



Bruna dos Guarany's Martins

**Impacto das Incertezas de Carga e Fontes Renováveis nos
Requisitos de Reserva Operativa em Sistemas Multiárea**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-
graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Armando Martins Leite da Silva
Coorientador: Dr. José Filho da Costa Castro

Rio de Janeiro
Abril de 2019



Bruna dos Guarany's Martins

**Impacto das Incertezas de Carga e Fontes Renováveis nos
Requisitos de Reserva Operativa em Sistemas Multiárea**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo.

Armando Martins Leite da Silva

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

José Filho da Costa Castro

Coorientador

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Dan Abensur Gandelman

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Érica Telles Carlos

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 11 de Abril de 2019

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Bruna dos Guarany's Martins

Possui graduação em Engenharia Elétrica com ênfases em Telecomunicação e Sistemas de Energia Elétrica pela PUC-Rio. Trabalha como consultora na empresa TIM S.A., Rio de Janeiro.

Ficha Catalográfica

Martins, Bruna dos Guarany's

Impacto das incertezas de carga e fontes renováveis nos requisitos de reserva operativa em sistemas multiárea / Bruna dos Guarany's Martins ; orientador: Armando Martins Leite da Silva ; co-orientador: José Filho da Costa Castro. – 2019.

93 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2019.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Confiabilidade de sistemas de energia. 3. Fontes renováveis. 4. Planejamento da geração. 5. Reserva de geração. 6. Risco de corte de carga. I. Silva, Armando M. Leite da. II. Castro, José Filho da Costa. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDD: 621.3

Agradecimentos

Gostaria de expressar meus sinceros agradecimentos a todos que de alguma forma contribuíram para realização deste trabalho.

À PUC Rio pela oportunidade e pela qualidade de ensino sempre fornecida.

Pelos professores que compõem o corpo docente e com os quais tive a oportunidade de aprender os conhecimentos, hoje aplicados em diversos aspectos de minha vida.

Em especial, ao Prof. Armando Martins Leite da Silva que, como orientador, se dedicou a esta dissertação e pelo suporte no desenvolvimento deste trabalho.

Ao Prof. José Filho da Costa Castro que esteve durante toda a extensão da realização desta dissertação como apoio, junto ao Prof. Armando.

À minha família, que sempre apoiou meus estudos e decisões e que, principalmente em momentos de fraqueza e desistência, era o encorajamento necessário para seguir em frente.

A todos os meus companheiros de estudo, tanto na pós-graduação quanto na graduação, pois sem as horas de estudo e o tempo dedicado ao ensino, a conclusão desta dissertação não seria possível.

O presente trabalho foi realizado com o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

Resumo

Martins, Bruna dos Guaranys; Leite da Silva, Armando Martins; Castro, José Filho da Costa. **Impacto das Incertezas de Carga e Fontes Renováveis nos Requisitos de Reserva Operativa em Sistemas Multiárea**. Rio de Janeiro, 2019. 93p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A reserva girante é a parcela da geração que deve estar sincronizada, ou que seja possível sincronizar em tempo hábil, de forma a repor a perda de unidades de geração, suprir acréscimos de demanda devido aos erros de previsão, ou ainda lidar com possíveis flutuações na capacidade de geração de fontes renováveis. Desta forma, é crucial que tal parcela esteja dimensionada de modo a suprir tais necessidades de forma adequada. Para tal, deve-se considerar o perfil da demanda do sistema e também as características do sistema de geração. Estimativas imprecisas da carga elétrica podem levar a ocorrências de cortes de carga. Da mesma forma, um superdimensionamento da reserva pode ter como consequência custos excessivos para o consumidor de energia. Uma representação aceitável para carga é considerá-la como uma variável aleatória. Este tipo de modelagem permite que o valor do pico de carga estimado tenha suas incertezas intrinsecamente consideradas. Assim, considerando as variabilidades inerentes à demanda e à geração, é então possível estimar o risco de não suprimento do sistema por meio de métodos baseados em Simulação Monte Carlo (SMC). Tais métodos têm como principal vantagem uma relativa robustez para avaliação de índices que mensuram numericamente o nível de confiabilidade do sistema: e.g., LOLP (*loss of load probability*). Nesta dissertação será avaliado o impacto das incertezas associadas à demanda, à variabilidade das fontes renováveis e às falhas em equipamentos no dimensionamento da reserva de geração no âmbito da operação de sistemas elétricos. Serão empregadas técnicas baseadas em SMC para avaliar os níveis de confiabilidade, considerando diversas possibilidades de representação da carga em sistemas multiárea. Dentre os cenários testados e discutidos, calculam-se índices de risco para o sistema e por áreas, para avaliar se o sistema é confiável não apenas como um todo, mas também em cada uma de suas regiões operativas. Para avaliar a metodologia proposta, são realizados testes com o sistema IEEE-RTS (*Reliability Test System*) de modo a responder se os índices de risco por

área/sistema estão dentro de níveis aceitáveis. Por fim, é avaliado também o efeito da inserção de fontes renováveis intermitentes na reserva do sistema.

Palavras-Chave

Confiabilidade de sistemas de energia; fontes renováveis; planejamento da geração; reserva de geração; risco de corte de carga; simulação Monte Carlo.

Abstract

Martins, Bruna dos Guaranys; Leite da Silva, Armando Martins (Advisor); Castro, José Filho da Costa (Co-advisor). **Impact of Load Uncertainties and Renewable Sources on the Operating Reserve Requirements in Multi-Area Systems**, 2019. 93p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The spinning reserve is the generation quota that must be synchronized (or that can be synchronized in a timely manner) with the aim to restore the loss of generation units, to supply increases in demand due to forecast errors, or to cope with generation capacity fluctuations of renewable sources. Thus, it is crucial that such amount is defined so as to adequately meet the required needs. For this, the system load profile and also the generating system characteristics must be duly considered. Inaccurate estimates of electrical demand can lead to the occurrence of load shedding. Similarly, overinvestment in capacity reserve may result in excessive costs to electric energy consumers. An acceptable representation for the load profile is to consider it as a random variable. This type of modeling allows the estimated peak load value to have its uncertainties intrinsically considered. Therefore, considering the inherent variability of demand and generation, it is then possible to estimate the risk of not supplying the system load through methods based on Monte Carlo simulation (SMC). Such methods have as their main advantage a relative robustness for evaluating indices that numerically measure the reliability level of the system; e.g., LOLP (loss of load probability). In this dissertation, the impact of uncertainties associated with demand, the variability of renewable sources and equipment failures will be evaluated in order to size the amount of generating reserve, within the scope of the operation of electric systems. SMC techniques are used to evaluate the reliability levels, considering several possibilities of load representation in a multi-area system. Among different scenarios analyzed, risk indices are calculated for system and areas, in order to assess whether the grid is reliable as a whole and also for all operating regions. In order to evaluate the proposed methodology, tests are performed with the IEEE-RTS (Reliability Test System) to respond if the area/system risk indices are within acceptable levels. Finally, the effect of inserting intermittent renewable sources into the system reserve is also discussed.

Keywords

Power system reliability; renewable sources; generation planning; generation reserve; loss of load risk; Monte Carlo simulation.

Sumário

1	Introdução	13
1.1.	Reserva Girante	15
1.2.	Incertezas na Previsão da Demanda de Curto-Prazo	15
1.3.	Simulação Monte Carlo	16
1.4.	Sistemas com Fontes Renováveis	17
1.5.	Revisão Bibliográfica	19
1.6.	Objetivos	20
1.7.	Estrutura da Dissertação	21
2	Requisitos de Reserva Operativa em Sistemas de Geração	22
2.1.	Serviços Ancilares	23
2.2.	Reserva Operativa	23
2.3.	Classificação dos Tipos de Reserva	24
2.4.	Reserva Girante	26
2.5.	Método PJM (Pennsylvania - New Jersey - Maryland)	27
2.6.	Conclusões	29
3	Avaliação da Reserva Operativa Considerando Incertezas	31
3.1.	Modelagem da Carga	32
3.2.	Avaliação da Reserva Considerando as Incertezas na Demanda	33
3.2.1.	Impacto dos Erros de Previsão	34
3.3.	Confiabilidade de Sistemas de Energia Elétrica	34
3.4.	Índices de Confiabilidade	35
3.5.	Confiabilidade da Capacidade de Geração	37
3.6.	Métodos de Avaliação da Confiabilidade	38
3.6.1.	Avaliação da Confiabilidade pelo Método Analítico	40
3.6.2.	Avaliação da Confiabilidade via Simulação Monte Carlo	41
3.7.	Incertezas na Previsão da Geração Renovável	44
3.8.	Avaliação do Risco via Simulação Monte Carlo	46
3.9.	Reserva Girante Considerando Fontes Renováveis e Incertezas nas Cargas	47
3.10.	Representação da Geração Renovável	49
3.11.	Algoritmo da SMC com Representação de Renováveis	49

3.12. Conclusões	50
4 Resultados Numéricos	51
4.1. Avaliações Numéricas	53
4.2. Teste 1 – Carga Constante e Geração Firme	56
4.3. Teste 2 – Carga Variável Correlacionada	60
4.4. Teste 3 – Impacto da Representação da Carga Variável Por Área	64
4.5. Reservas em Cada Área em Função do Intercâmbio	69
4.5.1. Intercâmbio de 900 MW	69
4.5.2. Intercâmbio de 1000 MW	71
4.5.3. Intercâmbio de 1100 MW	73
4.5.4. Intercâmbio de 1200 MW	74
4.6. Teste 4 – Impacto das Incertezas da Carga por Barra	76
4.7. Teste 5 – Impacto das Incertezas na Geração Renovável	78
4.7.1. Efeito Simultâneo da Carga Modelada por Barra e da Geração Variável	83
4.8. Conclusões	84
5 Conclusões	86
5.1. Propostas de Trabalhos Futuros	88
Referências Bibliográficas	90

Lista de Figuras

Figura 1.1: Previsão da capacidade de energia instalada no Brasil [8]. ...	19
Figura 2.1: Diagrama de espaço de estados.....	27
Figura 3.1: Modelo do sistema – barra única.	37
Figura 3.2: Geração eólica no SIN (média horária) [34].	45
Figura 4.1: IEEE Reliability test system - RTS [37].	52
Figura 4.2: Curva de carga nas simulações.	56
Figura 4.3: Capacidade disponível com 20 Geradores.	57
Figura 4.4: Capacidade disponível com 21 Geradores.	58
Figura 4.5: Capacidade disponível com 22 Geradores.	58
Figura 4.6: Capacidade disponível com 23 Geradores.	59
Figura 4.7: Carga do sistema com 1% de incerteza.	61
Figura 4.8: Carga do sistema com 2% de incerteza.	62
Figura 4.9: Carga do sistema com 3% de incerteza.	62
Figura 4.10: Perfil de operação e falhas dos geradores.	63
Figura 4.11: Intercâmbio entre áreas.	64
Figura 4.12: Perfil de carga da área 230 kV.	65
Figura 4.13: Perfil de carga da área 138 kV.	66
Figura 4.14: Perfil da carga total do sistema.	66
Figura 4.15: Curva de reserva do sistema.	67
Figura 4.16: Parte negativa da curva (déficit de geração).	68
Figura 4.17: Intercâmbio de 900MW.	70
Figura 4.18 Intercâmbio de 1000MW.	72
Figura 4.19 Intercâmbio de 1100MW.	73
Figura 4.20 Intercâmbio de 1200MW.	74
Figura 4.21 Carga do sistema considerando a soma da carga em cada barra.....	77
Figura 4.22 Ocorrências e variação da geração da fonte renovável (eólica)	79
Figura 4.23 Geração da usina termelétrica de 350 MW ao longo das simulações.....	79
Figura 4.24 Curva de distribuição de ocorrências da reserva de geração.	80
Figura 4.25 Uso da reserva de geração renovável no período observado.	83

Lista de Tabelas

Tabela 4.1: Barramentos de conexão das usinas.	53
Tabela 4.2: Dados de geradores.	54
Tabela 4.3: Custos de operação das usinas.	54
Tabela 4.4: Custo de operação dos geradores – Sistema IEEE RTS.	55
Tabela 4.5 Dados dos transformadores.	56
Tabela 4.6: Índices de risco – Variação da quantidade de geradores.	59
Tabela 4.7: Índices de risco – Incertezas normais na carga com diferentes desvios.	64
Tabela 4.8: Geração, carga e reserva de cada área.	65
Tabela 4.9: Índices de risco – Sistema sem intercâmbio entre as áreas.	68
Tabela 4.10: Índices de risco – Intercâmbio de 900MW entre as áreas.	71
Tabela 4.11: Índices de risco – Intercâmbio de 1000MW entre as áreas.	72
Tabela 4.12: Índices de risco – Intercâmbio de 1100MW entre as áreas.	73
Tabela 4.13: Índices de risco – Intercâmbio de 1200MW entre as áreas.	75
Tabela 4.14: Dados de barras do sistema.	76
Tabela 4.15: Índices de risco – Incertezas por barras.	77
Tabela 4.16: Índices de risco – Comparativo com e sem inserção de renováveis.	80
Tabela 4.17: Índices de risco para as alternativas de parque de geração.	82
Tabela 4.18: Índices de risco – Incertezas na carga segmentada por barra.	84

1 Introdução

A energia elétrica pode ser considerada um bem essencial, uma vez que a sociedade moderna é dependente de tal recurso, o que torna indispensável o planejamento tanto da sua produção quanto do seu fornecimento no âmbito dos sistemas elétricos.

O atendimento à demanda de energia elétrica deve beneficiar os usuários de acordo com suas necessidades, da forma mais econômica possível, garantindo os níveis de qualidade e continuidade requeridos. Tais níveis associados a aspectos econômicos podem ser avaliados por meio de índices de confiabilidade [1], [2]. A análise deve levar em consideração que os componentes do sistema, entre eles geradores, transformadores etc., são equipamentos que podem vir a sofrer falhas de operação, causando distúrbios e até mesmo interrupções no fornecimento de energia. Também são necessárias manutenções periódicas em equipamentos, o que pode causar interrupções no fornecimento de energia e, portanto, devem ser adequadamente avaliadas no planejamento dos sistemas.

Além dos fatores associados à possibilidade de falhas dos equipamentos, quando há presença de fontes renováveis de energia, é preciso observar a variabilidade e intermitência dessa geração e seu impacto na robustez do sistema. Por fim, há também incertezas associadas à demanda requerida de potência e energia. Todos esses fatores, falha de equipamentos, variabilidade da geração e erros de estimação na previsão da demanda refletem na segurança sistêmica e, portanto, devem entrar no balanço do planejamento dos sistemas elétricos.

Durante a operação, como forma de aversão a riscos e incertezas associadas ao suprimento contínuo da demanda, os sistemas são planejados para que a geração possua certa margem excedente em relação à demanda prevista. Esta parcela excedente de energia é denominada reserva de geração – comumente dividida em reserva de capacidade estática e operativa, sendo seu correto

dimensionamento fundamental para que o sistema opere dentro de níveis adequados de qualidade e continuidade.

Parte da reserva operativa é chamada de reserva girante, cuja responsabilidade, por definição, é suprir a perda de unidades sincronizadas ou demais eventualidades de curto-prazo que possam causar déficit na geração. Esta reserva pode ser dimensionada empregando índices de risco e avaliações multicenários. Este tipo de abordagem tem como principal vantagem a possibilidade de realizar análises considerando um grande número de variáveis aleatórias e avaliar adequadamente as incertezas inerentes ao problema. Especificamente, os métodos utilizados para estes tipos de estudo estimam a confiabilidade de diferentes configurações do sistema para eleger a mais atrativa considerando os critérios estabelecidos.

Entre as metodologias de dimensionamento da reserva pode-se citar o método *Pennsylvania-New Jersey-Maryland* (PJM) [3], adequado para análises de curto prazo, mesmo que, com a entrada de fontes renováveis na matriz eletroenergética, haja a necessidade da consideração da intermitência destas fontes.

Nesta dissertação serão avaliados os impactos das incertezas associadas à demanda, à variabilidade das fontes renováveis e às falhas em equipamentos no dimensionamento da reserva de geração no âmbito da operação de sistemas elétricos (horizonte de curto prazo). Serão empregadas técnicas de simulação Monte Carlo (SMC) para avaliar os níveis de confiabilidade considerando diversas possibilidades de representação da carga em um sistema multiárea através de índices associados à perda de carga.

Dentre os cenários testados e discutidos, faz-se a distinção dos índices de risco do sistema em cada uma de suas áreas, para avaliar se o sistema é confiável não apenas como um todo, mas também em cada uma de suas regiões.

No decorrer deste trabalho, serão apresentados os principais conceitos de confiabilidade, bem como os modelos e métodos probabilísticos utilizados. Por fim, também serão apresentados os efeitos da inserção de incertezas neste sistema por meio de testes numéricos.

A seguir, de modo introdutório, estão alguns destes conceitos mencionados.

1.1. Reserva Girante

A reserva girante é, fundamentalmente, a parcela da geração que deve estar sincronizada, ou que seja possível sincronizar em tempo hábil, de forma a repor a perda de unidades de geração ou suprir acréscimos de demanda devido a erros de previsão ou qualquer outro fator externo inesperado [3].

Esta parcela da reserva operativa pode ser dimensionada através de métodos estatísticos devido à suas características estocásticas. Por meio destes métodos é possível obter riscos associados à perda de carga, como por exemplo, os índices *Loss of Load Probability* (LOLP) e *Loss of Load Expectation* (LOLE), indicadores que caracterizam quantitativamente a confiabilidade de um sistema.

Com estes e outros índices futuramente explicitados neste trabalho, é possível avaliar as diferentes configurações de um sistema elétrico e, dentre os resultados, discernir qual das possibilidades testadas apresentará índices de confiabilidade que atendam os critérios estabelecidos. Outro fator decisório na escolha da configuração dos sistemas testados é o fator econômico – que não será abordado nesta dissertação. Estes dois aspectos são os principais fatores considerados na avaliação dos sistemas de potência.

1.2. Incertezas na Previsão da Demanda de Curto-Prazo

Como mencionado na breve descrição sobre a reserva girante, a mesma deve suprir algumas perturbações que os sistemas podem vir a sofrer, principalmente incertezas relacionadas a demanda.

Devido à complexidade relacionada às dimensões, ao elevado número de decisões e à variedade de incertezas dos sistemas de potência reais, seu delineamento pode ser dividido em horizontes de planejamento de acordo com o tempo de previsão considerado. No planejamento da operação, estes horizontes são usualmente de curtíssimo prazo (tipicamente de minutos a algumas horas à frente), de curto prazo (de alguns dias a algumas semanas), de médio prazo (até um ano à frente) e de longo prazo (períodos de 2 a 5 anos).

As análises de médio e longo prazo consideram as operações dos reservatórios e os cronogramas de manutenção dos equipamentos tanto de geração

como de transmissão, além de serem fatores determinantes para contratos de suprimentos de energia de modo a atender a demanda projetada. Estas projeções são de grande importância para países em desenvolvimento, considerando que estes tendem a ter um crescimento de demanda mais acentuado que em países desenvolvidos.

Para análises de curto e curtíssimo prazo, avalia-se a segurança do sistema sob os aspectos elétrico e energético, adequando de modo que seja compatível ao cronograma de manutenção avaliado para médio prazo. Também são ajustados os controles geração-carga, verificam-se as condições de risco de operação, bem como são efetuadas análises de contingências. Estas últimas para que seja possível a realização de intervenções de contingência quando necessárias, a fim de evitar distúrbios indesejados nos sistemas.

Nestas análises de períodos restringidos a algumas poucas horas ou dias a frente, devem ser considerados também variáveis como temperatura e condições climáticas, situações não usuais para as quais o sistema deve estar preparado. Todas estas variações são contabilizadas a partir do histórico de tais ocorrências no passado.

Neste trabalho, serão consideradas simulações para suprimento da demanda de curto prazo – menos de 24 horas de atividades de um sistema. As variáveis consideradas para o cálculo da confiabilidade do sistema serão as taxas de falha e reparo, utilizadas para os cálculos de disponibilidade e indisponibilidade das máquinas e, conseqüentemente, o total de potência de geração disponível para suprir a demanda.

1.3. Simulação Monte Carlo

Dentre os métodos de cálculo dos índices que estimam a confiabilidade de um sistema está a simulação Monte Carlo. Esta simulação é uma das principais formas para este tipo de previsão e entre as vantagens do emprego da SMC pode-se citar que teoricamente não há restrições no número de variáveis a serem considerados (estados representados) ou a quantidade de interrupções simultâneas que podem ser avaliadas. Apesar de ser um método robusto, para simulações de

curto prazo, pode ser computacionalmente custoso e, conseqüentemente demorado.

O método consiste numa simulação estatística realizada a partir de uma seqüência de números aleatórios. Possui as mais variadas aplicações, desde a simulação de fenômenos físicos como a caracterização de reservatórios, até aplicações em finanças como séries macroeconômicas ou na geração de grafos para jogos – uma de suas aplicações iniciais e de onde provém o nome que o método recebe, originário do cassino Monte Carlo [4].

O método Monte Carlo não exige complexas equações diferenciais para o desenvolvimento das simulações, mas o sistema é modelado com funções de densidade de probabilidade e, a partir destas, são realizadas inúmeras amostragens até que o resultado desejado seja obtido.

Por conta desta repetição de amostragens, o método pode se tornar custoso exigindo uma robusta infraestrutura computacional para obter resultados satisfatórios – atingir a tolerância pré-determinada pelo operador do sistema. Nestes casos, o método de Monte Carlo com Entropia Cruzada pode ser empregado, pois esta variação do método é utilizada considerando a ocorrência de eventos com mais raridade que o original, de modo que não necessita do mesmo número de iterações que o primeiro sendo o resultado gerado com menor custo computacional.

1.4. Sistemas com Fontes Renováveis

Outra possibilidade a ser considerada quando as simulações para o cálculo da confiabilidade do sistema são realizadas, são incertezas provenientes da geração, como é o caso quando fontes renováveis são inseridas em um sistema.

Os recursos energéticos provenientes de fontes fósseis foram formados em antigos períodos geológicos e têm como origem reservatórios de capacidade limitada que em algum momento no futuro poderão se esgotar. Com a constatação da diminuição dos recursos naturais não renováveis utilizados para produção de energia elétrica, muitos países têm investido em opções renováveis para modificar sua matriz energética de modo a não depender de recursos finitos [5].

Cada vez mais a consciência ecológica mundial cresce, fortalecendo a busca pelos recursos renováveis. A energia proveniente de recursos hídricos (quedas d'água e energia das marés, por exemplo), energia solar e eólica estão entre os recursos mais explorados e investidos como forma de substituir as fontes não renováveis [5].

Ao contrário dos Estados Unidos, cuja matriz energética é composta em sua maioria por termelétricas, supridas por carvão mineral e gás natural, no Brasil, a matriz elétrica é, em sua maioria, proveniente de fontes renováveis. Nesse caso, cerca de 70% de sua totalidade é composta de fontes hidráulicas e ainda há parcelas provenientes de outras fontes renováveis, como a eólica. No entanto, este perfil também tem suas restrições, pois esta matriz energética centralizada causa grande dependência de um recurso renovável que pode vir a passar por momentos de escassez hídrica, como ocorreu em 2001 [6].

