05	0.01699	3.02
LOLE(h/ano)	0	100	3.928	4.81	6.514	4.05	148.8	3.02
EPNS(MW)	0	100	0.03942	4.88	0.2394	5.00	1.649	4.70
EENS(MWh/ano)	0	100	345.3	4.88	2097	5.00	14440	4.70
LOLF(occ/ano)	0	100	4.874	4.68	2.735	1.37	161.7	4.68
LOLD(h)	0	100	0.8059	6.34	2.382	4.21	0.9203	6.34

INDICES	SUBSISTEMA SUL				SUBSISTEMA SUDESTE-CO			
	R. EST.		R OP.		R. EST.		R OP.	
	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)
LOLP	0.09955	4.80	0.1102	4.72	0.006058	4.91	0.007229	4.85
LOLE(h/ano)	872.1	4.80	965.3	4.72	53.07	4.91	63.33	4.85
EPNS(MW)	150	4.79	171.0	4.76	19.54	4.99	24.17	4.96
EENS(MWh/ano)	1314000	4.79	1498000	4.76	171100	4.99	211700	4.96
LOLF(occ/ano)	126.1	6.34	151.4	4.45	9.493	2.00	10.84	4.63
LOLD(h)	6.915	7.94	6.374	6.48	5.590	5.29	5.839	6.69

Com este novo ensaio (Figura 37) é constatado a robustez característica do subsistema norte, que mesmo em condições de baixa precipitação, apresenta um sistema com alta confiabilidade. Os valores

de geração de energia hidrelétrica tiveram uma queda entre 5 e 9 % em relação ao caso médio.

Para o subsistema Nordeste os resultados mostram um sistema um pouco menos confiável em comparação com o caso médio, o que demonstra a dependência do Subsistema NE e as precipitações anuais. Os valores de geração de energia hídrica tiveram uma queda entre 3 e 25% em relação ao caso médio.

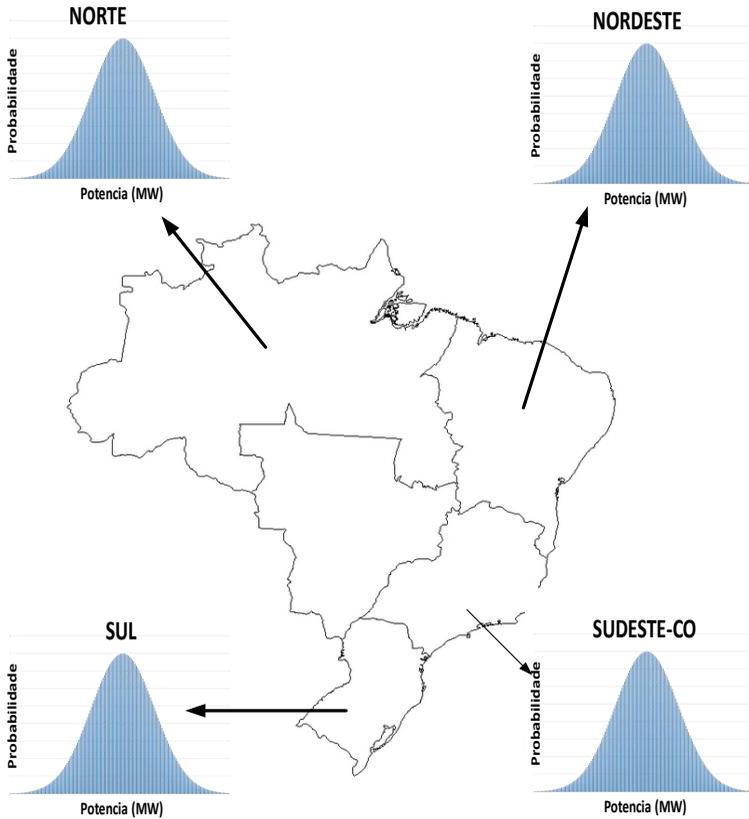
Os novos resultados para o subsistema SE-CO mostram valores dos índices de risco muito acima dos valores médios, claramente observa-se a falta de capacidade neste cenário médio hipotético. Além de ser um grande mercado de demanda do país, o subsistema também é considerado um importador dos outros subsistemas durante a maior parte do ano. Os valores de geração de energia hídrica tiveram uma queda entre 7 e 13% em relação ao caso médio.

