



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

**CONFIABILIDADE DA ENERGIA EÓLICA PARA O ATENDIMENTO
À CARGA DA REGIÃO NORDESTE**

ALONSO JOSÉ TORRES DE LIMA SILVA

Dissertação submetida ao Programa de Pós-graduação
em Engenharia Elétrica da UNIFEI como parte dos re-
quisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências
em Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa

Março 2017

Itajubá – MG – Brasil

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por sua bondade e generosidade em minha vida, fazendo-Se presente em todos os momentos, concedendo-me todas as oportunidades que poderia imaginar, pessoal e profissionalmente.

Agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. João Guilherme, que desde a conclusão do CESE – Curso de Especialização em Sistemas Elétricos – 2013, vem me orientando, auxiliando, ensinando e contribuindo de forma substancial no meu aprendizado, assim como por sua disponibilidade, acolhimento e imensa dedicação em tornar este trabalho possível. Agradeço à UNIFEI e seu Corpo Docente, que fomentam nos alunos a vontade de sempre continuar.

Agradeço à minha gerente, Enga. Heloíza Helena Ximenes, que sempre foi uma grande incentivadora para a realização deste trabalho, com seu empenho junto ao ONS para viabilizá-lo, além de sua forma de gestão exemplar e sua visão gerencial e humana, sempre buscando o crescimento de seus colaboradores.

Agradeço a todos os amigos do ONS, em especial aos da Equipe de Normatização do COSR-NE, que absorveram parte da demanda de trabalho do ONS de forma a me permitir desenvolver esta Dissertação, além de sempre me incentivarem. Agradeço, também, ao apoio ofertado pelo Diretor de Operação do ONS, Eng. Ronaldo Schuck, que ofereceu várias oportunidades para meu aprimoramento no tema.

Agradeço ao ONS, por ser uma empresa que preza pelo desenvolvimento de seus colaboradores, permitindo a realização de cursos de especialização e pós-graduação, investindo no crescimento profissional.

Agradeço à minha falecida mãe, por todo sacrifício feito pelos filhos, às minhas duas irmãs, que sempre estiveram na torcida, e à minha esposa Bruna, e nossa filha Maria Júlia, que, como o sal, conservam e dão sabor à minha vida.

À minha mãe, Geresa (*in memoriam*),
às minhas irmãs, Gabriela e Catarina,
à minha esposa, Bruna,
à minha filha, Maria Júlia.

RESUMO

A dependência da sociedade moderna por energia elétrica vem aumentando a cada ano, e com o desenvolvimento tecnológico cada vez maior, a tendência é de aumento do consumo desta energia. Entre as fontes que mais são inseridas no sistema elétrico brasileiro, se encontra a eólica. Inicialmente desenvolvida por questões climáticas, para redução da emissão de gases do efeito estufa, atualmente esta fonte goza de vantagens econômicas para se manter com potencial de crescimento em diversos mercados. Por ser a região que apresenta as condições mais favoráveis, e, conseqüentemente, a maior presença da geração eólica, a Região Nordeste e suas características foram as escolhidas para serem analisadas.

Uma melhor operação do sistema existente, e um mais adequado planejamento do sistema elétrico, com grande presença de geração eólica em sua matriz, requerem, entre outros insumos, a realização de estudos de confiabilidade, possibilitando compreender o comportamento e as características da fonte eólica no atendimento à demanda. Entre os métodos existentes, a simulação Monte Carlo não sequencial se mostrou a mais apropriada para a determinação de índices que, baseados na energia produzida, podem ser utilizados na avaliação de desempenho das usinas eólicas. Para a estimativa destes índices, faz-se necessário obter as curvas de vento de cada área analisada, dentre outros dados necessários. Contudo, tais dados ainda não apresentam histórico suficiente ou qualidade confiável.

Esta dissertação de mestrado apresenta uma metodologia para a avaliação probabilística do desempenho de parques eólicos, que permite: (i) avaliar o nível de confiabilidade da fonte eólica no sistema elétrico do Nordeste; (ii) analisar o comportamento do sistema com a entrada de novos empreendimentos eólicos; (iii) avaliar o desempenho do sistema frente a diferentes configurações dos parques atuais. O objetivo é propor uma ferramenta computacional que auxilie a tomada de decisão, em nível de operação e planejamento, visando sempre à melhoria da condição operativa do sistema. É proposto ainda um procedimento para a obtenção de curvas de vento a partir do histórico de geração eólica, possibilitando a determinação de séries estimadas de velocidades de vento para novos empreendimentos que venham a ser instalados em áreas próximas aos parques já existentes. Analisa-se também a influência das subestações de conexão à rede de transmissão sobre os índices de desempenho dos parques eólicos, abordando-se a viabilidade econômica da expansão de sua capacidade de transformação.

ABSTRACT

The modern society relies on electricity increases year after year, and with new technologies relying even more in this kind of energy, the tendency is for a rise in consumption. Among the sources more installed in the Brazilian Electrical System, the wind energy deserves attention. At the beginning it was pursued due to climate changes, aiming the reduction of greenhouse effect gases, nowadays this source already presents a competitive price to keep its rise among the electrical sources. Due to this fact, more studies about this theme are required in order to provide a better understand about it. As the Northeast presents better natural conditions to the development of this source, and consequently a higher penetration, this part of the country was chosen to develop this study.

In order to operate the Electrical System in a better manner, as to provide a better planning to a system with high penetration of wind energy in its matrix, among others studies, its necessary to invest in reliability studies allowing a better understand about how this source behaves to meet the demand. Among the methods available, the Monte Carlo Non Sequential Simulation has shown itself as more appropriate to reach the indexes based on the energy generation in order to meter the performance of the wind farms. To calculate such indexes, some pieces of information are needed such as the wind profile in each site. However, such data is not reliable due to not enough historical or data quality.

This Dissertation presents a methodology to a probabilistic evaluation of the wind farm's indexes, allowing (i) to analyze the reliability levels to Brazil's Northeast power plants; (ii) to analyze the behavior of the electrical system due to the introduction of new wind farms; (iii) to evaluate the performance due to changes in the configuration of the existing plants. The intent is to propose a computational tool able to assist the decision making, at the operational and planning level, towards a better operational condition to the system. It's also proposed a proceeding to obtain the wind curves from the wind farms output historic data, allowing the construction of an estimated wind series to new plants still to be installed next to the existing ones. It's also observed the influence of the connection substations on wind generator's performance index, approaching the economic feasibility to expand the transformation capacity.

SUMÁRIO

Lista de Figuras	viii
Lista de Tabelas	x
Lista de Abreviaturas e Símbolos	xi
Capítulo 1: Introdução	1
1.1. Considerações Iniciais	1
1.2. Desenvolvimento Histórico	7
1.3. Estrutura da Dissertação	15
Capítulo 2: Avaliação da Capacidade Estática de Sistemas de Geração.... ..	17
2.1. Introdução	17
2.2. Conceitos Básicos.....	17
2.3. Modelagem do Sistema	23
2.3.1. Representação por Espaço de Estados.....	23
2.3.2. Representação Cronológica.....	27
2.4. Comentários Finais	30
Capítulo 3: Análise de Dados	32
3.1. Sistema Nordeste	32
3.2. Dados da Operação	35
3.2.1. Levantamento dos Dados Históricos	35
3.2.2. Estudos Comparativos Baseados no Histórico da Operação	37
Capítulo 4: Metodologia Proposta	52
4.1. Formulação do Problema.....	52
4.1.1. Modelagem dos Aerogeradores	53
4.1.2. Modelagem da Carga e Séries de Vento	54
4.1.3. Cálculo da Potência Disponível no Vento	56
4.2. Índices de Desempenho de Parques Eólicos	57
4.3. Algoritmo	58

Capítulo 5: Aplicações	60
5.1. Estimativa das Curvas de Vento.....	60
5.2. Avaliação do Parque Eólico do Nordeste	67
5.3. Análise do Uso dos Transformadores de Conexão	71
5.3.1. Considerações Gerais	71
5.3.2. Avaliação Numérica	74
Capítulo 6: Conclusões	83
6.1. Conclusões deste Trabalho	83
6.2. Desenvolvimentos Futuros	86
6.3. Trabalhos Publicados	87
Referências Bibliográficas	88

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1.1: Potência instalada total no mundo em 2016, em valores absolutos	3
Fig. 1.2: Participação dos países na potência instalada total em 2016, em percentual	4
Fig. 2.1: Níveis hierárquicos para análises de confiabilidade.....	18
Fig. 2.2: Modelo de Markov com dois estados representando um aerogerador.....	20
Fig. 2.3: Modelo de Markov com múltiplos estados	22
Fig. 3.1: Parques eólicos instalados nos estados do Rio Grande do Norte e Ceará	32
Fig. 3.2: Parques eólicos instalados no interior do estado da Bahia	33
Fig. 3.3: Parques eólicos instalados no interior dos estados do Piauí e Pernambuco	34
Fig. 3.4: Potencial eólico do Brasil	34
Fig. 3.5: Potência instalada por estado ao final de 2015	35
Fig. 3.6: Geração eólica e hidráulica do Nordeste em 2014	38
Fig. 3.7: Geração eólica e hidráulica do Nordeste em 2015	39
Fig. 3.8: Geração eólica e térmica do Nordeste em 2014	41
Fig. 3.9: Geração eólica e térmica do Nordeste em 2015	41
Fig. 3.10: Geração eólica e demanda do Nordeste em 2014.....	42
Fig. 3.11: Geração eólica e demanda do Nordeste em 2015	43
Fig. 3.12: Geração eólica e geração hidráulica em 06/05/2015.....	45
Fig. 3.13: Geração eólica e geração hidráulica em 29/10/2015	45
Fig. 3.14: Geração eólica e geração hidráulica em 14/12/2015	46
Fig. 3.15: Geração eólica e geração térmica em 06/05/2015	47
Fig. 3.16: Geração eólica e geração térmica em 29/10/2015	47
Fig. 3.17: Geração eólica e geração térmica em 14/12/2015	49
Fig. 3.18: Geração eólica e demanda do Nordeste em 06/05/2015	50
Fig. 3.19: Geração eólica e demanda do Nordeste em 29/10/2015	49
Fig. 3.20: Geração eólica e demanda do Nordeste em 14/10/2015	50
Fig. 4.1: Espaço de estados para um aerogerador	54
Fig. 4.2: Representação do espaço de estados para dois aerogeradores	54
Fig. 4.3: Modelo de Markov não agregado para a carga e o vento	55
Fig. 4.4: Espaço de estados para dois aerogeradores – vento e carga horária	55
Fig. 4.5: Exemplo de uma curva de potência \times vento para um aerogerador.....	56
Fig. 5.1: Curva potência \times vento de aerogerador localizado no Rio Grande do Norte	61

Fig. 5.2: Curva potência \times vento (região de potência constante)	62
Fig. 5.3: Velocidade do vento calculada e medida em 1º de julho de 2014	64
Fig. 5.4: Velocidade do vento calculada e medida no dia 10 de outubro de 2014	64
Fig. 5.5: Velocidade do vento calculada e medida no dia 5 de janeiro de 2015	65
Fig. 5.6: Velocidade do vento calculada e medida no dia 12 de abril de 2015	66
Fig. 5.7: Índice WGAF calculado mês a mês	69
Fig. 5.8: Conexão de 7 parques eólicos ao SIN por 2 transformadores	72
Fig. 5.9: Índices globais (indisponibilidade dos transformadores de 2 dias/ano)	74
Fig. 5.10: Índices mensais (indisponibilidade dos transformadores de 2 dias/ano)	75
Fig. 5.11: Potência média e risco de desperdício dos conjuntos (Caso 1)	76
Fig. 5.12: Índices globais (indisponibilidade dos transformadores de 3 dias/ano)	77
Fig. 5.13: Índices mensais (indisponibilidade dos transformadores em 3 dias/ano)	78
Fig. 5.14: Potência média e risco de desperdício dos conjuntos (Caso 2)	79

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1: Energia Injetada por Fontes Eólicas e Hidráulicas em 2014 e 2015	39
Tabela 3.2: Energia Injetada por Fontes Eólicas e Hidráulicas em 2015	40
Tabela 3.3: Energia Injetada por Fontes Eólicas e Térmicas em 2014 e 2015	42
Tabela 3.4: Energia Injetada por Fontes Eólicas e Demanda em 2014 e 2015	44
Tabela 3.5: Energia Injetada por Fontes Eólicas e Hidráulicas em 3 Dias de 2015	46
Tabela 3.6: Energia Injetada por Fontes Eólicas e Hidráulicas em 3 Dias de 2015	48
Tabela 3.7: Energia Injetada por Fontes Eólicas e Demanda em 2014 e 2015	51
Tabela 5.1: Efeito da Indisponibilidade dos Geradores	68
Tabela 5.2: Efeito da Indisponibilidade dos Transformadores de Conexão	80
Tabela 5.3: Instalação do Segundo Transformador no Conjunto 19.....	80

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

Φ	Densidade do ar;
μ	Taxa de reparo;
β	Coefficiente de variação;
λ	Taxa de falha;
A	Área da superfície formada pelas pás do aerogerador;
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
C_j	Capacidade disponível;
C_p	Coefficiente de potência da turbina;
<i>E_{AW}</i>	<i>Expected Available Wind Energy</i> (valor esperado da energia eólica disponível);
<i>EC</i>	Energia total consumida pela carga;
<i>EENS</i>	<i>Expected Energy Not Supplied</i> (energia média não suprida);
<i>EENS</i>	<i>Expected Energy Not Supplied</i> (valor esperado da energia não suprida);
<i>EGWE</i>	<i>Expected Generated Wind Energy</i> (valor esperado da energia eólica gerada);
<i>EPNS</i>	<i>Expected Power Not Supplied</i> (valor esperado da potência não suprida);
$F(X)$	Função-teste;
<i>FPE</i>	Fator de Participação Eólico;
GWh	Gigawatt-hora;
h_s	Número de horas de funcionamento do aerogerador;
<i>IWE</i>	<i>Installed Wind Energy</i> (energia eólica instalada);
<i>IWP</i>	<i>Installed Wind Power</i> (potência eólica instalada);
$L(i)$	Carga do sistema analisado na hora i ;
<i>LOLC</i>	<i>Loss of Load Cost</i> (custo esperado da perda de carga);
<i>LOLD</i>	<i>Loss of Load Duration</i> (duração média da perda de carga);
<i>LOLE</i>	<i>Loss of Load Expectation</i> (expectativa de perda de energia);
<i>LOLF</i>	<i>Loss of Load Frequency</i> (frequência de perda de carga);
<i>LOLP</i>	<i>Loss of Load Probability</i> (probabilidade de perda de carga);
MVA	Mega Volt Ampère;
MW	Megawatt;
N	Número de aerogeradores;
n	Número de estados da velocidade do vento;
N-1	Critério em que o sistema continua operando na perda de um equipamento;

NH0	Nível Hierárquico 0;
NH1	Nível Hierárquico 1;
NH2	Nível Hierárquico 2;
NH3	Nível Hierárquico 3;
N_S	Número de repetições do processo de simulação Monte Carlo;
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico;
P	Potência;
$P(X)$	Probabilidade do vetor X ;
P_{Down}	Probabilidade do estado de falha;
P_{Up}	Probabilidade do estado de funcionamento;
q	Indisponibilidade de um aerogerador;
r	Tempo médio de reparo do aerogerador;
R\$	Valor monetário em Reais brasileiros;
SIN	Sistema Interligado Nacional;
TC	Transformador de corrente.
TP	Transformador de potencial;
v	Velocidade média do vento;
$V(F)$	Variância amostral da função-teste F ;
$V_R(i)$	Velocidade do vento do parque R na hora i ;
$WGAF$	<i>Wind Generation Availability Factor</i> (fator de disponibilidade da geração eólica);

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A demanda por energia sempre foi associada à própria evolução humana, e cada “nova” forma de energia pode caracterizar revoluções tecnológicas na humanidade. As fontes de energia são essenciais por permitir formas mais rápidas, eficazes e produtivas de realizar trabalho, em qualquer área da atividade humana, desde a agricultura à exploração espacial.

A energia eólica tem seu uso datado desde os anos 5000 A.C. no Egito, onde era usada para propulsão dos barcos que transportavam os cereais produzidos ao longo do Rio Nilo. Este tipo de transporte foi utilizado por milênios, até que o motor a propulsão fosse construído, iniciando uma nova era.

Entretanto, o uso da energia eólica não se limitava apenas ao transporte. Existem evidências de utilização de moinhos de vento simples, nos anos 200 A.C., na China, Pérsia e Oriente Médio, majoritariamente na irrigação e bombeamento de água, em estruturas chamadas moinhos de vento.

Em tempos mais recentes, a energia eólica passou a ser utilizada na produção de energia elétrica. Mais precisamente, na década de 1890, a Dinamarca construiu seus primeiros aerogeradores. A indústria eólica teve um rápido apogeu durante a 2ª Guerra Mundial, em face do destino dos “combustíveis tradicionais” para o esforço de guerra, porém, logo em seguida, com o excesso de petróleo a custos baixos, teve seu interesse arrefecido.

A partir da crise do petróleo nos anos 1970 e da crescente consciência ambiental ao redor do globo, fontes de energia renováveis e alternativas ganharam maior notoriedade e importância, culminando em um forte crescimento e maior amadurecimento de toda a indústria eólica, já que esta fonte foi uma daquelas selecionadas pelos governos e mercados na busca por energia barata, segura e confiável. Políticas governamentais de incentivo e financiamento, assim como um forte investimento em pesquisa e desenvolvimento nesta área, culminaram num rápido

progresso e aprimoramento da utilização da fonte eólica para a produção de energia elétrica, o aparecimento de diversos fabricantes, a evolução das máquinas e o consequente aumento da potência e rendimento das mesmas.

O processo de integração de fontes eólicas às redes elétricas de forma comercial começou na Europa e nos Estados Unidos, que hoje contam com um mercado maduro. Outros países, a exemplo do Brasil, adotaram uma política para estas fontes mais tardiamente. O caso brasileiro tem início em 1992, de forma tímida, com a operação comercial do primeiro aerogerador instalado no país, mais precisamente no arquipélago de Fernando de Noronha. Entretanto, apenas após a crise energética de 2001 houve um incentivo para a contratação de empreendimentos de geração eólica, através do Programa Emergencial de Energia Eólica – PROEÓLICA, que após não atingir os objetivos propostos, foi substituído pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, que se apresentou como um vetor de extrema importância para o desenvolvimento da indústria eólica no país.

Em 2009, ocorreu o Segundo Leilão de Energia Reserva (LER), que foi o primeiro voltado exclusivamente à comercialização da energia eólica. Este leilão contratou um volume de energia além do estimado para suprir o aumento de demanda do país, conforme objetivo deste tipo de leilão. Atualmente, prevê-se uma capacidade superior a 11 GW de geração eólica em operação no Brasil até o fim de 2017, sendo a maior parte, localizada na Região Sul e, principalmente, na Região Nordeste.

Os incentivos governamentais, através de políticas de estímulo, foram essenciais para o desenvolvimento da indústria em nosso país. A presença de diversos fabricantes, que englobam toda a cadeia da eólica (pás, torre e nacele), ajudou a tornar os projetos cada vez mais atrativos economicamente, baixando custos de logística e manutenção.

Em termos globais, a fonte eólica tem se mostrado uma ferramenta bastante importante, uma vez que é uma fonte renovável, limpa e sustentável. A busca de diversos países por fontes com estas características levou à adoção da energia eólica como uma alternativa tecnologicamente possível, e com cada vez mais investimento. Tal escolha se tornou também viável economicamente.

Essa busca teve como motivação a conscientização dos países quanto à necessidade de redução de emissões de gases do efeito estufa, buscando atender metas de redução de emissão

desses gases, conforme estabelecidos em acordos internacionais tais como o Protocolo de Kyoto, assinado em 1997. Apesar de não ser a única fonte de emissão destes dados, globalmente o setor elétrico responde pela emissão de 38% de todo o CO₂.

Por este motivo, buscou-se dotar as matrizes eletro-energéticas dos países com fontes de geração que fossem mais limpas. Somente no ano de 2016, foram instalados mais de 54 GW em fontes eólicas no mundo.

Em números absolutos, ao final de 2016 havia uma potência instalada de aproximadamente 486 GW, sendo 168 GW na China, 82 GW nos Estados Unidos, 50 GW na Alemanha, 28 GW na Índia e quase 11 GW no Brasil [GWEC16]. A Figura 1.1 ilustra a capacidade de geração eólica instalada dos principais países que utilizam essa geração.