Fontes renováveis, embora sejam abundantes em forma de energia primária, possuem como característica sua variabilidade/intermitência. Estão sujeitas a fatores naturais e não previsíveis, que podem reduzir a confiabilidade de um sistema e, conseqüentemente, tornar mais complexo seu planejamento.

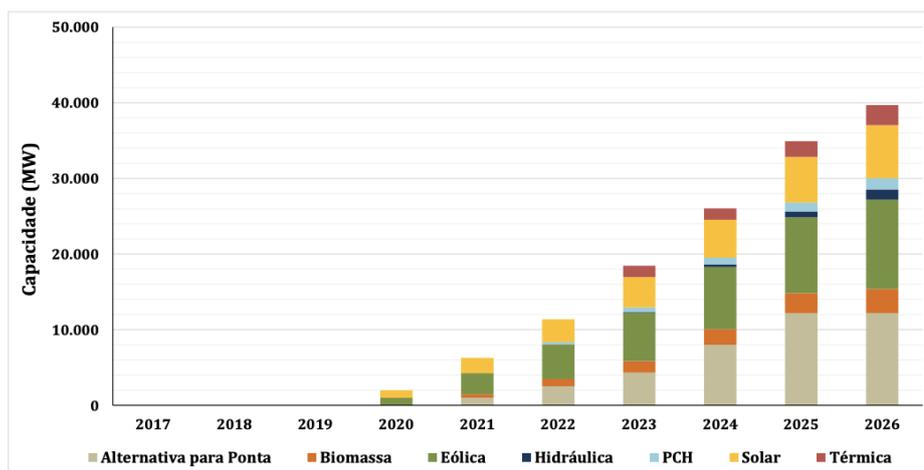
O caso ocorrido em 2001 teve como origem a escassez de chuvas, o que levou ao deplecionamento das reservas hídricas. Os reservatórios alcançaram níveis preocupantemente baixos, e houve como consequência a necessidade de racionamento de energia elétrica a nível nacional. Este mesmo problema da dependência de fatores climáticos ocorre em sistemas de geração via energia solar, onde há necessidade de armazenamento da energia produzida e um sistema de baterias para as horas em que o sol já se pôs. Da mesma forma, a energia eólica também depende da disponibilidade do vento.

Ao desenvolver um modelo de planejamento da operação, além de representar adequadamente a inserção de energia proveniente de fontes renováveis, é necessário também considerar as incertezas na previsão da demanda.

1.5. Revisão Bibliográfica

O crescimento da participação de fontes renováveis, principalmente eólica, no Brasil tem levado os agentes setoriais a reavaliar as estratégias de dimensionamento das reservas de geração. O ONS (Operador Nacional do Sistema), por meio do Relatório RE 3/149/2016 [7], propôs uma metodologia para o dimensionamento da reserva de potência operativa do Sistema Interligado Nacional em face ao crescimento da geração eólica.

Conforme ilustrado na Figura 1.1, a seguir, a perspectiva de inserção da geração eólica na matriz eletro-energética do Sistema Interligado Nacional (SIN) pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) [8], representa um grande desafio para o ONS [7].



Fontes	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Alternativa Ponta	0	0	0	0	994	2.532	4.334	8.002	12.198	12.198
Hidráulica	0	0	0	0	0	0	118	351	787	1.317
PCH+EOL+BIO+SOL	0	0	0	2.000	5.271	8.843	12.514	16.187	19.857	23.529
Térmica	0	0	0	0	0	0	1.500	1.500	2.084	2.667

Figura 1.1: Previsão da capacidade de energia instalada no Brasil [8].

Com base no documento e após a realização de consulta pública, em 2018, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) alterou os critérios de dimensionamento da Reserva de Potência Operativa (RPO) do SIN, em razão do

crescimento de geração eólica no país. A ideia seria adequar a reserva considerando as oscilações das fontes eólicas, que tem respondido por parcela significativa da energia consumida na região Nordeste.

Estudos preliminares do ONS [7] indicaram que, para compensar as variações instantâneas da geração eólica, a reserva secundária deve ser de 6% (parar mais ou para menos) no subsistema Nordeste e de 15% no subsistema Sul.

Conforme definido em [7], a RPO é constituída com a finalidade de atender desequilíbrios no balanço entre a carga e a geração de energia no sistema, provocadas por desvios na previsão da energia gerada, no intercâmbio entre submercados e na demanda.

Anteriormente, foi mencionada a preocupação em relação à reserva operativa a ser administrada pelo ONS, em vista dos montantes de geração eólica inserida no SIN. Na verdade, trata-se de uma preocupação do setor elétrico mundial como recentemente discutido em [9]. Nesta referência é exibida uma revisão bibliográfica especificamente na área de reserva operativa, incluindo também a inserção de geração renovável. Algumas dessas referências serão utilizadas ao longo dos próximos capítulos, com maior ênfase para aquelas mais relevantes ao tema dessa dissertação. Ainda em relação à referência [9], não foram discutidas incertezas mais específicas associadas às cargas, as quais serão o foco principal desta dissertação.

1.6. Objetivos

O objetivo deste trabalho é propor uma análise do impacto da incerteza, principalmente da demanda, no dimensionamento da reserva operativa em sistemas multiárea. Para tal, foram considerados diversos cenários e a avaliação dos níveis de confiabilidade, evidenciados principalmente pela LOLP calculada em cada um dos testes realizados.

Os conceitos abordados envolvem métodos estatísticos para diversas análises de incertezas, índices de confiabilidade para sistemas elétricos – tanto definições como critérios de decisão de variáveis, avaliação do planejamento de sistemas elétricos e utilização de fontes renováveis e suas consequências.

1.7. Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está dividida em cinco capítulos. Neste capítulo introdutório foram apresentadas as considerações gerais sobre o problema. Alguns conceitos e métodos utilizados foram brevemente comentados.

No Capítulo 2 são apresentados mais profundamente os conceitos de reserva de geração e de confiabilidade. O motivo de sua necessidade, bem como os diversos índices que são utilizados para sua medição e os critérios adotados para a determinação de bons índices. Adicionalmente, são descritos os tipos de reserva de um sistema elétrico, com maior enfoque na reserva operativa, que é a considerada para este trabalho. Na parcela da reserva operativa, detalha-se a reserva girante, sobre a qual são aplicadas as simulações Monte Carlo para o sistema descrito no capítulo seguinte.

Discute-se no Capítulo 3 as incertezas sobre a previsão da demanda e da geração renovável. É feita a avaliação do sistema em estudo sob questões de incerteza, carga e considerações dos efeitos que erros nestas previsões podem envolver. Também são explicitadas mais detalhadamente as incertezas relacionadas à inserção de fontes renováveis na geração. As questões que envolvem a própria reserva girante e também um detalhamento do algoritmo utilizado da SMC para avaliar o risco sistêmico frente à inserção da geração por fontes renováveis.

No Capítulo 4 são apresentados os resultados numéricos das diversas simulações feitas para a avaliação do sistema em estudo. São considerados os impactos da representação do sistema por barramento, por áreas e também da incerteza quando há inserção de fontes renováveis. Além de uma análise referente às restrições de intercâmbio entre áreas.

Finalmente no Capítulo 5 são resumidas as principais conclusões obtidas na dissertação e feitas propostas de continuidade do trabalho apresentado.

2

Requisitos de Reserva Operativa em Sistemas de Geração

O dimensionamento do montante da capacidade de geração para assegurar o suprimento da demanda dentro dos níveis adequados de confiabilidade, economicidade e qualidade é um aspecto importante do planejamento e operação de sistemas de potência.

Em relação ao horizonte de estudo, este problema geral pode ser dividido em dois subproblemas: determinação da capacidade de reserva estática, para o longo e médio prazo (meses até anos); e determinação da reserva operativa, para o curto prazo (algumas horas) [3].

A reserva estática é a capacidade de geração instalada em excesso capaz de garantir o suprimento da carga, mesmo na hipótese da execução da manutenção programada das unidades geradoras, saídas não planejadas de geradores, crescimento da carga além do previsto e indisponibilidade de recursos naturais (hídrico, eólico, etc.) [3], [9], [10], [11].

Enquanto a reserva de capacidade estática está relacionada à avaliação de longo prazo das necessidades globais do sistema, a reserva operativa está relacionada à avaliação de curto prazo da capacidade real necessária para atender dado nível de carga, sendo fornecida por unidades que ficam de prontidão e podem ser rapidamente utilizadas caso sejam solicitadas [3], [9], [10], [11], [12], [13].

O correto dimensionamento da reserva de geração é essencial para que o sistema elétrico seja capaz de desempenhar sua função, mesmo na ocorrência de aumentos inesperados dos níveis de carga ou falhas nos seus geradores. Assim, um dos objetivos do planejamento de sistemas elétricos de potência é determinar os montantes de reserva, tanto estática quanto operativa, necessários para atender os requisitos de confiabilidade da rede elétrica.

Crerios determinísticos têm sido amplamente utilizados no dimensionamento da reserva [3]. Essas abordagens normalmente não consideram

explicitamente as incertezas inerentes do sistema nem são capazes de analisar de modo satisfatório seus efeitos em sistemas de diferentes dimensões e composições. Desta forma, devido às características estocásticas do problema, métodos probabilísticos são uma alternativa coerente, uma vez que é possível avaliar, por meio dos índices de risco, o grau de adequação do sistema para diferentes níveis de reserva.

O procedimento geral de dimensionamento sob incertezas da reserva girante ocorre na programação do despacho, ou pré-despacho, e consiste, essencialmente, em comissionar máquinas até que o índice de risco seja inferior a um valor previamente estabelecido.

2.1. Serviços Ancilares

Também denominados de serviços auxiliares, este tipo de serviço não está diretamente ligado à geração de energia para o atendimento da demanda, mas com a qualidade/disponibilidade da potência/energia. São os serviços responsáveis pelo atendimento dos padrões de qualidade, medidos pelos índices de confiabilidade e continuidade do sistema. Conseqüentemente, os planejamentos de sistema devem ser feitos considerando tais serviços.

São os recursos que garantem a continuidade do fornecimento da energia, a segurança do sistema e a manutenção dos valores de frequência e tensão. Dentre seus serviços estão a regulação de frequência e tensão fornecidos pelos geradores, suporte de potência reativa proporcionado pela transmissão e a reserva de potência e energia.

2.2. Reserva Operativa

Parte dos serviços ancilares, a reserva operativa é a parcela da reserva de geração caracterizada pela velocidade e duração de sua resposta, frequência de uso e pelo tipo de controle [14]. É comumente utilizada para responder a variações nas rotinas de geração ou carga, podendo ser utilizada em condições normais ou de contingências.

“Condições normais” é como se classifica a necessidade de acionar tal reserva para sanar desvios relativos a aumentos não previstos na demanda, enquanto “condições de contingência” constituem situações onde há necessidade de suprir a perda de geradores.

Seu dimensionamento envolve dois aspectos: a programação de unidades, onde o operador opta por quais geradores serão sincronizados para esta parcela da reserva; o quanto da reserva será alocado em cada um destes geradores.

Este dimensionamento era originalmente realizado baseado na experiência dos operadores, porém com o desenvolvimento de métodos mais robustos, estes se provaram mais confiáveis e são hoje a forma de cálculo para tais estudos.

2.3. Classificação dos Tipos de Reserva

A reserva de potência operativa foi sempre um segmento do sistema de geração essencial e importante a ser considerado nos estudos de planejamento da operação dos sistemas elétricos. Devido à “desverticalização” da indústria de energia elétrica, esse tipo de serviço, no âmbito dos serviços ancilares, passou a ser fornecido em alguns países por ofertadores industriais independentes com características próprias [15]. Assim, a reserva de potência é classificada segundo as diretrizes econômicas e/ou as regras dos órgãos regulamentadores de cada país, dependendo basicamente das características estruturais e necessidades específicas de cada sistema [10], [15], [16].

Nos EUA, o NERC (*North American Electric Reliability Corporation*) classifica a reserva operativa em quatro partes, cujas definições são [10], [17]:

Reserva de regulação: Serviço provido pelas unidades participantes do controle automático de geração (CAG), tanto no sentido de aumentar quanto diminuir o nível de potência gerada, com o intuito de manter o equilíbrio entre a geração e a carga.

Reserva girante: Montante de geração capaz de responder a um distúrbio (e.g., perda de equipamentos, elevação abrupta da carga etc.) em 10 minutos. Essa reserva deve ser proveniente das unidades sincronizadas e/ou interconexões.

Reserva não girante: Parcela da reserva operativa proveniente de unidades não sincronizadas e que podem ser conectadas ao sistema em até 10 minutos, ou cargas interruptíveis que possam ser desconectadas do sistema em até 10 minutos.

Reserva de reposição: Montante de reserva proveniente de unidades não sincronizadas e interconexões capazes de suprir um déficit de geração dentro do limite de tempo especificado, ou cargas interruptíveis que possam também ser desconectadas dentro do limite de tempo desejado. Esse limite de tempo é da ordem de 60 minutos.

No Brasil, a divisão e classificação da reserva são realizadas segundo as diretrizes do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Segundo o qual os tipos de reserva operativa são [17], [18]:

Reserva primária: É a parcela de reserva deixada nas máquinas sincronizadas com a finalidade de realizar o controle primário de frequência. Esse controle é exercido por meio dos reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, objetivando limitar a variação de frequência quando da ocorrência de distúrbios que provoquem o desequilíbrio entre a geração e a carga. O ONS estabelece que a reserva primária deva ser igual a 1% da responsabilidade própria de geração do sistema. Entende-se por responsabilidade própria de geração do sistema, o montante de geração equivalente à carga do próprio sistema mais os contratos de exportação menos os contratos de importação.

Reserva secundária: É a parcela da reserva sincronizada responsável pelo controle secundário de frequência. A reserva secundária é composta pelas unidades participantes do controle automático de geração (CAG), cujos reguladores automáticos de velocidade ficam sob controle dos centros de operação, os quais atuam com o objetivo de restabelecer a frequência do sistema a seu valor nominal e manter ou restabelecer os intercâmbios de potência ativa a valores programados. O ONS determina que cada sistema seja responsável por manter uma reserva secundária igual a 2,5% da sua responsabilidade própria de geração, acrescida de 1,5% da carga própria do sistema.

Reserva terciária: 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. Para a reserva terciária, o ONS determina que ela seja igual à diferença entre a reserva sincronizada total recomendada para o sistema, obtida por meio de uma análise probabilística, e as parcelas relativas à Reserva Primária e à Reserva Secundária.

Em alguns países da Europa, como Portugal e Dinamarca, são também definidas parcelas similares às anteriores como se pode observar em [19].

2.4. Reserva Girante

Conforme definido em [3], a reserva girante é a parcela da geração que deve estar sincronizada ou que seja possível sincronizar em tempo hábil de forma a repor a perda de unidades de geração, suprir acréscimos de demanda ou flutuações de capacidade de geração renovável.

A reserva girante requerida para prover um determinado nível de segurança é função da capacidade das unidades, do número de unidades, disponibilidade de cada unidade despachada no intervalo de tempo, do nível de carga e dos erros de previsão das variáveis aleatórias envolvidas:

$$R(G, L, t) = G^{Spin}(C, \lambda, t) - L(t, \delta) \quad (2.1)$$

onde G^{Spin} é a potência de geração sincronizada/despachada (girante) ou que seja possível sincronizar/despachar dentro de um determinado intervalo de tempo; L é a carga equivalente do sistema; C é vetor de capacidades das unidades de geração; λ é a taxa de falha dos componentes do sistema de geração e δ representa os erros de previsão na determinação da carga.

Como é possível observar na equação (2.1), a reserva é uma variável aleatória e, portanto, é recomendável que as inferências a seu respeito considerem seu comportamento estocástico. De forma a determinar quantitativamente essa reserva, deve-se mensurar o risco associado aos eventos de perda de carga. Uma vez obtido o risco e definido seus níveis aceitáveis, a reserva operativa pode ser determinada.

A determinação do nível aceitável de risco depende do grau de confiabilidade desejado, do custo correspondente e dos benefícios obtidos ao mitigar esse risco. Portanto, não há um valor padrão que possa ser aplicado a

todos os sistemas. Porém, dado um valor de risco obtido para uma configuração do sistema, sabe-se que é possível diminuí-lo adicionando mais reserva, assumindo que seja possível transmiti-la às áreas do sistema que estejam apresentando insuficiência de geração.

2.5. Método PJM (Pennsylvania - New Jersey - Maryland)

O primeiro método a utilizar técnicas probabilísticas para dimensionar a reserva girante foi desenvolvido em 1963, sendo conhecido como método PJM, por ter sido aplicado ao sistema interligado Pennsylvania - New Jersey - Maryland [20]. Esse método é descrito detalhadamente em [20] e revisitado em [3].

O procedimento básico desenvolvido pelo método PJM consiste em determinar as probabilidades de não suprimento da demanda em um intervalo de tempo no qual não seja possível adicionar geração caso ocorra a saída de uma unidade, essa probabilidade, a qual pode ser interpretada de forma similar ao índice LOLP, sendo considerada índice de risco do sistema.

Caso a carga não seja modelada por um único nível, isto é, carga variável, o intervalo de tempo total de processamento, denominado “*lead time*” deve ser discretizado em intervalos de tempo em que a carga possa ser considerada constante.

Cada unidade de geração é representada por um modelo Markoviano de dois estados (*Up* e *Down*), como mostrado na Figura 2.1, e durante o *lead time* considera-se que não é possível efetuar reparo.

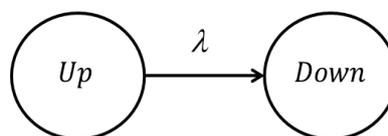


Figura 2.1: Diagrama de espaço de estados.

Se as falhas e reparos são exponencialmente distribuídos, a probabilidade de encontrar o sistema no estado *Down* no tempo T , dado que em $t = 0$ o sistema encontrava-se no estado *Up* é dada por:

$$P_{Down}(T) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} - \frac{\lambda}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)T} \quad (2.2)$$

onde $\mu = m^{-1}$, $\lambda = r^{-1}$, m é o MTTR (*Mean Time to Repair*, ou em português, Tempo Médio de Reparo) e r é o MTTF (*Mean Time to Failure*, ou em português, Tempo Médio para a Falha).

Como a possibilidade de reparo durante o tempo de processamento é desconsiderada, isto é, $m \gg T$, tem-se que a taxa de reparo é igual a zero, $\mu = 0$. Assim, P_{Down} é dada por $P_{Down} = 1 - e^{-\lambda T}$. Como $\lambda T \ll 1$, a essa equação pode ser linearizada através da expansão em série de Taylor, com um único termo, em torno da origem por

$$P_{Down}(T) \approx P(t_{Up} \leq T) = 1 - e^{-\lambda T} \cong \lambda T \quad (2.3)$$

A probabilidade λT é usualmente conhecida como ORR, *Outage Replacement Rate*, i.e., taxa de reposição (substituição) de saída, que representa a probabilidade da unidade falhar e não ser reparada no intervalo T .

Utilizando as ORRs dos componentes do sistema, monta-se uma COPT (*Capacity Outage Probability Table*) [2], [3], por meio da qual é possível avaliar a capacidade de geração dos estados do sistema. O procedimento de construção da COPT é semelhante ao realizado para a capacidade estática utilizando a FOR [2], [3], a única diferença é o uso da ORR como probabilidade de falha. Como a carga é modelada como sendo constante no período de análise, o risco é avaliado diretamente da COPT. Dada uma carga L e a capacidade de geração total equivalente G , o risco no tempo t é igual ao valor de probabilidade

$$Risk(G) = P\{R(G^{spin}, L, t) = G^{spin}(C, \lambda, t) - L(t, \delta) < 0\}, \quad (2.4)$$

ou seja, o risco é avaliado como sendo a probabilidade de o sistema não conseguir assegurar o suprimento da demanda total, ou seja, risco de corte de carga. Assim, como proposto pelo método PJM, o risco pode ser obtido diretamente das linhas da COPT.

O método PJM é usado até hoje, dando subsídio ao planejamento da operação do sistema interligado PJM, com a regra “um dia em dez anos” e com

outras funcionalidades e análises adicionais, mas ainda usando um modelo analítico [21].

O operador deve se programar no início do “*lead time*” sabendo que não poderá reparar ou substituir qualquer unidade falhada, nem poderá acionar uma nova máquina caso a demanda seja maior que o previsto. O risco deve ser avaliado continuamente no tempo para acompanhar as alterações na carga e no sistema de geração [3]. Assim, é de extrema relevância que a obtenção do risco seja realizada em um tempo hábil.

No método PJM tradicional, a carga foi representada por um valor constante. No entanto, é possível considerar as variações da demanda com o tempo e as incertezas em relação à sua previsão. Uma das formas a considerar tais incertezas é assumir a carga como sendo normalmente (i.e., Gaussiana) distribuída e discretizada em alguns níveis. A cada nível de cada carga associa-se uma probabilidade de ocorrência desse evento. O risco, naquele intervalo considerado, é obtido ponderando o risco para cada nível de carga com a probabilidade de ocorrência do respectivo nível [3].

Adicionalmente, na avaliação dos requisitos de reserva operativa podem ser consideradas as unidades de partida rápida tais como as unidades a gás, as hidráulicas, cargas interruptíveis, interconexões, etc. [9]. Desta forma, os métodos usados em estudos de dimensionamento de reserva girante devem representar adequadamente todas essas características inerentes aos sistemas de energia elétrica. Todas essas características, que podem estar correlacionadas com o tempo, podem ser avaliadas via técnicas de SMC.

2.6. Conclusões

O dimensionamento da reserva de potência de geração, seja a estática ou a operativa, é um aspecto importante a ser analisado pelos planejadores e operadores dos sistemas elétricos de potência. Uma das parcelas importantes da reserva operativa é a girante, ou seja, a parcela que está sincronizada (i.e., pronta) para suprir a demanda caso ocorra a saída inesperada de alguma unidade de geração.

A reserva girante, devido suas características específicas, pode ser dimensionada empregando técnicas estatísticas (tal como o método de Simulação Monte Carlo), pois os índices de risco, medidas quantitativas da confiabilidade do sistema, devem ser criteriosamente considerados.

Ao utilizar técnicas de SMC, cria-se uma variedade de novas aplicações no âmbito do dimensionamento da reserva. É possível expandir o modelo em barra única para incluir as áreas ou regiões elétricas. Além disso, pode-se avaliar o risco em sistemas complexos, tal como em sistemas com alta inserção de energia renovável.

Neste capítulo, foram apresentadas as definições e considerações a serem feitas relacionadas ao dimensionamento da reserva operativa de um sistema. Seu entendimento e correto planejamento tornam os sistemas mais seguros, sendo necessárias adequações para cada sistema específico.

No próximo capítulo serão discriminadas as particularidades de diversos sistemas como perfil da demanda de consumo, máquinas utilizadas para geração ou a consideração de fontes renováveis em uma parcela da geração e os métodos utilizados para tais cálculos, assim como os impactos em erros de previsão da demanda no dimensionamento da reserva.

3

Avaliação da Reserva Operativa Considerando Incertezas

Visando a economicidade e segurança operativa das redes elétricas interligadas, é de extrema importância considerar as incertezas associadas ao planejamento de tais sistemas de energia. Inconsistências na representação das incertezas do sistema, seja por excesso ou por escassez, podem prejudicar a adequada operação e a continuidade do atendimento.