Para o cenário seco, o subsistema Sul apresenta complementariedade hidrológica com os demais subsistemas, os índices de confiabilidade apresentam valores mais confiáveis em relação ao caso médio, com uma diminuição de mais de 34% dos valores de LOLP e LOLE. Os valores de geração de energia hídrica tiveram aumento entre 9 e 15% em relação ao caso médio.

5.3 ANÁLISE DO RISCO RELATIVO PARA CADA SUBSISTEMA CONSIDERANDO AS INTERLIGAÇÕES

Para cada subsistema do SIN foi definido a distribuição de probabilidade de disponibilidade, com base nos excessos de energia de cada subsistema, e foram adicionadas para os subsistemas importadores de energia (S, SE-CO e NE). A Figura 38 apresenta um esquema simples do modelo desenvolvido, onde cada subsistema do SEB, após uma simulação cronológica, estabelece uma distribuição de probabilidade de sobra de capacidades.

Figura 38 – Subsistemas com distribuição de probabilidade de potência de sobra das capacidades estimadas



Com a energia disponível para cada subsistema é estimado uma função densidade de probabilidade horário correspondente para cada mês, sendo ele ajustado ao máximo valor de potência que pode ser transferido de um sistema para outro.

Através deste modelo foram realizadas novas simulações levando em consideração os perfis das interconexões e respeitando os limites de potência de transmissão entre as linhas que interligam cada subsistema (Figura 31), e estimou-se os índices de confiabilidade por subsistema para a reserva estática e operacional mostrados na Figura 39:

Figura 39 – Ensaio de confiabilidade para gerar distribuições de probabilidade com o excesso de capacidade por subsistema

INDICES	SUBSISTEMA NORTE				SUBSISTEMA NORDESTE			
	R. EST.		R OP.		R. EST.		R OP.	
	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)
LOLP	0	100	0.000251	4.94	0	100	0.007168	4.61
LOLE(h/ano)	0	100	2.199	4.94	0	100	62.80	4.84
EPNS(MW)	0	100	0.0178	4.96	0	100	0.6569	4.84
EENS(MWh/ano)	0	100	156	4.96	0	100	5754	4.41
LOLF(occ/ano)	0	100	2.671	4.91	0	100	75.45	4.34
LOLD(h)	0	100	0.8233	6.83	0	100	0.8323	4.84

INDICES	SUBSISTEMA SUL				SUBSISTEMA SUDESTE-CO			
	R. EST.		R OP.		R. EST.		R OP.	
	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)
LOLP	0.03739	4.13	0.04269	4.08	0.000146	9.71	0.000202	9.61
LOLE(h/ano)	327.5	4.13	374	4.08	1.284	9.71	1.775	9.61
EPNS(MW)	72.45	4.91	80.65	4.95	0.2262	9.95	0.3483	9.82
EENS(MWh/ano)	634600	4.91	706500	4.95	1982	9.95	3051	9.82
LOLF(occ/ano)	235.4	4.09	279.2	3.65	0.7864	1.41	0.9458	9.53
LOLD(h)	1.392	5.80	1.339	5.46	1.633	9.66	1.877	13.42

A Figura 39 apresenta os novos resultados dos índices de confiabilidade por subsistema utilizando os excessos de capacidade por subsistema. É importante notar, que os novos indicadores refletem uma simulação inicial, que tem como objetivo visualizar o efeito de se

ampliar a capacidade de cada subsistema com um excesso de capacidade do subsistema vizinho. Neste contexto, é simples notar que o subsistema S alcançou uma redução dos seus indicadores de confiabilidade devido à consideração de intercâmbio de capacidade de energia com o subsistema SE_CO, mas ainda não alcançou um grau de robustez adequado.