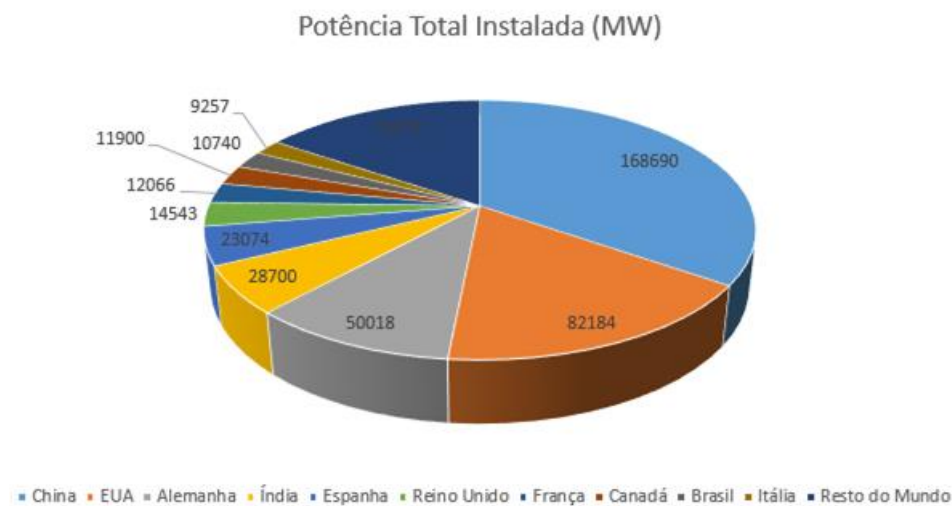


Figura 1.1 – Potência instalada total no mundo em 2016, em valores absolutos.
Fonte: GWEC

A Figura 1.2 apresenta, em termos percentuais, a participação desses países na potência instalada de geração eólica global. Observe que, juntos, China e Estados Unidos concentram mais da metade desse total.

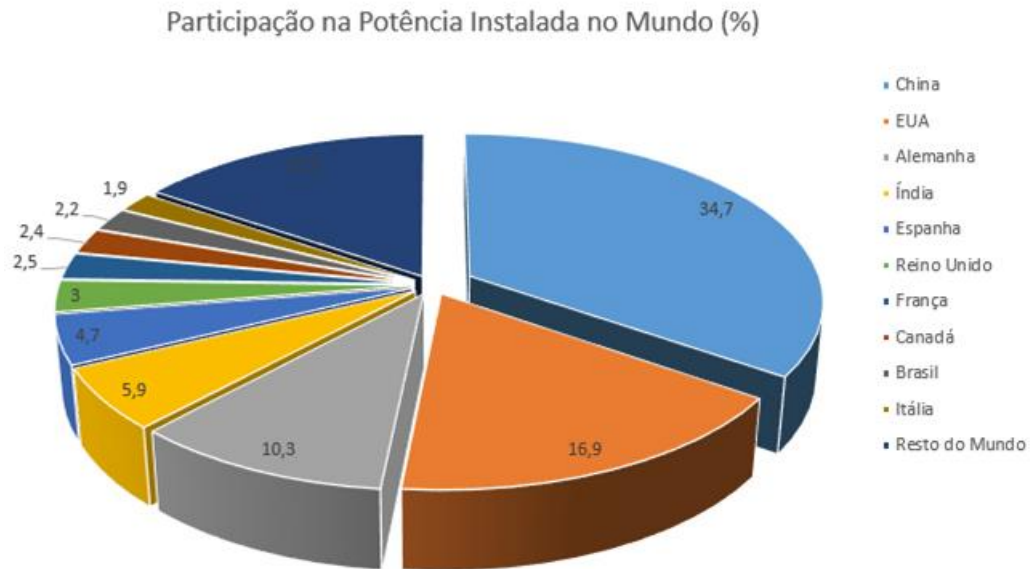


Figura 1.2 – Participação dos países na potência instalada total em 2016, em percentual.

Fonte: GWEC

Nos últimos anos, o Brasil vem apresentando uma posição mais consolidada com os leilões já realizados e deve manter um ritmo forte de integração de novos parques eólicos devido aos recentes leilões do A-3 e do A-5 (com prazo de entrada em operação da instalação de 3 ou 5 anos após a assinatura do contrato respectivamente) [ANEEL16]. Novas “fronteiras eólicas” estão sendo exploradas no país, incluindo os estados do Piauí e Pernambuco no grupo dos maiores geradores, ao lado dos já tradicionais estados do Rio Grande do Norte, Ceará e Bahia, além do Rio Grande do Sul.

Entre as regiões brasileiras, o Nordeste é a que apresenta a maior potência eólica instalada e o maior potencial para instalação de novos parques [ONS16]. Por esse motivo, a Região Nordeste foi escolhida para as análises realizadas neste trabalho. É importante notar que as metodologias e o desenvolvimento computacional utilizados nesta dissertação de mestrado podem ser adotados para outros estudos de caso em qualquer região, sendo necessária, para tal, a coleta dos dados pertinentes à região a ser estudada.

O potencial eólico no Brasil é muito grande e boa parte ainda pode ser explorada. Um potencial ainda maior existe em alto mar, em possíveis usinas *offshore* (parques eólicos localizados no mar e que apresentam melhores rendimentos devido à eliminação de diversas perdas quanto ao vento). Tais parques apresentam características distintas das usinas *onshore* (localizadas

em terra). Entretanto, as construções em alto mar ainda não são comercialmente viáveis no país, apesar de já existirem em outros mercados como na Alemanha e Inglaterra.

Assim como acontece com qualquer nova tecnologia que passa a ter maior inserção em um determinado cenário já consolidado, a presença das fontes eólicas na matriz energética do país suscita naturalmente alguns questionamentos acerca dos seus aspectos, características, comportamento, confiabilidade, previsibilidade e controlabilidade, além das vantagens e desvantagens de diversos aspectos. Tais questionamentos permeiam o setor elétrico nacional, academia, centros de pesquisa e a própria indústria. As discussões devem ser valorizadas e são válidas em função da natureza da geração eólica. Por ter como seu “combustível” a energia cinética do vento, tal fonte apresenta características de intermitência, pois a própria natureza dos ventos é não contínua e não controlável, além de não ser facilmente prevista, aliado à característica de impossibilidade de se armazenar a energia primária das fontes eólicas.

O setor elétrico no Brasil, cuja matriz elétrica foi majoritariamente baseada em hidrelétricas, foi desenvolvido e planejado com base em fontes hídricas, com alguma presença de fontes térmicas. Estas fontes apresentam comportamento bastante diferente das fontes intermitentes, neste caso, a eólica. Inicialmente, é possível realizar uma programação de despacho de geração térmica e hídrica, uma vez que os combustíveis dessas fontes são previsíveis. Apesar de usinas hidráulicas a fio d’água não serem capazes de armazenar seu “combustível”, o comportamento hídrico das bacias brasileiras é previsível.

Assim, a inserção cada vez maior de fontes renováveis provoca resistência por parte de técnicos do setor, exigindo estudos e discussões para esclarecer seus aspectos técnicos, assim como sua atuação e interação com a demanda. Avaliações mais específicas precisam ser realizadas com o propósito de responder a algumas das demandas do setor, da sociedade e da indústria, assim como lançar um novo olhar quanto às características desta fonte de energia.

Entre as possíveis avaliações que podem ser realizadas sobre esta fonte, as análises probabilísticas e estatísticas se mostram como ferramentas matemáticas interessantes, e que têm o poder de mostrar o comportamento da geração eólica em alguns de seus aspectos, possibilitando a análise de algumas características desta geração. Entre tais aspectos, aqueles abordados nesta dissertação passam por indicadores de atendimento da demanda da Região Nordeste do Brasil pelas fontes eólicas, já que o principal propósito de qualquer geração é o atendimento à carga,

assim como o uso dos transformadores que conectam os parques eólicos estudados à rede elétrica que escoar toda a energia produzida ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

Desta forma, aborda-se a questão da imprevisibilidade e variabilidade inerentes às usinas eólicas, e seus efeitos, além de analisar os aspectos construtivos dos parques estudados, quanto à alocação dos transformadores e seus carregamentos.

Quanto ao arranjo e à quantidade dos transformadores, analisa-se se os parques eólicos apresentam níveis confortáveis e confiáveis de potência de transformação (número e potência nominal dos transformadores), de forma a não limitar a injeção de potência ativa gerada. É possível ainda analisar se esses transformadores e a configuração adotada afetariam de alguma forma os índices de desempenho dos parques eólicos.

Como o arranjo das subestações das usinas eólicas é determinado pelo agente proprietário, já que os Procedimentos de Rede do ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico [ONS17] não abordam condições mínimas para os arranjos de subestação para estas instalações, a análise da disposição dos transformadores se mostra importante. Neste caso, alguns transformadores utilizados podem ter capacidade menor que a potência instalada dos parques conectados aos mesmos. No entanto, essa escolha pode se mostrar válida, à medida que os parques dificilmente produzem simultaneamente sua máxima potência.

Para que as análises ocorram da forma mais adequada e fidedigna possível, assim como em qualquer programa computacional, faz-se necessário que haja uma boa qualidade dos dados de entrada. Os dados utilizados neste trabalho são oriundos do histórico da operação, contendo a geração de todos os parques eólicos e a carga da Região Nordeste.

Foram analisados dois anos, com o intervalo de pesquisa entre 1º de janeiro de 2014 a 31 de dezembro de 2015. Este intervalo permite explorar a sazonalidade comportamental do regime de ventos ao longo do ano (período de ventos mais intensos e menos intensos), além de expor a diferença desses regimes de vento entre as áreas da Região Nordeste (o vento de litoral tem um comportamento diferente do vento de interior). O intervalo de 1 hora em medições diárias (24 medições por dia) reflete o comportamento do vento ao longo de cada dia, permitindo uma boa aproximação da curva de carga, que utiliza intervalos de 30 minutos.

É interessante notar que o comportamento dos ventos da Região Nordeste é muito propício à presença de parques eólicos, uma vez que esta região apresenta ventos mais constantes, i.e.,

não em forma rajadas, além de mudarem pouco de direção, permitindo assim, na média, uma boa relação de produção de energia elétrica.

Já quanto aos dados de demanda da Região, o mesmo intervalo de tempo foi adotado, levando em consideração as mesmas características como a sazonalidade da carga ao longo do ano, refletindo as características de cada mês do ano, assim como ao longo de cada dia.

As análises de confiabilidade desenvolvidas nesta dissertação se mostram cada vez mais necessárias em face da previsão de inserção de fontes eólicas, sendo o seu crescimento maior que o de qualquer outra fonte de geração, pelo menos pelos próximos anos, assim como maior que o crescimento natural da carga, o que resultará numa participação cada vez mais significativa desta geração no atendimento à demanda e na matriz eletro-energética do Brasil.

1.2. DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO

A inserção da fonte eólica em sistemas elétricos pelo mundo levantou questionamentos e necessidades de investigação, resultando em um maior interesse pelo desenvolvimento de pesquisas sobre os mais diversos aspectos dessa geração e seu impacto no sistema elétrico.

De uma forma geral, o setor elétrico pode ser dividido em duas grandes áreas de avaliação, o que naturalmente resulta na distinção das discussões sobre alguns dos temas em dois vieses: planejamento e operação. Uma das principais preocupações existentes no setor e um dos pontos já pesquisados e discutidos se refere à reserva de potência para o cenário de maior presença da geração eólica, quando a partir de determinado patamar de inserção, a mesma não poderá mais ser desprezada.

A diferente percepção realizada entre a operação e o planejamento se deve, primordialmente, ao tempo que se dispõe, em que cada uma dessas áreas de estudo, para a tomada de decisão. Enquanto para a operação, a avaliação do sistema elétrico no curto prazo é fundamental para o seu sucesso, no planejamento a visão é mais futura, abordando questões que influenciam no longo prazo. A maior inserção de geração eólica também influencia essas duas vertentes do setor, exigindo análises específicas para a sua correta consideração nas decisões.

Conforme observado em [DSG14], as técnicas de análise de confiabilidade já são bem desenvolvidas e são aplicadas principalmente para o planejamento, uma vez que as grandezas nesse

caso podem ser mais independentes em relação ao tempo. Já na operação, o fator temporal se mostra muito importante, e aproximar essas técnicas para a condição dos estados dependentes do tempo pode se mostrar uma tarefa bastante árdua quando existe uma presença maior da geração eólica. Essa dificuldade aumenta ainda mais com a necessidade de representar todos os estados possíveis do sistema, o que pode levar a um número muito alto de estados a serem analisados. O trabalho utiliza modelos de velocidade do vento como Markov e processo de Média Móvel. A metodologia apresenta índices próximos dos obtidos por simulação Monte Carlo, ao mesmo tempo em que obtêm os resultados em um tempo substancialmente inferior. Ainda em [DSG14], é desenvolvida uma representação para os parques eólicos, geração convencional e unidades de partida rápida, correspondentes a uma função de geração universal, possibilitando a avaliação da confiabilidade do sistema no curto prazo, atendendo às características da operação em tempo real.

A avaliação da geração eólica passa, necessariamente, pela avaliação do vento nos parques eólicos, e a forma de representar tal comportamento se mostra bastante importante de ser avaliada. Com o intuito de analisar as diferentes formas de modelagem do vento, [BH11] investiga os efeitos dos índices de capacidade para um sistema quando utilizada a simulação Monte Carlo e o modelo analítico. Para modelar a velocidade de vento foram utilizadas observações em tempo real, média do vento observado, distribuição normal, cadeias de Markov, média móvel e média móvel autorregressiva. A escolha da forma de representar a velocidade do vento se mostra importante, pois afeta diretamente os índices de desempenho estimados.

Para auxiliar a operação na tomada de decisão em tempo real, programas de análise de áreas de segurança foram desenvolvidos e implantados nas salas de controle. Entretanto, com a mudança no perfil da geração com mais fontes intermitentes, as formas de analisar as áreas de segurança do sistema elétrico precisam ser aprofundadas. Em [TKB13] é apresentado um modelo de vento para o curto prazo, que é quantificado pela capacidade de estados e suas probabilidades, obtidas através de probabilidade condicional, baseado no modelo autorregressivo de médias móveis, haja vista que a velocidade do vento é a característica que afeta, da forma mais significativa, a geração eólica, ampliando assim o conceito de áreas de risco do sistema quando considerado apenas as gerações convencionais hidráulicas e térmicas.

Outra característica a ser analisada é quanto a um parque gerador misto, i.e., composto de fontes diversas, como, por exemplo, convencionais e intermitentes. Nesse sentido, [KHB10]

apresenta estudos de confiabilidade para um sistema hidroeólico. Este sistema, que se assemelha à situação esperada para a região Nordeste, tem seus índices de confiabilidade e estabilidade alterados de acordo com a injeção de geração eólica e sua variação ao longo do dia. A geração hidráulica, principalmente com reservatório, se mostra como uma excelente alternativa que pode fazer frente às mudanças bruscas na geração eólica regional, pois é capaz de aumentar a geração rapidamente, evitando maiores variações de frequência e tensão. Desenvolve-se assim, uma metodologia baseada em simulação Monte Carlo que considera a variação cronológica do vento, da disponibilidade da água e da carga.

Outro aspecto relevante é a reserva de potência, que pode ser dividida em duas partes: reserva estática e reserva operativa. A primeira delas está relacionada ao planejamento de médio e longo prazo, uma vez que aborda desde a necessidade de integração de novas fontes de geração até a necessidade de despachos de geração por questões energéticas. Esta reserva atende também erros quanto ao crescimento natural da carga, cuja previsão é geralmente anual, entre outras questões como a retirada de unidades geradoras para manutenção preventiva.

Já a reserva operativa apresenta um viés de curto e curtíssimo prazo (até poucas horas à frente), e está relacionada à necessidade de sincronizar montantes de geração para fazer frente a perdas de unidades geradoras em operação, erros na previsão da demanda e da geração (principalmente as intermitentes), além de dotar o sistema de capacidade para superar contingências simples significativas, atendendo ao critério N-1, de modo que a perda de um elemento não afete a operação normal do sistema, e não permitindo que a frequência do sistema viole limites aceitáveis, evitando assim interrupções ao fornecimento de energia.

A análise destas reservas, em alguns casos, utiliza metodologias determinísticas, o que ainda ocorre para algumas situações. Estas análises utilizam como premissa que, por exemplo, a geração sincronizada deve ser igual à demanda adicionada de um fator fixo, que pode ser um percentual da carga ou a potência igual à da maior máquina despachada no momento – este último utilizado nos “Procedimentos de Rede” [ONS17]. Tais premissas determinísticas, em geral, impõem ao sistema soluções menos econômicas e flexíveis.

Outra forma de abordar esta questão é a adoção de um conceito probabilístico. Tais métodos se mostram mais aderentes às características reais do sistema, uma vez que trabalham de forma melhor a quantidade de variáveis aleatórias do sistema, tais como os erros de previsão de geração, demanda, além das taxas de falhas de equipamento e outras incertezas [S09].

Para possibilitar uma melhor análise da reserva operativa de longo prazo, i.e., no âmbito do planejamento, incorporando a inserção cada vez maior de fontes intermitentes, novas metodologias para a realização desta avaliação são desenvolvidas. Em [SRS11], é apresentada uma avaliação dos requisitos de reserva operacional baseada em simulação Monte Carlo cronológica, representando os geradores hidráulicos, eólicos e térmicos em modelos de Markov de dois estados (disponível e falha). Tais análises observam a incorporação de grandes montantes de energia eólica em um sistema elétrico e suas consequências quanto ao dimensionamento da reserva, adotando em determinado momento a pior série histórica hidrológica e de vento.

Apesar de uma metodologia probabilística ser mais realística e apresentar menos limitações, nota-se ainda certa utilização de premissas e critérios determinísticos, talvez por serem mais facilmente entendidos e percebidos, além de serem de implantação mais fácil. Entretanto, algumas dificuldades nos processos determinísticos também foram reconhecidas ao longo do tempo, tais como a determinação de um “grau de confiabilidade”, para os casos em que haja mais de um cenário de falha (ou não atendimento), assim como determinar, entre dois ou mais cenários, qual apresenta uma melhor margem de segurança, por exemplo, conforme citado em [PB92]. Nestas situações, a utilização de processos determinísticos não é capaz, por exemplo, de fornecer o “sentimento de proximidade” de falha, nos casos de sucesso, ou a proximidade de sucesso, nos casos de falha. Decisões e ações tomadas utilizando critérios determinísticos (como o N-1, por exemplo) apresentam uma tendência de custos mais altos, uma vez que assumem que uma ocorrência (e.g., contingência de uma unidade geradora) vai ocorrer, ou seja, a probabilidade de ocorrência de determinado estado é igual a 1.

Uma metodologia sugerida como forma de melhorar as análises é utilizada em [S09], onde o “estado de sucesso” do sistema é subdividido em dois outros com a aplicação de um critério determinístico. O critério escolhido tem como objetivo determinar se o sistema está em um estado saudável ou em um estado marginal. Essa proposta consegue agregar uma maior sensibilidade a questões de quão próximo da fronteira “sucesso/falha” o sistema se encontra, por exemplo, dotando o analista de um sentimento sobre o sistema mais próximo da realidade, possibilitando que o mesmo tome decisões de forma preventiva, antecipando-se e possivelmente evitando situações que levariam o sistema ao estado de falha.

Como o propósito de qualquer modelo é aproximar a simulação cada vez mais das características reais dos sistemas analisados, diversos trabalhos vêm sendo desenvolvidos. Além dos

modelos em si, a busca de novos indicadores se faz necessária, possibilitando caracterizar e avaliar o sistema estudado de forma mais eficiente.

O desenvolvimento de ferramentas que permitam realizar análises do sistema passa por tratar, pelo menos, duas grandezas: carga e geração. A forma de representar a carga varia conforme a operação e o planejamento do sistema, e vem se tornando cada vez mais detalhada já que o próprio sistema vem incorporando cargas não lineares e novas fontes de geração intermitentes, aumentando a complexidade dos modelos. Quanto à carga, foram desenvolvidas formas de representação como a descrita em [ML04], onde se utiliza um modelo de Markov não agregado com níveis múltiplos, enquanto para o cálculo da *LOLF* (*Loss of Load Frequency* – frequência de perda de carga) é apresentado um processo chamado de “transição de estado um passo à frente”, que permite uma maior flexibilidade à simulação Monte Carlo não sequencial, aproximando-a das técnicas sequenciais.

Outros desenvolvimentos realizados envolvem metodologias probabilísticas para o cálculo de outros índices, como, por exemplo, índices de perda de carga, tais quais a *LOLE* (*Loss of Load Expectation* – expectativa de perda de carga) e a *EENS* (*Expected Energy Not Supplied* – Energia média não suprida) [BA96]. Em face da necessidade de se ter uma avaliação mais completa da geração, houve uma busca por mais indicadores, introduzindo o cálculo de índices de frequência e duração nas análises de sistemas.

Houve também uma evolução quanto aos métodos de cálculo de índices de sistemas específicos, tais como um sistema hidrotérmico, onde se destacam os efeitos da política de despacho, além da coordenação da geração hídrica e térmica, como observado em [LMC91]. Tal metodologia apresenta características que limitam seu uso, pois sua aplicação não é eficiente para sistemas cujos problemas elétricos e energéticos não podem ser desacoplados.