Uma demanda estimada muito superior ao consumo efetivamente verificado implica em gastos desnecessários como o armazenamento de energia ou o elevado número de geradores. Por outro lado, um consumo superior à demanda prevista pode gerar sobrecargas, com a possibilidade de multas e até mesmo ocorrências envolvendo corte de carga. O desafio é ter um processo de previsão de carga com um mínimo desvio de modo a se encontrar o balanço perfeito entre demanda e consumo. Obviamente, não existe um processo de previsão de carga perfeito.

Para os fins dos estudos realizados nesta dissertação, as incertezas são divididas e avaliadas em dois diferentes grupos: primeiramente, as associadas à modelagem da carga e em seguida, as associadas à geração, em especial a renovável variável (eólica).

Incertezas associadas à carga estão diretamente ligadas ao perfil do consumidor. É possível a existência de um perfil de consumidor para determinada área (como um consumo mais elevado em horários de pico) e também a variações relacionadas, por exemplo, às estações do ano. No entanto, de forma geral, este consumo pode ser considerado, em termos de representação para avaliação de risco de não suprimento, como aleatório e/ou correlacionado.

Incertezas associadas à geração estão relacionadas primeiramente ao tipo de geração do sistema. Mesmo que esta seja proveniente em sua totalidade por máquinas, as mesmas não são perfeitas e também necessitam de reparos, como já anteriormente ressaltado. Nesta consideração, é necessário que o processo de

dimensionamento da reserva operativa inclua as taxas de falha e manutenção das máquinas utilizadas no sistema.

Tais taxas são consideradas em falhas por ano e podem ser adaptadas para períodos de tempo menores. Na consideração de períodos de tempo mais curtos, os eventos se tornam mais raros, o que pode dificultar os cálculos de confiabilidade via SMC convencional [22].

Quando se trata de geração, existe também a possibilidade da inserção de fontes renováveis no sistema. Com esta inserção, torna-se necessário a consideração das incertezas associadas a estas fontes de energia. Seja proveniente do sol, vento ou movimento das águas, por estarem sujeitas a eventos naturais, sua previsão não pode ser facilmente modelada como no caso das térmicas a gás, etc. As incertezas relacionadas à intermitência das fontes renováveis são introduzidas no sistema por variáveis aleatórias, de forma similar às incertezas associadas à carga.

3.1. Modelagem da Carga

Para iniciar o dimensionamento da reserva é preciso estimar o comportamento da carga. Mesmo que seja impossível prever com total precisão, uma vez que a carga em si tem comportamento variável devido aos mais diversos fatores, a partir de modelos estocásticos pode-se ter uma boa estimativa.

Também, ao se considerar o pequeno intervalo de tempo estudado, de apenas algumas horas, e sendo este o horário em que a carga alcança seu valor máximo (valor de pico), restringem-se as incertezas e suas consequências para a segurança sistêmica.

Com estas premissas, opta-se por uma carga aleatória com distribuição Normal com média igual ao valor pico de carga anteriormente mencionado. Esta escolha se justifica, pois a distribuição Gaussiana de acordo com o Teorema do Limite Central pode ser obtida por uma soma de variáveis aleatórias independentes com quaisquer distribuições. Tal fato caracteriza de certa forma muitas cargas no sistema as quais são obtidas pela agregação de vários consumidores em uma subestação. Na verdade, qualquer função de distribuição de

probabilidade poderá ser usada, uma vez identificada no processo de previsão utilizado pela concessionária. A metodologia proposta para a avaliação dos requisitos de reserva é baseada na SMC e, portanto, não restringe seu uso a distribuições Gaussianas.

Considerando o pequeno intervalo de tempo estudado e o fato do valor do pico de carga ser conhecido (ou estimado no curto prazo), a opção de uma variável aleatória de comportamento Normal, i.e., Gaussiano, uma escolha simples, garantindo a média no valor desejado.

3.2. Avaliação da Reserva Considerando as Incertezas na Demanda

A partir das premissas estabelecidas para a demanda, é necessário, além das probabilidades de falha e reparo dos equipamentos de geração, verificar o dimensionamento da reserva girante considerando suas incertezas.

O sistema necessita estar preparado para picos de carga em situações em que a geração esteja parcialmente comprometida. Isto significa que a geração esperada do sistema poderá não ser alcançada (por falhas nos geradores ou manutenção), mesmo que programada; situação em que o montante previamente estabelecido como reserva deverá ser utilizado.

Como a análise proposta neste trabalho procura avaliar o momento de maior demanda do sistema, mesmo que apenas poucas horas, esta situação é a ideal para a verificação do correto dimensionamento da reserva já calculada.

Através das simulações realizadas, com a estimativa anteriormente citada, é possível obter um valor aproximado da energia necessária para atender o sistema nos casos em que a geração regular não será capaz de suprir suas necessidades.

Assim, para quantizar tal montante, dentre os testes realizados, está a escolha do número de geradores necessários para que a reserva seja capaz de manter o sistema com níveis confiáveis diante de falhas em seus componentes de geração e a taxa de intercâmbio.

3.2.1. Impacto dos Erros de Previsão

Como mencionado anteriormente, os erros de previsão da demanda influenciam diretamente o montante de reserva necessário para o sistema. Sendo preciso sempre balancear a geração e demanda de um sistema, ao calcular a reserva girante, também este equilíbrio deve ser mantido.

Caso a demanda requerida supere a previamente estimada e a reserva não seja capaz de atender o total de energia esperada pelo sistema, haverá cortes de carga. Estes, além de multas aplicadas, podem gerar perdas mais graves aos consumidores, principalmente considerando o tempo que o sistema ficaria indisponível até que fosse reestabelecido ou normalizado o suprimento.

O superdimensionamento da reserva também não é o esperado para a reserva girante, pois mesmo que seja possível resultar em um sistema altamente confiável, os custos para manter tal sistema podem não ser economicamente razoáveis. É permitido um certo número de falhas ao ano, em geral representado através de índices de indisponibilidade, que uma vez respeitados, não há razão para não se planejar um sistema dentro destes limites.

Assim, o estudo de avaliação da reserva é fundamental para o bom funcionamento de qualquer sistema de energia.

3.3. Confiabilidade de Sistemas de Energia Elétrica

A confiabilidade pode ser definida como a probabilidade de um componente, equipamento ou sistema exercer sua função sem falhas, num período de tempo previsto, sob condições especificadas [2]. Em sistemas elétricos, a confiabilidade representa suas características inerentes por meio de medidas numéricas específicas, que descrevem a capacidade de um sistema desempenhar a função para a qual foi planejado.

A avaliação da confiabilidade de um sistema consiste, essencialmente, no cálculo de um conjunto de indicadores de desempenho relativos à adequação (estática) e segurança (dinâmica). Estes índices, medidas quantitativas das características de uma barra, área ou do sistema como um todo, podem ser

utilizados na análise das condições operativas e na determinação e previsão do comportamento futuro das partes correspondentes.

Em geral, estudos de confiabilidade dão subsídios técnicos para análises de alternativas de expansão/operação, cada uma com seu custo associado. A eficiência econômica é obtida quando há um equilíbrio entre benefícios do aumento da confiabilidade e os recursos financeiros adicionais para provê-lo, considerando as incertezas inerentes ao problema, tais como as flutuações de geração/carga e a indisponibilidade de equipamentos [6], [14].

No Brasil, os estudos de confiabilidade relativos ao Sistema Interligado Nacional (SIN) são de responsabilidade da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, que tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento estratégico do setor energético [23]. O Operador Nacional do Sistema – ONS também realiza análises de confiabilidade nos ciclos do PAR (Plano de Ampliações e Reforços) da Rede Básica Brasileira.

Neste capítulo são descritos alguns índices de confiabilidade e os principais métodos para obtê-los. São discutidos os métodos analíticos e de simulação. No âmbito do dimensionamento dos requisitos de reserva, os índices de confiabilidade são medidas quantitativas dos riscos associados aos eventos operativos em análise, tal como o risco de não suprimento da demanda ou risco de perda de carga, que é o índice LOLP (*Loss of Load Probability*) estimado para o horizonte de algumas horas.

3.4. Índices de Confiabilidade

A análise de confiabilidade de sistemas de energia elétrica pode ser realizada por meio de índices, ou indicadores de risco, que são estimativas numéricas de eventos ou grandezas que se deseja quantificar [24], [25].

Os índices de confiabilidade podem estar relacionados à probabilidade, frequência, duração e outras consequências de eventos associadas às falhas. Podem ser estimados por meio de duas abordagens, avaliando a probabilidade de problemas no sistema e a probabilidade de corte de carga, de acordo com a maneira pela qual se mede a severidade dos eventos [23].

Índices de problemas no sistema são obtidos desconsiderando a atuação de medidas corretivas (redespacho, atuação de controles, chaveamentos, etc.). Por outro lado, índices de corte de carga são estimados contabilizando eventos de não suprimento que persistem mesmo após a atuação de medidas corretivas pré-definidas. Os índices associados à perda de carga (*loss of load indices*) são obtidos analisando conjuntamente o modelo de carga e de capacidade de geração no período em consideração.

Entre os principais indicadores de perda de carga os seguintes índices podem ser citados: LOLP (Probabilidade de Perda de Carga - *Loss of Load Probability*), LOLE (Expectativa de Perda de Carga - *Loss of Load Expectation*), EPNS (Potência Esperada Não Suprida - *Expected Power Not Supplied*), EENS (Energia Esperada Não Suprida - *Expected Energy Not Supplied*) e Severidade.

Neste trabalho será dado maior enfoque ao índice LOLP. Este índice avalia a probabilidade de haver interrupção do suprimento de energia em um sistema, baseando-se nas simulações realizadas, onde em cada uma delas um estado é avaliado e ao final de todas as simulações este resultado é compilado, gerando a probabilidade de perda de carga.

Os índices são avaliados por técnicas de SMC através de funções testes [6], [13], [26], conforme será mostrado nas seções seguintes. Por exemplo, no caso da LOLP, atribui-se o valor “0” no caso de um estado de sucesso e “1” no caso de falha, i.e., corte de carga.

Similar à LOLP, o índice LOLE indica a expectativa de perda de carga em horas de um determinado período. A LOLE é calculada considerando estados de sucesso ou falha. Por exemplo, em caso de falha, ao invés de uma unidade, o valor considerado é a quantidade de tempo em que a carga não foi suprida. Seu valor final também pode ser obtido a partir da LOLP multiplicada pelo intervalo de tempo de estudo; nesta dissertação, 2 horas.

O valor esperado de potência não suprida, i.e., o índice EPNS, é obtido ao avaliar o montante de carga não suprido para os momentos de falha do sistema. Como a LOLE considera o tempo em que o sistema suporta perdas de carga, o EPNS considera a quantidade de carga perdida por consequência desta perda.

Por fim, o índice EENS calcula o valor esperado da energia que será cortada em cada uma das simulações. Pode-se obter tal valor considerando o produto da EPNS pela quantidade de tempo em que a carga não foi suprida (similar ao cálculo realizado com os índices LOLP e LOLE).

3.5. Confiabilidade da Capacidade de Geração

Em estudos de confiabilidade os sistemas de potência podem ser divididos em três áreas funcionais: Geração, Transmissão e Distribuição [6], [25]. Em avaliações da confiabilidade da capacidade de geração, ou GCR (*Generating Capacity Reliability*) [26], supõe-se que toda a carga e a geração estão concentradas em uma única barra (modelo “barra única”, Figura 3.1).

As restrições no transporte de energia impostas pelas redes de transmissão, subtransmissão e distribuição podem ser ignoradas, assumindo-se que os equipamentos desses sistemas são totalmente confiáveis e capazes, sem quaisquer restrições, de conduzir a energia produzida nas usinas até os pontos de consumo. Sendo assim, o desempenho do sistema é medido pela simples comparação entre a geração disponível e a carga momentânea [9], [26].

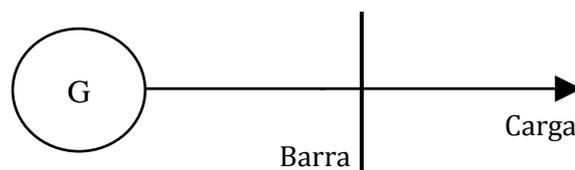


Figura 3.1: Modelo do sistema – barra única.

O procedimento de obtenção dos índices de risco, ao usar considerações simplificadoras, tende a gerar índices otimistas, uma vez que qualquer evento de perda de carga devido a um fator externo ao sistema de geração não será contabilizado. Apesar de simplificado, os índices das avaliações GCR refletem a adequação da capacidade de geração em suprir a demanda especificada.

3.6. Métodos de Avaliação da Confiabilidade

Em termos gerais, a avaliação da confiabilidade de sistemas pode ser realizada, basicamente, utilizando métodos analíticos ou de simulação computacional estocástica [27]. A diferença básica entre os métodos analíticos e os métodos de simulação estocástica é a estratégia de avaliação dos índices.

Técnicas analíticas representam o sistema através de um modelo matemático, e.g., modelos Markovianos, que usualmente é simplificado, e obtêm os índices de confiabilidade usando soluções matemáticas diretamente das equações do modelo, sendo assim métodos computacionalmente muito eficientes para avaliar sistemas com poucos estados representativos.

Técnicas de SMC, por outro lado, estimam os índices de confiabilidade simulando as características reais e o comportamento estocástico do sistema. As probabilidades são estimadas realizando uma série de experimentos aleatórios, simulações, e contando o número de ocorrências do evento de interesse [27], [28], [29], [30].

Os sistemas em estudo podem ser representados por meio de um diagrama de estados. Dado o estado definido pelo vetor $X = (x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_m)$, x_j representa o estado do j -ésimo componente, com $X \in \Omega$, em que Ω é o conjunto de todos os possíveis estados dos componentes do sistema. Os índices de confiabilidade correspondem ao valor esperado de uma função teste, $E(F)$ [6]:

$$E(F) = \sum_{X \in \Omega} F(X)P(X) \quad (3.1)$$

onde $F(X)$ é a função teste e $P(X)$ é a probabilidade associada à ocorrência do estado X .

A função teste avalia numericamente a ocorrência do evento de interesse. Por exemplo, a função de teste do índice LOLP assumirá valor “1” caso a variável aleatória X indique um estado de perda de carga (Falha) e valor “0” caso contrário (Sucesso):

$$F_{\text{LOLP}}(X) = \begin{cases} 0 & \text{se } X \in \Omega_{\text{Sucesso}} \\ 1 & \text{se } X \in \Omega_{\text{Falha}} \end{cases} \quad (3.2)$$

Em geral, algoritmos baseados em espaço de estados seguem três passos principais [6], [29]. O primeiro consiste em selecionar um estado do sistema (i.e., disponibilidade dos equipamentos e nível de carga). No segundo, analisa-se o desempenho do estado selecionado (i.e., verificar se a geração total disponível é capaz de satisfazer a carga associada sem violar nenhum limite operativo; se necessário, ativar medidas corretivas como, por exemplo, corte de carga). Finalmente no terceiro, estimam-se os índices de confiabilidade (i.e., LOLP, EPNS, etc.). Se as precisões das estimativas são aceitáveis, encerra-se o algoritmo; caso contrário, repete-se o processo reiniciando no primeiro passo.

O método conhecido como abordagem da LOLE, devido sua flexibilidade e simplicidade de aplicação, é um dos métodos analíticos mais utilizados. Este método consiste, basicamente, em “convolucionar” os estados individuais dos grupos de unidades de geração e combiná-los com o modelo de carga para gerar uma tabela de probabilidades, a COPT, a partir da qual os índices de confiabilidade LOLP, LOLE, EPNS e EENS podem ser obtidos [13], [26].

Apesar de simples, o método LOLE original não apresenta indicações sobre a frequência e duração das ocorrências de insuficiência de capacidade. Assim, o método da Frequência e Duração (F&D), que é capaz de calcular a LOLF (*Loss of Load Frequency*) e a LOLD (*Loss of Load Duration*), é uma abordagem mais completa e, tal como proposto em [26], computacionalmente mais eficiente.

Entre os métodos de simulação estocástica utilizados em avaliação de confiabilidade, a simulação Monte Carlo (SMC) vem recebendo considerável atenção pela capacidade de análise generalizada, irrestrita a modelos com taxas de transição constantes ou com tempos de residência em cada estado exponencialmente distribuídos [29]. Indubitavelmente, a SMC apresenta enorme eficiência e robustez computacional ao lidar com sistemas complexos de grande porte, se comparada aos métodos baseados em Enumeração [13], [30].

Apesar de extremamente robusta, principalmente para sistemas de médio e grande porte, a avaliação GCR via SMC, devido à estratégia de amostragem

baseada na probabilidade histórica de ocorrência dos eventos, apresenta dificuldades em termos de tempos de execução para configurações altamente confiáveis. Assim, se os eventos são raros a eficiência do processo de estimação via SMC pode ser prejudicada [22]. Desta forma, neste tipo de problema, deve-se aplicar alguma VRT (*Variance Reduction Technique*) para diminuir o tempo de simulação e aumentar a eficiência computacional [9], [13], [22].

3.6.1. Avaliação da Confiabilidade pelo Método Analítico

Como anteriormente mencionado, ao longo dos anos, diversos métodos analíticos, também conhecidos como métodos de Enumeração, foram sendo desenvolvidos para solucionar os problemas surgidos devido à evolução natural dos sistemas. Cada um desses métodos possui suas respectivas vantagens, desvantagens e tipos de aplicação. Tais métodos diferenciam-se, basicamente, em relação ao nível de detalhamento dos modelos em espaço de estados, hipóteses assumidas [12] e nas estratégias de seleção dos estados [6]. Uma descrição da aplicação de alguns desses métodos na avaliação da confiabilidade de sistemas de potência pode ser encontrada em [3], [26], [27].

O procedimento fundamental utilizado nos métodos analíticos é enumerar os estados do sistema para se obter tabelas de dados de capacidades, probabilidades e/ou frequências dos estados a partir das quais os índices de confiabilidade serão calculados. Descreve-se o sistema em termos dos modelos equivalentes de capacidade de geração e carga. Comparando o nível de capacidade de geração total e de carga, determina-se o nível de reserva.

O modelo da capacidade da geração, representado pela variável aleatória G , pode ser combinado com o modelo da carga descrito pela variável aleatória L para produzir o modelo da reserva de potência R , i.e.,

$$R = G - L \quad (3.3)$$

com $R = \{C_R; p_R; f_R\}$ (sendo C , p e f , a capacidade, probabilidade e frequência incremental, respectivamente, [26]), representa-se de forma semelhante as variáveis aleatórias G e L . Por meio de (3.3) é possível avaliar tanto a reserva

estática quanto a reserva operativa, dependendo das considerações utilizadas para gerar o modelo de geração equivalente do sistema. Assim, por exemplo, se G representa a geração equivalente de todas as máquinas sincronizadas, então, R será a reserva girante. Se G é o modelo de todas as máquinas do sistema, incluindo as não sincronizadas e disponíveis no longo prazo, R representa a reserva estática de capacidade de geração.

Na avaliação da confiabilidade de sistemas de médio e grande porte, métodos baseados em simulação estocástica (i.e., técnicas de SMC) são mais atrativos que aqueles baseados em enumeração de estados. O uso do método analítico pode tornar-se proibitivo, pois há uma relação exponencial entre o número de estados e o número de componentes do sistema; fenômeno conhecido “combinatorial curse” ou “maldição da dimensionalidade”.

3.6.2.

Avaliação da Confiabilidade via Simulação Monte Carlo

Técnicas de simulação, ao contrário de métodos analíticos em geral, são robustas mesmo em problemas com elevado número de estados, como em sistemas de grande porte e/ou com múltiplos níveis de carga e geração (e.g., sistemas com elevada penetração de geração eólica) [13].

A simulação Monte Carlo, uma técnica de simulação estocástica, obtém os índices de confiabilidade através da condução de sucessivos experimentos computacionais (sorteios ou amostras) envolvendo o modelo matemático-lógico que descreve o comportamento operativo do sistema [22], [28].

Métodos SMC podem ser classificados, de forma geral, em não sequencial e sequencial (ou cronológica) [29]. A SMC sequencial efetua amostragens dos estados do sistema cronologicamente, na ordem em que ocorrem, enquanto que a SMC não sequencial amostra os estados do sistema de acordo com sua função distribuição de probabilidade de ocorrência dos estados.

Embora a simulação sequencial seja capaz de correlacionar os eventos com seu tempo de ocorrência, o esforço computacional necessário para estimar os índices de confiabilidade é elevado, se comparado com uma simulação não sequencial. Assim, se os eventos em estudo não estão correlacionados com o

tempo, utiliza-se, por critérios de eficiência, a SMC não sequencial [28], [29], [30], [31]. É importante ressaltar que é possível avaliar, fazendo algumas alterações no algoritmo padrão, eventos cronológicos por meio da simulação não sequencial. Métodos de simulação derivados da SMC não sequencial com esse intuito são a SMC pseudo-sequencial/cronológica [29], [32] e quase sequencial [9].

Os índices de confiabilidade são estimados através do valor esperado, ou média amostral, da função teste discreta $H(\mathbf{X}_i)$, i.e.,

$$\tilde{E}(F) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N H(\mathbf{X}_i), \quad (3.4)$$

onde \mathbf{X}_i é o vetor de estados dos componentes do sistema, na i -ésima iteração/amostra; $X_{i,j}=1$ para j -ésimo componente, x_j, Up e $X_{i,j}=0$ para o j -ésimo componente *Down*. Se Ω_{Up} é o conjunto de componentes ativos (disponíveis) e Ω_{Down} é o conjunto de componentes inativos (indisponíveis). Cada elemento do vetor pode ser representado como:

$$X_{i,j} = \begin{cases} 1 & \text{se } x_j \in \Omega_{Up} \\ 0 & \text{se } x_j \in \Omega_{Down} \end{cases} \quad (3.5)$$

Para o j -ésimo componente representado por um modelo Markoviano a dois estados, *Up* e *Down*, dadas as taxas de falha, λ_j , e de reparo, μ_j , determina-se a probabilidade de falha, i.e., a indisponibilidade. Os estados dos diversos componentes do sistema são determinados comparando-se um vetor de variáveis aleatórias com distribuição uniforme unitária $U[0,1]$ e o vetor de probabilidades de falha dos componentes $\mathbf{u} = [u_1, u_2, \dots, u_j, \dots, u_n]$, $u_j \in P$ e $0 < u_j < 1$.

$$x_j \in \begin{cases} \Omega_{Up} & \text{se } x_j > u_j \\ \Omega_{Down} & \text{se } x_j \leq u_j \end{cases} \quad (3.6)$$

Todos os principais índices GCR podem ser facilmente obtidos pelo estimador não tendencioso definido em (3.6). Para isso, utiliza-se a devida função

teste associada aos eventos para os quais o respectivo índice está relacionado. As funções testes H_{LOLP} e H_{EPNS} são dadas por [9]:

$$H_{LOLP}(\mathbf{X}_i) = \begin{cases} 0 & \text{se } \mathbf{X}_i \in \Psi_{\text{Sucesso}} \\ 1 & \text{se } \mathbf{X}_i \in \Psi_{\text{Falha}} \end{cases} \quad (3.7)$$

$$H_{EPNS}(\mathbf{X}_i) = \begin{cases} 0 & \text{se } \mathbf{X}_i \in \Psi_{\text{Sucesso}} \\ \Delta P_i & \text{se } \mathbf{X}_i \in \Psi_{\text{Falha}} \end{cases} \quad (3.8)$$

onde $\Psi = \Psi_{\text{Sucesso}} \cup \Psi_{\text{Falha}}$ é o conjunto de todos os estados possíveis \mathbf{X}_i (i.e., o espaço de estados), dividido em dois subespaços Ψ_{Sucesso} de estados de sucesso e Ψ_{Falhas} de estados de falha; ΔP_i é a quantidade de potência não suprida no estado de falha \mathbf{X}_i . O índice LOLP é o somatório das probabilidades de todos os estados de Ψ onde a capacidade de geração é insuficiente para atender a carga L .