O subsistema Nordeste também apresenta sinais de ampliação da capacidade considerando que podem importar energia de os subsistemas N e SE-CO.

O subsistema SE-CO, também apresenta uma melhoria em seus índices, considerando que o subsistema é importador de energia de todos os subsistemas do SIB.

O Subsistema Norte, não foi alterado pois não foi considerado importador de energia.

5.3.1 Avaliação multiárea considerando a de potência de sobra das capacidades estimadas para cenários úmidos

Para esta nova configuração, são simulados os subsistemas do SIN, considerando o cenário de afluências úmidas. Considerando os excessos de energia de cada subsistema, sendo o subsistema Norte o único importador, os demais subsistemas são considerados importadores e exportadores de energia.

Figura 40 – Ensaio de confiabilidade para gerar distribuições de probabilidade com o excesso de capacidade por subsistema, para o cenário úmido

INDICES	SUBSISTEMA NORTE				SUBSISTEMA NORDESTE			
	R. EST.		R OP.		R. EST.		R OP.	
	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)
LOLP	-	-	-	-	0.0	100	0.0	100
LOLE(h/ano)	-	-	-	-	0.0	100	0.0	100
EPNS(MW)	-	-	-	-	0.0	100	0.0	100
EENS(MWh/ano)	-	-	-	-	0.0	100	0.0	100
LOLF(occ/ano)	-	-	-	-	0.0	100	0.0	100
LOLD(h)	-	-	-	-	0.0	100	0.0	100

INDICES	SUBSISTEMA SUL				SUBSISTEMA SUDESTE-CO			
	R. EST.		R OP.		R. EST.		R OP.	
	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)
LOLP	0.05377	4.38	0.05796	4.31	0.0	100	0.0	100
LOLE(h/ano)	471.0	4.38	507.7	4.31	0.0	100	0.0	100
EPNS(MW)	116.5	4.74	127.8	4.71	0.0	100	0.0	100
EENS(MWh/ano)	1021000	4.74	1119000	4.71	0.0	100	0.0	100
LOLF(occ/ano)	309.5	5.35	336.5	4.02	0.0	100	0.0	100
LOLD(h)	1.522	6.90	1.509	5.88	0.0	100	0.0	100

Os resultados para esta nova configuração (Figura 40), mostram melhoria dos índices de confiabilidade para todos os subsistemas, logo seria considerado o cenário ideal, considerando as aflúncias acima da média histórica. O novo cenário médio hipotético apresenta o reflexo da

utilização dos excessos de capacidade de cada subsistema, confirmando o efeito de ampliar a capacidade de cada subsistema considerando os intercâmbios de energias com os outros subsistemas.

5.3.2 Avaliação multiárea considerando a de potência de sobra das capacidades estimadas para cenários secos

Figura 41 – Ensaio de confiabilidade para gerar distribuições de probabilidade com o excesso de capacidade por região, para o cenário seco

INDICES	SUBSISTEMA NORTE				SUBSISTEMA NORDESTE			
	R. EST.		R OP.		R. EST.		R OP.	
	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)
LOLP	-	-	-	-	0.8463e-6	14.09	0.007639	3.24
LOLE(h/ano)	-	-	-	-	0.7413e-2	14.09	66.92	3.24
EPNS(MW)	-	-	-	-	0.2184e-3	20.33	0.7318	4.16
EENS(MWh/ano)	-	-	-	-	1.913	20.33	6410	4.16
LOLF(occ/ano)	-	-	-	-	0.8400e-2	1.00	87.50	2.71
LOLD(h)	-	-	-	-	0.8825	100	0.7648	3.85