A presença crescente de fontes de geração eólica levantou a necessidade de se desenvolverem métodos de representação que incorporem suas características e limitações, possibilitando realizar os mais diversos estudos sobre os impactos das fontes eólicas no sistema elétrico. A modelagem da geração eólica passa pela necessidade de representar o comportamento do vento, uma fonte primária de energia que não pode ser armazenada, o que impede o “controle” do seu uso. Como a energia produzida por um aerogerador é diretamente proporcional ao cubo da velocidade do vento [GU83], e este fator é o que tem maior peso no montante de energia gerada, e, portanto, é a principal característica a ser modelada em estudos de geração eólica.

Em [LBF06], é apresentado um modelo de representação que combina modelos de vento e de aerogeradores a um histórico de vento real, possibilitando assim a realização de análises quanto às características físicas dos parques eólicos, taxas de falha e reparo etc., reproduzindo dessa forma o comportamento dos fatores considerados.

De forma geral, a representação da geração eólica passa por duas etapas, conforme observado em [LBF06]. O primeiro passo é representar o estado operativo dos aerogeradores, enquanto o segundo consiste na modelagem do comportamento do vento. Para as unidades geradoras eólicas, é construído um modelo de Markov de dois estados, sendo estes em operação e fora de operação. Já o comportamento do vento pode ser modelado como um processo de Markov de múltiplos estágios, usando o método de agrupamento k-médias, conforme [CA96].

A depender do estudo a ser realizado, algumas características dos ventos podem não ser bem representadas por modelos de Markov [THVD15], uma vez que o comportamento do vento é contínuo. A necessidade de considerar a característica temporal do vento indica que o mesmo pode ser modelado de forma cronológica, seguindo o comportamento de uma série de vento ao longo do período analisado. Ainda em [THVD15], é apresentada uma forma de representação do vento baseada no método chamado de “nest Markov chain”, que incrementa a função de autocorrelação para séries geradas de forma artificial, por exemplo.

A característica de dependência do tempo é também apresentada em [SFS10], onde uma nova metodologia de análise dos índices de um sistema elétrico é proposta. Esta metodologia, baseada em simulação Monte Carlo quase sequencial, utiliza modelos de Markov não agregados, de forma a representar os estados dos geradores e a demanda. Essa metodologia apresenta a capacidade de tratar a carga de forma cronológica, além de poder ser utilizada para analisar grandezas que tem uma dependência com o tempo, tais como a geração hidráulica, além de apresentar uma velocidade computacional maior quando comparado com a SMC sequencial, podendo ter seu algoritmo construído a partir daquele utilizado para a SMC não sequencial.

Um dos desenvolvimentos necessários é quanto aos métodos de análise de capacidade de fonte intermitentes, como a eólica, para o atendimento à demanda, principalmente em horários de ponta. Conforme [WG14], percebe-se que ainda não existe um método único aceito pelos setores elétricos de diversos países, nem quanto ao método de cálculo para o valor da velocidade do vento, nem quanto às condições dos dados necessários para tal. Em [KTB12], uma forma de modelar o vento é apresentada, resultando numa série horária, a partir do histórico de

medições. O modelo utiliza média móvel autorregressiva de forma a estimar a velocidade do vento, que, associada à curva potência-vento do aerogerador, fornece uma distribuição probabilística condicional para a potência a ser produzida pelo aerogerador.

Além de analisar a geração, a incorporação do sistema de transmissão nas análises para a obtenção dos índices de desempenho se mostra bastante importante em face da influência das linhas de transmissão no escoamento da energia produzida. Em [CRS12], é realizada uma análise acerca do carregamento das linhas de transmissão de um sistema elétrico através de um fluxo DC. Desta forma, é possível avaliar as linhas sobrecarregadas que limitam a injeção de toda a geração eólica disponível, indicando possíveis *retrofits* a serem realizados, de forma a aumentar a capacidade dessas linhas. Utiliza-se a simulação Monte Carlo sequencial, em função da sua característica de reproduzir melhor o ciclo de falha, além de incorporar todos os eventos de forma cronológica, havendo a necessidade de utilização de técnica de redução da variância através de métodos de entropia cruzada. Os estados dos disjuntores e linhas são representados por modelos de Markov. Entre as análises, destaca-se ainda a influência dos cortes de geração eólica a partir das ocorrências mais frequentes, resultando num algoritmo capaz de observar e estimar índices de desempenho para caracterizar quedas de geração eólica.

Abordando a capacidade da geração aliada à capacidade da transmissão, [SFF14] mostra uma forma de obtenção dos índices considerando grande presença de geração renovável intermitente. A abordagem realizada utiliza simulação de Monte Carlo quase sequencial combinada com conceitos de entropia cruzada de forma a diminuir a variância dos índices de desempenho calculados, modificando os dados de falha originais tanto para a geração quanto para a transmissão, aumentando o peso para o sorteio por SMC dos estados de falha mais significativos. A utilização dos estados de Markov é adotada para a representação dos estados dos geradores, assim como da carga. Este método apresenta as vantagens próprias dos algoritmos baseados em simulação de Monte Carlo, diminuindo, entretanto, seu custo computacional.

Já em [BW07], é realizada uma abordagem baseada em simulação de Monte Carlo sequencial para analisar a necessidade de reforço da transmissão em decorrência da entrada significativa de geração eólica, principalmente se o sistema elétrico analisado apresentar baixa potência de curto circuito. É feita uma avaliação do reforço de novas linhas ao sistema analisado, além de realizar uma análise de custos entre algumas opções propostas, buscando aquela que agregue menor custo e maior confiabilidade possível, auxiliando assim o planejamento do sistema,

tendo em vista a integração de mais geração eólica. Contudo, o custo computacional é elevado e a utilização de computadores de múltiplos processadores é requerida.

Outro estudo realizado, apresentado em [WS08], aborda processos desenvolvidos para a identificação dos estados mais importantes em um sistema analisado, baseados em um algoritmo específico de PIS (*population-based intelligent search*), onde diferentemente da SMC, apenas os estados de falha são utilizados para estimar os índices de desempenho, de forma a acelerar a simulação no cálculo dos índices de desempenho. Dentre as diferenças entre as técnicas de SMC e PIS, pode-se citar que o mecanismo de amostras, onde na SMC todos os estados são analisados, disponibilidade e falha. Entretanto, os estados de falha são, normalmente, menos frequentes, o que implica numa probabilidade menor para os estados de falha, enquanto o PIS utiliza os estados de falha para a realização da simulação. Esta ferramenta se mostra importante em sistemas com representações complexas haja vista a existência de um grande número de estados de falhas possíveis, o que demanda um tempo maior de simulação para a convergência do programa. Outra característica é que, quanto maior for a confiabilidade do sistema, a utilização de SMC abordará com menor frequência os estados de falha.

Atualmente, o critério adotado pelo setor elétrico brasileiro para as análises de confiabilidade do sistema é determinístico, utilizando o conceito N-1, onde o sistema deve ser capaz de manter seus índices de segurança com a perda de um elemento. Entretanto, uma abordagem proposta em [HB09] e [SMS04] apresenta uma forma de aproximação entre a abordagem determinística e probabilística, e passa pela modelagem de bem-estar do sistema em três níveis, sendo dois de sucesso e um de falha. Neste caso, um dos estados de sucesso seria uma transição entre o estado de sucesso pleno e o estado de falha. Essas análises utilizam a simulação Monte Carlo sequencial e avaliam os índices de desempenho do sistema, com diferentes cenários de geração eólica [HB09]. Desta forma, pode-se avaliar o estado do sistema quando do incremento de geração eólica, possibilitando estimar os diferentes índices para cada patamar de geração eólica. Assim, avalia-se a influência desta geração no sistema, observando que, até determinado nível de penetração de geração, quanto mais geração eólica estiver presente, melhor os índices, até determinado nível de presença desta geração. Já em [SMS04], é realizada análise para cenários de geração eólica, considerando as demais gerações.

Em [BGK10], é também apresentada uma análise que envolve conceitos determinísticos e probabilísticos, onde se compara os resultados ao se aplicar tais técnicas, e suas características

quanto aos valores estimados. Neste caso, a adoção da abordagem determinística, probabilística e uma determinística-probabilística demandam um critério determinístico e um critério probabilístico. Avaliam-se os efeitos da inserção de um parque eólico no sistema através das três metodologias e percebem-se as características de uma abordagem apenas determinística, apenas probabilística, ou de uma junção destas. A depender das análises e dos critérios adotados, quaisquer dos métodos podem ser aplicados no planejamento elétrico.

1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Este trabalho apresenta uma abordagem probabilística para a avaliação do desempenho da geração eólica em operação comercial no Nordeste do Brasil no terceiro trimestre de 2015, e uma análise da configuração dos parques eólicos quanto à capacidade de transformação para sua conexão ao SIN. Avaliam-se, para cada conjunto eólico, os riscos de ultrapassagem e os montantes esperados de energia eólica desperdiçada anualmente, em decorrência da superação da capacidade de atual de transformação disponível. A dissertação possui seis capítulos, brevemente descritos a seguir.

Este capítulo apresentou a motivação pela escolha do tema, assim como situou o crescimento da presença da geração eólica no Brasil, além de mostrar alguns aspectos globais. Foi abordada, ainda, uma evolução dos conceitos e metodologias, além de aplicações utilizadas na busca por índices de confiabilidade mais próximos da realidade.

O Capítulo 2 destina-se à apresentação da avaliação da capacidade estática de sistemas de geração, abordando conceitos básicos sobre os índices calculados nesta dissertação e os modelos dos geradores e da carga. Abordam-se ainda as formas de modelagem do sistema, enfatizando suas características e os motivos da escolha do método para a realização deste trabalho.

No Capítulo 3, é avaliada a situação do sistema elétrico da Região Nordeste nos anos de 2014 e 2015, evidenciando a geração eólica através de comparações com a geração hidráulica e a térmica, bem como sua participação no atendimento à demanda. São realizadas análises anuais e diárias para ilustrar o comportamento destas grandezas no sistema em questão.

O Capítulo 4 descreve os modelos dos geradores, carga e séries de ventos, apresenta os índices de confiabilidade, e propõe uma metodologia probabilística baseada em simulação Monte

Carlo não sequencial para avaliar o desempenho dos parques eólicos, considerando o efeito das limitações dos transformadores de conexão à rede de transmissão.

O Capítulo 5 apresenta e discute os resultados obtidos com a aplicação dos programas computacionais desenvolvidos neste trabalho, e, finalmente, o Capítulo 6 apresenta as principais conclusões e algumas sugestões para desenvolvimentos futuros.

CAPÍTULO 2

AVALIAÇÃO DA CAPACIDADE ESTÁTICA DE SISTEMAS DE GERAÇÃO

2.1. INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta os modelos dos geradores e da carga, e as expressões para cálculo dos índices tradicionais de avaliação de confiabilidade. Apresenta-se também uma discussão sobre a modelagem utilizada no desenvolvimento do algoritmo proposto, destacando-se suas principais características, vantagens e desvantagens em relação aos outros métodos existentes.

2.2. CONCEITOS BÁSICOS

O sistema elétrico, assim como qualquer sistema construído pelo homem, apresenta algumas características, e uma das mais importantes é o grau de confiabilidade. Em um sistema elétrico, deve-se considerar a capacidade de atender à demanda em todos os períodos, i.e., geração, transmissão e distribuição devem ser suficientes para o atendimento à carga, fazendo frente às suas variações naturais e às situações de contingência que podem surgir.

Existem ainda outros fatores que afetam a confiabilidade de um sistema elétrico, tais como a manutenção de algumas grandezas elétricas em faixas ou patamares predeterminados, como tensão, carregamento de equipamentos, controle de frequência, qualidade de energia, etc.

Outro aspecto adotado para sistemas elétricos é quanto ao nível de segurança. Este nível também faz parte, de forma global, da confiabilidade do sistema. No Brasil, por exemplo, é adotado o nível de N-1 (determinístico), onde o sistema deve ser capaz de suportar a perda de qualquer elemento, sem que haja a excursão de grandezas como tensão, corrente e frequência, além do intervalo admissível.

Para atender a tais requisitos, os órgãos responsáveis pelo planejamento e operação do sistema elétrico devem desenvolver planos de ampliação e reforços, além de estratégias operacionais que possibilitem que uma determinada contingência, ou outro distúrbio, por exemplo, não afete o sistema de forma significativa, ao ponto de desviá-lo dos níveis satisfatórios determinados, dotando o sistema, assim, de uma maior confiabilidade, medida por diversos índices.

As análises de confiabilidade podem ser desenvolvidas de forma determinística ou probabilística. As técnicas mais utilizadas atualmente ainda são determinísticas, embora já haja discussões sobre a necessidade de adoção de processos probabilísticos que possam reproduzir, de forma mais apropriada, o comportamento estocástico que alguns fatores apresentam, e que influenciam a confiabilidade do sistema elétrico. O sistema elétrico pode ser dividido em três áreas funcionais: geração, transmissão e distribuição, tanto para a operação quanto para o planejamento. Entretanto, de forma a facilitar a execução dos estudos de confiabilidade, o sistema pode ser representado através de quatro níveis hierárquicos conforme mostra a Figura 2.1.



Figura 2.1: Níveis hierárquicos para análises de confiabilidade.

O Nível Hierárquico 0 (NH0) aborda a disponibilidade das fontes primárias [SN95] de energia. No Nível Hierárquico 1 (NH1), faz-se a avaliação de confiabilidade do sistema de geração, considerando a rede de transmissão 100% confiável e sem limitações de capacidade. O Nível Hierárquico 2 (NH2) engloba a avaliação da confiabilidade de um sistema composto

por geração e transmissão, e, finalmente, no Nível Hierárquico 3 (NH3), avalia-se confiabilidade de um sistema com geração, transmissão e distribuição.

As análises no NH0 são realizadas de forma a verificar a disponibilidade da energia primária para a produção de eletricidade, isto é, a disponibilidade de irradiação para a geração solar, e de vento para a geração eólica, por exemplo. Esta análise é a mais básica, pois define a disponibilidade do “combustível” para a geração de energia elétrica, e se mostra mais importante quando se trata de gerações intermitentes, i.e., para fontes onde a possibilidade de guardar energia primária é pequena ou inexistente, como o caso da fonte eólica.

Quando as análises são realizadas no NH1, estuda-se a confiabilidade da geração, modelando-se, de forma simplificada, toda a geração e carga do sistema conectadas à mesma barra. Desta forma, ignoram-se as limitações e falhas das redes de transmissão e distribuição. Neste caso, o problema pode ser resumido em se determinar a habilidade do sistema em suprir à demanda, considerando-se as variações naturais da carga, além da ocorrência de eventos aleatórios que afetem a capacidade disponível da geração. Neste trabalho, esse evento corresponde ao comportamento intermitente do vento, que é fonte de energia primária dos aerogeradores.

Nas análises do NH2, é realizada uma avaliação de confiabilidade para sistemas formados por geração e transmissão, onde são considerados os efeitos de falha da geração, transmissão e ambas. Essas análises se mostram mais trabalhosas que as do NH1, uma vez que se faz necessária a inclusão da modelagem da rede de transmissão, aumentando significativamente o número de variáveis tratadas, além da maior complexidade de avaliar o desempenho de estados do sistema, o que demanda a aplicação de algoritmos de análise de fluxo de potência e otimização para despacho ótimo, alívio de sobrecargas, minimização de cortes de carga, etc.

Os estudos de confiabilidade para o NH3 se mostram ainda mais trabalhosos, pois é inserida também a rede de distribuição, normalmente mais complexa que a rede de transmissão. Assim, ocorre um aumento muito grande no número de variáveis aleatórias que devem ser analisadas, o que resulta em um problema de difícil solução e que exige um grande esforço computacional. Por esta razão, os estudos de confiabilidade dos sistemas elétricos de distribuição ocorrem separadamente das análises de sistemas puros de geração ou sistemas compostos de geração e transmissão.

As unidades geradoras consideradas neste estudo são os aerogeradores localizados na Região Nordeste do Brasil, representados por um modelo de Markov com dois estados [BA92]. Nesta modelagem, os estados possíveis para um gerador são: disponível e avariado (em reparo).

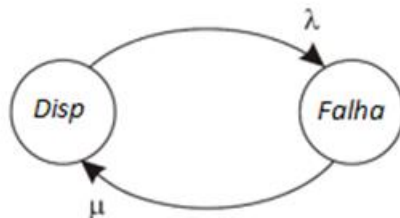


Figura 2.2: Modelo de Markov com dois estados representando um aerogerador.

A Figura 2.2 apresenta essa modelagem, onde o estado “*Disp*” significa que o aerogerador está disponível, enquanto o estado “*Falha*” implica que ele está avariado ou fora de operação, passando por um reparo, após a qual, o mesmo poderá ser novamente posto em operação.

A mudança de estado é modelada pelas taxas de falha e reparo, representadas por λ e μ , respectivamente. A taxa de falha é calculada como razão entre o número de vezes que o aerogerador falhou e o tempo total durante o qual o mesmo permaneceu em operação. De forma análoga, a taxa de reparo é dada pela razão entre o número de reparos executados no aerogerador e o tempo durante o qual este permaneceu em reparo. As taxas têm dimensão de número de ocorrências por unidade de tempo, sendo expressas em falhas/ano e reparos/ano.

Conhecendo-se as taxas de falha e reparo, e admitindo que as mesmas sejam constantes, determinam-se as probabilidades limites dos estados operacionais, a frequência de entrada e saída e o tempo médio de permanência nos mesmos. Para o modelo adotado, tais probabilidades são determinadas por (2.1) e (2.2), e são normalmente referidas como: disponibilidade (P_{Disp}) e indisponibilidade (P_{Falha}). Assim:

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

$$P_{Falha} = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \quad (2.2)$$

Note que a soma das probabilidades dos estados vale 1 pois é possível que o aerogerador esteja em apenas um dos estados por vez.

É possível ainda, representar grupos de aerogeradores através de um único modelo de Markov com múltiplos estados [S09], onde os estados intermediários entre a capacidade nula (todos os geradores avariados) e a máxima (com todos os geradores disponíveis) são representados, e suas probabilidades calculadas adequadamente para cada possível situação.

A análise de confiabilidade ao NH1 segue basicamente três passos:

- a) Desenvolvimento do modelo de capacidade, que reproduza as características dos geradores do sistema;
- b) Desenvolvimento do modelo da demanda (carga) do sistema;
- c) Modelagem do risco do sistema, combinando os modelos da geração e da carga.

As análises dos níveis de confiabilidade de um sistema são expressas por índices que quantificam as características mais importantes quanto ao estabelecimento de padrões de confiabilidade do sistema.

Em face do elevado número de aerogeradores no sistema elétrico, e principalmente quando tal fonte cresce de forma consistente no mercado brasileiro, houve a necessidade de definir determinadas grandezas de número de aerogeradores, a depender da forma de abordagem que seja necessária e da configuração dos mesmos.

Um parque eólico no Brasil, por força de legislação para incentivos fiscais, tem o máximo de 30 MW de capacidade instalada. Logo, um empreendimento, que pertence ao mesmo proprietário e tem potência instalada de 90 MW, deve ser dividido em três empreendimentos de 30 MW. Cada empreendimento deste é considerado um parque eólico. Com isso, é comum que alguns parques compartilhem linhas de transmissão e transformadores para conexão à Rede Básica, uma vez que o projeto técnico do empreendimento não leva em consideração o “fatiamento” realizado na esfera fiscal/comercial.

Quando diversos parques se conectam à mesma subestação, sendo tais parques sendo de proprietários distintos ou não, é formado, a critério do ONS, um conjunto eólico. O conceito de conjunto eólico visa uma maior facilidade operacional, já que a geração de qualquer um dos parques pertencentes àquele conjunto tem a mesma influência sobre o sistema elétrico.

Um parque eólico típico do Brasil é formado por 10 a 15 aerogeradores, onde cada aerogerador tem uma potência de 2 a 3 MW. A própria representação do parque agrega aerogeradores para formar aerogeradores equivalentes e reduzir o número de turbinas presentes em um parque eólico, assim como em um conjunto eólico, uma vez que a representação de cada aerogerador passa a ser bastante complexa, tanto para a operação, quanto para o desenvolvimento de estudos. Assim, para simplificar a representação dos aerogeradores nas simulações numéricas, os equipamentos similares são agrupados e modelados como uma unidade equivalente.

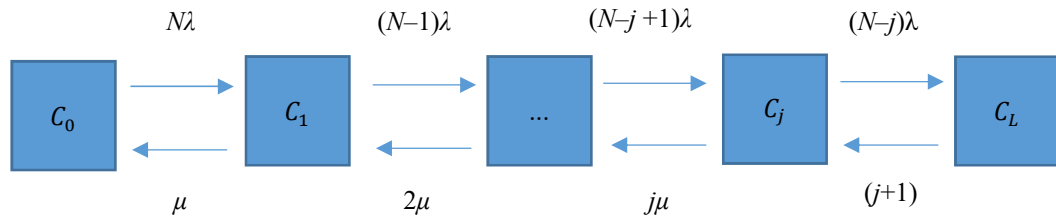


Figura 2.3: Modelo de Markov com múltiplos estados.