A incerteza da estimativa é dada pela variância amostral do estimador, representada por,

$$V(\tilde{E}[H]) = V(H)/N \quad (3.9)$$

A variância, $V[H]$, pode ser calculada através da equação,

$$V[H] = E[H^2] - E^2[H] \quad (3.10)$$

A relação entre o desvio padrão amostral, raiz quadrada da variância $\sigma = \sqrt{V(\tilde{E}[H])}$, e o valor esperado da função teste, $\tilde{E}[H]$, representa a incerteza em relação à estimação do índice. Essa relação é denominada coeficiente de variação β , sendo usualmente utilizada como variável de controle da convergência do processo iterativo [7]:

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\tilde{E}[H])}}{\tilde{E}[H]} \quad (3.11)$$

Os passos básicos de um algoritmo de simulação Monte Carlo não sequencial, utilizados nessa dissertação, são apresentados a seguir [6], [9], [33]:

- Passo 1: Iniciar o número de simulações $k = 0$;
- Passo 2: Sortear um vetor $\mathbf{X}_k \in \Omega$ baseado em sua distribuição de probabilidade $P(x)$; atualize o número de simulações, $k := k + 1$;
- Passo 3: Avaliar a função teste $H(\mathbf{X}_k)$ para o vetor de estados dos equipamentos do sistema da amostra k ;
- Passo 4: Estimar o índice por meio de $E[H]$;
- Passo 5: Determinar a coeficiente de variação, β_k . Se o critério de parada for satisfeito (β_k é menor que o especificado ou máximo número de simulações), parar; senão, retornar ao Passo 2.

Uma das principais vantagens do uso de SMC não sequencial é sua capacidade de estimar índices para grandes sistemas de potência com facilidade, pois o número de amostras necessárias para estimar com uma dada incerteza β é relativamente independente do número de estados.

3.7. Incertezas na Previsão da Geração Renovável

Diante do cenário mundial frente à crescente demanda por energia, não é possível seguir utilizando irracionalmente os recursos naturais não renováveis de forma irrestrita, uma vez que não são naturalmente renovados necessariamente na mesma proporção em que são explorados. Por estes e outros motivos, como já comentado anteriormente, cada vez mais as fontes chamadas renováveis e/ou sustentáveis ganham espaço nas matrizes energéticas mundiais.

O Brasil, por conta de seus vastos recursos naturais, é um grande explorador deste tipo de fonte energética, principalmente hidráulica, mas muitos países desenvolvidos ainda são fortemente dependentes de fontes como carvão, petróleo e gás natural – todos chamadas de recursos de energia não renovável.

Este paradigma tem sido modificado nos últimos anos, onde houve significativos investimentos para a inserção das fontes renováveis na geração. A preocupação inicial dos elevados custos provenientes da obtenção e

armazenamento de tais recursos não é mais uma realidade e diferentes fontes renováveis agora fazem parte da matriz energética de grandes países.

A energia renovável pode ser proveniente do calor solar (energia solar), de quedas d'água (energia hidroelétrica), movimentação do ar (energia eólica) ou provenientes de subprodutos encontrados na natureza, como a cana de açúcar,

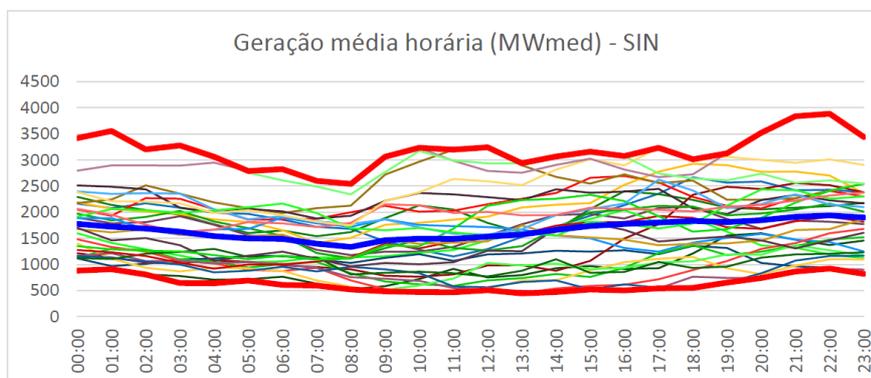


Figura 3.2: Geração eólica no SIN (média horária) [34].

carvão vegetal, madeira e óleo vegetal e biogás, conhecidos como biomassa.

Todos estes tipos de fontes renováveis dependem da natureza e, conseqüentemente, estão submetidas a fatores que não podem ser controlados por operadores do sistema. Por exemplo, a frequência e a força dos ventos, absorvidos por aerogeradores instalados em locais estratégicos, devem ser apenas gerenciados de forma adequada pelos operadores. Na Figura 3.2 é possível observar a variação do fator de capacidade médio mensal da geração eólica do SIN. Os registros históricos mostram que, em média, o fator de capacidade pode variar de aproximadamente 30 para mais 50 % no mesmo ano. Ademais, a incidência de chuvas, independente do tamanho do reservatório das usinas hidrelétricas, por exemplo, são fatores de difícil previsão e que devem ser considerados quando estas fontes são inseridas na capacidade girante do planejamento de sistemas elétricos.

Como definido nos capítulos anteriores, a reserva girante é a parcela da reserva operativa proveniente de geradores sincronizados/despachados, e interligados à rede de transmissão, aptos a suprir a demanda na ocorrência de falhas de unidades de geração, erros na previsão de carga e variações de capacidade de geração de fontes renováveis [9], [11].

A seguir, serão tratados com maiores detalhes os aspectos relacionados à inserção de fontes renováveis na capacidade de geração e o planejamento necessário para tal. Especificamente, as incertezas que estas fontes apresentam para o sistema e como devem ser consideradas nas simulações realizadas.

Estas incertezas são consideradas pela característica intermitente que estas fontes possuem. Isto significa que, embora estejam disponíveis na natureza e sua renovação aconteça de forma rápida, há uma questão de imprevisibilidade sobre sua disponibilidade momentânea, especialmente para previsões de curto prazo.

Uma vez que foram escolhidas simulações não sequencial de Monte Carlo para a realização dos testes, há poucas restrições na modelagem de novas variáveis, sendo possível verificar como a inserção de energias renováveis na geração afeta os índices de confiabilidade do sistema. Para melhor capturar as nências de fontes renováveis, a SMC não sequencial pode ser facilmente transformada em quase sequencial ou mesmo na sequencial ou cronológica [9], [35], [36].

3.8. Avaliação do Risco via Simulação Monte Carlo

O risco de não suprimento da demanda pode ser estimado por meio de duas representações distintas: espaço de estados e modelos cronológicos. Enumeração e simulação Monte Carlo (SMC) não sequencial são exemplos de métodos baseados em representação por espaço de estados, onde modelos Markovianos [2]- [3] são usados para reproduzir o comportamento estocástico dos equipamentos do sistema. Os estados são selecionados e avaliados de acordo com a sua probabilidade de ocorrência, sem considerar a sequência histórica dos eventos.

Neste capítulo, introduz-se uma metodologia para atender as particularidades desta inserção. Considera-se que as fontes, ademais de suas taxas de falha e reparo atribuídas às máquinas responsáveis pela conversão destas energias, possuem uma intermitência que, por serem completamente aleatórias, são simuladas por um gerador randômico de distribuição normal, no entorno do montante de geração previsto por aquela parcela.

Estas são inclusas como mais uma variável a ser considerada na simulação Monte Carlo e são influências diretas nos resultados de confiabilidade do sistema, onde serão necessárias avaliações mais detalhadas sobre a vantagem da inserção destas fontes ao observar apenas este resultado.

Por isto que também serão cruciais as avaliações de diversas parcelas de geração serem consideradas por fontes renováveis, para poder observar o impacto direto que esta ação tem sobre o planejamento de sistemas.

Os índices de risco são estimados através da SMC. O algoritmo proposto é aplicado ao sistema IEEE RTS 79 [37], devidamente modificado pela inserção de geração eólica. Qualquer outro sistema poderia ter sido utilizado para a demonstração da metodologia proposta.

3.9. Reserva Girante Considerando Fontes Renováveis e Incertezas nas Cargas

O montante de geração programado, para o atendimento da demanda, deve ser tal que o sistema possua uma margem de reserva suficiente para suportar a perda de capacidade de geração ou aumentos súbitos na demanda, sem haver necessidade de cortar carga [3]. Em sistemas com elevada penetração de energia renovável, a reserva de geração também desempenha a importante função de habilitar o sistema para suportar as variações de capacidade de geração devido à volatilidade da velocidade dos ventos, da irradiação solar e das vazões hidráulicas.

A reserva girante R , requerida para prover um determinado nível de confiabilidade no intervalo de tempo t , é função da capacidade de geração sincronizada G^{spin} , que é composta de NU unidades cuja fonte pode ser, por exemplo, hidráulica, térmica, solar, eólica, entre outras. Assim [9], [35],

$$G^{spin}(t, NU) = G_{hidro}(t) + G_{termo}(t) + G_{eólico}(t). \quad (3.12)$$

A variável R é função também da taxa de falha de cada uma das unidades sincronizadas durante o intervalo t , da carga L equivalente do sistema e dos erros de previsão das variáveis envolvidas no problema [9], [35], i.e.,

$$R(G^{spin}, L, t) = G^{spin}(\mathbf{C}_G, \boldsymbol{\lambda}_G, t) - L(t, \boldsymbol{\delta}) \quad (3.13)$$

onde \mathbf{C} representa o vetor de capacidade dos geradores, $\boldsymbol{\lambda}$ o vetor de taxas de falha e $\boldsymbol{\delta}$ o vetor de erros de previsão de carga observados no período de tempo considerado. O número de unidades sincronizadas em um dado período de tempo NU é também função das capacidades e taxas de falha dos geradores, i.e., $NU = NU(\mathbf{C}_G, \boldsymbol{\lambda}_G)$, pois uma vez estabelecido um montante requerido de reserva, a geração a ser sincronizada é computada somando as capacidades das máquinas em operação que podem ser despachadas (não indisponíveis por ocorrência de falha). Para as unidades térmicas \mathbf{C}_G é a própria capacidade nominal, para os geradores eólicos, no entanto, esse valor de capacidade varia em função da disponibilidade e velocidade dos ventos [9], [35].

Devidos às incertezas inerentes à avaliação da reserva de geração, a aplicação de métodos probabilísticos torna-se necessário [3]. O risco, de acordo com o método PJM [20], é definido como a probabilidade da reserva ser negativa durante o lead time t , ou seja [9], [35],

$$\text{Risk}(R, G^{spin}, L, t) = P\{R(G^{spin}, L, t) < 0\}. \quad (3.14)$$

Dados os recursos energéticos disponíveis, em termos de capacidade de geração térmica e renovável, o operador deve sincronizar uma quantidade apropriada de unidades para atender ao critério de risco estabelecido [35],

$$\text{Risk}(R, G^{spin}, L, t) < \text{Risco}_{\max} \quad (3.15)$$

i.e., o risco de corte de carga deve ser, sempre que possível, inferior ao risco máximo admissível, i.e., Risco_{\max} , para os cenários considerados.

As incertezas nas cargas representadas pelo vetor $\boldsymbol{\delta}$ podem ser facilmente simuladas através da SMC, bastando que haja uma definição das distribuições de variáveis aleatórias associadas com tais incertezas. Poderão ser consideradas também correlações entre cargas/áreas se os dados disponíveis capturarem tais dependências. Não há restrições para as técnicas de SMC em termos de modelagem.

3.10. Representação da Geração Renovável

Para a simulação da inserção deste tipo de fonte de energia na geração, são adicionadas às variáveis taxas de falha e reparo as incertezas devido às intermitências que as fontes de energia renovável possuem, como anteriormente mencionada.

De forma similar à simulação realizada com a demanda, mantendo a média estabelecida pela geração inicialmente programada, estes valores são acrescidos ou decrescidos aleatoriamente para simular as variações que as fontes renováveis introduzem nos sistemas.

Para a avaliação do impacto destas fontes, neste trabalho foi simulada uma usina de 350 MW de capacidade – substituindo fontes que originalmente eram as mais poluentes, como o carvão mineral.

3.11. Algoritmo da SMC com Representação de Renováveis

O algoritmo para avaliação da incerteza relacionada à inserção de fontes renováveis no planejamento da geração requer uma modificação no algoritmo antes utilizado, apenas para a geração. Esta modificação segue os passos a seguir:

- Passo 1: Ler os parâmetros gerais de atrelados a geração;
- Passo 2: Separar para toda a geração disponível para a reserva girante a parcela que será proveniente de fontes renováveis;
- Passo 3: Calcular os demais índices relacionados as propriedades das máquinas geradoras (como taxas de falha e reparo), que também devem ser consideradas para energias renováveis;
- Passo 4: Utilizar um gerador randômico de distribuição normal com desvio padrão de modo a considerar as variações em torno da capacidade especificada;
- Passo 5: Juntar a parcela da geração que é variável a parcela proveniente de máquinas geradoras e seguir com a simulação realizada sem as fontes renováveis;

3.12. Conclusões

Devido à tendência de crescimento da demanda, em função desenvolvimento da sociedade e do crescimento populacional, as fontes utilizadas para o fornecimento desta energia devem ser sustentáveis no longo prazo. Com isto, considerações para inserir nos sistemas fontes de energia que tenham elevadas taxas de renovação de seus recursos primários são cada vez mais necessárias. Portanto, com este capítulo, foi evidenciada a possibilidade desta inserção, levando em conta as características das energias renováveis, sua intermitência e taxas de falha e reparo.

Neste capítulo também foi comentado como avaliar o risco desta inserção via simulação Monte Carlo, através dos índices de confiabilidade tratados no Capítulo 2, junto à consideração dos impactos que tal ação teria na reserva girante e a importância da mesma para o sistema. Devido a estes impactos, também é importante a verificação da influência que estas fontes podem ter nos montantes de reserva de geração, que pode ser significativo dependendo do grau de inserção de geração que representam.

No próximo capítulo serão apresentados os resultados numéricos das simulações com um sistema teste. Estes resultados estão associados essencialmente à análise do impacto da incerteza nas cargas e da inserção de fontes renováveis na geração do planejamento de sistemas elétricos. Para poder avaliar o impacto destas fontes na confiabilidade do sistema, serão apresentados diversos cenários com variações na parcela que as fontes renováveis terão em relação a toda a geração do sistema.

4 Resultados Numéricos

Em busca de um sistema seguro no que se refere ao risco de interrupção do fornecimento, foram realizados testes com um sistema elétrico composto de vinte quatro barras/subestações, o sistema IEEE RTS [37], ilustrado na Figura 4.1. Estes testes contemplam variações na geração, tanto por quantidade de energia gerada quanto por tipo de fonte de energia, e variações de carga, considerando diferentes desvios graus de incerteza de previsão, bem como formas de representação da carga.

No que diz respeito aos diversos testes com variação na geração, é esperado que, ao variar a quantidade de geradores sincronizados para suprir a demanda sistêmica, aumentando a capacidade disponível, os índices de confiabilidade/risco variem “proporcionalmente” respondendo de forma adequada às diferentes configurações de despacho de geração. Em essência, a probabilidade de falha simultânea de geradores de forma a não haver capacidade para suprir a demanda diminui com o aumento na quantidade de máquinas operando.

No entanto, há a necessidade de considerar os custos associados à adição de geradores, tanto relativamente à disponibilização do equipamento, como custos de manutenção e combustível, de modo que pode não ser economicamente vantajoso despachar um elevado número de geradores apenas com o intuito de tornar a operação altamente confiável. De qualquer forma, apesar do aspecto econômico envolvido, é necessário respeitar os níveis aceitáveis de confiabilidade exigidos, que visam balancear estes aspectos.

Além da variação na quantidade de geradores, nos testes relacionados à geração de energia, são introduzidos na reserva operativa simulações para fontes de energia renováveis. Sendo fontes chamadas de intermitentes, uma vez que seu fornecimento depende de condições naturais (i.e., sem qualquer controle operativo), estas foram simuladas considerando o comportamento de variáveis aleatórias empregando simulação Monte Carlo.

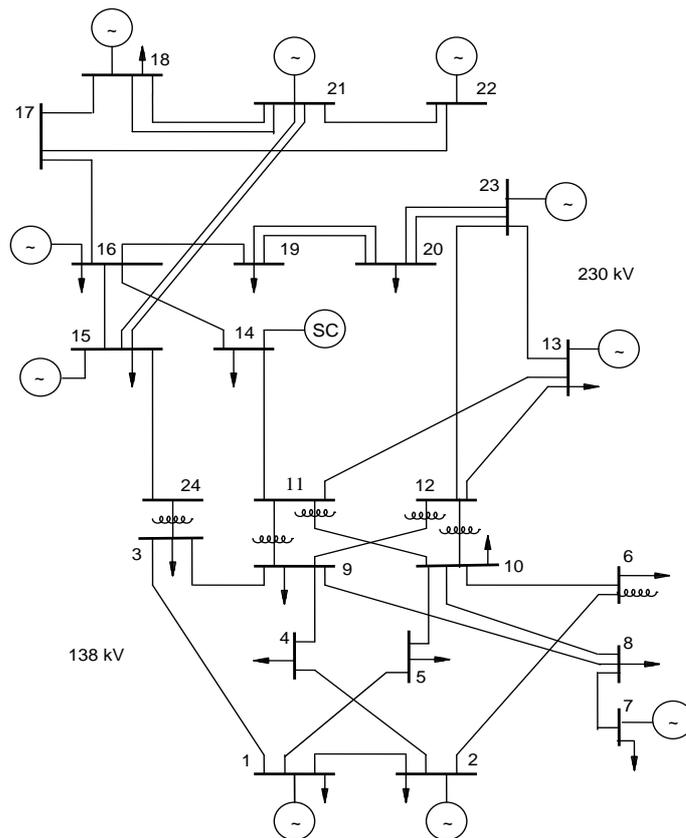


Figura 4.1: IEEE Reliability test system – RTS [37].

Quanto aos testes referentes à demanda, para verificar os efeitos na variação do número de geradores, mantém-se a mesma fixa no primeiro teste. No entanto, nas demais simulações, a demanda foi considerada variável e de comportamento aleatório de modo a se aproximar do perfil de consumo de uma área/sistema real.

Foram realizadas também simulações para a avaliação da diferença nos índices de risco considerando o sistema simulado em duas áreas distintas, de acordo com seu nível de tensão. Nestes testes, varia-se o intercâmbio de geração entre áreas, avaliando o efeito que apresenta na confiabilidade do sistema como um todo. Por fim, uma das variações realizadas foi a de considerar o sistema por cada uma de suas vinte e quatro barras e verificar o comportamento da variação do índice de interesse.

Nos próximos tópicos são apresentados mais detalhadamente cada um dos testes e os resultados obtidos a partir de suas simulações, sempre visando um sistema considerado confiável dentro dos limites previamente estabelecidos. O

programa computacional foi desenvolvido em uma plataforma Matlab e todas as simulações realizadas através do processador Pentium I7, 2.4 GHz.

4.1. Avaliações Numéricas

Como mencionado anteriormente, o algoritmo de avaliação da reserva de geração foi aplicado ao sistema teste IEEE RTS (Fig. 4.1). Este sistema possui uma capacidade estática de 3405 MW distribuída em suas 32 unidades de geração, cujas capacidades variam de 12 a 400 MW.

No IEEE-RTS, o sistema de transmissão é composto por 38 linhas de transmissão conectando 24 barramentos. As unidades de geração estão presentes em 10 das 24 barras do sistema, como mostra a Tabela 4.1, que apresenta os pontos de conexão dos geradores. Na Tabela 4.2 são apresentados os dados de falha das unidades geradoras, a serem empregados para estimação dos riscos de corte de carga do sistema. Os custos de despacho, para a formação de uma ordem de mérito, são apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.1: Barras de conexão das usinas.

Bus	U1 [MW]	U2 [MW]	U3 [MW]	U4 [MW]	U5 [MW]	U6 [MW]
1	20	20	76	76		
2	20	20	76	76		
7	100	100	100			
13	197	197	197			
15	12	12	12	12	12	155
16	155					
18	400					
21	400					
22	50	50	50	50	50	50
23	155	155	350			

Tabela 4.2: Dados de geradores.

Capacidade (MW)	Número de Unidades	FOR	MTTF (horas)	MTTR (horas)	Manutenção Programada (semanas/ano)
12	5	0,02	2940	60	2
20	4	0,10	450	50	2
50	6	0,01	1980	20	2
76	4	0,02	1960	40	3
100	3	0,04	1200	50	3
155	4	0,04	960	40	4
197	3	0,05	950	50	4
350	1	0,08	1150	100	5
400	2	0,12	1100	150	6

Tabela 4.3: Custos de operação das usinas.

Cap. [MW]	Tipo	Comb.	Output (%)	Heat Rate Btu/kWh	Custo de O&M	
					Fixo	Variável
12	Fossil Steam	#6 oil	20	15600	10	0,9
			50	12900		
			80	11900		
			100	12000		
20	Combust. Turbine	#2 oil	80	15000	0,3	5
			100	14500		
76	Fossil Steam	Coal	20	15600	10	0,9
			50	12900		
			80	11900		
			100	12000		
100	Fossil Steam	#6 oil	25	13000	8,5	0,8
			55	10600		
			80	10100		
			100	10000		
155	Fossil Steam	Coal	35	11200	7	0,8
			60	10100		
			80	9800		
			100	9700		
197	Fossil Steam	#6 oil	35	10750	5	0,7
			60	9850		
			80	9840		
			100	9600		
350	Fossil Steam	Coal	40	10200	4,5	0,7
			65	9600		
			80	9500		
			100	9500		
400	Nuclear Steam	LWR	25	12550	5	0,3
			50	10825		
			80	10170		
			100	10000		

Utilizando os dados de custos das tabelas anteriores é possível estabelecer um custo de operação para formação da ordem de despacho dos geradores, como apresentado na Tabela 4.4.

Tabela 4.4: Custo de operação dos geradores – sistema IEEE RTS.