INDICES	SUBSISTEMA SUL				SUBSISTEMA SUDESTE-CO			
	R. EST.		R OP.		R. EST.		R OP.	
	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)
LOLP	0.02548	4.40	0.03029	4.15	0.001999	4.87	0.003730	3.34
LOLE(h/ano)	223.2	4.40	265.4	4.15	17.52	4.87	32.68	3.34
EPNS(MW)	41.13	5.00	46.86	4.90	4.578	4.95	6.423	4.98
EENS(MWh/ano)	360300	5.00	410500	4.90	40100	4.95	56260	4.98
LOLF(occ/ano)	147.6	3.65	186.3	3.36	7.520	1.96	28.05	1.92
LOLD(h)	1.512	5.71	1.424	5.33	2.329	5.20	1.165	3.82

Este último ensaio (Figura 41), mostra a importância das interligações entre subsistemas do SIN, mesmo considerando os cenários de baixa precipitação, este estudo apresenta melhorias nos índices de confiabilidade em relação ao caso médio.

5.4 COMPORTAMENTO DOS SUBSISTEMA NORDESTE E SUL SEM INSERÇÃO DE ENERGIA EÓLICA

Figura 42 – Ensaio de confiabilidade com variação da parcela de energia eólica, para os subsistemas Sul e Nordeste.

INDICES	Subsistema Nordeste sem Energia Eólica				Subsistema Nordeste			
	R. EST.		R OP.		R. EST.		R OP.	
	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)
LOLP	0.000142	6.55	0.004433	3.94	0.000836	4.33	0.004331	3.24
LOLE(h/ano)	1.248	6.55	38.84	3.94	7.323	4.33	37.94	3.24
EPNS(MW)	0.0425	7.96	0.4359	4.39	0.2925	5.23	0.7036	4.16
EENS(MWh/ano)	372.3	7.96	3818	4.39	2562	5.23	6163	4.16
LOLF(occ/ano)	0.5760	1.00	56.39	3.72	2.902	1.00	46.42	2.71
LOLD(h)	2.166	6.51	0.6887	5.18	2.524	4.41	0.8173	3.85



INDICES	Subsistema Sul, sem energia Eólica				Subsistema Sul			
	R. EST.		R OP.		R. EST.		R OP.	
	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)	VALOR	B(%)
LOLP	0.1525	3.91	0.1659	3.77	0.1713	3.99	0.1851	3.83
LOLE(h/ano)	1336	3.91	1454	3.77	1501	3.99	1621	3.83
EPNS(MW)	325.5	4.88	357.3	4.78	378.5	5.00	414.1	4.90
EENS(MWh/ano)	2851000	4.88	3130000	4.78	3315000	5.00	3628000	4.90
LOLF(occ/ano)	139.7	4.88	177.1	2.47	145.6	4.72	183.9	2.15
LOLD(h)	9.561	5.94	8.0208	4.50	10.31	6.17	8.816	4.39

Através deste último ensaio, da Figura 42 é possível notar o impacto da adição de energia eólica na confiabilidade do sistema,

com um aumento de aprox. 6,075 h/ano refletidos no valor de LOLE para o subsistema nordeste, e para o caso do subsistema sul o aumento, é de 165 h/ano quanto o sistema não conta com a parcela de energia eólica

O subsistema NE com mais de 16% de participação de energia eólica apresenta sinais de ampliação da capacidade relativa a reserva estática, mas uma significativa piora na reserva operacional, isso devido ao fato, de que é adicionada mais uma incerteza ao sistema proporcionada pelos desvios na previsão de energia eólica, considerando que a reserva operacional está afetada diretamente pelas incertezas associadas aos erros relativos da capacidade de geração de energia eólica.

Para o Subsistema S, a parcela adicionada é menor (4,48%), portanto, o impacto causado no subsistema é mínimo, mas sendo positivo para a melhora dos índices de confiabilidade na reserva estática e operacional.