De acordo com [S09], as unidades equivalentes são representadas por um modelo de Markov com múltiplos estados, conforme Figura 2.3. Apresentam-se para cada unidade equivalente os valores de taxa de falha, taxa de reparo e a potência individual de cada estado.

Na Figura 2.3, C_j indica a capacidade disponível (em MW) associada ao estado j da unidade equivalente, e N indica o número de unidades que formam a unidade equivalente. A capacidade disponível em cada estado j da unidade equivalente pode ser calculada por

$$C_j = (N - j) \times P_n \quad (2.3)$$

onde $j = 0, 1, 2, 3, \dots, N$ e P_n apresenta a potência nominal de cada aerogerador em MW.

O cálculo da probabilidade associada a cada um dos estados possíveis para cada unidade equivalente é realizado por meio da distribuição binomial [BA92], apresentada por (2.4).

$$P_j = C_j^N \times q^j \times (1 - q)^{N-j}, \text{ para } j = 0, 1, 2, 3, \dots, N \quad (2.4)$$

onde q é a indisponibilidade de um aerogerador.

2.3. MODELAGEM DO SISTEMA

Duas vertentes compreendem as técnicas que existem para a realização de estudos de confiabilidade para sistemas de geração, sendo a primeira a analítica [BA96], e a segunda, baseada em simulação estocástica [BL94], [RK08]. As metodologias classificadas como analíticas geralmente adotam uma representação dos sistemas através de espaço de estados, enquanto as de simulação podem adotar tanto a representação por espaço de estados, quanto a cronológica.

2.3.1. Representação por Espaço de Estados

A representação por espaços de estados modela o sistema através de seus estados possíveis e taxas de transição entre os mesmos. Cada estado do sistema analisado indica a condição operativa em que se encontra cada um de seus componentes. No caso particular deste trabalho, os estados do sistema indicarão a condição (disponível ou indisponível) de cada gerador, o nível da carga, e as velocidades dos ventos em cada região do parque de geração.

De acordo com [S09], o estado de um sistema composto por m componentes pode ser representado matematicamente como um vetor X com m elementos, onde $X = (x_1, x_2, \dots, x_m)$, e x_i representa o estado do componente i , que é associado a uma probabilidade de ocorrência $p(x_i)$. O conjunto de todos os estados X forma S , i.e., o espaço de estados do sistema.

Cada estado é analisado por meio de funções-testes, definidas por $F(X)$. As funções-testes verificam se a configuração do parque gerador é capaz de atender à demanda. Se, por exemplo, $F(X)$ for uma função que quantifique o montante de carga que não será atendido para aliviar uma restrição na geração, então X constitui um estado de falha, se $F(X) > 0$. Se, por outro lado, não houver necessidade de corte de carga para aliviar a geração, o estado X será tido como um estado de sucesso, e, conseqüentemente, $F(X) = 0$.

As funções-testes permitem calcular os índices de confiabilidade, que representam o valor esperado das mesmas, conforme:

$$E(F) = \sum_{X \in S} F(X)p(X). \quad (2.5)$$

Os índices de desempenho são calculados a partir de (2.5), selecionando-se, para isso, funções-testes adequadas, como será visto posteriormente.

2.3.1.1. Enumeração de Estados

O método de enumeração de estados analisa todos os estados do sistema, realizando as combinações possíveis. Por causa disso, este método pode implicar um grande esforço computacional, a depender do tamanho do sistema. Esta característica se deve ao fato de que o número de estados cresce exponencialmente com o número de componentes pertencentes ao sistema. Para um sistema com m componentes e cada componente com n estados possíveis (modelo de Markov a n estados), o sistema em questão apresentará n^m estados possíveis.

Uma forma de fazer frente ao grande número de estados associados a um sistema é a utilização de técnicas de convolução [GR12]. A aplicação desta técnica consiste em se utilizar uma combinação de elementos para realizar as análises necessárias, substituindo a representação individual do elemento. Obtêm-se, assim, modelos de carga, capacidade e risco, através da combinação dos elementos do sistema. Para a capacidade da geração, a técnica de convolução combina as unidades geradoras, uma a uma, de forma a se obter uma geradora equivalente. Toda unidade de geração (individuais e equivalentes) é representada em relação aos seus estados de capacidade, e das probabilidades e frequências incrementais associadas aos estados.

Depois de se obter os modelos de geração e de carga, o próximo passo passa a ser construção do modelo de reserva do sistema, através da combinação dos dois modelos anteriores. A reserva é definida como a diferença entre a capacidade de geração disponível e a demanda.

Finalmente, após a construção do modelo de reserva, a partir dos modelos de geração e demanda, é possível se calcular os índices de confiabilidade tradicionais, analisando-se os estados de capacidade do modelo de reserva. Os índices de confiabilidade de sistemas de geração mais comumente utilizados são:

- *LOLP* – *Loss of Load Probability* (probabilidade de perda de carga);
- *LOLE* – *Loss of Load Expectation* (expectativa de perda de carga);
- *EPNS* – *Expected Power Not Supplied* (valor esperado da potência não suprida);
- *EENS* – *Expected Energy Not Supplied* (valor esperado da energia não suprida);
- *LOLF* – *Loss of Load Frequency* (frequência média de perda de carga);
- *LOLD* – *Loss of Load Duration* (duração média da perda de carga);
- *LOLC* – *Loss of Load Cost* (custo esperado da perda de carga).

Outros índices podem ser calculados, de acordo com os objetivos das análises que estão sendo realizadas. Foram realizados vários trabalhos de forma a aumentar a eficiência do método de enumeração de estados, como, por exemplo, a adoção de *rankings* de contingências, superposição de contingências distantes eletricamente etc. [LLS12].

A enumeração de estados se mostra muito atrativa conceitualmente, uma vez que pode ser vista como uma extensão direta das análises de contingência, como o critério N-1 (determinístico), utilizado massivamente pelos diversos agentes do setor elétrico. Entretanto, como visto, tal metodologia apresenta limitações no que tange a avaliação de confiabilidade composta para sistemas de porte mais significativo.

2.3.1.2. Simulação Monte Carlo Não Sequencial

Outra ferramenta bastante utilizada para os estudos de avaliação de confiabilidade de sistemas elétricos é a simulação Monte Carlo não sequencial [RK08]. Este método permite que se analise o sistema desde que a evolução temporal dos estados de alguns dos seus elementos possa ser desconsiderada sem comprometer a qualidade dos resultados obtidos.

Na simulação Monte Carlo não sequencial, a seleção de estados do sistema é feita de forma aleatória, sem atenção à ordem cronológica de ocorrência dos eventos. A seleção é feita tomando como base as distribuições de probabilidade dos componentes. Tais distribuições são acessadas por representações markovianas, como visto na Figura 2.2 para um aerogerador.

Neste caso, a probabilidade do estado de falha (i.e., indisponibilidade, P_{Falha}) e a probabilidade do estado de funcionamento (i.e., disponibilidade, P_{Disp}) são conhecidas. Cada aerogerador terá seu estado determinado por um número aleatório $U_{0,1}$, com distribuição uniforme entre 0 e 1. Obter $U_{0,1} \leq P_{Falha}$ significa que o aerogerador i estará em falha, e, caso contrário, o mesmo se encontrará em operação, já que o aerogerador apresenta apenas dois estados. Deste modo, determinam-se os estados de todos os componentes, e, por consequência, o estado do sistema, ao se encontrar o vetor X , a sua probabilidade $P(X)$, e as funções-testes $F(X)$.

De acordo com [S09], ao se repetir este processo um grande número (N_S) de vezes, pode-se estimar o valor esperado da função-teste $F(X)$ como a média dos valores calculados para cada estado X^k amostrado durante a simulação, por:

$$E(F) \approx \tilde{E}(F) = \frac{1}{N_S} \sum_{k=1}^{NS} F(X^k). \quad (2.6)$$

Como $F(X)$ é uma variável aleatória, sua média amostral também é uma variável aleatória, cuja variância é expressa por:

$$V[\tilde{E}(F)] = \frac{V(F)}{N_S}. \quad (2.7)$$

onde $V(F)$ é a variância amostral da função-teste $F(X)$ obtida nas N_S simulações.

Note que (2.7) corrobora com a ideia intuitiva que quão maior precisão desejada, maior deve ser o número de amostras analisadas. O grau de incerteza deste processo é comumente representado pelo coeficiente de variação β , expresso em (2.8). Normalmente, se utiliza o coeficiente β como uma forma de verificar se o processo de simulação está convergindo.

$$\beta = \frac{\sqrt{V[\tilde{E}(F)]}}{\tilde{E}(F)} \times 100\%. \quad (2.8)$$

Valores comuns utilizados são: $\beta = 5\%$ e $\beta = 1\%$.

As funções-testes para os índices *LOLP*, *EPNS* e para *LOLF* são as seguintes:

$$F_{LOLP}(X^k) = \begin{cases} 0, & \text{se } X^k \text{ é um estado de sucesso} \\ 1, & \text{se } X^k \text{ é um estado de falha} \end{cases} \quad (2.9)$$

$$F_{EPNS}(X^k) = \begin{cases} 0, & \text{se } X^k \text{ é um estado de sucesso} \\ \Delta P_k, & \text{se } X^k \text{ é um estado de falha} \end{cases} \quad (2.10)$$

$$F_{LOLF}(X^k) = \begin{cases} 0, & \text{se } X^k \text{ é um estado de sucesso} \\ \Delta \lambda_k, & \text{se } X^k \text{ é um estado de falha} \end{cases} \quad (2.11)$$

onde ΔP_k representa o montante de corte de carga ocorrido no estado X^k e $\Delta \lambda_k$ é a soma das taxas de transição entre o estado de falha X^k e os estados de sucesso que podem ser alcançados a partir do mesmo com apenas uma transição.

Os índices *LOLE* e *EENS* são calculados a partir dos índices *LOLP* e *EPNS* respectivamente, enquanto o índice *LOLD* pode ser calculado a partir dos índices *LOLP* e *LOLF*, como:

$$LOLE = LOLP \times 8760 \quad (2.12)$$

$$EENS = EPNS \times 8760 \quad (2.13)$$

$$LOLD = \frac{LOLP}{LOLF} \quad (2.14)$$

onde 8760 representa o número de horas em um ano.

Um algoritmo possível de ser implantado para realizar a simulação Monte Carlo não sequencial é apresentado a seguir:

- 1) Fazer o número de sorteios $N_S = 0$;
- 2) Sortear um vetor X^k a partir da distribuição de probabilidade de cada componente do sistema e atualizar N_S ;
- 3) Calcular $F(X^k)$ para o vetor amostrado;
- 4) Calcular a média amostral de $F(X)$;
- 5) Calcular a incerteza relativa através do coeficiente de variação β ;
- 6) Se for β menor que a tolerância especificada, *parar*, senão, *retornar* ao Passo (2).

A simulação não sequencial tem como vantagem a não correlação entre o número de amostras N_S necessário para estimar o índice desejado e o número de estados que o sistema pode apresentar. Entre as limitações da simulação Monte Carlo não sequencial, pode-se citar a dependência do esforço computacional com a precisão desejada, além da impossibilidade de se representar comportamentos dependentes do tempo de alguns elementos do sistema analisado, i.e., estado cuja ordem cronológica seja importante considerar. Entretanto, vários aprimoramentos à simulação Monte Carlo não sequencial têm ocorrido de forma a possibilitar a consideração de alguns aspectos cronológicos [ML04].

2.3.2. Representação Cronológica

A representação cronológica tem como principal característica a consideração de aspectos sequenciais associados a alguns elementos do sistema elétrico. Em certas análises, é possível desprezar o efeito cronológico caso a dependência temporal dos estados dos componentes seja pequena, podendo ser desconsiderado sem provocar perdas na precisão dos índices. Como já visto, tais casos podem ser analisados com a representação de espaço de estados.

Entretanto, alguns aspectos devem ser representados de forma cronológica quando este fator é significativo e não pode ser desprezado. Consequentemente, representações que levem em consideração a questão temporal de estados dos elementos devem ser adotadas, e, em tais casos, os índices de confiabilidade são analisados por representação cronológica.

Ainda segundo [S09], os passos utilizados em avaliações com representação cronológica, são similares àqueles utilizados para a avaliação de confiabilidade através da representação por espaço de estados, uma vez que as diferenças residem na forma como os estados são selecionados. Este fato implica em conceitos diferentes para o cálculo dos índices. Devido à análise sequencial, a avaliação dos índices de confiabilidade é equivalente ao cálculo de:

$$E(F) = \frac{1}{T} \int_0^T F(t) dt \quad (2.15)$$

onde T é o período da simulação e $F(t)$ é a função-teste apropriada que verifica em qualquer instante t se o estado do sistema é adequado (sucesso) ou não (falha). Se o índice *LOLP* for tomado como exemplo, $F(t) = 1$ se o estado do sistema, no instante t , for de falha. Caso contrário, tem-se $F(t) = 0$.

Na representação cronológica, dois estados consecutivos vão diferir um do outro pelo estado de apenas um componente, o que resulta em maior esforço computacional se comparado ao aplicado para técnicas de representação por espaço de estados. E quanto mais complexo for o sistema, mais agravante essa característica se torna, como no caso de análises de sistema geração-transmissão [PB92], por exemplo.

Como visto, a representação cronológica tem como característica a possibilidade de reprodução de aspectos temporais tais como diferentes padrões cronológicos de demanda, a operação de reservatórios, o acúmulo de energia em equipamentos como baterias, e demais aspectos dependentes do tempo. Entre as metodologias que utilizam a representação cronológica, têm-se a simulação Monte Carlo sequencial [SB95] e a simulação Monte Carlo pseudo-sequencial [LMMB00].

A simulação de Monte Carlo sequencial se apresenta como uma ferramenta capaz de representar diversos aspectos temporais presentes num sistema, tais como os tempos de partida das unidades geradoras, o comportamento das cargas, etc., sendo assim utilizada para reproduzir a

cronologia de operação de um sistema elétrico. Desta forma, esta simulação é a mais indicada para analisar os sistemas em que a reprodução cronológica dos eventos é fundamental para obtenção correta dos índices de confiabilidade, resultando numa análise mais precisa.

Na simulação Monte Carlo sequencial, o valor de $E(F)$ é estimado, conforme [S09] por:

$$E(F) \approx \tilde{E}(F) = \frac{1}{N_Y} \sum_{k=1}^{N_Y} F(Y_k) \quad (2.16)$$

onde N_Y representa o número anos (intervalo de tempo escolhido) simulados, Y_k representa a série sintética do sistema no ano analisado e $F(Y_k)$ representa a função que estima os índices de confiabilidade para o ano k .

O algoritmo para a aplicação da simulação Monte Carlo sequencial é descrito conforme o seguinte passo a passo:

- 1) Gerar uma série sintética anual Y_k dos estados do sistema aplicando sequencialmente os modelos estocásticos de falha e reparo dos equipamentos, e considerando o modelo cronológico da demanda;
- 2) Analisar cronologicamente cada estado x da sequência gerada, acumulando os resultados;
- 3) Calcular $F(Y_k)$ dos valores acumulados no passo anterior;
- 4) Estimar o valor esperado dos índices anuais como a média dos resultados encontrados nas sequências Y_k simuladas;
- 5) Calcular o coeficiente de variação β da estimativa desejada. Se o valor obtido for aceitável, i.e., menor que a tolerância desejada, *parar*. Caso contrário, *retornar* ao Passo 1.

A avaliação dos índices *LOLE* e *EENS* é realizada ao se fazer a função teste $F(Y_k)$ igual à duração total dos estados que apresentam corte de carga, e ao montante de energia não suprida durante a série sintética anual, respectivamente. Já os índices *LOLP* e *EPNS* são calculados ao se dividir os valores de *LOLE* e *EENS* pelo período de análise. O índice *LOLF* é calculado fazendo $F(Y_k)$ equivalente ao número total de falhas observadas na série sintética, enquanto a *LOLD* é a razão entre *LOLE* e a *LOLF*.

2.4. COMENTÁRIOS FINAIS

A depender do sistema elétrico em análise e dos índices de interesse da pesquisa, alguns métodos de simulação podem ser preferidos, por retratarem de forma mais fidedigna os indicadores para determinada análise. Como em qualquer simulação, deve-se modelar o comportamento do sistema analisado da melhor forma possível, além de utilizar ferramentas de simulação que sejam adequadas, levando em consideração o esforço computacional necessário.

Algumas diferenças básicas existem em relação às simulações abordadas neste trabalho, sendo a principal o fato de se considerar ou não os efeitos cronológicos de determinada grandeza. No caso em questão, o comportamento da carga deve ser cronológico para alguns estudos, o que implica na utilização de uma simulação que leve tais características em consideração.

A simulação Monte Carlo sequencial se mostra como a mais eficiente para o cálculo de alguns índices, tais como a *LOLF*, pois o comportamento cronológico da carga se mostra importante a ser considerado. Esta eficiência é medida pela melhor aproximação dos valores calculados para tal índice. Entretanto, o esforço computacional exigido para que o mesmo seja calculado pode dificultar sua simulação em estudos de sistemas mais complexos.

Desta forma, algumas técnicas foram desenvolvidas visando dotar uma simulação com as vantagens computacionais de uma simulação Monte Carlo não sequencial que considerasse alguma característica cronológica, como, por exemplo, a carga variante no tempo.

Uma evolução foi a concepção de uma simulação pseudo-sequencial, que congrega a flexibilidade e a precisão da simulação Monte Carlo sequencial, porém sem conseguir reproduzir a velocidade de processamento da simulação não sequencial [ML04]. Outro método proposto é a simulação Monte Carlo pseudo-cronológica, que conseguiu reproduzir o efeito computacional da simulação não sequencial e a característica cronológica da carga da simulação sequencial. Contudo, o esforço de programação para que seja possível calcular os índices de confiabilidade neste método é grande e dispendioso.

Como abordado, a representação da carga é feita através de modelos de Markov. Entretanto, mesmo utilizando processos de agregação, tais como técnicas de *clustering*, o modelo ainda será inapto para representar a variação da carga no tempo. Desta forma, leva-se em consideração que as cargas podem variar no tempo, por um modelo de Markov não agregado com múltiplos

tiplos níveis [ML04], composto por um determinado número de estados com os níveis de carga conectados entre si de forma cronológica.

Este modelo tem a grande vantagem de manter a ordem cronológica de forma aproximada, possibilitando ainda uma maior flexibilidade à simulação Monte Carlo não sequencial na avaliação de índices de confiabilidade em sistemas que possuem grandezas variantes no tempo.

A utilização de um modelo de Markov não-agregado com múltiplos estágios, utilizando a simulação Monte Carlo não sequencial, pode ser adotada para avaliação de confiabilidade de sistemas, representando-se, de forma aproximada, a cronologia original da carga e dos ventos.

Sendo assim, será utilizada a simulação Monte Carlo não sequencial neste trabalho, já que tal método não se mostra apenas coerente para o cálculo dos indicadores de confiabilidade propostos, mas também adequado às considerações feitas para o estado dos aerogeradores, do comportamento do vento e da carga.

CAPÍTULO 3

ANÁLISE DE DADOS

3.1. SISTEMA NORDESTE

A região Nordeste concentra, e concentrará pelos próximos anos, a maior parte da potência eólica do Brasil, segundo os leilões promovidos pelo Poder Concedente. A Figura 3.1 mostra o diagrama de conexão dos parques eólicos no Rio Grande do Norte (litoral e interior) e litoral do Ceará, enquanto na Figura 3.2, pode-se visualizar os parques eólicos no oeste da Bahia.