Estação Geradora	Barra de Conexão	Área	NU	Classe (Tipo)	Potência Mínima [MW]	Capacidade [MW]	Custo de Operação [\$/MWh]
1	1	138	2	2	5	20	48,50
2	1	138	2	4	15	76	15,30
3	2	138	2	2	5	20	48,50
4	2	138	2	4	15	76	15,30
5	7	138	3	5	30	100	23,80
6	13	230	3	7	40	197	22,80
7	15	230	5	1	3	12	28,50
8	15	230	1	6	40	155	12,44
9	16	230	1	6	40	155	12,44
10	18	230	1	9	100	400	6,30
11	21	230	1	9	100	400	6,30
12	22	230	6	3	8	50	10,00
13	23	230	2	6	40	155	12,44
14	23	230	1	8	75	350	12,10

Esse sistema apresenta duas áreas, segmentadas por nível de tensão. Os dados dos cinco transformadores que interligam essas duas áreas são apresentados na Tabela 4.5. Os cinco transformadores apresentam a mesma capacidade de 400 MVA.

Tabela 4.5 Dados de transformadores.

Impedância (PU/100 MVA Base)		Classificação (MVA)		
R	X	Normal*	Curto Prazo	Longo Prazo
0,0023	0,0839	400	510	600

* São 5 transformadores que permitem, em princípio, uma transferência máxima de 2000 MVA (Normal) entre áreas.

Para os testes descritos nos próximos itens, foi utilizado um nível de carga de 2850 MW, correspondente ao valor do pico anual do sistema. O horizonte do estudo de planejamento da operação é de 2 horas (*lead time*), isto é, o despacho é realizado considerando que não será possível adicionar novas máquinas dentro deste intervalo.

4.2. Teste 1 – Carga Constante e Geração Firme

Neste teste a carga foi considerada como invariante, Figura 4.2, isto é, sem incertezas na previsão da demanda. Trata-se de um cenário que poderia ocorrer em situações em que a previsão da demanda apresentasse erros desprezíveis.

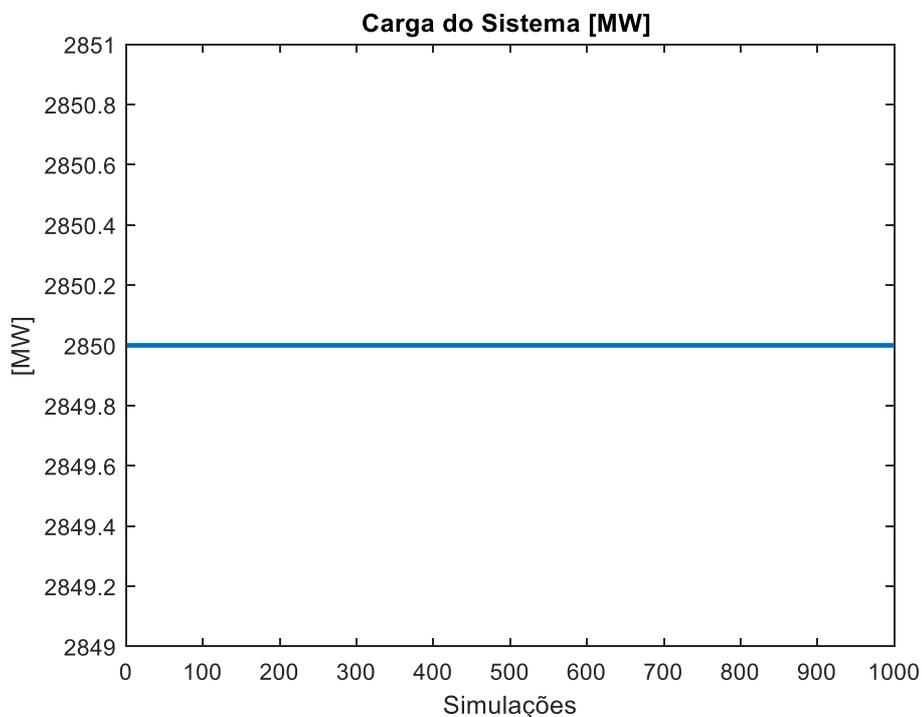


Figura 4.2: Curva de carga nas simulações.

A curva do histórico de geração disponível, para diferentes níveis de reserva de geração, variando a quantidade de geradores despachados pode ser observada nas figuras 4.3, 4.4, 4.5 e 4.6. A geração disponível varia em função da possibilidade de falha de unidades geradoras. Os dados de confiabilidade dos geradores empregados estão na Tabela 4.5.

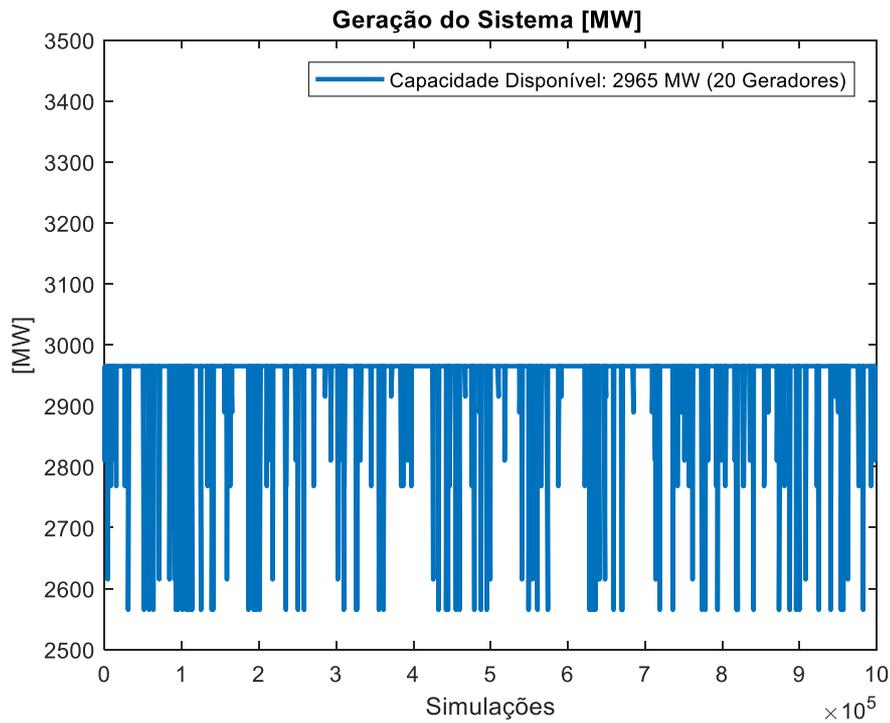


Figura 4.3: Capacidade disponível com 20 geradores.

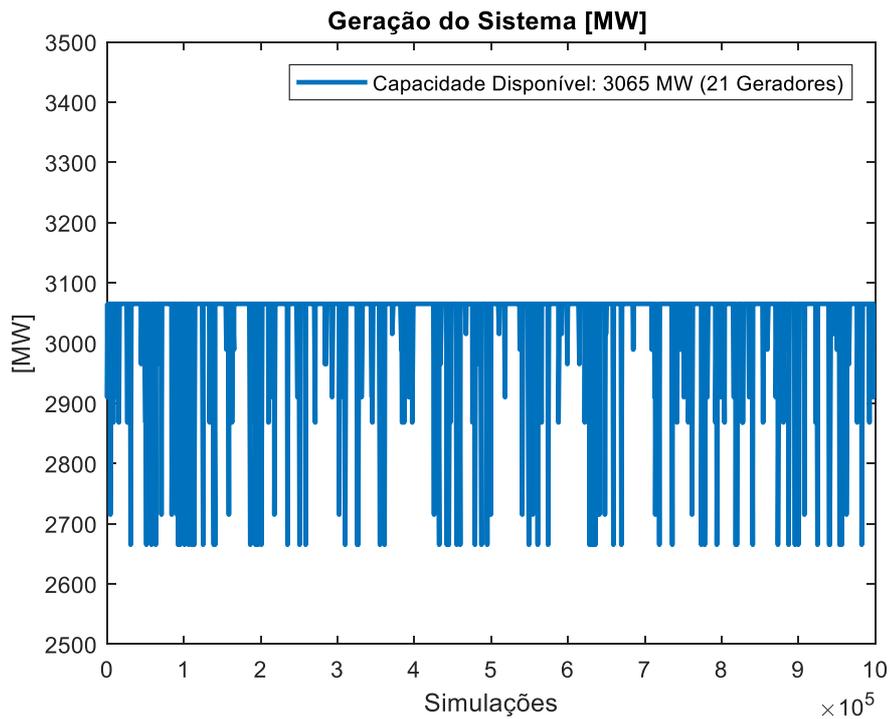


Figura 4.4: Capacidade disponível com 21 geradores.

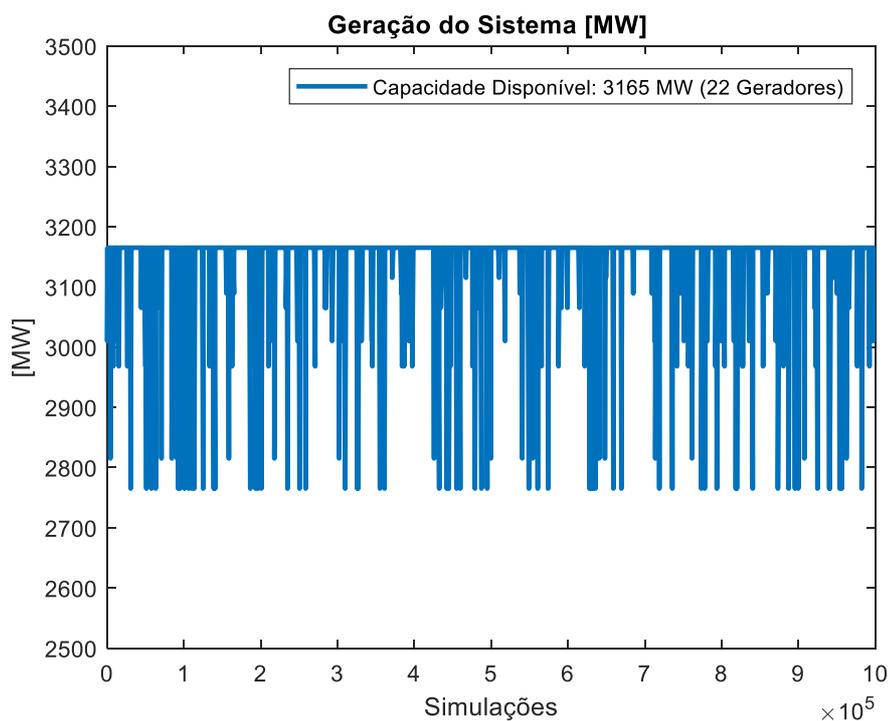


Figura 4.5: Capacidade disponível com 22 geradores.

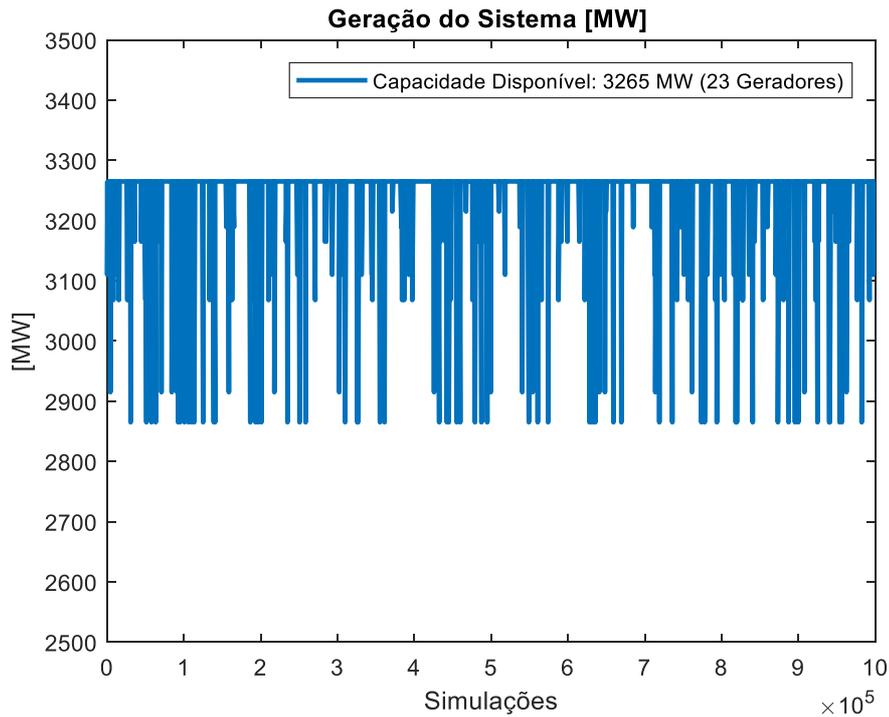


Figura 4.6: Capacidade disponível com 23 geradores.

Os índices de confiabilidade obtidos estão apresentados na Tabela 4.6.

Tabela 4.6: Índices de risco - variação da quantidade de geradores.

Índices de Risco		Número de Unidades		
		20	21	22
Sistema	LOLP	0,000152445	7,95354E-05	7,9759E-06
	LOLE [h/ano]	1,33542	0,69673	0,698689
	EPNS [MW]	0,0266659	0,0136783	0,00574156
	EENS [MWh]	233,593	119,822	50,296
	LOLE(Curto-prazo) [s/h]	1,0976	0,572655	0,574265
	EENS(Curto-prazo) [MWh]	0,0533318	0,0273566	0,0114831
Parâmetros da Simulação	Nº de simulações	3,59E+06	5,12E+06	5,49E+06
	Nº máximo de simulações	1,00E+07	1,00E+07	1,00E+07
	Beta [%]	4,99816	4,99681	4,99498
	Tolerância [%]	5	5	5
	Tempo Total de Simulação [s]	40,56	59,43	62,92

É possível observar analisando os valores do índice LOLP que quanto mais unidades são despachadas, maior o nível de segurança do sistema (menor é o risco). No entanto, como anteriormente mencionado, não é economicamente

vantajoso aumentar o número de geradores até reduzir a LOLP a aproximadamente zero. Despachando 20 unidades, obtém-se o índice próximo a 10^{-4} , que pode ser considerado um valor aceitável.

Na Tabela 4.6 os índices LOLE e EENS de curto-prazo foram obtidos normalizando os índices de tradicionais de longo prazo, usualmente apresentados em horas por ano [h/ano], para segundos do período de duas horas [s/2h]. Em outras palavras, a LOLE de curto prazo o resultado do produto da LOLP pela quantidade de segundos de duas horas (7200 segundos). Trata-se simplesmente e uma reinterpretação da LOLP para uma janela de 2 horas quando ocorre o pico diário de carga. Na verdade, todos os índices calculados são de curto-prazo, pois esse é o foco da reserva operativa/girante nesta dissertação. É possível se ter índices LOLP e LOLE interpretados e avaliados para estudos de dimensionamento da reserva operativa no longo-prazo, tal qual descrito em [11], [19].

Pode-se observar na Tabela 4.6, uma saturação quando se coloca um número maior de unidades (a partir de 21) nos índices de desempenho. De 1,0976 segundos/(período=2horas) com 20 unidades sincronizadas passa para 0,572655 s/h (21 unidades) e depois para 0,574265 s/h, observando também a natureza discreta do problema.

Estando este valor dentro do limite aceitável como a probabilidade de perda de carga, determina-se que nos próximos testes o número de unidades será mantido em 20 unidades para analisar o impacto das incertezas associadas à modelagem da carga, seus erros de previsão e a variabilidade das fontes renováveis.

No caso de 20 unidades sincronizadas, foram necessárias $3,59E+06$ simulações (abaixo do valor máximo especificado) para a convergência dos dentro da tolerância de 5%. O tempo total de simulação foi cerca de 40 segundos.

4.3. Teste 2 – Carga Variável Correlacionada

Neste teste avalia-se o impacto das incertezas na previsão da demanda de curto-prazo. Será empregado um modelo de carga com distribuição Normal (i.e., Gaussiana) com média igual ao valor empregado na situação do tópico anterior (2850 MW), valor de pico do sistema. Assume-se que as incertezas de todas as

cargas são totalmente correlacionadas. Assim, sorteia-se somente um ruído Gaussiano a partir do desvio especificado para a carga total do sistema. Foram simulados cenários com desvio padrão variando de 1 a 3% do valor esperado, como apresento nas figuras 4.7, 4.8 e 4.9.

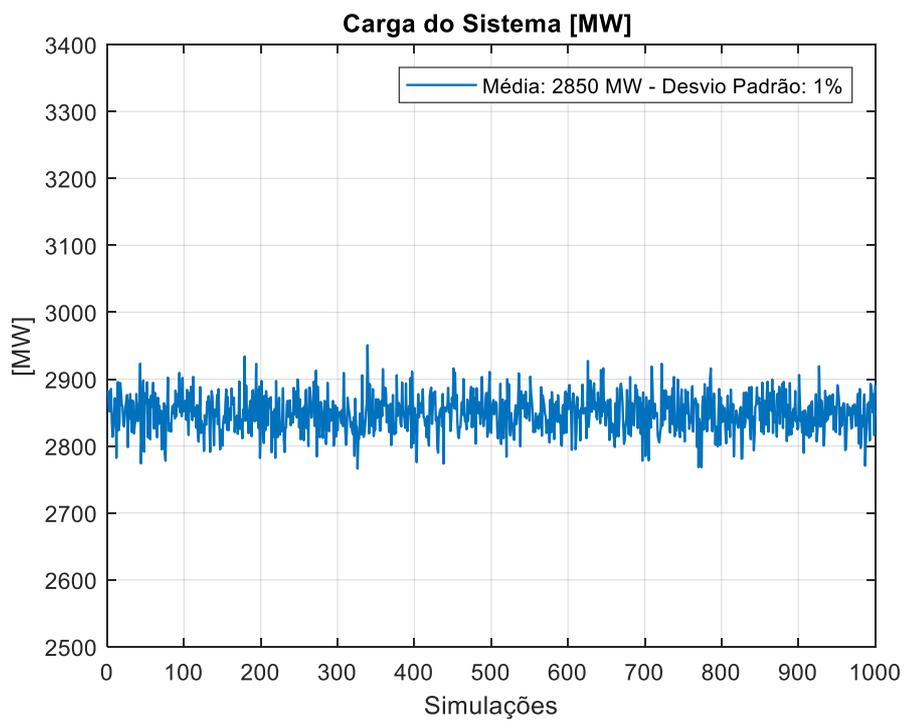


Figura 4.7: Carga do sistema com 1% de incerteza.

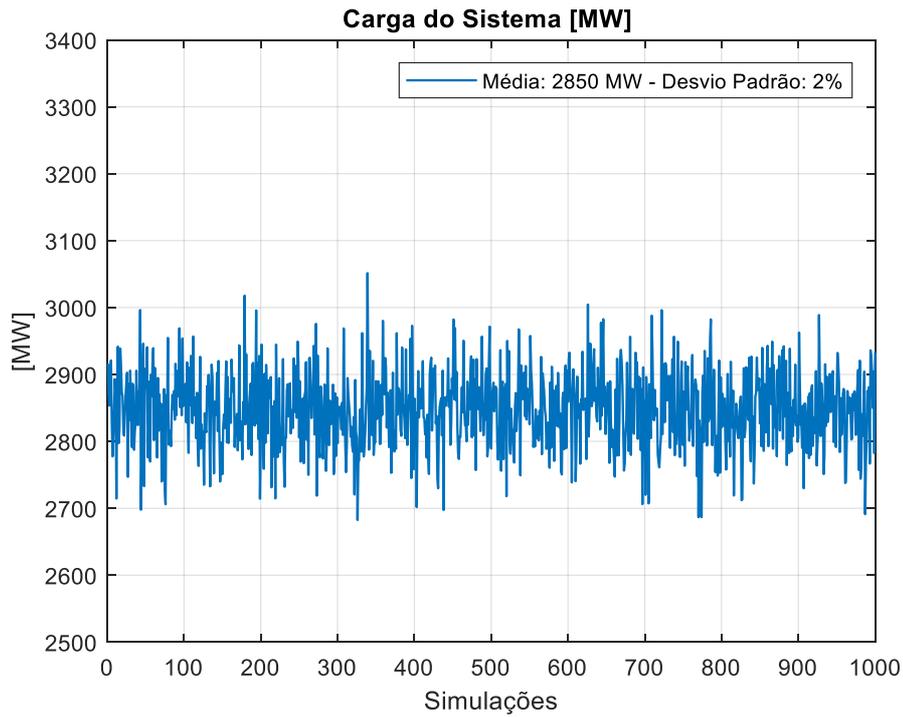


Figura 4.8: Carga do sistema com 2% de incerteza.

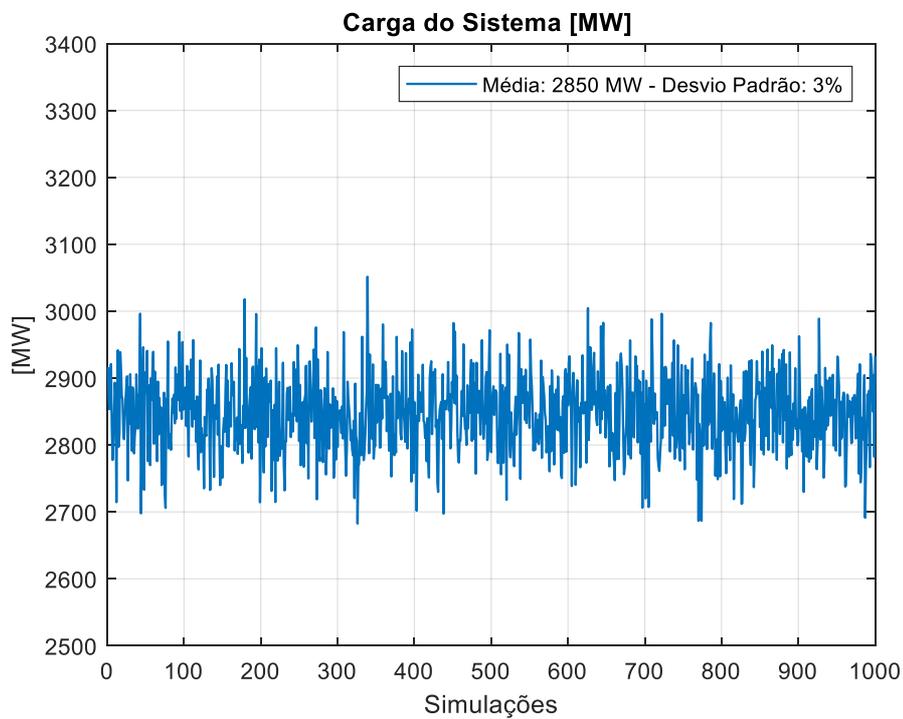


Figura 4.9: Carga do sistema com 3% de incerteza.

Em todos os casos foram mantidos os 20 geradores, com apresentado na figura abaixo.