5.5 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram realizadas diversas simulações do desempenho do SIN, do subsistema Norte, Nordeste, Sudeste-Centro-Oeste e Sul. Para cada sistema, foram apresentadas tabelas com os resultados dos índices de confiabilidade, levando em consideração um caso médio, um caso úmido e um caso seco. Foram também realizadas simulações considerando as interligações entre os subsistemas no SIN. Também foram realizadas simulações considerando o impacto da energia eólica no subsistema Nordeste e Sul. Estes resultados foram discutidos e justificados considerando um cenário de planejamento do SEB

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O trabalho buscou apresentar um panorama geral, da importância das interligações entre áreas de um sistema de potência, tomando como base os subsistemas que formam o SIN, bem como o impacto causado pela inserção da energia eólica no SEB.

As interligações entre os subsistemas, melhora evidentemente a confiabilidade do SIN, permitindo um intercâmbio dos excessos de energia dos subsistemas para suprir as necessidades de energias de subsistemas vizinhos.

Os resultados das simulações revelam uma alta dependência do SIN das precipitações anuais, sendo o subsistema sul o menos confiável, por tanto, a adição de novas tecnologias de geração elétrica ao SIN, como a energia eólica e solar, será de muita importância para suprir as necessidades de energia do sistema em períodos de baixas precipitações.

O modelo simples de interconexão apresenta sinais positivos de performance, contudo a representação do sistema necessita ser melhor explorada e aderente as condições reais do SEB, levando em consideração o número de linhas, a capacidade das linhas etc.

Cabe ressaltar que a valoração numérica dos indicadores de confiabilidade depende fundamentalmente do conjunto de hipóteses, modelos e ferramentas de simulação adotado durante o processo de avaliação. Neste ponto, é importante ressaltar que os resultados apresentados neste documento estão condicionados ao conjunto de premissas adotadas no trabalho, não representando o comportamento real do SEB.

Devido à grande quantidade de variáveis aleatórias que o SIN apresenta, o número de horas média das simulações feitas para o SIN foi de 25 horas, e para os subsistemas SE, S, NE e N foi de 5, 2, 2 e 1 hora respectivamente. Indicando a dificuldade de o sistema alcançar a convergência, devido à ausência de risco, dada pela extrema confiabilidade do sistema, com base nas hipóteses usadas.

6.1 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

1. Combinar a simulação de Monte Carlo cronológica com métodos para acelerar o processo de simulação, como o método de Entropia Cruzada (REINANDO A. e LEITE DA SILVA, 2011).

2. Incluir um modelo robusto de interligações entre subsistemas do SEB, que leve em consideração todos os níveis de tensão das linhas de interligação entre os subsistemas, para estudar com mais detalhe o impacto das interligações nos índices de confiabilidade.
3. Implementar a representação das usinas hidrelétrica de acordo com o modelo de variação temporal da geração usado no SEB, que resolve uma série de problemas de programação linear (PL), para definir, para cada hora de um determinado dia, mês e ano de simulação, a geração total de cada usina hidrelétrica, e é formulado para minimizar o custo de geração termelétrica ao longo de um horizonte de tamanho anual, com distintas discretizações ao longo do tempo.
4. Propor uma análise econômica, para quantificar o impacto do custo, associados ao corte de carga e os custos para melhorar os índices de confiabilidade do SEB.

7 REFERÊNCIAS

ANEEL. ANEEL. **Big- Banco de Informações de Geração**, 2014. Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>.

Acesso em: 18 Março 2014.

BILLINTON, ; LI., **Reliability Assessment of Electric Power Systems using Monte Carlo methods**. [S.l.]: Plenum Press, 1994.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Engineering Systems**. New York: Plenum Press, 1992.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Power Systems**. New York: Plenum Press, 1996.

BILLINTON, R.; KARKI, R. Application of Monte Carlo Simulation to Generating System Well-Being Analysis. **IEEE**, agosto 1998.