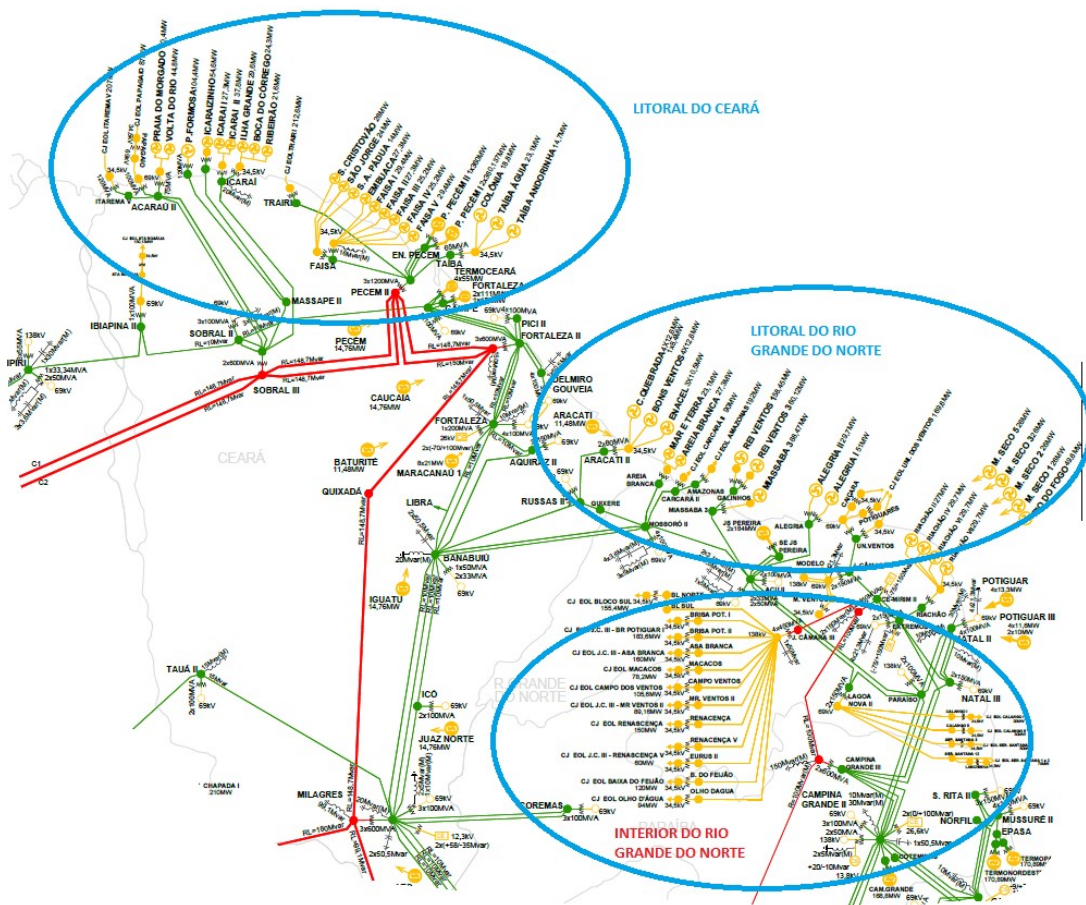


Figura 3.1: Parques eólicos instalados nos estados do Rio Grande do Norte e Ceará.

Fonte: ONS

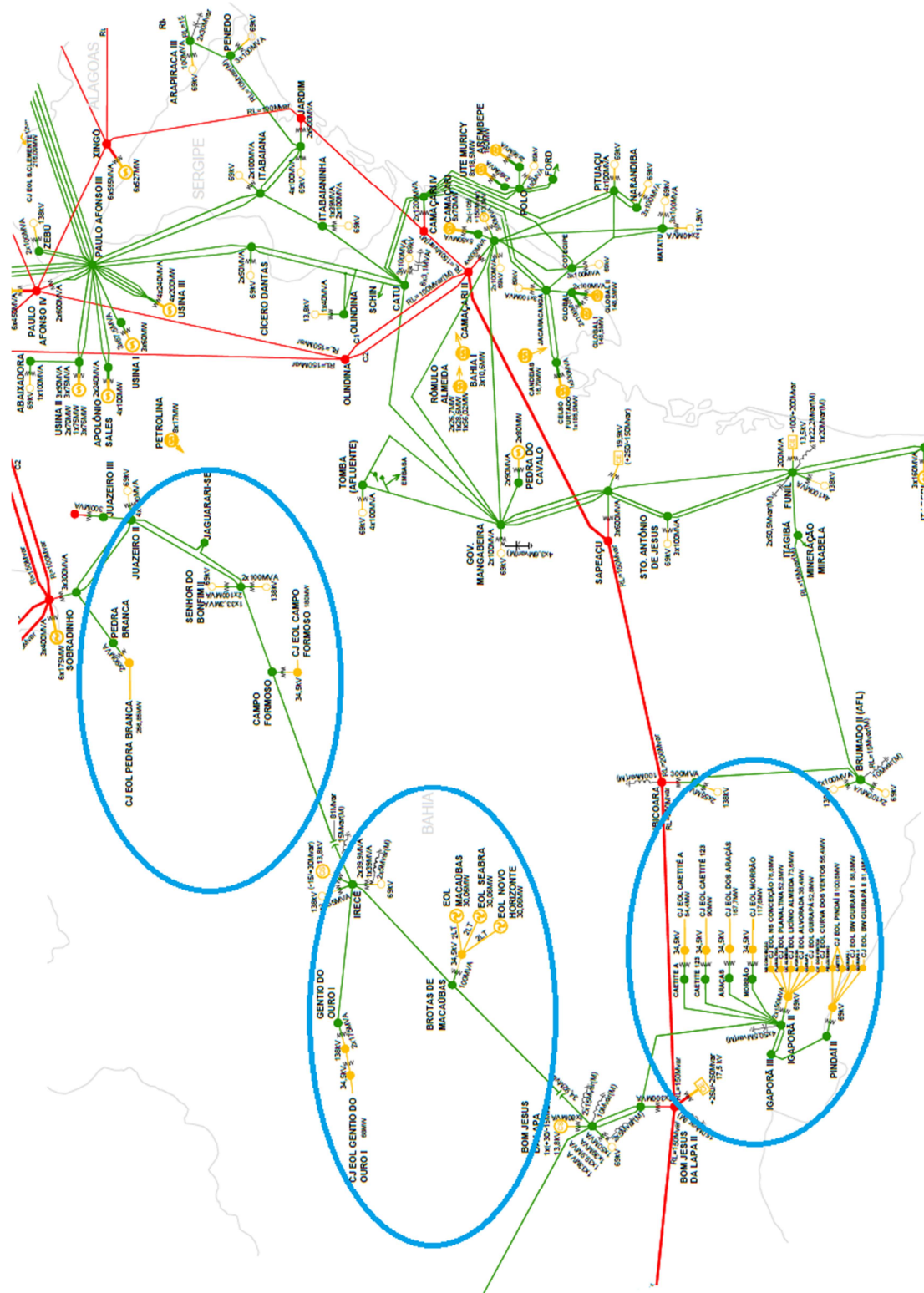


Figura 3.2: Parques eólicos instalados no interior do estado da Bahia.

Fonte: ONS

A Figura 3.3 indica os parques eólicos conectados no interior do Piauí e Pernambuco.

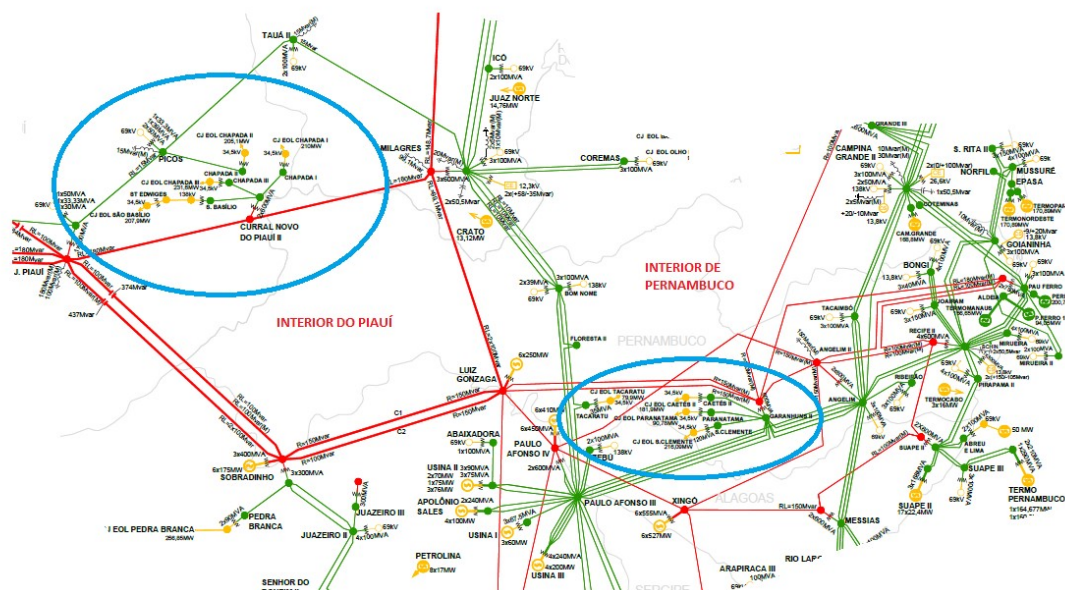


Figura 3.3: Parques eólicos instalados no interior dos estados do Piauí e Pernambuco.

Fonte: ONS

Atlas [CEPEL01] que abordam as velocidades dos ventos são utilizados para exibir os locais onde a exploração deste recurso deve ocorrer com uma maior intensidade. Nesse intuito, informações acerca da velocidade média anual dos ventos a 50 metros de altura, representadas na Figura 4.4, mostram que o maior potencial eólico se encontra no litoral norte e interior do Nordeste, além de algumas áreas das regiões Sudeste e Sul do Brasil.



Figura 3.4: Potencial eólico do Brasil.

Como o aumento da geração eólica foi maior do que o crescimento natural da carga, a participação desta fonte no atendimento à demanda do Nordeste aumentou, e atualmente é bastante significativa. Ano após ano, novos patamares de inserção vão sendo alcançados, especialmente quando há queda no consumo de energia elétrica, motivada pela crise econômica.

Ao final de 2015, o Brasil contava com uma potência eólica instalada de aproximadamente 9560 MW, sendo 7772 MW na região Nordeste, conforme Figura 3.5. Este montante se refere às usinas supervisionadas pelo ONS. Como existem usinas não supervisionadas, ligadas diretamente à rede das distribuidoras, a potência instalada dessa geração é ainda maior.



Figura 3.5: Potência instalada por estado ao final de 2015.

3.2. DADOS DA OPERAÇÃO

3.2.1. Levantamento dos Dados Históricos

Com o objetivo de limitar os parques eólicos a serem estudados, foram selecionadas as usinas eólicas que se encontravam em operação comercial ao final de 2015. Em face do aumento natural no número de aerogeradores que se conectam à rede elétrica a cada mês, e por consequência, o aumento da potência instalada, houve a necessidade de determinar o total de parques em algum momento, para realizar todas as análises com um número fixo de aerogera-

res. As simulações admitiram que todo o parque escolhido para as análises deste trabalho estava em operação ao longo do período analisado, possibilitando realizar os estudos com a mesma base de potência instalada.

O período de coleta de dados então disponível para a realização das análises consiste nos anos de 2014 e 2015 inteiros, isto é, de 1º de janeiro de 2014 a 31 de dezembro de 2015. Esta seleção tem, por finalidade, estudar o comportamento da geração e da carga ao longo do ano, compreendendo as variabilidades diárias e anuais, uma vez que o regime de ventos do primeiro semestre é diferente daquele que ocorre no segundo semestre.

A ausência de um histórico maior na realização dos estudos se deve à qualidade de alguns dados, haja vista o “congelamento” de informações, além da pouca presença de parques eólicos em algumas áreas da região Nordeste. Nos anos de 2014 e 2015, houve a entrada de diversos parques, consolidando novas áreas de exploração da geração eólica na região.

A potência produzida por um aerogerador depende das condições meteorológicas. As variações ocorrem em intervalos de tempo diversos, onde algumas grandezas apresentam variações a cada segundo, outras a cada minuto, hora, dia, mês ou estação do ano. Entretanto, as oscilações horárias na potência injetada por um aerogerador são mais representativas para um sistema elétrico de potência [S09]. A adoção de intervalo de tempo menor implicaria um aumento no número de dados, resultando em uma demanda maior para a busca no histórico, além de maior tempo de processamento sem necessariamente agregar ganhos significativos. Neste trabalho, consultaram-se dados horários, o que resulta na utilização de 8760 valores anuais para cada grandeza considerada.

A obtenção dos dados históricos foi realizada pelo *software* PI [OSI16], de propriedade da empresa OsiSoft. Atualmente, o ONS detém a licença de utilização desta ferramenta para a obtenção de todos os dados históricos relevantes do Sistema Elétrico Brasileiro, mais especificamente da Rede de Supervisão. Segundo os Procedimentos de Rede (PR) [ONS17], todas as instalações e equipamentos classificados como pertencente à Rede de Supervisão devem disponibilizar determinadas informações ao ONS, para que seja possível realizar a Operação do Sistema Interligado Nacional de forma segura, otimizada e eficaz.

Com a utilização deste *software*, é possível realizar a busca de informações que são armazenadas num banco de dados, chamado Histórico da Operação. Essa busca pode ser realizada de

diversas formas, como por grandezas elétricas (MW, Mvar, etc.), em qualquer intervalo de tempo (minuto a minuto, hora a hora, etc.), ou por equipamento (transformador, linha de transmissão, gerador, etc.), por exemplo. Para este estudo, os dados disponibilizados foram relativos à geração eólica, hidráulica e térmica da região Nordeste, e carga e vento ao longo do período determinado. Todos os dados foram obtidos diretamente do histórico, exceto os dados de vento utilizados nas simulações.

3.2.2. Estudos Comparativos Baseados no Histórico da Operação

Entre as principais fontes de energia elétrica no Brasil, as fontes hidráulica, eólica e térmica se destacam sendo atualmente responsáveis pela quase totalidade do atendimento à demanda do país. Entretanto, cada região apresenta um perfil e uma característica distinta de seu parque gerador, e, conseqüentemente, uma composição diferente quanto à participação destas fontes no atendimento à carga.

Para a realização de uma análise no âmbito regional, faz-se necessário também considerar o intercâmbio da região Nordeste com as demais, já que o mesmo é utilizado para o fechamento da carga. No caso específico da região Nordeste, a mesma sempre foi majoritariamente importadora de energia, através das interligações Norte-Nordeste e Sudeste-Nordeste, entretanto, o incremento de geração eólica já tem mudado este perfil. Espera-se que até 2020, a região Nordeste se torne exportadora de energia.

3.2.2.1. Comparações em Base Anual

Geração Eólica × Geração Hidráulica

É notória toda a desenvoltura do setor hidrelétrico no Brasil, que data do século XX. O país sempre se mostrou na vanguarda deste tipo de geração, superando diversos desafios, desde a construção de usinas hidroelétricas em áreas remotas, até a operação e interligação dessas usinas ao Sistema Elétrico Brasileiro. Apesar de o principal potencial hídrico nas regiões Nordeste, Sudeste e Sul já ter sido aproveitado, a expansão dessa geração ainda acontece, porém de forma mais tímida, com alguns projetos pontuais, mais localizados na região amazônica, i.e., longe dos centros consumidores do Brasil, localizados ao longo do litoral.

A tendência é que a geração hidrelétrica enfrente mais dificuldades para sua expansão. Inicialmente, à medida que as usinas são construídas cada vez mais longe dos centros de carga, são necessárias construções de longas linhas de transmissão, de forma a escoar tal geração. O custo dessa transmissão pode se aproximar do custo de construção da própria usina, o que pode vir a dificultar a viabilidade econômica de determinado projeto. Além do mais, a fonte primária de energia das hidroelétricas são os cursos e quedas d'água, que são limitadas em número, tendo que enfrentar ainda fortes resistências ambientais para construção.

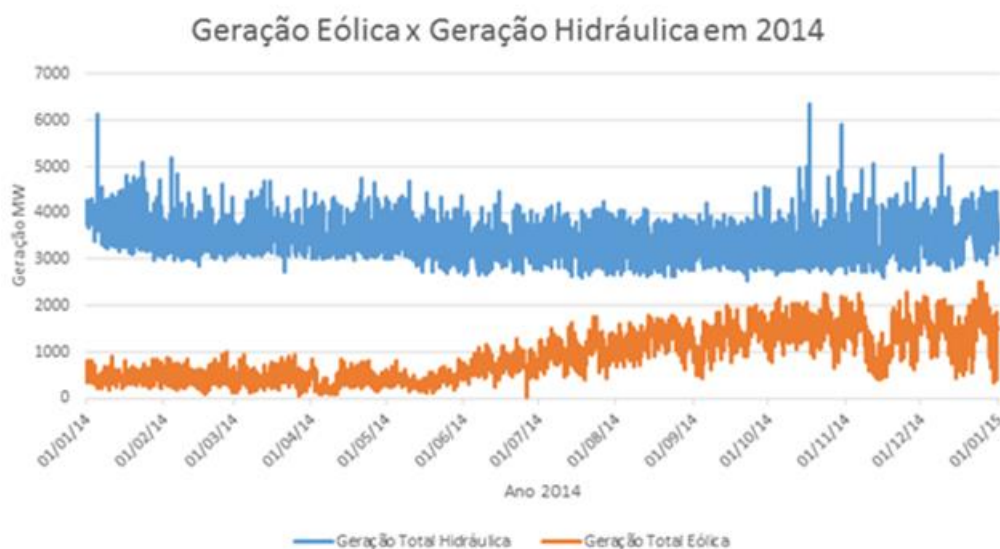


Figura 3.6: Geração eólica e hidrúlica do Nordeste em 2014.

A Figura 3.6 mostra o comportamento da geração eólica e da geração hidrúlica do Nordeste ao longo de 2014. Nota-se uma geração eólica nos meses de janeiro e fevereiro na faixa dos 500 MW, enquanto nos meses de agosto e setembro a geração alcançou a marca de 2000 MW. Esta característica tem duas causas. A primeira é que, ao longo do ano, mais parques vão sendo integrados à rede, aumentando a potência instalada, e conseqüentemente, a geração eólica. A segunda é devida ao comportamento do regime de ventos do litoral do Nordeste. Essa área apresenta ventos melhores no segundo semestre, principalmente nos meses de agosto, setembro e outubro, onde existe maior tendência de alcançar os recordes de geração.

A Figura 3.6 apresenta as gerações eólica e hidrúlica relativas ao ano de 2015. Observa-se uma maior participação da fonte eólica frente à hidrúlica, tendo a primeira se equiparado à segunda na metade final do ano analisado. Como não houve forte crescimento da demanda da

região e a fonte eólica gera ao máximo disponível, exceto em casos isolados de superação de limites de carregamento de equipamentos, é de se esperar que parte maior do atendimento da demanda seja realizada pelos parques eólicos. A geração hidráulica, neste período, ainda conta com o agravante da seca que atinge o Nordeste, impondo reduções sucessivas de vazões no Rio São Francisco, onde se encontra grande parte do potencial hidráulico do Nordeste.

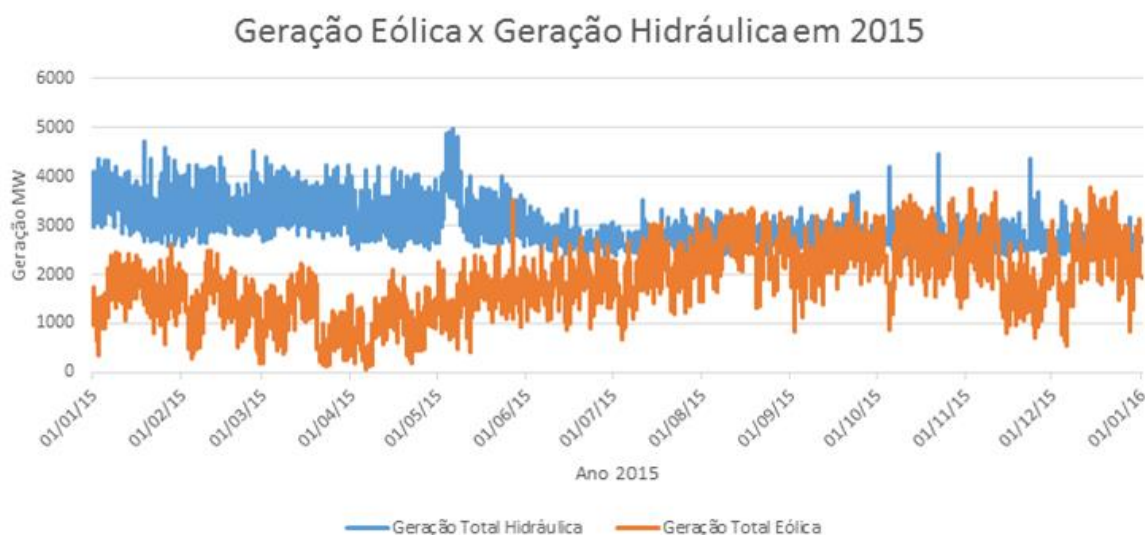


Figura 3.7: Geração eólica e hidráulica do Nordeste em 2015.

A presença da geração eólica se equipara, assim, à hidráulica, diminuindo a dependência do parque gerador do Nordeste ao regime de chuvas, e por consequência, à vazão do Rio São Francisco. A Figura 3.7 mostra também que, durante quase todo o segundo semestre de 2015, a geração eólica apresentou um patamar próximo ao verificado para a hidráulica. Calculando a energia gerada em 2014 e 2015 pelas fontes eólica e hidráulica, verifica-se na Tabela 3.1 o aumento da contribuição da geração eólica frente à hidráulica.

TABELA 3.1: ENERGIA INJETADA POR FONTES EÓLICAS E HIDRÁULICAS EM 2014 E 2015

Ano	Energia Injetada por Fonte Energética na Região Nordeste (GWh)		Energia Eólica Comparada à Hidráulica
	Fonte Eólica	Fonte Hidráulica	
2014	7952,45	30.158,92	26,36 %
2015	16.323,80	26.120,22	62,49 %

Caso seja analisado apenas o segundo semestre de 2015, o percentual de energia injetada pela fonte eólica na região é ainda maior quando comparado à fonte hidráulica, conforme verificado na Tabela 3.2.