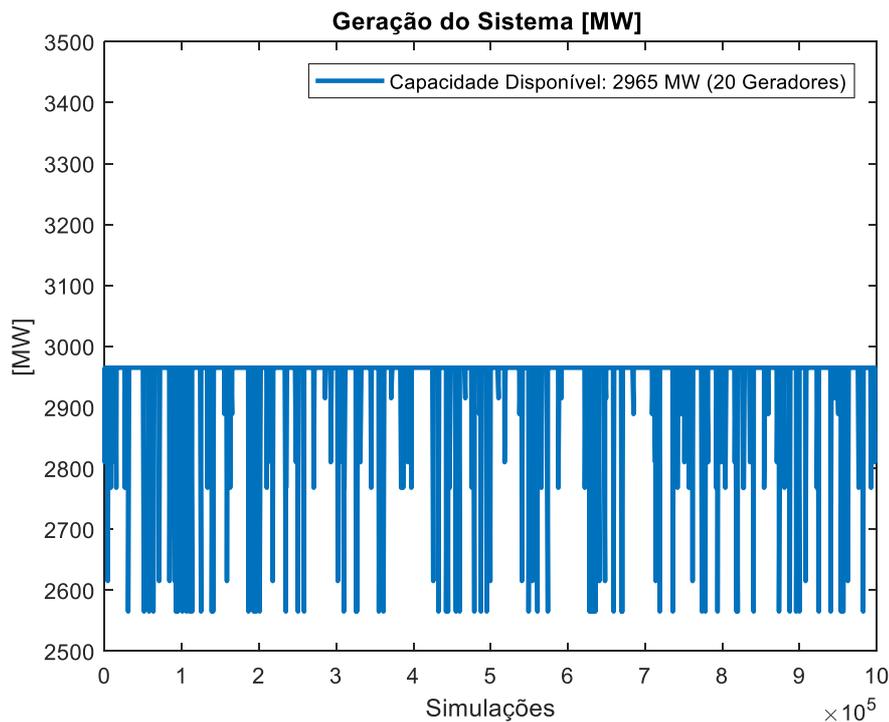


Figura 4.10: Perfil de operação e falhas dos geradores.

A Tabela 4.7 resume os resultados deste teste. Diante dos resultados obtidos, pode-se verificar que quanto maior o nível de incerteza no comportamento da demanda, menos confiável será o sistema. Isto ocorre porque com o aumento do desvio padrão (maior nível de incerteza), o consumo de energia pode atingir níveis mais elevados e assim ultrapassar a capacidade de geração do sistema, causando eventos não previstos de interrupção do suprimento da carga prevista. Observa-se também que variações de carga “para baixo” não compensam os valores “para cima” das amostras Gaussianas, pois a função confiabilidade (e.g., LOLP) não é linear e a severidade de uma interrupção é drástica.

Tabela 4.7: Índices de risco – incertezas normais na carga com diferentes desvios.

Índices de Risco		Desvio Padrão		
		1%	2%	3%
Sistema	LOLP	0,0001720	0,0227065	0,0907014
	LOLE [h/ano]	1,50672	198,909	794,544
	EPNS [MW]	0,0266732	0,519776	3,90141
	EENS [MWh]	233,657	4553,24	34176,4
	LOLE(Curto-prazo) [s/h]	1,23840	163,487	653,05
	EENS(Curto-prazo) [MWh]	0,0533464	103,955	7,80282
Parâmetros da Simulação	Nº de simulações	1,00E+06	38271	7442
	Nº máximo de simulações	1×10^6	1×10^6	1×10^6
	Beta [%]	9,60081	4,99966	4,99545
	Tolerância [%]	5	5	5
	Tempo Total de Simulação [s]	12,74	0,5645	0,1807

Pode-se observar também na Tabela 4.7, quanto maior o nível de incerteza (i.e., o desvio) maiores serão os riscos e conseqüentemente mais fácil será a convergência do processo de SMC; menor número de amostras e menor tempo computacional.

4.4.

Teste 3 – Impacto da Representação da Carga Variável Por Área

Nos testes anteriores foi empregado um valor de carga agregado para todo sistema. Esta representação pode ser demasiadamente simplificadora no âmbito das análises de reserva de geração. Como dito anteriormente, o sistema IEEE RTS pode ser dividido em duas áreas, como ilustrado nas figuras 4.1 e 4.11.



Figura 4.11: Intercâmbio entre áreas.

Os dados de carga e geração de cada área são apresentados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8: Geração, carga e reserva de cada área.

Área	NU	Capacidade de Geração [MW]	Carga [MW]	Reserva Estática [MW]
138 kV	11	684	1332	-648
230 kV	21	2721	1518	1203
Sistema	32	3405	2850	555

Com a divisão entre áreas, a carga pode ser representada de forma segmentada por área. Conseqüentemente, as incertezas associadas também são amostradas através de Gaussianas independentes (ambas com desvios de 1%) por área do sistema. Na Figura 4.12 é apresentado o histograma da carga da área 230 kV (exportadora, de acordo com a Tabela 4.8) e na Figura 4.13 é apresentado o histograma da carga da área 138 kV (importadora, de acordo com a Tabela 4.8).

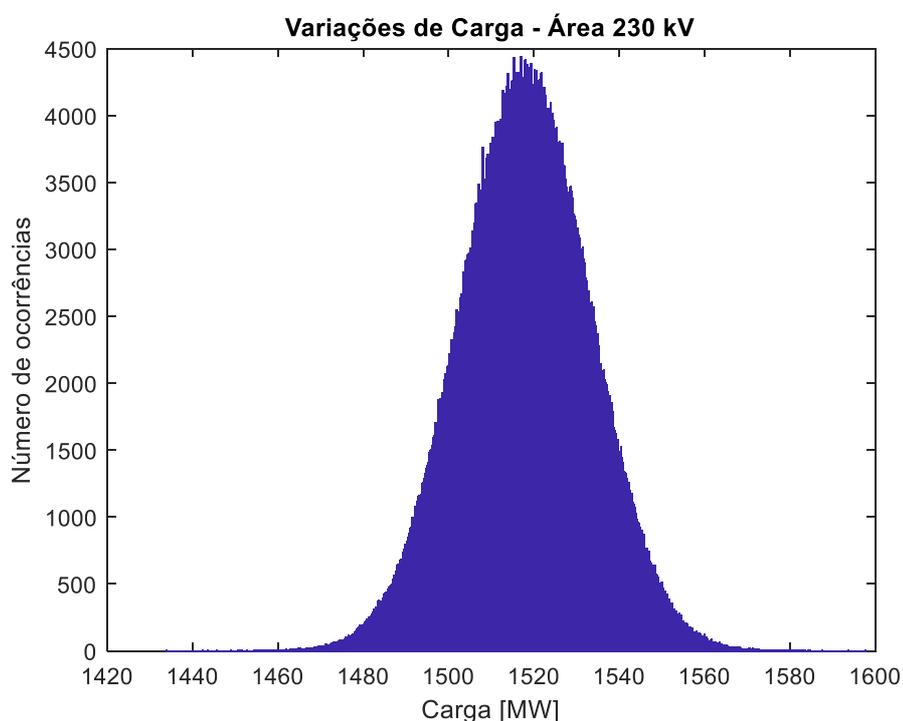


Figura 4.12: Perfil de carga da área 230 kV.

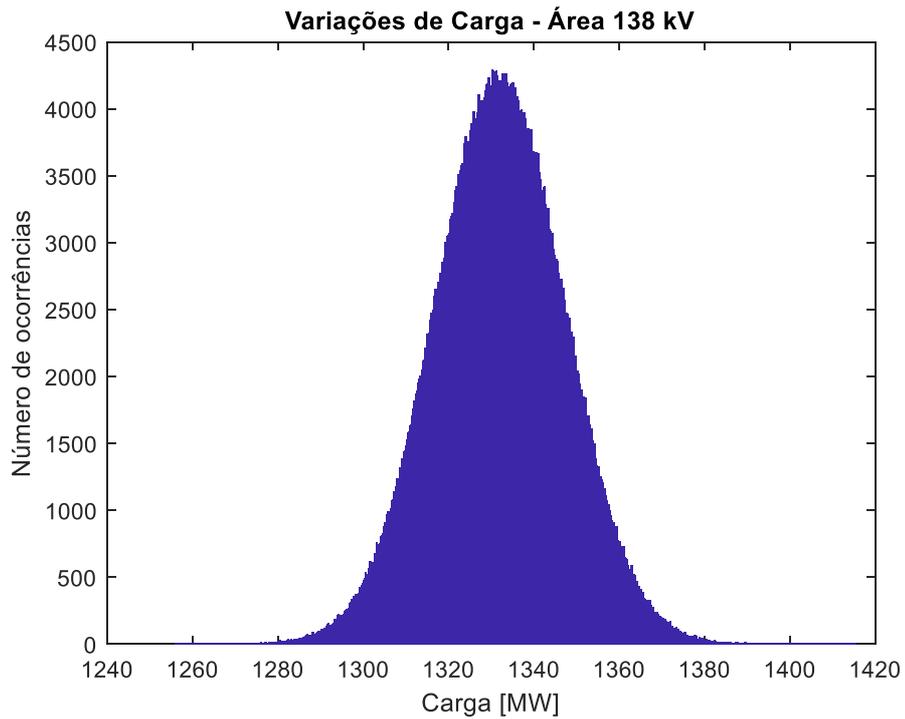


Figura 4.13: Perfil de carga da área 138 kV.

Na Figura 4.14 é apresentado o histograma da carga sistema, resultado da soma das cargas de cada área.

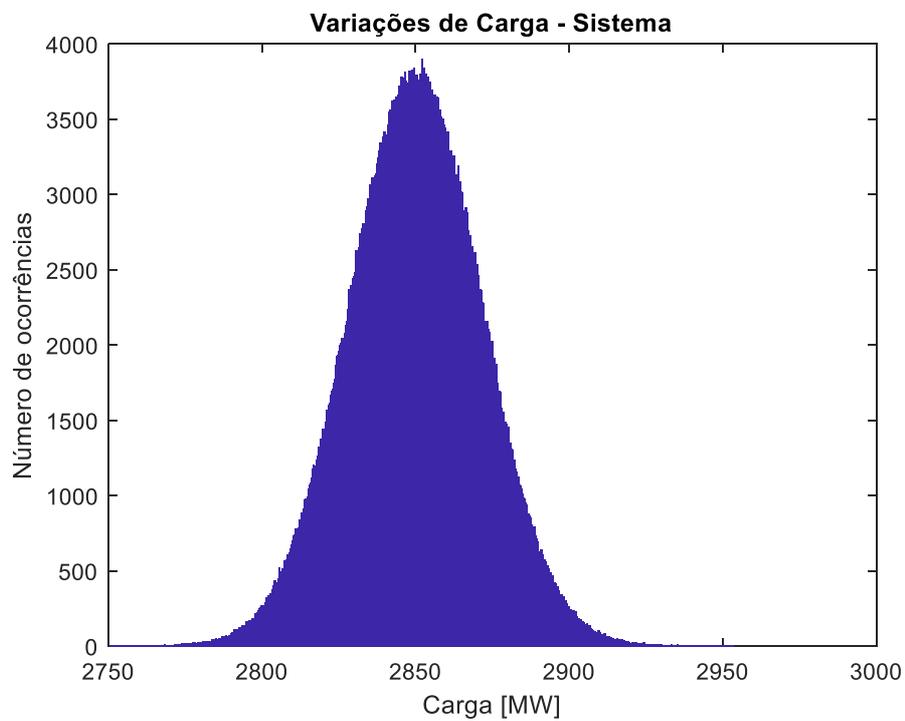


Figura 4.14: Perfil da carga total do sistema.

A reserva do sistema está apresentada no gráfico da Fig. 4.15. A Figura 4.16 “amplia” a parte relativa ao déficit de geração, i.e., quando a reserva do sistema se torna negativa. A reserva em cada área depende do valor do intercâmbio entre as áreas.

Os resultados em termos de riscos para o sistema e por áreas são mostrados na Tabela 4.9. No caso dos riscos para o sistema, assume-se que o intercâmbio está totalmente liberado, i.e., modelo “barra única”, a título de comparação. No caso dos índices de risco por áreas, obviamente, é feita uma restrição total de ajuda (exportação) da Área de 230kV para a Área de 138kV, isto é, intercâmbio “zero”.

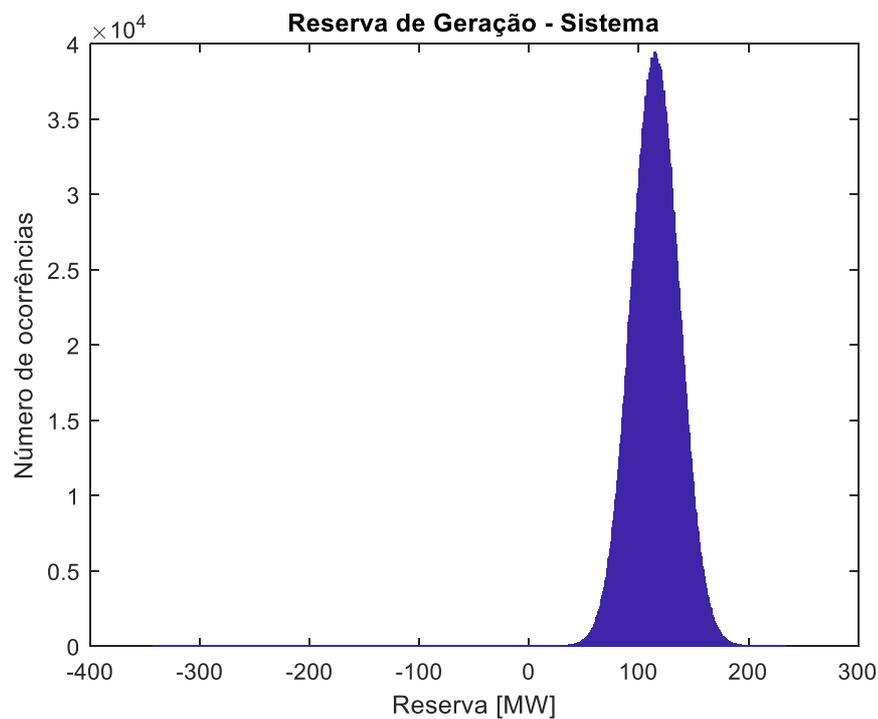


Figura 4.15: Curva de reserva do sistema.

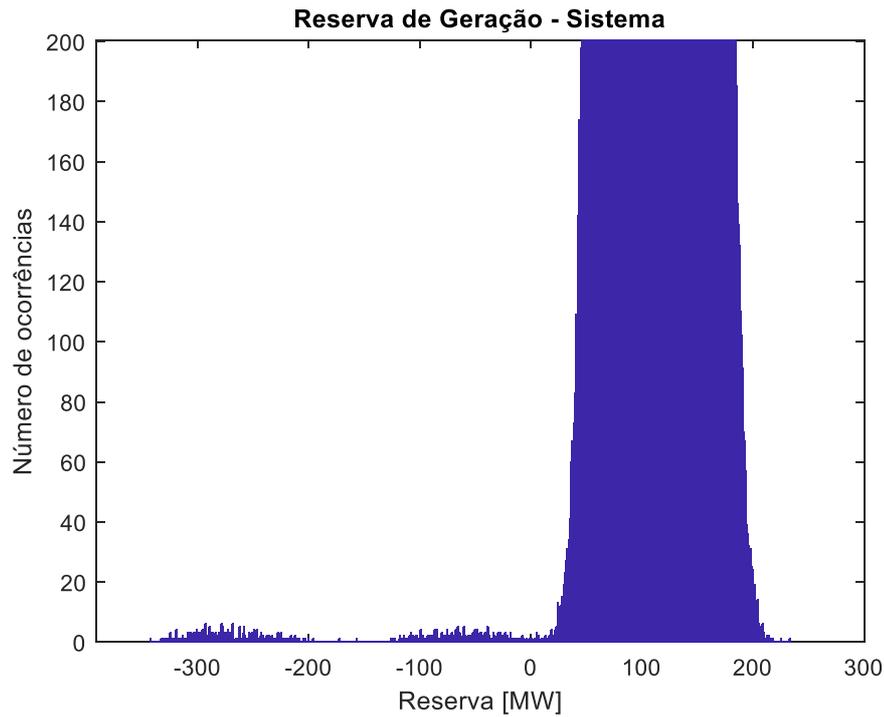


Figura 4.16: Parte negativa da curva (déficit de geração).

Tabela 4.9: Índices de risco – Sistema sem intercâmbio entre as áreas.

Índices e Parâmetros		
Sistema (Barra Única)	LOLP	0,000152254
	LOLE [h/ano]	1,3337
	EPNS [MW]	0,0264999
	EENS [MWh]	232,14
	LOLE (Curto-prazo) [s/h]	1,0962
	EENS (Curto-prazo) [MWh]	0,0529999
Áreas	LOLP (Área 138 kV)	1
	LOLP (Área 230 kV)	0
	Intercâmbio [MW]	0
Parâmetros da Simulação	Nº de simulações	3,66E+06
	Nº máximo de simulações	1,00E+07
	Beta [%]	5
	Tolerância [%]	5
	Tempo total de simulação [s]	42,00

Com o sistema nestas condições, verifica-se que dependendo do valor intercâmbio entre as áreas, temos um desbalanceamento em questão de geração e consumo por área. Entretanto, caso o intercâmbio não fosse considerado, seria o equivalente a considerar dois sistemas separados.

A área de 138 kV possui uma carga superior à geração própria, portanto, para testes com “zero” MW de intercâmbio, a probabilidade de corte de carga por insuficiência de reserva girante é 1. Para a melhor avaliação desta divisão por áreas, diversos valores de intercâmbio são fixados nos próximos testes para que ambas as partes do sistema possam suprir suas respectivas demandas de forma aceitável. Os resultados do sistema considerando sem restrições (i.e., Barra Única) é sempre mostrado para se ter uma referência.

4.5. Reservas em Cada Área em Função do Intercâmbio

Para a melhor avaliação anteriormente mencionada, os testes a seguir consideram uma variação de 900-1200MW. Deste modo, busca-se encontrar a solução “ótima” para o problema, onde ambas as áreas possuirão probabilidades de perda de carga dentro de níveis aceitáveis.

Em cada teste, será possível a observação do impacto das mudanças sobre a LOLP individual (por área), principalmente, o que indicará, ao final destas variações, quanto da geração da área de 230kV deve ser cedido a área de 138kV para que esta seja capaz de atender a demanda requerida.

4.5.1. Intercâmbio de 900 MW

Como um primeiro teste, constata-se que o resultado ainda não está satisfatório, mesmo que a LOLP do sistema (modelo barra única) o apresente como confiável. Ao detalhar os dados para cada uma das áreas, verifica-se que ambas apresentam resultados quase opostos.

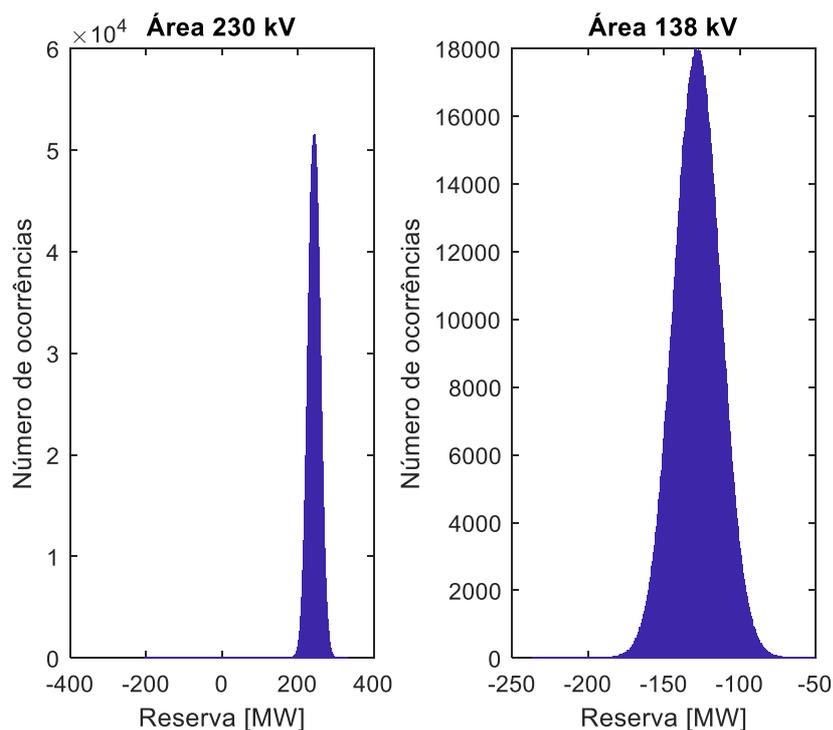


Figura 4.17: Intercâmbio de 900MW.

Como anteriormente explicitado, constata-se que a área de 230 kV apresenta baixa probabilidade de corte de carga, enquanto a área de 138kV ainda é majoritariamente deficitária. Deste modo, fica claro que a variação deste intercâmbio deve ser feita para que a área de 230 kV possa ceder uma parcela maior de sua geração a outra área. No entanto, a parcela de 900MW ainda não é suficiente para que a área de mais baixa tensão possa suprir sua demanda com confiabilidade no horizonte considerado.

Tabela 4.10: Índices de risco – Intercâmbio de 900MW entre as áreas.

Índices e Parâmetros		
Sistema (Barra Única)	LOLP	0.000152254
	LOLE [h/ano]	1,33375
	EPNS [MW]	0,0264999
	EENS [MWh]	232,14
	LOLE(Curto-prazo) [s/h]	1,09623
	EENS(Curto-prazo) [MWh]	0,0529999
Áreas	LOLP (Área 138 kV)	1
	LOLP (Área 230 kV)	8,17E-5
	Intercâmbio [MW]	900
Parâmetros da Simulação	Nº de simulações	3,65836E+06
	Nº máximo de simulações	1,00E+07
	Beta [%]	4,99543
	Tolerância [%]	5
	Tempo total de simulação [s]	41,90

4.5.2. Intercâmbio de 1000 MW

Em um primeiro momento, o intercâmbio entre áreas aumenta para 1000MW e já é possível verificar o efeito desta mudança. Embora mínima, percebe-se que com mais 100MW de geração cedida para a área de 138kV, a mesma deixa de cortar carga em cada uma das simulações, mesmo que ainda possua uma LOLP extremamente alta e longe de valores aceitáveis.

No entanto, este resultado intermediário implica que devem ser realizados mais testes aumentando ainda mais o intercâmbio da área de 230kV para 138kV. A Figura 4.18 e a Tabela 4.11 mostram o desempenho do sistema nessas condições.

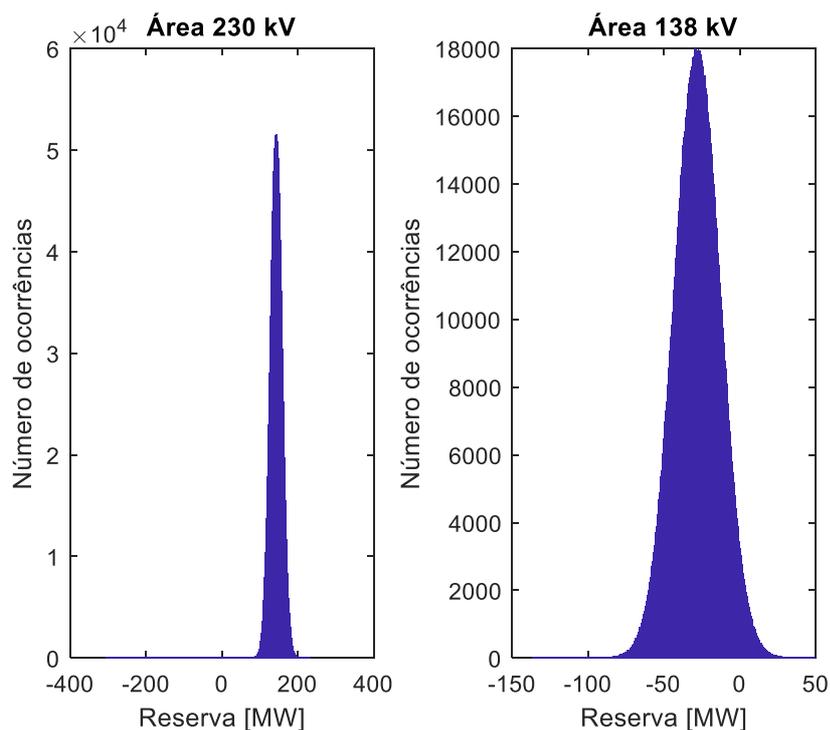


Figura 4.18: Intercâmbio de 1000MW.