BREMERMANN, L. E. **Impact Evaluation of the large scale integration of electric vehicles in the security of supply**. Tese PhD. Faculty of Engineering of University of Porto. Porto, p. 240. 2014.

DEUS, M. L. D. D. **Séries Temporais Aplicadas ao Planejamento da Operação do Sistema Interligado Nacional**. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 16-22. 2008.

ENERCON. Linha de produtos ENERCON, 2015. Disponível em:

<www.wobben.com.br/fileadmin/user_upload/ec_product_br.pdf>. Acesso em: 10 abril 2015.

EPE. **2ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 3-12. 2014.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de energia 2024**. MME/EPE. Brasília. 2014.

EPE. **Anuário Estatístico de energia Elétrica**. Empresa de Pesquisa Energética. [S.l.], p. 56-61. 2015.

EREC. European Renewable Energy Council. **EREC's Position on the Framework Directive for Renewable Energy Sources 2007**, 2007.

GRIGG, C. et al. The IEEE Reliability Test System - 1996. a report prepared by the Reliability Test System Task Force of the application of probability methods subcommittee. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14, n. 3, p. 1010;1020, agosto 1999.

GWEC. Global Wind Report, Annual Market Update, Março 2014. Disponível em: <<http://www.gwec.net/publications/global-wind-report-2/global-wind-report-2014-annual-market-update/>>. Acesso em: abril 2014.

GWEC. GLObal Wind Report, Annual Market Update, 2015. Disponível em: <<http://www.gwec.net/publications/global-wind-report-2/global-wind-report-2015-annual-market-update/>>.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. Qualidade do fornecimento de energia elétrica: Confiabilidade, Conformidade e Presteza. **Acende Brasil**, São Paulo, n. 14, Julho 2014.

LEITE DA SILVA, A. et al. Long-Term Probabilistic Evaluation of Operating Reserve Requirements With Renewable Sources. **IEEE TRANS. ON POWER SYSTEMS**, v. 25, n. 1, p. 106-116, FEVEREIRO 2010.

LEITE DA SILVA, A. M. et al. Pseudo-Chronological Simulation for Composite Reliability Analysis with Time Varying Loads. **IEEE Transactions on Power Systems**, p. 73-80, 2000.

LEITE DA SILVA, A. M. et al. Well-Being Analysis for Composite Generation and Transmission Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, November 2004.

LEITE DA SILVA, A. M. et al. Reliability Assessment of Time-Dependent Systems via Quasi-sequential Monte Carlo Simulation. **IEEE transactions on power systems**, p. 6, 2010.

LEITE DA SILVA, et al. Pseudo-Chronological Simulation for composite Reliability Analysis with Time Varying Loads. **IEEE Transactions on Power Systems**, p. 73-80, fevereiro 2000.

MATOS, M. et al. Probabilistic evaluation of reserve requirements of generating systems with renewable power sources: The Portuguese and Spanish cases. **International journal of Electrical Power and Energy Systems**, n. 31, p. 562-569, 2009.

MME. Ministerio de Minas e Energia, 2015. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/1138787/0/Capacidade+Instalada+de+EE+2014.pdf/cb1d150d-0b52-4f65-a86b-b368ee715463>>. Acesso em: Março 2015.

NERC. North American Electric Reliability Corporation, 2015. Acesso em: abril 2015.

ONS. **Restrições aos Intercâmbios entre os Submercados**. Rio de Janeiro. 2012.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2014. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx>. Acesso em: Abril 2014.

ONS. **Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação**. [S.l.]. 2014.
ONS. **Plano Anual da Operação Elétrica**. [S.l.]. 2016.

ONS/UFSC. **Indicadores de Desempenho Probabilístico de Componentes de Geração e Transmissão do SIN**. ONS. Rio de Janeiro. 2006. (Vol. I/III).