TABELA 3.2: ENERGIA INJETADA POR FONTES EÓLICAS E HIDRÁULICAS EM 2015

Meses	Energia Injetada por Fonte Energética na Região Nordeste (GWh)		Energia Eólica Comparada à Hidráulica
	Fonte Eólica	Fonte Hidráulica	
Janeiro a Junho	6111,95	14.017,43	43,60 %
Julho a Dezembro	10.211,85	12.102,79	84,37 %

O aumento da participação da fonte eólica no segundo semestre de 2015 é justificado pelo aumento do número de parques eólicos em operação, um regime de ventos mais favorável no litoral do Nordeste, e reduções de vazão no Rio São Francisco. Apesar de tais considerações, a presença e a importância da fonte eólica se mostra consistente com o aumento de sua participação na matriz elétrica ano após ano.

Geração Eólica × Geração Térmica

As fontes térmicas são consideradas seguras, com bom nível de energia firme, despacháveis, controláveis e podem ser construídas bem próximas aos principais centros de carga, exigindo assim baixos investimentos em construção de novas linhas de transmissão.

Entretanto, tais fontes são caras e poluentes, e por questão de ordem de mérito, devem ser despachadas apenas após as fontes mais baratas. No cenário atual de seca do Nordeste, as fontes térmicas têm tido participação importante para o atendimento da demanda da região, sendo despachada na base.

A Figura 3.8 aborda as curvas de geração das fontes eólicas e térmicas do Nordeste, mostrando a importante participação da fonte térmica para o atendimento à região.

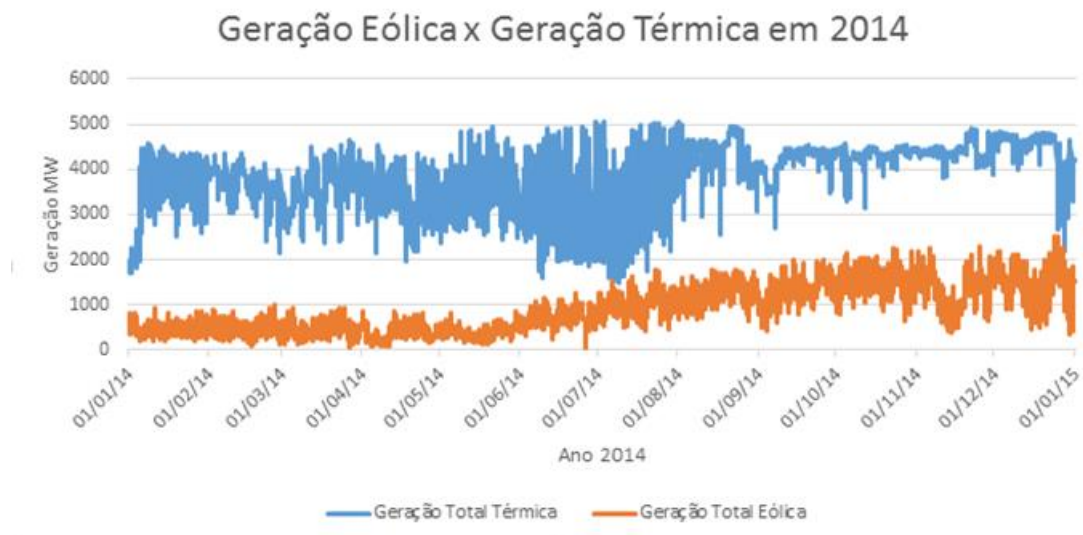


Figura 3.8: Geração eólica e térmica do Nordeste em 2014.

A evolução da inserção de eólicas frente à fonte térmica pode ser visualizada na Figura 3.8, para o ano de 2015. Uma maior participação da fonte eólica resulta em menor dependência das fontes térmicas, hidráulicas e do intercâmbio. As políticas gerais de despacho das térmicas são decididas no âmbito do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), e seguidas pelo ONS no âmbito da operação, exceto quando de necessidades de despachos para atendimentos específicos de intervenção, contingências no sistema, etc.

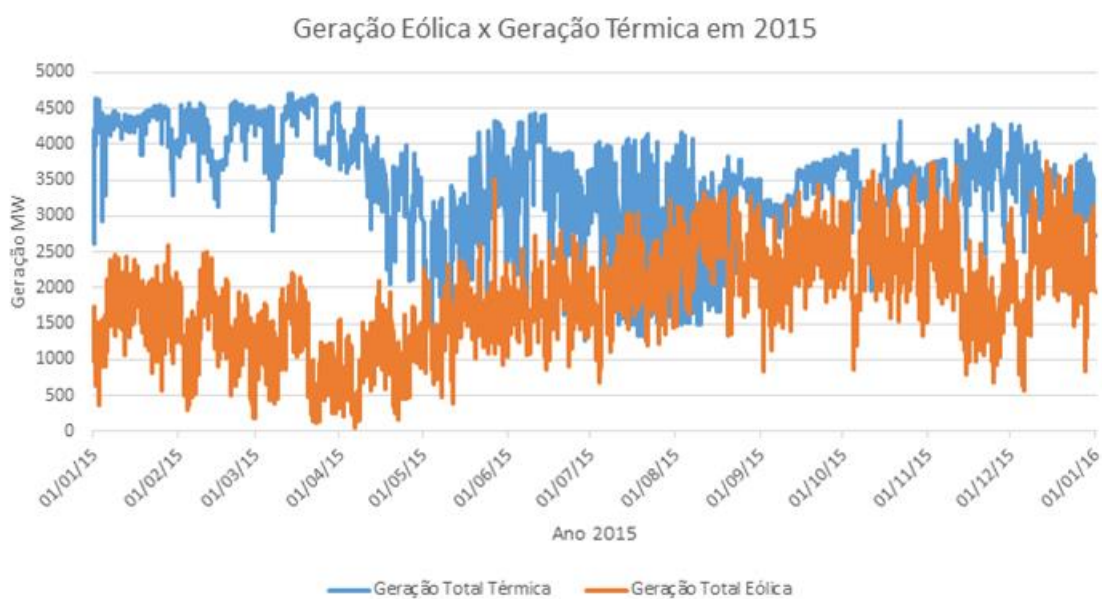


Figura 3.9: Geração eólica e térmica do Nordeste em 2015.

Calculando-se a energia gerada em 2014 e 2015 pelas fontes eólicas e térmicas, podem-se verificar os níveis de contribuição da geração eólica frente à térmica, na Tabela 3.3.

TABELA 3.3: ENERGIA INJETADA POR FONTES EÓLICAS E TÉRMICAS EM 2014 E 2015

Ano	Energia Injetada por Fonte Energética na Região Nordeste (GWh)		Energia Eólica Comparada à Térmica
	Fonte Eólica	Fonte Térmica	
2014	7952,45	33.873,87	23,47 %
2015	16.323,80	30.438,88	53,62 %

A Tabela 3.3 mostra que a participação das fontes térmicas teve um decréscimo de aproximadamente 10% entre 2014 e 2015, enquanto a injeção de energia eólica apresentou um aumento de 105% entre os anos de 2014 e 2015, resultando num aumento de 23,47% para 53,62% da participação da eólica, quando comparada com as térmicas.

Geração Eólica × Demanda do Nordeste

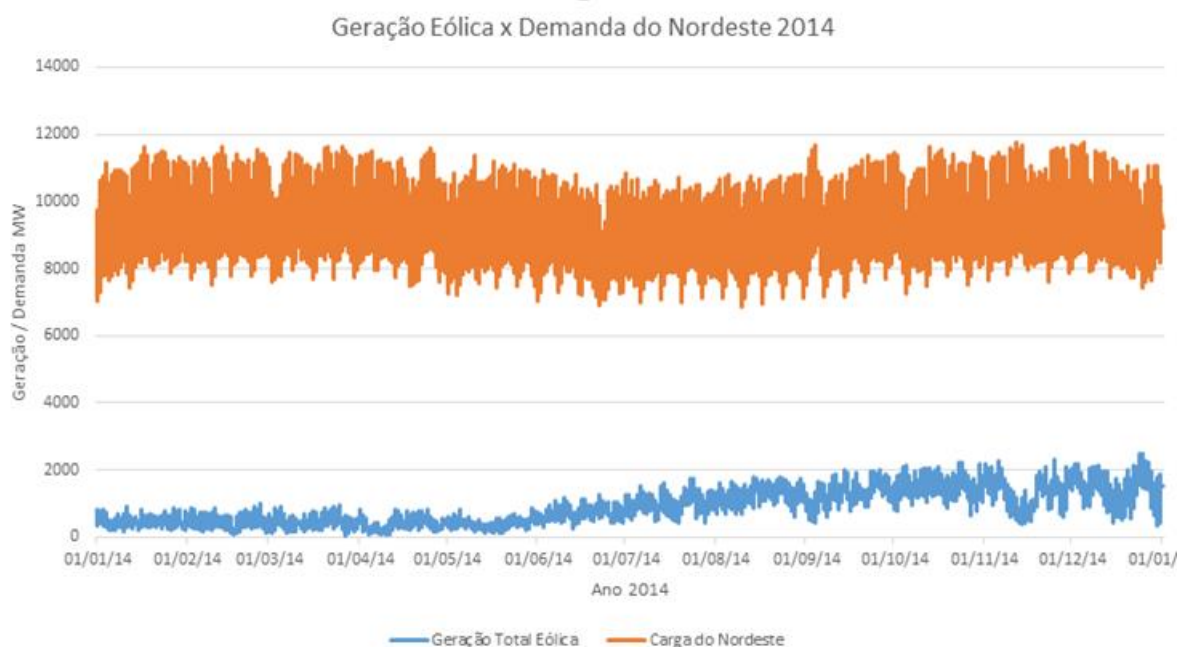


Figura 3.10: Geração eólica e demanda do Nordeste em 2014.

A comparação entre uma fonte energética e a demanda mostra o nível de presença dessa fonte e a sua importância para o atendimento à carga. Essencialmente, o Brasil atende à maior parte de sua carga por fontes hidráulicas, mas no Nordeste esse cenário vem sofrendo mudanças. A estagnação do crescimento da demanda nos últimos anos, alinhada à entrada de parques eólicos vem aumentando a significância desta fonte na matriz elétrica da região.

A Figura 3.10 e a Figura 3.11 mostram as curvas de geração eólica e a demanda do Nordeste para os anos de 2014 e 2015, respectivamente.

Ainda nas Figuras 3.10 e 3.11, observa-se uma manutenção nos níveis de demanda da região Nordeste, enquanto ocorre um aumento sensível na geração eólica, resultando num fator de participação maior para a geração eólica.

Calculando-se a energia gerada nos anos de 2014 e 2015 pelas fontes eólicas e a demanda da região Nordeste, pode-se verificar o aumento da contribuição da eólica para o atendimento à carga, conforme Tabela 3.4.

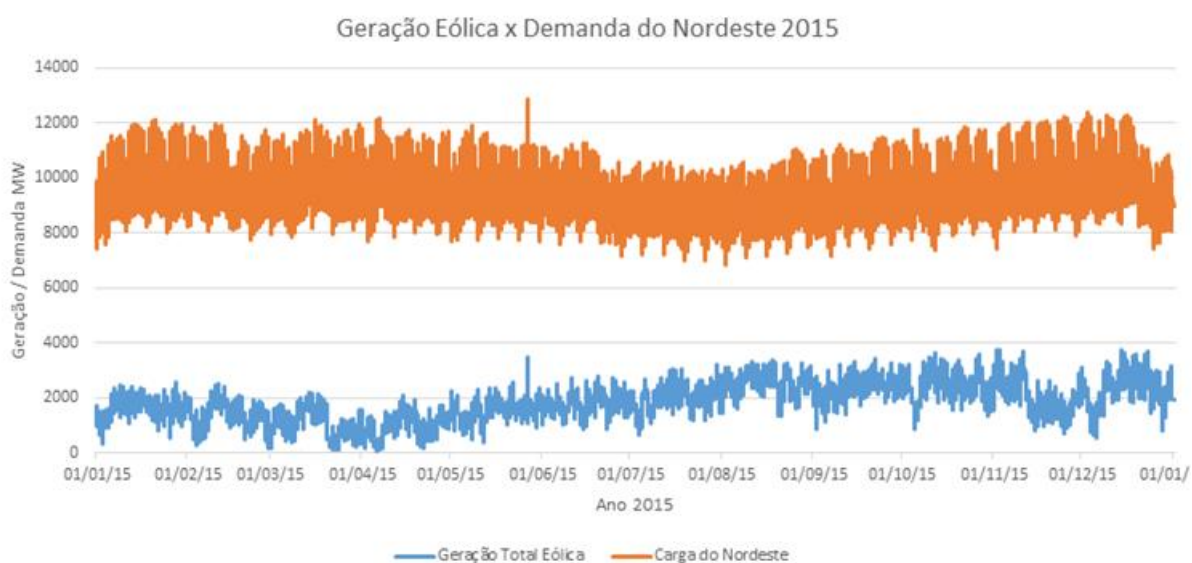


Figura 3.11: Geração eólica e demanda do Nordeste em 2015.

A Tabela 3.4 mostra que a participação das fontes eólicas no atendimento à demanda do Nordeste apresentou um crescimento de aproximadamente 100%, saindo de um fator de participação de 9,45% em 2014 para 18,93% em 2015.

TABELA 3.4: ENERGIA INJETADA POR FONTES EÓLICAS E DEMANDA EM 2014 E 2015

Ano	Energia Injetada por Fonte Eólica e Demanda do Nordeste (GWh)		Energia Eólica Comparada à Demanda do Nordeste
	Fonte Eólica	Demanda	
2014	7952,45	84.106,29	9,45 %
2015	16.323,80	86.189,35	18,93 %

3.2.2.2. *Comparações em Base Diária*

Em uma análise em base diária, é importante selecionar dias espaçados entre si, de preferência em estações distintas, de forma a se perceber as diferenças de comportamentos das grandezas em dias mais quentes e mais frios. Como a variação térmica no Nordeste é relativamente pequena entre as estações, a escolha de dias em meses mais quentes (sem chuvas) e em meses menos quentes (com chuvas) se mostra suficiente para a percepção das variações.

Geração Eólica × Geração Hidráulica

Numa análise de 24 pontos horários ao longo do dia, é possível verificar as variações das diversas fontes ao longo do período. O despacho de geração hidráulica é totalmente controlado, como a variação da geração ao longo do dia, apenas com pequenas variações por resposta ao CAG (Controle Automático de Geração), diferentemente das características de fontes intermitentes como a eólica, onde não se controla a geração de forma plena.

Entretanto, quando um conjunto de parques eólicos é considerado, as variações ao longo do dia tendem a diminuir, tornando a curva de geração total com poucas alterações bruscas. Este fato é explicado pela combinação de comportamento de diversos aerogeradores. Se analisado apenas um aerogerador, a probabilidade do mesmo gerar o seu máximo, ou ter geração nula, é maior do que se a análise for feita para 10 aerogeradores, por exemplo, já que o vento que atua em cada um deles é diferente. De forma intuitiva, ao aumentar o número de aerogeradores numa área, a probabilidade de geração máxima ou nula do sistema diminui. A Figura 3.12 mostra a variação de geração de todo o parque eólico e hidráulico considerado. Como esperado, a geração eólica tende a apresentar menos variações bruscas.

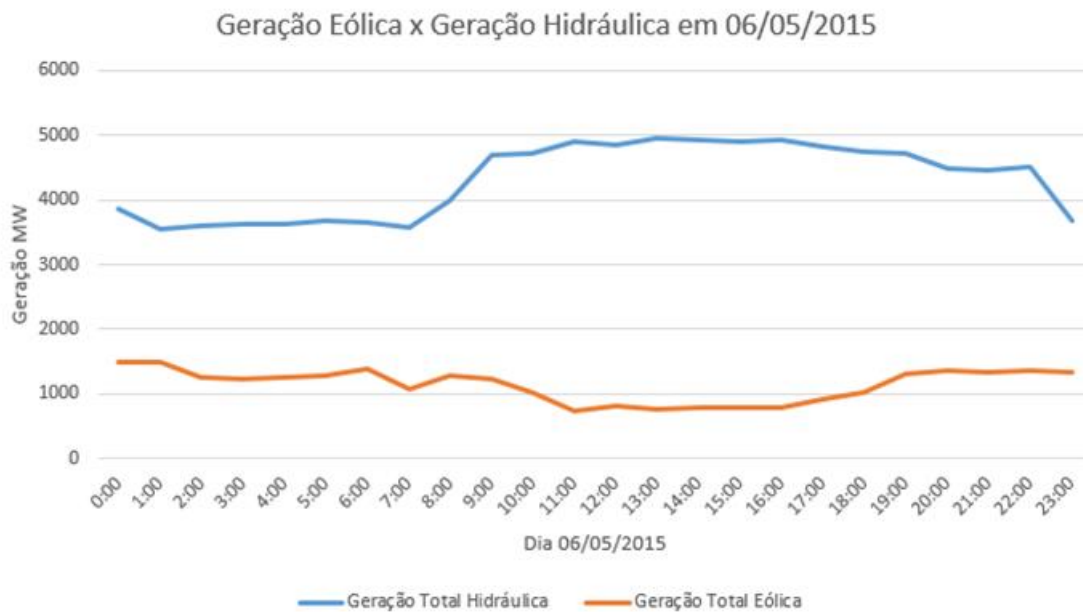


Figura 3.12: Geração eólica e geração hidráulica em 06/05/2015.

As Figuras 3.13 e 3.14 mostram o comportamento diário dessas gerações para os dias 29/10/2015 e 14/12/2015, respectivamente.

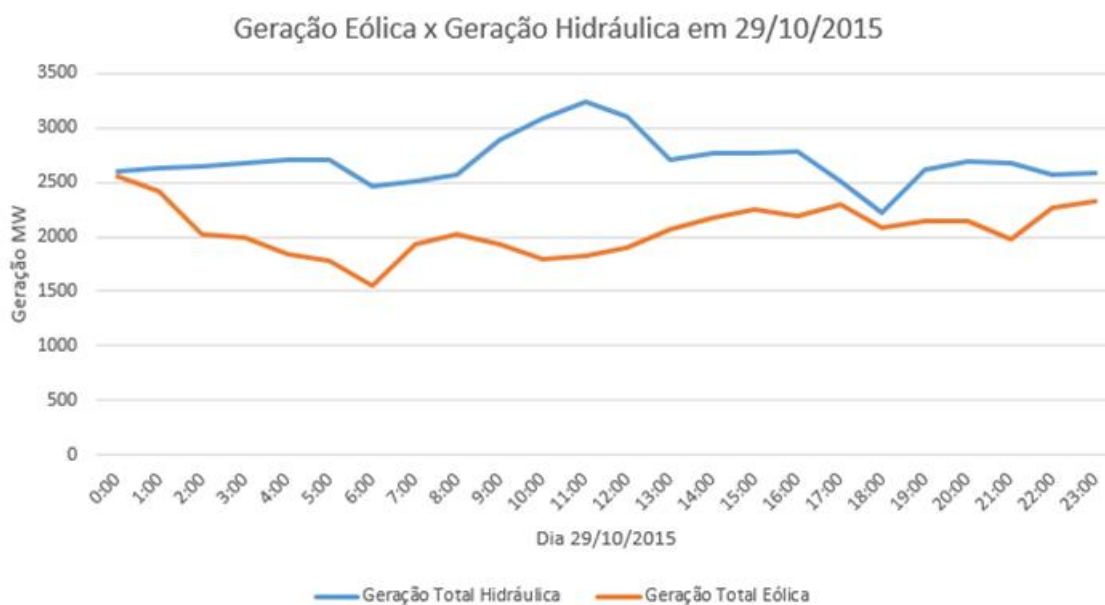


Figura 3.13: Geração eólica e geração hidráulica em 29/10/2015.