Tabela 4.11: Índices de risco – Intercâmbio de 1000MW entre as áreas.

Índices e Parâmetros		
Sistema (Barra Única)	LOLP	0,000152254
	LOLE [h/ano]	1,33375
	EPNS [MW]	0,0264999
	EENS [MWh]	232,14
	LOLE(Curto-prazo) [s/h]	1,09623
	EENS(Curto-prazo) [MWh]	0,0529999
Áreas	LOLP (Área 138 kV)	0,96748
	LOLP (Área 230 kV)	0,000143234
	Intercâmbio [MW]	1000
Parâmetros da Simulação	Nº de simulações	3,65836E+06
	Nº máximo de simulações	1,00E+07
	Beta [%]	4,99543
	Tolerância [%]	5
	Tempo total de simulação [s]	43,77

4.5.3. Intercâmbio de 1100 MW

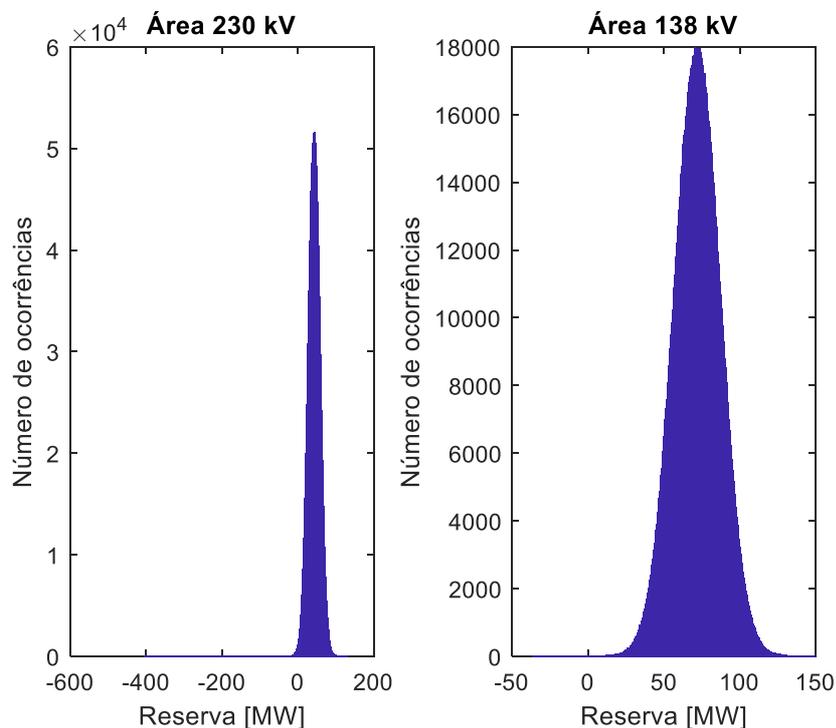


Figura 4.19: Intercâmbio de 1100MW.

Tabela 4.12: Índices de risco – Intercâmbio de 1100MW entre as áreas.

Índices e Parâmetros		
Sistema (Barra Única)	LOLP	0.000152254
	LOLE [h/ano]	1,33375
	EPNS [MW]	0.0264999
	EENS [MWh]	232.14
	LOLE (Curto-prazo) [s/h]	1,09623
	EENS (Curto-prazo) [MWh]	0.0529999
Áreas	LOLP (Área 138 kV)	1,01138E-05
	LOLP (Área 230 kV)	0.00246641
	Intercâmbio [MW]	1100
Parâmetros da simulação	Nº de simulações	3,65836E+06
	Nº máximo de simulações	1,00E+07
	Beta [%]	4,99543
	Tolerância [%]	5
	Tempo total de simulação [s]	42,03

A Figura 4.19 e a Tabela 4.12 ilustram os resultados para a condição de intercâmbio de 1100MW. Como pode ser observado, os resultados já são relativamente satisfatórios para ambas as áreas, chegando a demonstrar um valor de LOLP mais baixo para a área de 138 kV. Todos os índices LOLP avaliados neste teste estão dentro dos limites aceitáveis, o que já mostra este intercâmbio como uma opção viável de intercâmbio próximo do ótimo.

4.5.4. Intercâmbio de 1200 MW

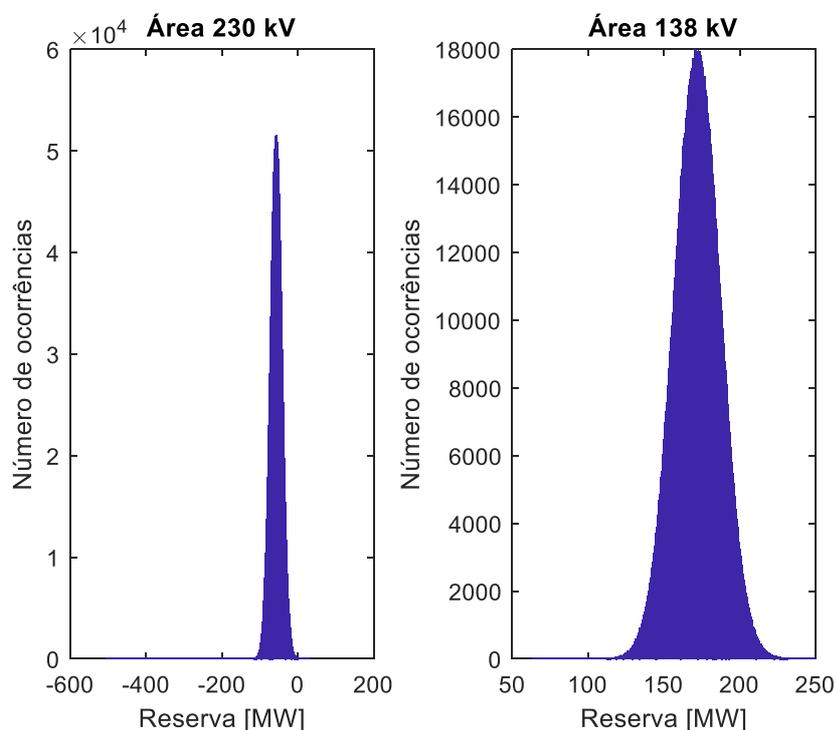


Figura 4.20: Intercâmbio de 1200 MW.

Por fim, como pode ser observado na Figura 4.20 e na Tabela 4.13, ao se aumentar mais 100 MW de geração cedida para a área de 138 kV, verifica-se que embora esta área agora apresente baixo risco de interrupção (LOLP), na área 230 kV há corte de carga com elevada frequência (risco próximo a um) e reverte o cenário inicial, onde apenas uma das áreas atende ao critério estabelecido.

Tabela 4.13: Índices de risco – Intercâmbio de 1200MW entre as áreas.

Índices e Parâmetros		
Sistema (Barra Única)	LOLP	0,000152254
	LOLE [h/ano]	1,33375
	EPNS [MW]	0,0264999
	EENS [MWh]	232,14
	LOLE(Curto-prazo) [s/h]	1,09623
	EENS(Curto-prazo) [MWh]	0,0529999
Áreas	LOLP (Área 138 kV)	0
	LOLP (Área 230 kV)	0,999924
	Intercâmbio [MW]	1200
Parâmetros da Simulação	Nº de simulações	3,65836E+06
	Nº máximo de simulações	1,00E+07
	Beta [%]	4,99543
	Tolerância [%]	5
	Tempo total de simulação [s]	44,10

A partir dos resultados anteriormente apresentados (intercâmbios de 900MW a 1200MW) é evidente a constatação que a variação no intercâmbio permitido entre áreas tem influência direta no índice de risco de cada área.

Com os valores de intercâmbio simulados, verifica-se novamente que a insuficiência de geração em relação à demanda requisitada em um sistema o torna extremamente inseguro e tal índice apresenta melhora significativa para a área de 138kV, conforme a geração exportada para tal área aumenta.

No entanto, com um intercâmbio de 1200MW, experimentado na última simulação, os resultados demonstram que a área de 230 kV entrega mais potência que suportaria e passa a ser a área cuja LOLP apresenta valor mais elevado.

Por meio destes testes, pode-se afirmar que o intercâmbio ideal para este sistema nesta representação é da ordem de 1100MW, onde ambas as probabilidades de perda de carga se encontram em valores próximos de ser considerados como aceitáveis. Claro, um processo de otimização estocástica, por exemplo, baseado em metaheurísticas [38], poderá ajudar a melhor definição dos requisitos de intercâmbio entre as diferentes áreas de um sistema interligado, em conjunto com outras restrições estáticas/dinâmicas.

4.6.

Teste 4 – Impacto das Incertezas da Carga por Barra

Os dados de carga segmentados por barra são apresentados na Tabela 4.14. Será então assumida uma incerteza Gaussiana cuja média é o próprio valor especificado de carga por barra, com desvio de 1% do valor da média. Todas essas incertezas são amostradas de forma independente.

Tabela 4.14: Dados de barras do sistema.

Barramento	MW	% da Carga Pico	Área
1	108	3,8	138 kV
2	97	3,4	
3	180	6,3	
4	74	2,6	
5	71	2,5	
6	136	4,8	
7	125	4,4	
8	171	6,0	
9	175	6,1	
10	195	6,8	
13	265	9,3	230 kV
14	194	6,8	
15	317	11,1	
16	100	3,5	
18	333	11,7	
19	181	6,4	
20	128	4,5	

A carga do sistema é obtida, em cada simulação, pela soma das cargas dos barramentos individuais, sua variação está apresentada na Figura 4.21.

Empregando o modelo de carga segmentado por barramento, obtiveram-se os seguintes resultados apresentados na Tabela 4.15.

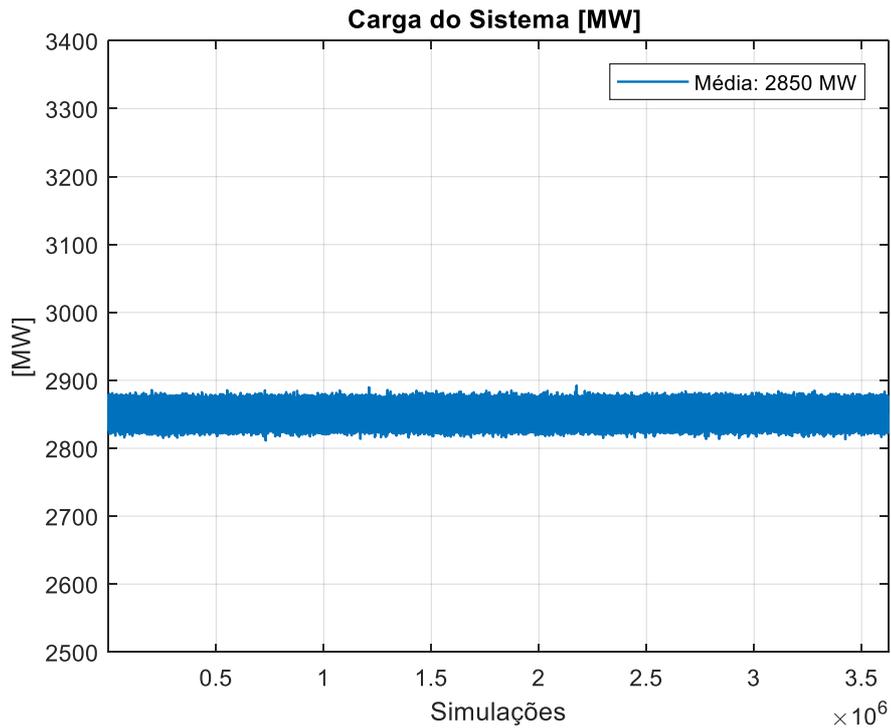


Figura 4.21: Carga do sistema considerando a soma das cargas em cada barra.

Tabela 4.15: Índices de risco – Incertezas por barras.

Índice de Risco		Carga Variável por Barra
Sistema	LOLP	0,000151794
	LOLE [h/ano]	1,32971
	EPNS [MW]	0,0264717
	EENS [MWh]	231,892
	LOLE (Curto-prazo) [s/h]	1,09292
	EENS (Curto-prazo) [MWh]	0,0529433
Áreas	LOLP (Área 138 kV)	1,07636e-5
	LOLP (Área 230 kV)	0,00249273
	Intercâmbio [MW]	1100
Parâmetros da Simulação	Nº de simulações	3,62334E+06
	Nº máximo de simulações	1,00E+07
	Beta [%]	4,99408
	Tolerância [%]	5
	Tempo total de simulação [s]	70,53

O intercâmbio foi fixado em 1100MW, já que apresentou o melhor desempenho de risco (LOLP) por áreas/sistema; valores próximos de limites aceitáveis. Com este teste, verifica-se que o sistema não apenas atende os critérios de confiabilidade como um todo, mas que cada uma de suas partes (áreas) também estão aptas a suprir a carga demandada.

Comparando os índices LOLE, em segundos por hora (para um período de 2 horas) das tabelas 4.7 (incerteza Normal correlacionada para todo sistema), 4.12 (incertezas Normais por área - correlacionada dentro das áreas) e 4.15 (incertezas Normais independentes para todas as barras do sistema), tem-se, respectivamente: 1,23840, 1,09623 e 1,09292 s/h. Pode-se então observar que a independência entre as incertezas reduz o impacto nos índices e risco. Pode-se afirmar que a situação de correlação total entre incertezas produz resultados ligeiramente mais pessimistas. Obviamente, o caso real será aquele entre a correlação plena e a independência total entre as incertezas por barra. Portanto, deve-se sempre modelar tais incertezas a partir de dados observados na prática; por exemplo, ver [39]. Do ponto de vista da ferramenta proposta, i.e., SMC, não há restrição de se utilizar qualquer tipo de incerteza correlacionada ou não com qualquer tipo de distribuição, Gaussiana ou não.

4.7.

Teste 5 – Impacto das Incertezas na Geração Renovável

Para representar as incertezas associadas à geração renovável será analisada a possibilidade de substituição de fontes de geração termelétrica a carvão, que a princípio são consideradas geração firme, mas com alta emissão de CO₂, por usinas eólicas. Para representar a variabilidade da fonte renovável de capacidade intermitente, uma unidade térmica a carvão de 350 MW foi substituída por uma fazenda eólica com garantia física equivalente. Foi utilizada uma distribuição Gaussiana de probabilidade, mas qualquer outra poderia ter sido usada; por exemplo, uma distribuição Weibull [40].

Na Figura 4.22, apresenta-se a variação da geração da usina eólica. Para efeito de comparação, na Figura 4.23 está apresentado o comportamento da geração termoelétrica (original do sistema IEEE RTS).

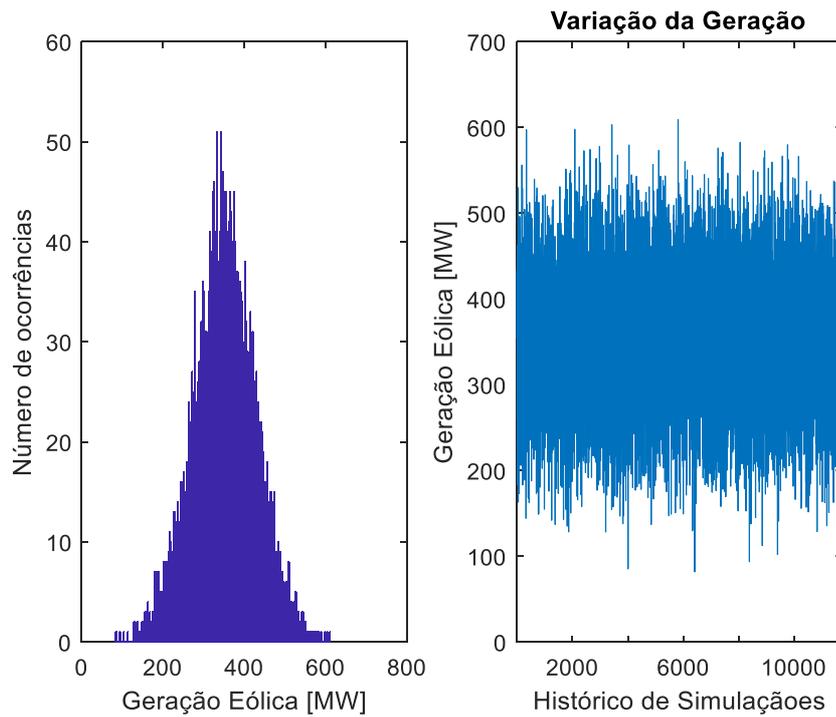


Figura 4.22: Ocorrências e variação da geração da fonte renovável (eólica).

Considerando o modelo de carga segmentado por área, os índices antes e após a substituição são apresentados na Tabela 4.16.

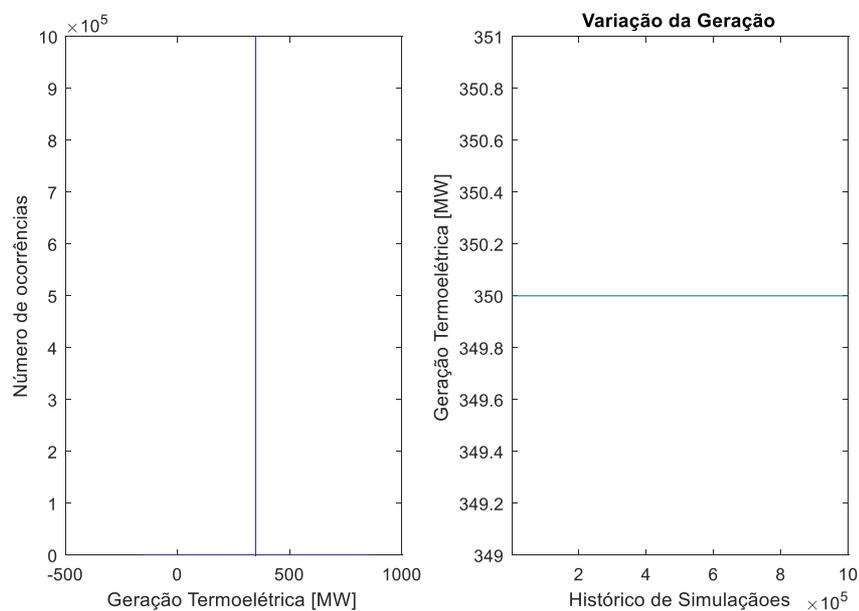


Figura 4.23: Geração da usina termelétrica de 350 MW ao longo das simulações.

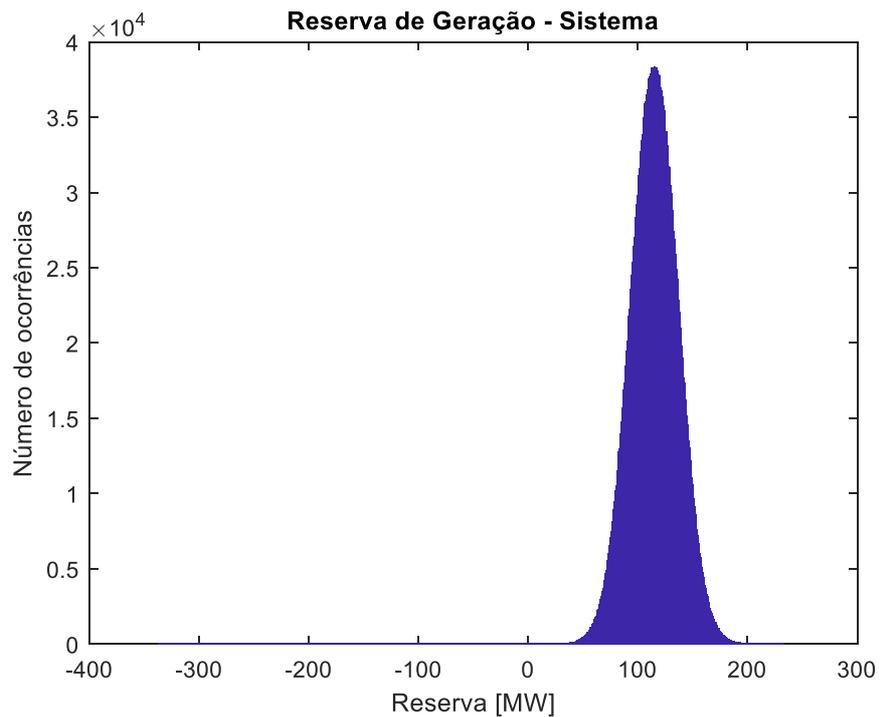


Figura 4.24: Curva de distribuição de ocorrências da reserva de geração.

Tabela 4.16: Índices de risco – Comparativo com e sem inserção de renováveis.

Índice de Risco		Geração Térmica a Carvão	Geração Eólica com Variação de até 20%
Sistema	LOLP	0,000152254	0,0606142
	LOLE [h/ano]	1,33375	530,98
	EPNS [MW]	0,0264999	1,97925
	EENS [MWh]	232,14	17338,2
	LOLE(Curto-prazo) [s/h]	1,09623	436,422
	EENS(Curto-prazo) [MWh]	0,0529999	3,9585
Áreas	LOLP (Área 138 kV)	1,01138e-05	0,0925728
	LOLP (Área 230 kV)	0,00246641	0,094983
	Intercâmbio [MW]	1100	1050
Parâmetros da Simulação	No de simulações	3,65836e+06	11202
	No máximo de simulações	1,00E+07	1,00E+06
	Beta [%]	4,99543	4,99836
	Tolerância [%]	5	5
	Tempo total de simulação [s]	43,34	0,1824

Com este comparativo, mostra-se o efeito que a inserção de fontes renováveis tem na reserva operativa de um sistema. Ao trabalhar com incertezas, buscando meios de mitigá-las no sistema em estudo, é possível observar que ao introduzir geração variável tem-se como consequência a degradação da confiabilidade, uma vez o risco de corte (LOLP) tem seu valor aumentado.

Mesmo que apenas cerca 10% da geração do sistema tenha sido modificada para a inserção de energia eólica, os índices de risco crescem dramaticamente.

O intercâmbio apresentado de 1050 MW entre áreas balanceia as mesmas, porém quando comparado à geração térmica a carvão verifica-se que a área de maior tensão (onde foi alocada a usina eólica) sofre maior aumento no risco de interrupção de carga.