POWER, T. W. The Wind Power, 2005-2015. Disponível em: <http://www.thewindpower.net/country_windfarms_es_26_brasil.php>. Acesso em: Março 2015.

RAHMAN, S. Green Power: What Is IT and Where Can We Find it? **IEEE Power Energy Magazine**, v. 1, n. 1, p. 30-37, Janeiro/Febrero 2003.
REINANDO A., G. F.; LEITE DA SILVA, A. M. Reliability Assessment of Time-Dependent Systems via Sequential Cross-Entropy Monte Carlo Simulation. **IEEE**, November 2011.

ROSA, M. A. **Agent-based Technology Applied to Power Systems Reliability**: Tese. PORTO: [s.n.], 2009.

ROSA, M. A. et al. A Hybrid Approach to Investigating the Distributional Aspects Associated with Reliability System Indices. **IEEE**, p. 19, 2011.
ROSA, M. et al. Operational reserve assessment considering wind power fluctuations in power systems. In: **SPRINGER Handbook of Wind Power Systems Energy Systems**. [S.l.]: [s.n.], 2013. p. 379-411.

RUBINSTEIN, R.; KROESE, D. **Simulation and the Monte Carlo Method**. [S.l.]: A John Wiley & Sons, Inc., publication, 2008.

SALES, W. **Planejamento da Reserva Operativa de Sistemas de Geração com Elevada Penetração de Energia Eólica**: Tese. [S.l.]: [s.n.], 2009.

SHEBLE, G.; FAHD., Unit commitment Literature Synopsis. **IEEE transaction on Power Systems**, Columbus, Fevereiro 1994.

SOMAN, S. et al. Review of wind Power and Wind speed forecasting methods with different time horizons, 2010.

WITZLER, L. T. Metodologia para reconstrução de séries históricas de vento e geração eólica visando a análise da complementariedade energética no Sistema Interligado Nacional. São Paulo: [s.n.], 2015.

WU, Y.-K.; HONG, J.-S. A Literature review of wind forecasting technology in the world. **IEEE Power Tech**, Lausanne, Julio 2007.

APÊNDICE A – Parâmetros estocásticos das Usinas

Os parâmetros estocásticos usados para o processo de simulação são mostrados na tabela 9.

Tabela 9 – Parâmetros estocásticos das unidades de geração

<i>No</i>	<i>Tipo</i>	<i>Cap (MW)</i>	λ (<i>occ/yr</i>)	<i>MTTR (h)</i>
1	HIDRAULICAS:	0 --9	3,23	514,89
2	HIDRAULICAS:	10--29	9,72	19,16
3	HIDRAULICAS:	30-59	6,04	12,68
4	HIDRAULICAS:	60-199	7,62	24,39
5	HIDRAULICAS:	200-499	13,14	35,00
6	HIDRAULICAS:	500 plus	5,71	238,20
7	ITAIPU:	700	7,45	75,10
8	NUCLEAR	625	50,28	52,04
9	NUCLEAR	1245	52,56	57,05
1	FOSSEIS:	0---9	2,55	511,20
2	FOSSEIS:	10--59	10,51	46,93
3	FOSSEIS:	60-89	34,08	41,58
4	FOSSEIS:	90-129	16,47	37,30
5	FOSSEIS:	130-199	21,29	34,28
6	FOSSEIS:	200-389	50,28	36,18
7	FOSSEIS:	390-599	4,00	403,41
8	FOSSEIS:	600---799	3,64	434,65
9	FOSSEIS:	800---999	5,14	244,41
10	FOSSEIS:	1000 plus	3,08	645,49
11	EOLICAS		6	30

Fonte: (ONS/UFSC, 2006) e (NERC, 2015)