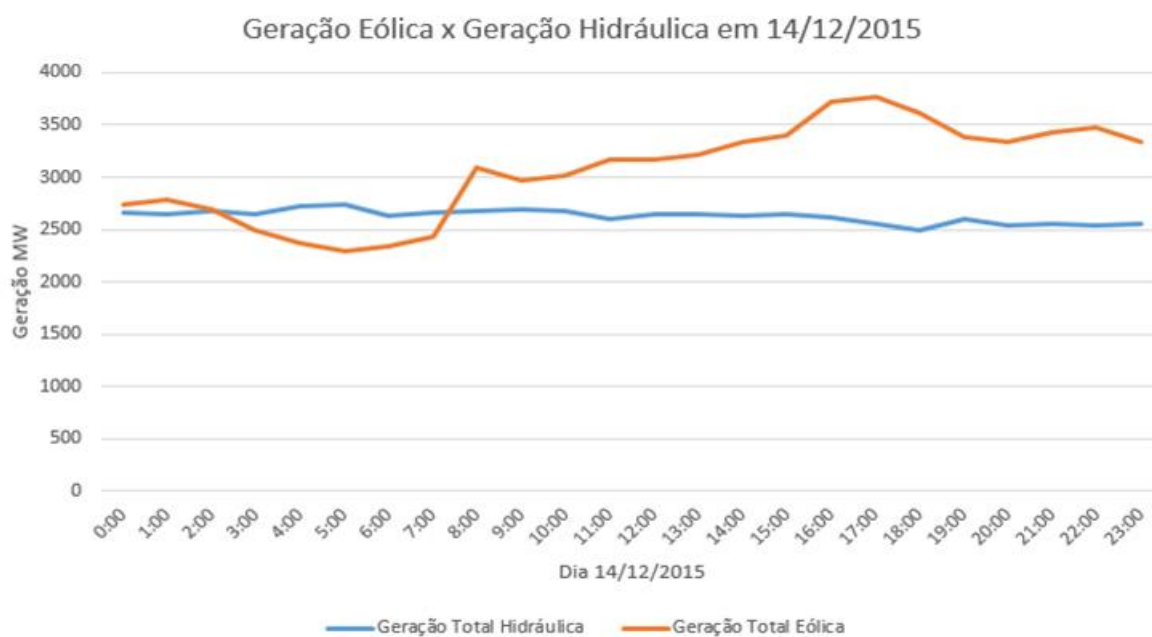


Figura 3.14: Geração eólica e geração hidráulica em 14/12/2015.

Na Figura 3.14, observa-se que, a partir das 8h00, a geração eólica foi superior à hidráulica, atingindo o máximo de 3766 MW, enquanto a hidráulica não passou de 2735 MW. A Tabela 3.5 compara a energia injetada pelas fontes eólica e hidráulica nos dias 06/05/2015; 29/10/2015 e 14/12/2015.

TABELA 3.5: ENERGIA INJETADA POR FONTES EÓLICAS E HIDRÁULICAS EM 3 DIAS DE 2015

Dia	Energia Injetada por Fonte Energética na Região Nordeste (GWh)		Percentual da Energia Eólica Comparada à Hidráulica
	Fonte Eólica	Fonte Hidráulica	
06/05/2015	27,23	103,54	26,29 %
29/10/2015	49,48	64,75	76,41 %
14/12/2015	73,56	63,07	116 %

A partir da Tabela 3.5, observa-se um crescimento da geração eólica quando comparada com a hidráulica, com destaque para o dia 14/12/2015 que apresentou a energia eólica 16% superior à quantidade de energia injetada no sistema pelas fontes hidráulicas.

Geração Eólica × Geração Térmica

Como as usinas térmicas têm capacidade de modulação reduzida, variações ao longo do dia são menos frequentes, porém com grande diferença quando ocorrem. Isso se deve à entrada ou saída de uma unidade ou usina toda, quando seu despacho ou desligamento é solicitado em tempo real. Os dias selecionados são os mesmos do item anterior, i.e., 06/05/2015, 29/10/2015 e 14/12/2015, e as curvas são mostradas nas Figuras 3.15, 3.16 e 3.17, respectivamente.

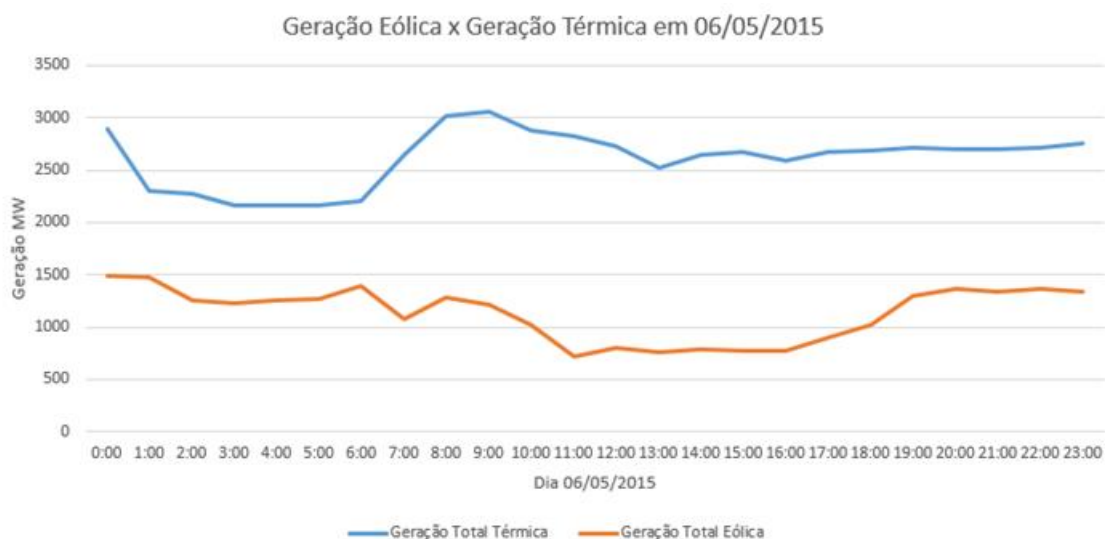


Figura 3.15: Geração eólica e geração térmica em 06/05/2015.

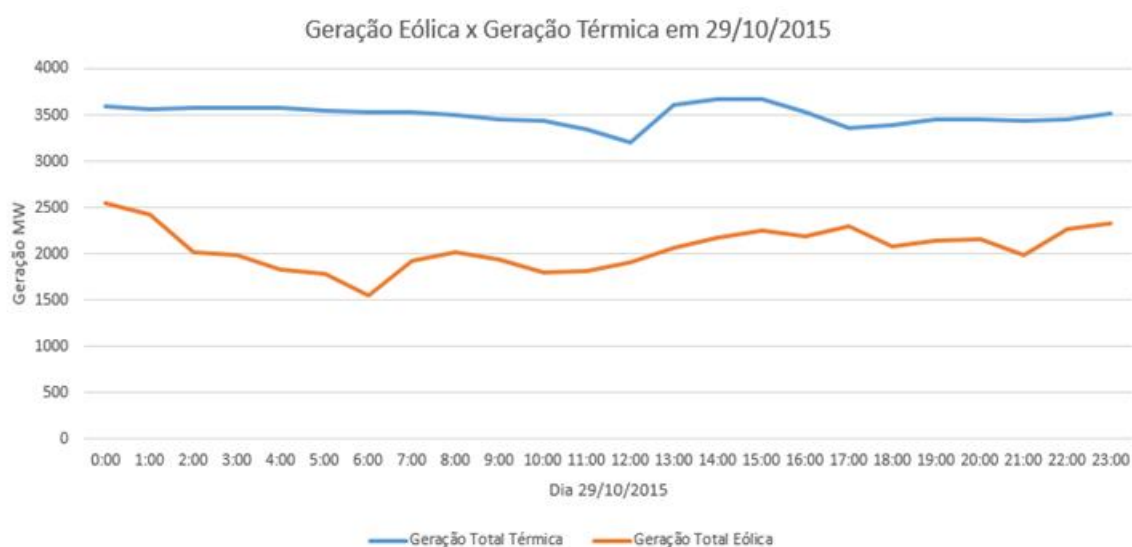


Figura 3.16: Geração eólica e geração térmica em 29/10/2015.

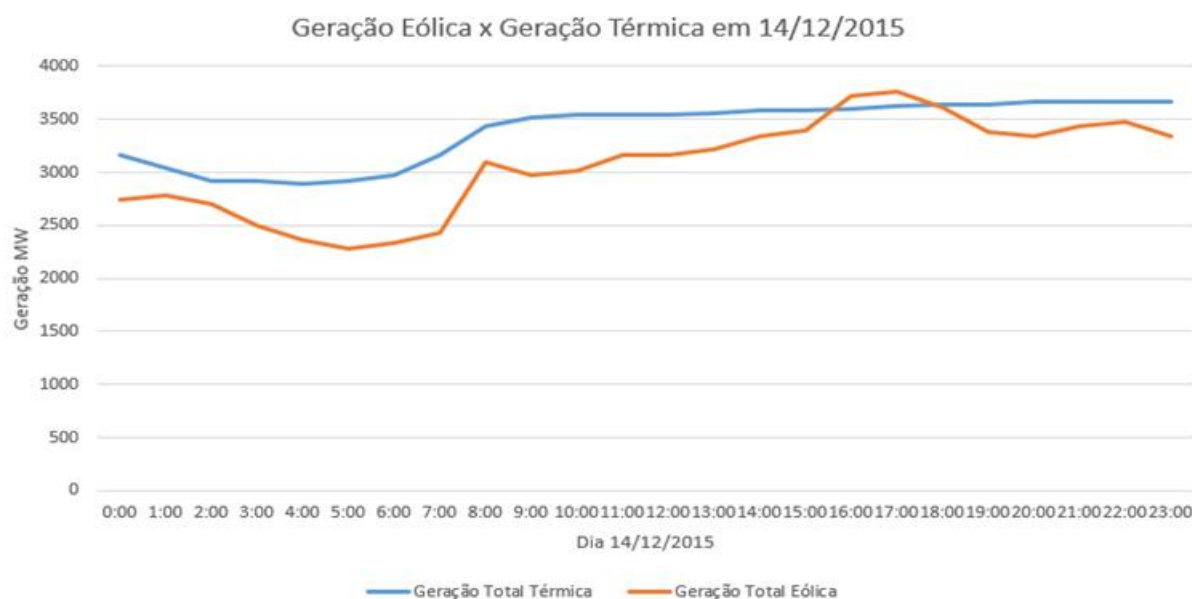


Figura 3.17: Geração eólica e geração térmica em 14/12/2015.

Na Figura 3.17 observa-se o único momento entre os dias analisados em que a geração eólica foi superior à geração térmica, mesmo que por um pequeno intervalo de tempo. A Tabela 3.6 compara a energia injetada pelas fontes eólicas e térmicas nos dias 06/05/2015, 29/10/2015 e 14/12/2015. Observa-se, como esperado, uma maior participação da fonte eólica com o passar do tempo, uma vez que se considera um maior número de parques eólicos.

TABELA 3.6: ENERGIA INJETADA POR FONTES EÓLICAS E HIDRÁULICAS EM 3 DIAS DE 2015

Dia	Energia Injetada por Fonte Energética na Região Nordeste (GWh)		Energia Eólica Comparada à Térmica
	Fonte Eólica	Fonte Térmica	
06/05/2015	27,23	62,72	43,41 %
29/10/2015	49,48	83,93	58,95 %
14/12/2015	73,56	81,47	90,29 %

Geração Eólica × Demanda do Nordeste

A análise diária da demanda mostra características do comportamento da carga, horários de ponta, vales, etc., expressando toda a variabilidade da demanda. Para uma fonte intermitente,

ter seu comportamento de geração próximo do comportamento da carga se apresenta como uma característica bastante positiva, uma vez que nos horários de maior demanda haveria uma maior geração barata e limpa, necessitando de menos geração térmica, por exemplo, para o atendimento aos picos da demanda. Os dias seleccionados para esta análise foram os mesmos dos itens anteriores, i.e., 06/05/2015, 29/10/2015 e 14/12/2015, e as curvas são mostradas nas Figuras 3.18, 3.19 e 3.20, respectivamente.

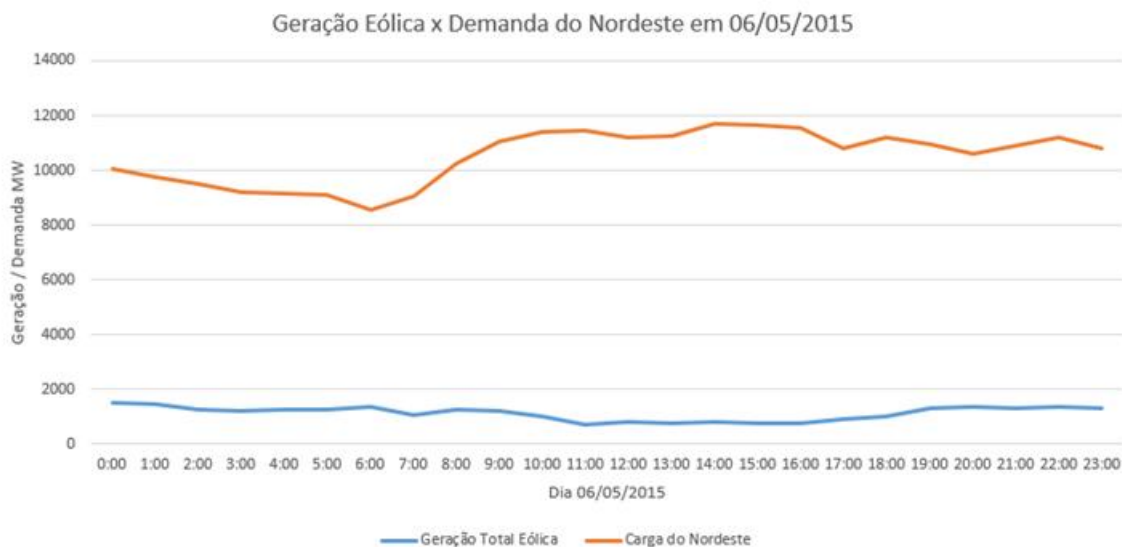


Figura 3.18: Geração eólica e demanda do Nordeste em 06/05/2015.

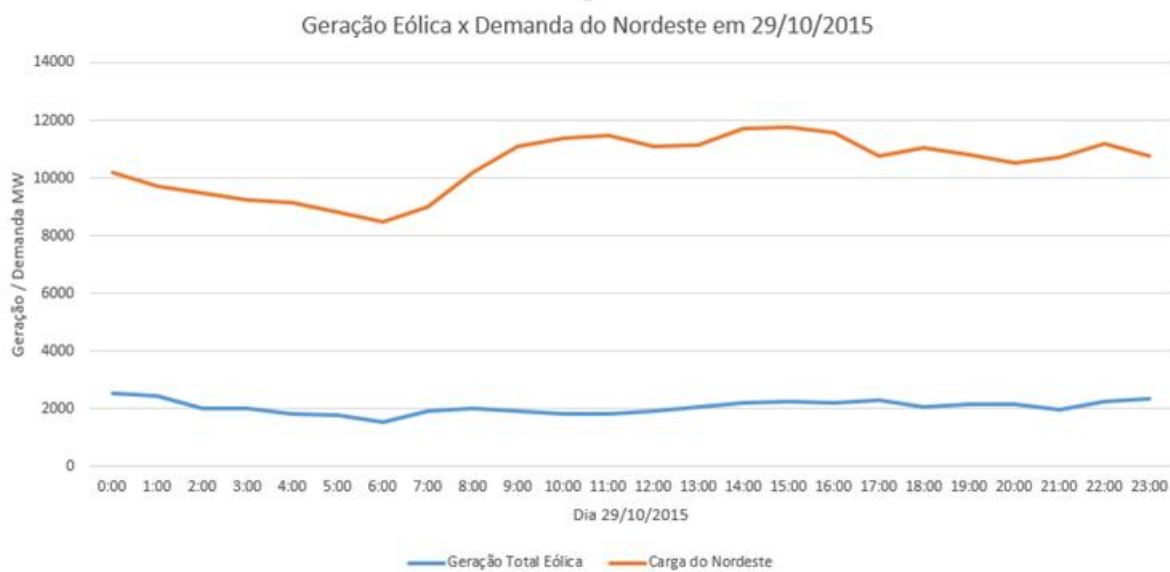


Figura 3.19: Geração eólica e demanda do Nordeste em 29/10/2015.

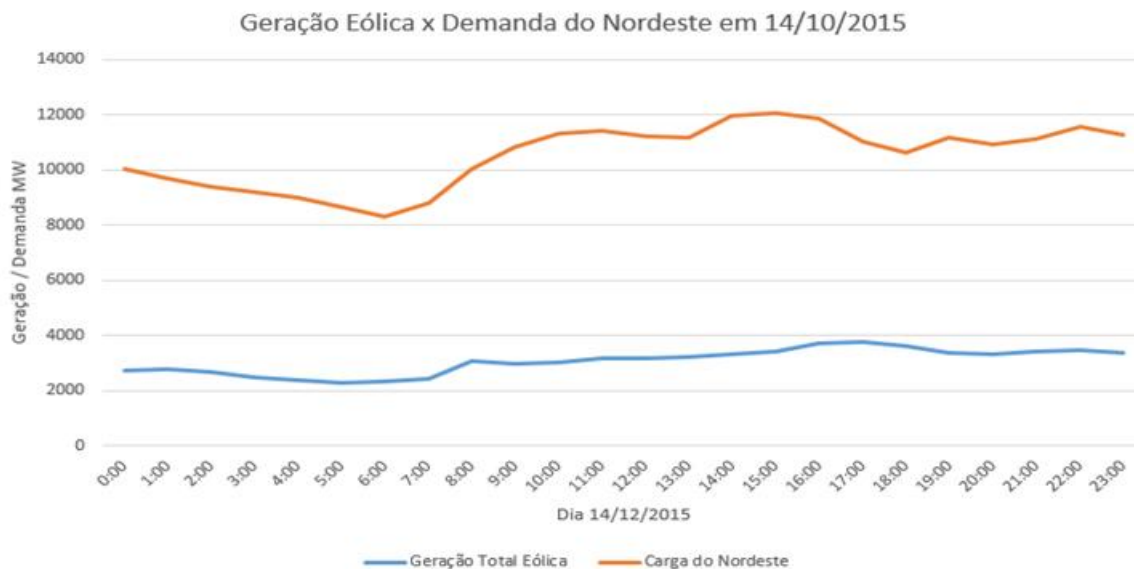


Figura 3.20: Geração eólica e demanda do Nordeste em 14/10/2015.

Nas Figuras 3.18, 3.19 e 3.20, observa-se que não houve nenhum momento nestes dias analisados em que a geração eólica fosse responsável pela maior parte do atendimento à demanda na região. O dia 14/12/2015 apresentou a maior geração eólica no ano de 2015, quando a fonte eólica foi responsável pela injeção de 3766,21 MW no subsistema Nordeste, às 17h00. Neste momento, a fonte eólica foi responsável pelo atendimento a 34,15% de toda a demanda do Nordeste, que foi de 11.026 MW.

Em 2015, foi no dia 02/11 que a eólica teve a maior participação horária, tendo sido responsável pelo atendimento de 45,91% da carga, às 08h00.

Por outro lado, no dia 06/04/2015, às 07h00, a fonte eólica atingiu seu mínimo de injeção no sistema, chegando a apenas 60,5 MW. Neste momento, a demanda foi de 9012,93 MW, o que indica que toda a geração eólica atendeu a 0,671% da demanda integralizada daquela hora.

Calculando-se a energia gerada nos dias analisados pelas fontes eólicas e a demanda da região Nordeste, pode-se verificar a contribuição da eólica para o atendimento à carga, conforme Tabela 3.7.

TABELA 3.7: ENERGIA INJETADA POR FONTES EÓLICAS E DEMANDA EM 2014 E 2015

Dia	Energia Injetada por Fonte Eólica e Demanda da Região Nordeste (GWh)		Energia Eólica Comparada à Demanda do Nordeste
	Fonte Eólica	Demanda	
06/05/2015	27,23	252,28	10,83 %
29/10/2015	49,48	251,33	19,68 %
14/12/2015	73,56	252,91	29,08 %

Na Tabela 3.7, observa-se que a contribuição das eólicas pode variar bastante de um dia para outro, mostrando a característica da variabilidade desta fonte de energia.

CAPÍTULO 4

METODOLOGIA PROPOSTA

4.1. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Realizar qualquer análise do sistema elétrico necessita inicialmente de um entendimento do comportamento de seus componentes para as situações encontradas, para assim modelar os equipamentos da forma mais adequada possível. Cada tipo de análise pode demandar modelos diferentes e específicos para um mesmo equipamento, uma vez que cada modelo apresenta suas próprias características. Desta forma, é importante selecionar a modelagem que melhor representa o comportamento a ser estudado, permitindo assim que os resultados obtidos se aproximem ao máximo da realidade.

Para a realização das análises desenvolvidas neste trabalho, foram utilizados modelos que representam o comportamento dos aerogeradores, da carga e das séries de vento, que possibilitam, entre outros, o cálculo da potência disponível no vento.

A potência do vento que passa por uma área circular pode ser calculada por

$$P = \frac{1}{2} \times C_p \times \phi \times A \times v^3 \quad (4.1)$$

onde P é a potência média dos ventos em W; ϕ é a densidade do ar (i.e., 1,225 kg/m³ para o ar seco); A é a área da superfície formada pelas pás dos aerogeradores em m²; C_p é o coeficiente de potência da turbina, e; v é a velocidade média do vento em m/s.

O valor de C_p representa o montante de energia que, para cada velocidade de vento, o aerogerador é capaz de converter em eletricidade. Em números gerais, existe um limite físico de rendimento para um aerogerador, dado pelo limite de Betz [GGS01], que estabelece que não é possível extrair dos ventos uma energia maior que 59,3% (16/27) do total disponível, independentemente do *design* do aerogerador, tecnologia usada, etc.