Embora seja esperado este aumento nos índices de risco, evidenciando um sistema menos confiável, pode-se avaliar a possibilidade da inserção de mais máquinas a reserva girante, de modo a suprir ou pelo menos diminuir a probabilidade de perda de carga.

Para tal análise, avalia-se a inserção de máquinas de 20MW e 100 MW, simultaneamente ou não no sistema, passando a realizar testes com 20 geradores (anteriormente evidenciados); 21 geradores – adicionando uma máquina de 20 MW; 21 geradores – adicionando uma máquina de 100 MW; e 22 geradores – adição simultânea de uma máquina de 20MW e uma máquina de 100 MW.

Como pode ser observado na Tabela 4.17, a inserção de novas máquinas reduz os índices de risco e durante os testes foi necessário um ajuste no intercâmbio entre áreas, para balancear a LOLP de ambas as áreas de tensão.

No teste realizado na inserção da máquina de 100MW juntamente com a máquina de 20MW, embora apresente o melhor resultado do ponto de vista da confiabilidade, não foi capaz de convergir dentro dos limites especificados ($6,128\% > 5,000\%$), pois o limite máximo de simulações foi alcançado (i.e., 10^6). Esse valor máximo pode ser obviamente alargado. De qualquer forma, a precisão alcançada está muito próxima da especificada e tal resultado pode ser acolhido pela análise.

Tabela 4.17: Índices de risco para as alternativas de parque de geração.

Índice de Risco		Ger. Eólica 20 geradores	Ger. Eólica 21 geradores (20MW)	Ger. Eólica 21 geradores (100MW)	Ger. Eólica 22 geradores
Sistema	LOLP	0,0606142	0,034062	0,00180809	0,000794
	LOLE [h/ano]	530,98	298,383	15,8389	6,95544
	EPNS [MW]	1,97925	1,00575	0,0517276	0,0269196
	EENS [MWh]	17338,2	8810,38	453,134	235,815
	LOLE (Curto- prazo) [s/h]	436,422	245,246	13,0183	5,7168
	EENS (Curto- prazo) [MWh]	3,9585	2,0115	0,103455	0,0538391
Áreas	LOLP (Área 138 kV)	0,0925728	0,0917607	0,00282106	0,002763
	LOLP (Área 230 kV)	0,094983	0,0555369	0,00799171	0,00368
	Intercâmbio [MW]	1050	1050	1070	1070
Parâmetros da Simulação	No de simulações	11202	20815	642666	1,00E+06
	No máximo de simulações	1,00E+06	1,00E+06	1,00E+06	1,00E+06
	Beta [%]	4,99836	4,99776	4,99894	6,12801
	Tolerância [%]	5	5	5	5
	Tempo total de simulação [s]	0,1824	0,445912	8,45473	12,8727

Tais resultados, no entanto, devem ser mais bem avaliados, principalmente no que diz respeito a aspectos econômicos, considerando os custos de operação dos geradores despachados, custos de interrupção, manutenção, etc. No entanto, estes aspectos não são o objetivo deste trabalho e tais estudos poderão ser realizados futuramente.

4.7.1. Efeito Simultâneo da Carga Modelada por Barra e da Geração Variável

Como encontrado no primeiro teste realizado com fontes renováveis, os resultados apresentam um sistema menos confiável. Por conta da escolha de intercâmbio os resultados entre áreas permanecem parecido, sendo da mesma ordem de grandeza, no entanto é possível observar uma melhora no nível de confiabilidade da área de mais baixa tensão, em relação ao teste anterior.

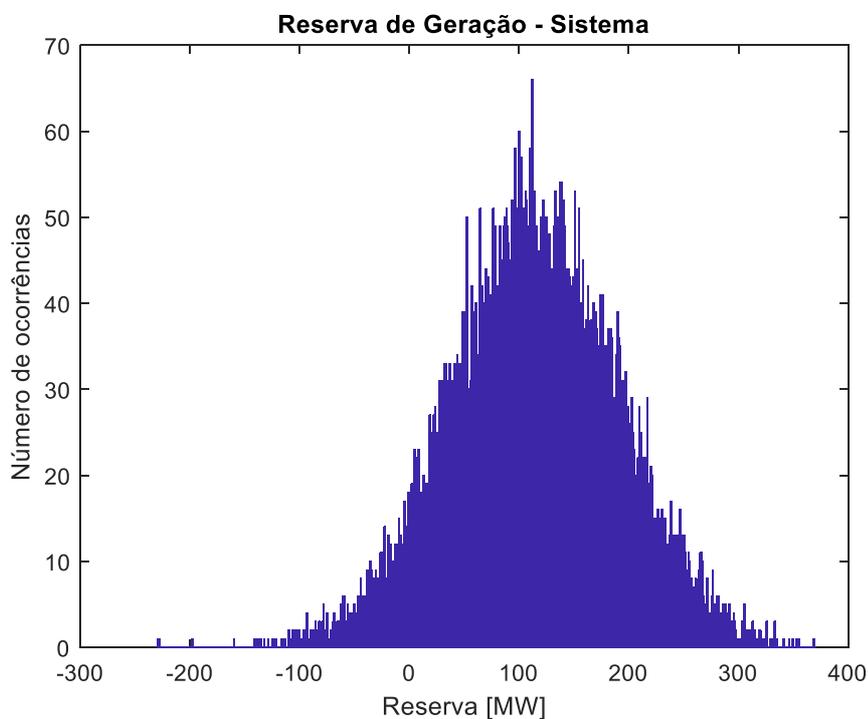


Figura 4.25: Uso da reserva de geração renovável no período observado.

A Figura 4.25 ilustra o acionamento da reserva de geração renovável no período observado, enquanto que a Tabela 4.18 mostra os índices de risco para o sistema e por área.

Tabela 4.18: Índices de risco – Incertezas na carga segmentada por barra.

Índice de Risco		Carga modelada por barra e geração variável
Sistema	LOLP	0,0522245
	LOLE [h/ano]	457,487
	EPNS [MW]	1,59128
	EENS [MWh]	13939,6
	LOLE(Curto-prazo) [s/h]	376,016
	EENS(Curto-prazo) [MWh]	3,18257
Áreas	LOLP (Área 138 kV)	0,0754275
	LOLP (Área 230 kV)	0,0984177
	Intercâmbio [MW]	1050
Dados da Simulação	Nº de simulações	14093
	Nº máximo de simulações	1,00E+07
	Beta [%]	4,9979
	Tolerância [%]	5
	Tempo total de simulação [s]	0,4578

Junto com a LOLP por área, os demais índices de risco também apresentaram valores mais baixos (resultados mais otimistas). Em essência, ao avaliar o sistema representando as incertezas da demanda com segmentação por barramento (assim como realizado para o caso sem inserção de eólica), os índices de risco de sistema tornam-se ligeiramente menores.

4.8. Conclusões

No decorrer dos testes anteriormente descritos foi possível verificar o efeito das incertezas na demanda no dimensionamento da reserva girante. Foi avaliado o montante de geração requerido para o sistema, considerando o perfil de carga estimado (avaliando a necessidade de reserva para o pico de carga do sistema no horizonte em estudo).

Com os resultados, conclui-se que, se as incertezas forem desconsideradas, uma reserva girante composta pelos 20 geradores do sistema teste IEEE RTS é suficiente para manter o nível de confiabilidade dentro dos níveis esperados. Esta

afirmação pode ser feita, pois o sistema apresentou níveis de risco adequados, ainda que para a carga pico.

Como mostrado nos resultados numéricos, por meio do ajuste adequado do intercâmbio, ambas as áreas podem ser levadas a apresentar índices de risco dentro de limites recomendados. Deste modo, é possível empregar os índices de risco por área para operar e configurar os intercâmbios entre as áreas.

Ademais, a introdução da incerteza na geração proveniente de fontes renováveis de energia traz uma mudança aos resultados obtidos, provando que a representação desse tipo de incerteza é relevante e que ao introduzir este tipo de fonte ao sistema é necessária a avaliação de seus efeitos nos níveis de reserva operativa.

5 Conclusões

Nesta dissertação foi proposta uma metodologia baseada em simulação Monte Carlo (SMC) para dimensionar os requisitos de reserva operativa e girante de sistemas elétricos de potência. Em primeiro lugar, foram descritos os conceitos de confiabilidade e sua importância no planejamento da operação de sistemas de energia elétrica. Foram então definidos os modelos estocásticos para representar os equipamentos do sistema e outros parâmetros utilizados nas avaliações. Índices de risco foram apresentados para medir o desempenho da reserva girante, como por exemplo, a LOLP (*Loss of Load Probability*) e a EENS (*Expected Energy not Supplied*). Foram discutidas diferentes possibilidades de representação das incertezas nas cargas, por barra, área e sistema, considerando também correlação ou não das distribuições de probabilidade correspondentes. Foi observada a importância da representação dos intercâmbios nos estudos de dimensionamento da reserva operativa, de modo a assegurar desempenhos uniformes nas diferentes áreas de uma rede elétrica interligada. Por último, além das incertezas associadas à previsão da demanda, foi também discutida e tratada a intermitência proveniente de fontes de energia renovável e seus efeitos no planejamento da reserva.

A efetividade da metodologia proposta na avaliação dos níveis de risco, tendo como horizonte de planejamento o curto-prazo, foi verificada no sistema acadêmico IEEE RTS. Foram realizados diversos testes para melhor dimensionar a reserva girante e garantir um sistema confiável em cada uma de suas áreas (áreas de 230 kV e 138 kV), além do sistema como um todo. Por meio de testes via a SMC, foram observados os efeitos das diversas possibilidades de representação da carga do sistema no dimensionamento da reserva girante. Os resultados demonstraram que o sistema atinge os níveis de confiabilidade minimamente exigidos – verificado principalmente por meio do índice LOLP, mas também para os demais índices de confiabilidade testados (LOLE, EPNS, EENS, etc.).

A intenção dessas avaliações não foi “zerar” totalmente o risco de corte de carga, pois isto não seria possível já que sempre existirão falhas em equipamentos e na operação dos sistemas elétricos de potência. Ademais, uma redução muito acentuada dos índices poderia indicar um montante de reserva operativa superdimensionada.

O sistema teste IEEE RTS foi testado não só do ponto de vista do risco global de insuficiência de reserva operativa, mas também do risco por de corte de carga por áreas. No âmbito dos estudos de reserva de capacidade de geração, observou-se que é possível, por meio dos índices de probabilidade de corte de carga em cada área, ajustar o valor do intercâmbio, de modo a garantir a segurança de cada região operativa da rede. Dentre os testes realizados, os resultados demonstraram ser possível buscar um valor de intercâmbio entre áreas, que minimize ou torne os riscos envolvidos não somente do sistema mas também por áreas aceitáveis.

Em relação aos modelos de incertezas de carga testados, ficou claro o impacto dessas incertezas nos índices de desempenho. Em algumas situações tal consideração torna os resultados em termos de risco mais amenos e em outras os torna mais críticos. De qualquer forma, a inclusão de incertezas na demanda nas avaliações dos requisitos de reserva operativa de sistemas elétricos de potência é de grande importância.

Em termos gerais, pode-se dizer que fontes de energia limpas têm sido cada vez mais utilizadas, mas sua intermitência tem um custo para a confiabilidade do sistema. Por esta característica, nesta dissertação a geração renovável foi considerada como uma variável aleatória e, portanto, foram realizados alguns testes considerando parte da reserva girante como energia proveniente de fontes renováveis. Simulando a introdução de energia eólica na reserva girante, mesmo que considerando apenas uma pequena capacidade de geração instalada como proveniente desta fonte, foi possível estimar o impacto que esta geração intermitente traz ao sistema.

As simulações realizadas demonstraram claramente os efeitos das incertezas da carga e geração renovável no dimensionamento dos montantes de reserva operativa em sistemas multiáreas. Ficou evidente também a necessidade de se tratar o problema de alocação da reserva do ponto de vista das áreas de controle

operativo do sistema, em conjunto com outros aspectos estáticos e dinâmicos. Algumas limitações da metodologia discutida nesta dissertação e possíveis formas de resolvê-las são observadas a seguir.

5.1. Propostas de Trabalhos Futuros

A presente dissertação não aborda o assunto tratado em toda sua plenitude técnica científica. Algumas restrições de modelagem puderam ser observadas no decorrer do trabalho e devem ser temas de novos trabalhos. Alguns exemplos são descritos a seguir:

- Modelos mais sofisticados de incertezas nas cargas poderão ser elaborados baseados em dados de sistemas reais. Aspectos relacionados a correlações entre incertezas por barra, área e sistema devem ser revisitados;
- Da mesma forma que foi descrito para as cargas, modelos mais sofisticados de incertezas poderão ser adotados para a geração intermitente, principalmente considerando correlações temporais e espaciais (geográficas);
- Os dois itens anteriores deverão exigir simulações Monte Carlo sequenciais (i.e., cronológicas) ou, minimamente, quase cronológicas [9];
- A representação da rede tanto do ponto de vista elétrico como estocástico (i.e., falhas dos equipamentos como linhas, transformadores, etc.) também deve ser incorporada aos estudos de dimensionamento da reserva operativa, em particular a girante, considerando incertezas. Uma opção mais simples e “leve” do ponto de vista computacional será representar somente as interligações elétricas entre áreas e também as falhas dos equipamentos de transmissão que compõem tais elos;
- Utilizar sistemas reais para testar a metodologia proposta através da confecção de programas e linguagens computacionais mais eficazes;
- O item anterior exigirá também a utilização de técnicas de redução de variância de modo a viabilizar a aplicação de tais programas computacionais em sistemas reais de grande porte, como o Sistema Interligado Nacional (SIN), Brasil;

- Técnicas tradicionais de otimização estocástica e também aquelas baseadas em meta-heurísticas poderão ser aplicadas na identificação de restrições de intercâmbio, de modo a uniformizar a confiabilidade do sistema e suas áreas;
- Estudos econômicos mais aprofundados utilizando índices do tipo LOLC (*Loss of Load Costs*, custos da perda de carga) em conjunto com despachos de potência poderão ser realizados, de modo a dimensionar montantes mais otimizados de reserva operativa;
- O estabelecimento de critérios probabilísticos para dimensionamento da reserva operativa, incluindo a girante, baseados em índices aceitáveis de confiabilidade (e.g., LOLE, etc.) é uma tarefa ainda a ser mais bem definida no futuro.

Referências Bibliográficas

- [1] WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F., **Power Generation, Operation, and Control**, 2nd edition. Wiley Interscience, 1996.
- [2] BILLINTON, R.; ALLAN, R. N., **Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques**. Plenum Press, London, 1992.
- [3] BILLINTON, R.; ALLAN, R. N., **Reliability Evaluation of Power Systems**, 2nd edition. Plenum Press, London, 1996.
- [4] HAMMERSLEY, J. M.; HANDSCOMB, D. C., **Monte Carlo Methods, London**, John Wiley & Sons, N.Y., 1964.
- [5] REN21, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. **Renewables 2017 Global Status Report**, Paris, 2017.
- [6] PEREIRA, M. V. F.; BALU, N. J., Composite Generation/Transmission Reliability Evaluation. **IEEE Procs.**, vol. 80, pp. 470-491, April 1992.
- [7] ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, **Metodologia para o Dimensionamento da Reserva Operativa do SIN Face ao Crescimento da Geração Eólica**, Rio de Janeiro, 2016.
- [8] EPE - Empresa de Pesquisa Energética, **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**, Ministério de Minas e Energia, Brasília, MME/EPE, 2017.
- [9] COSTA CASTRO, J. F., **Planejamento da Reserva Operativa em Sistemas Multiárea com Fontes Renováveis via Método da Entropia Cruzada**. Tese de Doutorado, PUC-Rio, 2018.
- [10] LEITE DA SILVA A. M.; ALVAREZ, G. P., Operating Reserve Capacity Requirements and Pricing in Deregulated Markets Using Probabilistic Techniques. **IET Gener. Transm. Distrib.**, vol. 1, pp. 439-446, May 2007.
- [11] LEITE DA SILVA A. M.; SALES, W. S.; MANSO, L. A. F.; BILLINTON, R., Long-Term Probabilistic Evaluation of Operating Reserve Requirements with Renewable Sources. **IEEE Trans. on Power Systems**, vol. 25, no.1, pp. 106-116 Feb. 2010.

- [12] SCHILLING M. Th.; MELLO, J. C. O.; GOMES, P., Introdução da Confiabilidade Composta no Planejamento da Operação Elétrica. **SBA Controle & Automação**, vol. 6, pp. 38-47, Janeiro-Fevereiro 1995.
- [13] LEITE DA SILVA A. M.; GONZALEZ-FERNANDEZ, R. A.; SINGH, C., Generating Capacity Reliability Evaluation Based on Monte Carlo Simulation and Cross-Entropy Methods. **IEEE Trans. on Power Systems**, vol. 25, pp. 129-137, Feb. 2010.
- [14] EPRI, Workshop Proceedings: Power System Planning and Engineering — Research Needs and Priorities. **Report EL-6503**, 1990.
- [15] REBOURS, Y. G.; KIRSHEN, D. S.; TROTIGNON M.; ROSSIGNOL S., A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services — Part I: Technical Features. **IEEE Trans. on Power Systems**, vol. 22, pp. 350-357, Feb. 2007.
- [16] GALVIS MANSO J. C.; FELTRIN, A. P.; LOYO, J. M. Y., Valorização da Reserva Operativa em um Ambiente Competitivo para Geradores Hidrelétricos. **Revista Controle & Automação**, vol. 21, pp. 439-453, Oct. 2010.
- [17] PRADA, R. B.; VELASCO, C. J.; SILVA, L. X.; MELO, A. C. G, **Provision of Generation Reserves as an Ancillary Service in the Brazilian System**. 14th PSCC - Power Systems Computation Conference, Sevilha, 24-28 Jun. 2002.
- [18] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, **Controle da Geração em Operação Normal - Procedimentos de Rede: Submódulo 10.6**. RJ, Out. 2007.
- [19] MATOS, M.; PEÇAS LOPES, J. A.; ROSA, M. A.; ET ALL., Probabilistic evaluation of reserve requirements of generating systems with renewable power sources: The Portuguese and Spanish cases. **Int. Journal of Electrical Power & Energy Systems**, vol. 31, p. 562–569, Oct. 2009.
- [20] ANSTINE, L. T.; BURKE, R. E.; CASEY, J. E.; HOLGATE, R.; JOHN, R. S.; STEWART, H. G., **Application of Probabilistic Methods to the Determination of Spinning Reserve Requirements for the Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection**, IEEE Winter Meeting, Oct. 1963.
- [21] CAPACITY ADEQUACY PLANNING DEPARTMENT - PJM INTERCONNECTION, **PJM Generation Adequacy Analysis: Technical Methods**. Oct. 2003.

- [22] RUBISNTEIN, R. Y., KROESE, D. P., **Simulation and the Monte Carlo Method**, 2nd ed., New York, NY, USA: Wiley, 2007.
- [23] EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, **EPE-DEE-RE-077/2007-r0: Análise dos Índices de Confiabilidade do SIN**. Rio de Janeiro, 2007.
- [24] NETO, F. C., **Fatores de Influência na Avaliação de Indicadores Probabilísticos da Adequação de Sistemas de Potência**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI, Itajubá, 2011.
- [25] BILLINTON, R.; ALLAN R. N., Probabilistic Assessment of Power Systems. **Proc. of the IEEE**, vol. 88, pp. 140-162, Feb. 2000.
- [26] LEITE DA SILVA, A. M.; MELLO, A. C. G.; CUNHA, S. H. F., Frequency and Duration Method for Reliability Evaluation of Large-scale Hydrothermal Generating Systems. **IEE/IET Proc. Pt. C**, vol. 138, pp. 94-102, Jan. 1991.
- [27] LI W., **Risk Assessment of Power Systems – Models, Methods, and Applications**. IEEE Press, New York, 2005.
- [28] BILLINTON, R.; LI, W, **Reliability Assessment of Electric Power System Using Monte Carlo Methods**. Plenum Press, New York, 1994.
- [29] LEITE DA SILVA, A. M.; MANSO, L. A. F.; MELLO, J. C. O.; BILLINTON, R., Pseudo-Chronological Simulation for Composite Reliability Analysis with Time Varying Loads. **IEEE Trans. on Power Systems**, vol. 15, pp. 73-80, Feb. 2000.
- [30] GONZALEZ-FERNANDEZ, R. A., LEITE DA SILVA A. M., “Reliability Assessment of Time Dependent Systems via Sequential Cross-Entropy Monte Carlo Simulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 26, pp. 2381-2389, Nov. 2011.
- [31] GREEN, R. C.; WANG, L; ALAM, M.; SINGH, C., Intelligent State Space Pruning for Monte Carlo Simulation with Applications in Composite Power System Reliability. **Elsevier-Engineering Applications of Artificial Intelligence**, vol. 26, p. 1707–1724, 2013.
- [32] MELLO, J. C. O.; PEREIRA, M. V. F.; LEITE DA SILVA, A. M., Evaluation of Reliability Worth in Composite Systems Based on Pseudo-Sequential Monte Carlo Simulation. **IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems**, vol. 9, pp. 1318-1326, Aug. 1994.

- [33] MELO, A. C. G.; PEREIRA, M. V. F.; LEITE DA SILVA, A. M., Frequency and Duration Calculations in Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation. **IEEE Trans. on Power Systems**, vol. 7, pp. 469-476, May 1992.
- [34] Operador Nacional do Sistema Elétrico, Boletim Mensal de Geração Eólica Janeiro/2016. Rio de Janeiro, RJ, 2016.
- [35] LEITE DA SILVA, A. M.; COSTA CASTRO, J. F.; GONZALEZ-FERNANDEZ, R. A., Spinning reserve assessment under transmission constraints based on cross-entropy method. **IEEE Trans. on Power Systems**, vol. 31, pp. 1624-1632, Mar. 2016.
- [36] LEITE DA SILVA, A. M.; COSTA CASTRO, BILLINTON, R., Probabilistic Assessment of Spinning Reserve via Cross-Entropy Method Considering Renewable Sources and Transmission Restrictions. **IEEE Trans. on Power Systems**, vol. 33, no. 4, pp. 4574-4582, Jul. 2018.
- [37] IEEE SUBCOMMITTEE ON THE APPLICATION OF PROBABILITY METHODS, IEEE Reliability Test System. **IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems**, vol. 98, pp. 2047-2054, Nov./Dec. 1979.
- [38] LEITE DA SILVA, A. M.; COSTA, J. G. C.; MACHADO, K. G.; SOUZA, L. L.; GONZALEZ-FERNANDEZ, R. A., Probabilistic method for optimizing the number and timing of substation spare transformers. **IEEE Trans. on Power Systems**, vol. 30, no. 4, pp. 2004-2012, July 2015.
- [39] LEITE DA SILVA, A. M.; RIBEIRO, S. M. P.; ARIENTI, V. L.; ALLAN, R. N.; DO COUTTO FILHO, M. B., Probabilistic load techniques applied to power system expansion planning. **IEEE Trans. on Power Systems**, vol. 5, no. 4, pp. 1047-1053, Nov. 1990.
- [40] PAPAETHYMIIOU G.; KUROWICKA, D., Using copulas for modeling stochastic dependence in power system uncertainty analysis. **IEEE Trans. Power Systems**, vol. 24, no. 1, pp. 40-49, Feb. 2009.