APÊNDICE B – Dados do gerador Eólico

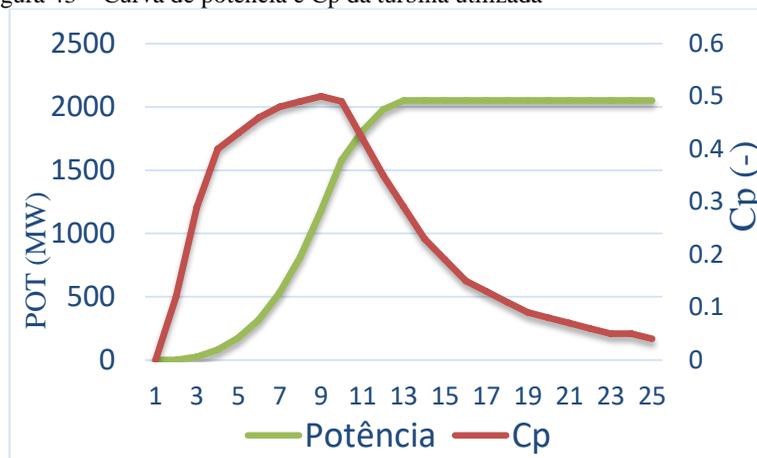
Os dados utilizados para compor a usina eólica foram obtidos de (ENERCON, 2015). A tabela 10 mostra os dados técnicos do aereo gerador usado.

Tabela 10 – Dados técnicos do aereo gerador Wobben E82/200

<i>Dados Técnicos</i>	
<i>Potencia nominal (kW)</i>	2000
<i>Diâmetro do rotor (m)</i>	82 m
<i>Altura do cubo (m)</i>	78/84/85/98/108/138
<i>Área varrida ()</i>	5281

A característica de $P(v)$ da turbina é apresentada na Figura 43 e os dados da turbina na tabela 11.

Figura 43 – Curva de potência e C_p da turbina utilizada



Fonte: (ENERCON, 2015)

Tabela 11 – Característica da Turbina Utilizada

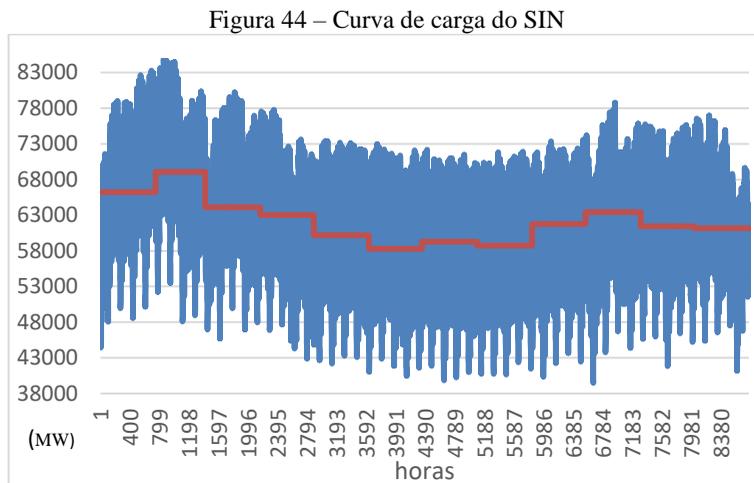
<i>Vento</i>	<i>Cp</i>	<i>Pot(MW)</i>
1	0	0
2	0,12	3
3	0,29	25
4	0,4	82

5	0,43	174
6	0,46	321
7	0,48	532
8	0,49	815
9	0,5	1180
10	0,49	1580
11	0,42	1810
12	0,35	1980
13	0,29	2050
14	0,23	2050
15	0,19	2050
16	0,15	2050
17	0,13	2050
18	0,11	2050
19	0,09	2050
20	0,08	2050
21	0,07	2050
22	0,06	2050
23	0,05	2050
24	0,05	2050
25	0,04	2050

Fonte: (ENERCON, 2015)

APENDICE C – Curva de carga para o SIN

A Figura 44 apresenta os pontos de carga horária do SIN para o ano de 2014. A linha vermelha mostra a média mensal do comportamento da carga.



Fonte: (ONS, 2014)