Mesmo havendo variação de rendimento de máquina para máquina por seus aspectos construtivos e tecnologia utilizada, é certo que o fator de maior influência na geração de energia elétrica é a velocidade do vento, uma vez que a potência produzida pelo aerogerador varia com o cubo dessa grandeza, como observado em (3.1).

A modelagem dos equipamentos e do comportamento dos fatores analisados (como o do vento, por exemplo) é importante para que seja possível realizar as avaliações da melhor forma possível. Os modelos dos ventos, carga e aerogeradores serão apresentados a seguir.

4.1.1 Modelagem dos Aerogeradores

O comportamento de um aerogerador pode ser modelado por um processo de Markov de dois estados: disponível e avariado (em reparo). Quando o aerogerador está no estado de falha, sua geração é nula, independentemente da velocidade de vento no momento. Entretanto, quando o aerogerador está disponível, o valor de geração é determinado pela velocidade do vento e a sua curva de potência \times vento. As variações entre os estados de operação e falha do aerogerador são expressas pelas taxas de falha e reparo do equipamento.

A taxa de falha pode ser calculada a partir do histórico operacional do equipamento, sendo expressa em falhas por ano, por

$$\lambda = \frac{N_F}{h_S} \times 8760 \quad (4.2)$$

onde N_F é o número de saídas forçadas do aerogerador no período de observação e h_S é o número total de horas de funcionamento do mesmo.

O tempo médio de reparo do aerogerador (em horas), representado por r , depende de fatores tais como: programa de manutenção do parque eólico, tempo para deslocamento das equipes de manutenção e do comportamento do vento durante o reparo. A taxa de reparo (expressa em reparos por ano) é dada por:

$$\mu = \frac{1}{r} \times 8760. \quad (4.3)$$

A Figura 4.1 apresenta os dois estados possíveis para um aerogerador.

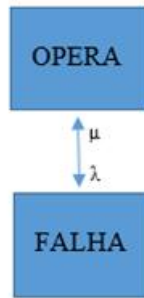


Figura 4.1: Espaço de estados para um aerogerador.

Para a análise de plantas com dezenas de aerogeradores, o número de estados será muito maior, uma vez que em cada momento alguns aerogeradores podem estar falhados e outros em operação, e a mudança de estado um aerogerador já implica a mudança de estado do parque. Quando se analisam dois aerogeradores, chega-se a uma combinação de quatro estados, como mostrado na Figura 4.2. Na análise de 3 aerogeradores há 8 estados. Assim, o número de estados de um parque eólico é dado por 2^N , onde N é o número de aerogeradores.

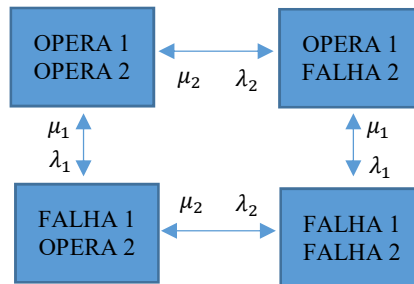


Figura 4.2: Representação do espaço de estados para dois aerogeradores.

4.1.2 Modelagem da Carga e Séries de Vento

As séries de carga e vento utilizadas nos estudos desenvolvidos nesta dissertação são representadas em um modelo de Markov não agregado, com cada hora sendo representada por um estado, ou seja, cada ano avaliado apresenta 8760 estados [ML04]. Os estados são conectados entre si de forma sequencial, na mesma ordem em que ocorreram, de acordo com o histórico da operação. Tal conexão pode ser visualizada na Figura 4.3, onde $L(i)$ representa a carga do sistema na hora i , e $V_R(i)$ representa a velocidade do vento do parque eólico R durante a hora i . Assim, representa-se, de forma aproximada, a cronologia original da carga e dos ventos.

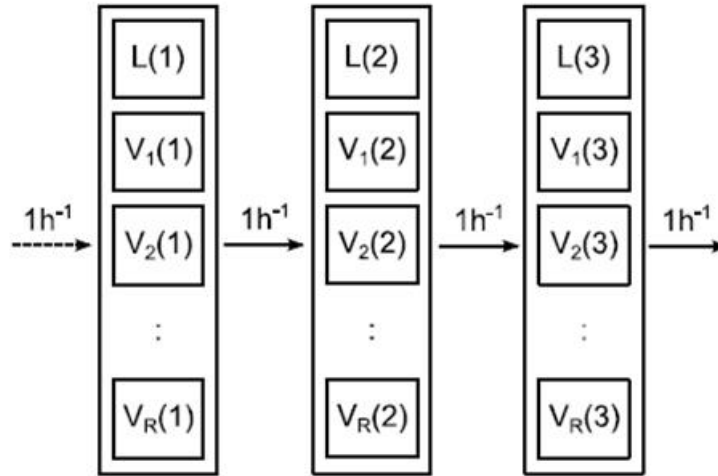


Figura 4.3: Modelo de Markov não agregado para a carga e o vento.

Note que a cada estado estão associadas a carga do sistema para o intervalo de tempo correspondente e as velocidades dos ventos de todos os parques eólicos analisados. Assume-se, então, que tais grandezas se mantenham naquele patamar pelo intervalo médio de uma hora.

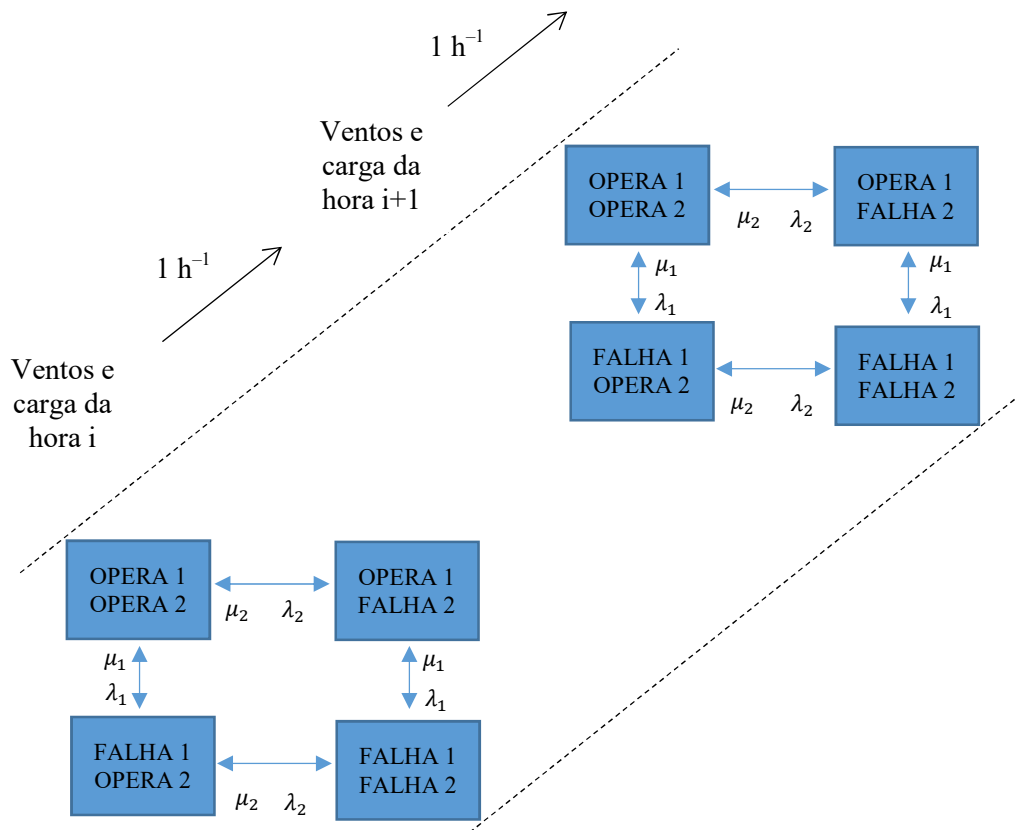


Figura 4.4: Espaço de estados para dois aerogeradores – vento e da carga horária.

Considerando a variação do vento e da carga, o espaço de estados de um parque de geração pode ser representado para cada condição, por exemplo, seguindo uma curva horária. A Figura 4.4 ilustra este conceito para um parque composto de dois aerogeradores.

4.1.3 Cálculo da Potência Disponível no Vento

A potência total disponível no vento vai depender, inicialmente, de algumas características do vento, tais como velocidade, densidade etc., além da área da seção transversal formada pelas pás do aerogerador conforme (4.1). Existe ainda, como abordado anteriormente, um limite físico, determinado limite de Betz [GGS01], que atesta a possibilidade de extração máxima de 59,3% (i.e., 16/27) do total de energia disponível no vento. Para isso, utiliza-se a curva de potência específica do aerogerador, fornecida pelo fabricante, que relaciona a potência elétrica gerada ao patamar de velocidade de vento, conforme a Figura 4.5. Neste caso, a curva se refere a um aerogerador de potência nominal próxima a 1,5 MW.

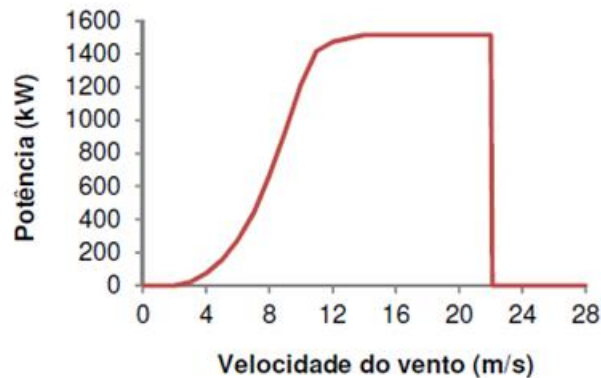


Figura 4.5: Exemplo de uma curva de potência × vento para um aerogerador.

Note que uma velocidade de vento entre 0 e aproximadamente 3m/s é insuficiente para que haja geração elétrica no aerogerador. A velocidade do vento em que o aerogerador começa a produzir energia é denominada velocidade de *cut-in* ou velocidade de ativação. Após o vento atingir a velocidade de *cut-in*, o aerogerador terá sua geração variando com a velocidade do vento até atingir a potência nominal. Um crescimento ainda maior da velocidade do vento não implicará maior geração elétrica, já que os limites físicos do aerogerador já foram atingidos. Outra característica importante é a existência da velocidade de *cut-off* ou velocidade de desligamento, a partir da qual o aerogerador é desligado, e assim sua geração vai a zero, de forma a manter a integridade física do equipamento frente a ventos muito fortes.

4.2. ÍNDICES DE DESEMPENHO DE PARQUES EÓLICOS

À medida que a necessidade de análises vai surgindo, novos índices são propostos, de forma a atender determinadas demandas de informação, resultando assim na existência de diversos índices e de variações destes índices, moldando os mesmos para cada caso em análise.

Quando se analisa a confiabilidade de parques eólicos, como proposto neste trabalho, existe uma gama de índices que podem ser calculados, de forma a elucidar algumas condições do sistema. Entre tais indicadores, destacam-se [AB00]:

- *IWP – Installed Wind Power* (potência eólica instalada). Este índice representa a soma da potência instalada, em MW ou GW, de todos os aerogeradores considerados.
- *IWE – Installed Wind Energy* (energia eólica instalada). Indica a energia máxima, em MWh ou GWh, que poderia ser produzida por um parque eólico em um período de tempo (geralmente de 1 ano). Este índice é calculado por,

$$IWE = IWP \times 8760 \quad (4.4)$$

onde 8760 é o número de horas em um ano.

- *EAWÉ – Expected Available Wind Energy* (valor esperado da energia eólica disponível no vento, em MWh/ano ou GWh/ano). Este índice corresponde à energia que poderia ser gerada em um ano, levando-se em consideração os possíveis estados do vento (flutuação da velocidade do vento), mas admitindo que os geradores estejam sempre disponíveis.
- *EGWE – Expected Generated Wind Energy* (valor esperado de geração eólica, expresso em MWh/ano ou GWh/ano). Tal índice é calculado ao se aplicarem os diversos estados do vento e as saídas forçadas dos geradores.
- *WGAF – Wind Generation Availability Factor* (fator de disponibilidade da geração eólica). Este índice relaciona o valor esperado da energia produzida e a máxima energia que poderia ser produzida pelos aerogeradores no mesmo intervalo de tempo, calculado por:

$$WGAF = \frac{EGWE}{IWE} \quad (4.5)$$

- *FPE* – Fator de Participação Eólico. Este índice é proposto neste trabalho para relacionar a geração eólica com a energia demandada pelo sistema, para quantificar a participação da geração eólica no atendimento à demanda. Neste caso:

$$FPE = \frac{EGWE}{EC}. \quad (4.6)$$

onde *EC* representa a energia total, em MWh, consumida pela carga no mesmo intervalo de tempo, geralmente admitido como 1 ano.

Além de calcular os índices de desempenho mencionados, são feitas simulações que consideram as falhas dos transformadores de conexão dos parques eólicos à rede de transmissão.

Como os transformadores de conexão dos parques são conectados em série com as usinas eólicas, é de se esperar que, ao se incluir o comportamento de tais equipamentos, haja uma deterioração dos índices. Esta expansão das análises aproxima o sistema analisado daquele verificado na prática, aproximando assim os valores estimados dos valores reais.

As análises deste sistema trazem informações, também, acerca de riscos de desperdício de energia eólica, i.e., são estimados riscos de haver geração maior que a capacidade de transformação, impossibilitando que toda a energia gerada seja efetivamente entregue ao sistema. O risco de desperdício indica a criticidade do sistema em atender à demanda, mesmo com a presença suficiente de energia primária.

4.3. ALGORITMO

O algoritmo baseado em simulação Monte Carlo não sequencial proposto neste trabalho para o cálculo dos índices apresentados anteriormente pode ser resumido nos seguintes passos:

- 1) Fazer o número de sorteios $N_S = 0$;
- 2) Sortear os estados dos aerogeradores e dos transformadores de conexão de acordo com suas indisponibilidades;
- 3) Sortear a série de ventos a ser considerada;
- 4) Sortear uma hora entre 1 e 8760 (número de horas do ano), para definir a carga e as velocidades dos ventos nos parques de geração, em função da série sorteada no Passo 3.

- 5) Atualizar N_S ;
- 6) Avaliar a potência disponível nos parques eólicos na condição amostrada;
- 7) Avaliar a potência efetivamente injetada levando em consideração os transformadores.

Para isso, deve-se verificar se a potência gerada é menor ou igual à potência de transformação disponível. Se for menor, a energia gerada é injetada na rede, e, caso contrário, a energia injetada é limitada pela potência disponível de transformação.

- 8) Atualizar as estimativas dos índices de desempenho;
- 9) Verificar a convergência da simulação através do coeficiente de variação β ;
- 10) *Parar* em caso de convergência do processo, ou *retornar* ao Passo (2).

A convergência da simulação é verificada através do coeficiente de variação β , detalhado em (2.8), que correspondente à relação entre o desvio-padrão da média amostral do índice monitorado e o seu valor esperado, sendo geralmente informado em termos percentuais.

A hora (1 a 8760) do processo é sorteada a partir da distribuição uniforme. Assim, assume-se que a disponibilidade de vento e a demanda associada à referida hora têm a mesma probabilidade de ocorrência. As séries de vento são também consideradas equiprováveis.

A condição apresentada no Passo 7 do algoritmo se faz necessária de forma a evitar que sejam utilizados dados de energia injetada maior do que o limite dos transformadores. Desta forma, o Passo 8 atualiza as estimativas de índices baseados na energia estimada de injeção na rede elétrica, e não apenas da estimativa de geração eólica.

Cada simulação pode ser dividida em duas situações, sendo a primeira considerando indisponibilidades apenas dos aerogeradores, e a segunda considerando as indisponibilidades dos aerogeradores e transformadores de conexão. Com isso, a primeira abordagem estima indicadores para NH0 e NH1, enquanto a segunda representa parcialmente o NH2.

CAPÍTULO 5

APLICAÇÕES

5.1. ESTIMATIVA DAS CURVAS DE VENTO

As velocidades de vento informadas pelos agentes proprietários dos parques apresentaram grandes taxas de congelamento por grandes períodos de tempo, o que implicaria em análises não fidedignas, já que em qualquer programa, a qualidade dos resultados depende da qualidade dos dados. A solução encontrada foi obter, de forma estimada (ou calculada), as séries de vento dos parques eólicos, a partir de dados mais precisos e confiáveis, i.e., as potências geradas em cada parque, disponíveis (com boa qualidade) no banco de dados do ONS.

Em face da necessidade de obtenção dos dados de vento, foi desenvolvido um programa para estimativa das séries de vento, que utiliza como dados de entrada os valores horários de geração de um parque eólico e fornece como saída, a série horária de velocidade do vento para a área onde o referido parque está localizado. Esta correlação é realizada através das curvas de potência dos aerogeradores envolvidos, em um processo “inverso” ao usual, i.e., parte-se dos dados de potência gerada para se estimar os dados de velocidade de vento, obtendo-se, assim, uma velocidade de vento aproximada.

De forma ilustrativa, aborda-se a questão de um parque eólico localizado no estado do Rio Grande do Norte, composto por 62 aerogeradores do mesmo tipo. Cada aerogerador tem uma curva de potência \times vento conforme mostra a Figura 5.1. A partir da Figura 5.1, pode-se concluir que em se conhecendo a potência injetada por uma máquina em determinado momento, pode-se relacionar a velocidade de vento correspondente àquela geração no mesmo instante. Assim, estima-se a curva de determinada máquina a partir de dados de geração obtidos do histórico da operação. Este método apresenta a vantagem de já considerar efeitos físicos que afetam a geração, levando em consideração as características físicas e geográficas de determinado parque eólico e suas influências, como o efeito esteira, etc.

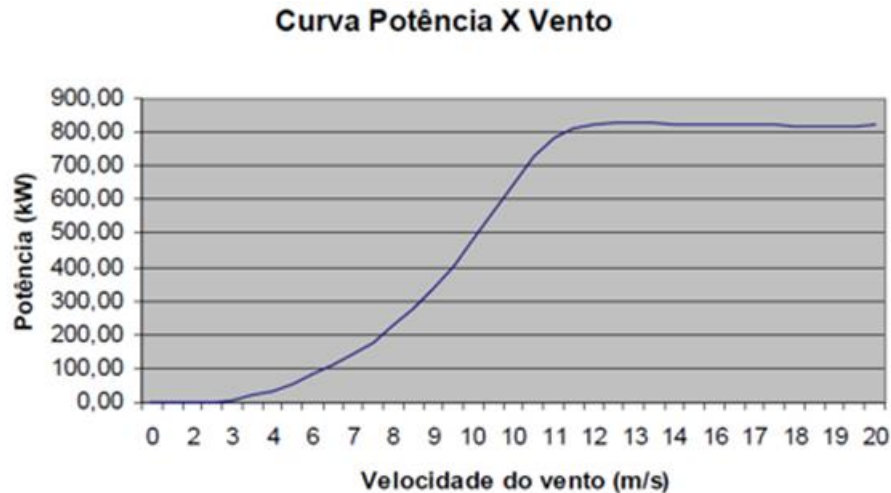


Figura 5.1: Curva potência \times vento de aerogerador localizado no Rio Grande do Norte.

Para a obtenção das curvas de velocidade de vento estimados, foi desenvolvido em ambiente MATLAB o “Estimador PV”. Este programa utiliza como dado de entrada os valores de geração verificados. Com a utilização da curva do aerogerador, o programa calcula velocidades de vento aproximadas. O período de tempo adotado na análise de validação deste processo de estimação foi de 1 ano (de 1º de julho de 2014 a 30 de junho de 2015), com 8760 medições horárias. Devido à qualidade dos dados obtidos do histórico da operação, foi necessária a realização de tratativas dos dados antes de sua utilização.

Entre estas tratativas realizadas nos dados do histórico da operação para possibilitar a sua utilização para a validação deste processo de cálculo da velocidade do vento, destacam-se a substituição de todas as informações de geração dos dias que apresentaram congelamento de dois ou mais dados, além da necessidade de se considerar como nulas aquelas gerações registradas como negativas, quando associadas a baixas velocidades de vento.

Outro ponto que deve ser observado é relacionado à natureza não linear da curva potência \times vento dos aerogeradores, conforme pode verificado na Figura 5.1. Percebe-se que, a partir de determinada velocidade de vento, não ocorrerá mais elevação de geração mesmo que a velocidade do vento continue a aumentar. Isto se deve ao alcance do limite elétrico da máquina. Existe também uma velocidade máxima de vento admissível, para a qual, por razões de segurança física do equipamento, ocorre o desligamento da máquina, e por consequência sua geração se anula.

Desta forma, este processo apresenta como restrição a apresentação de um limite máximo de velocidade de vento calculada, já que toda a geração máxima do aerogerador será associada à menor velocidade do vento que possibilita a geração máxima do mesmo. Para o aerogerador cujas características são representadas pela Figura 5.1, verifica-se que a menor velocidade de vento que proporciona a geração máxima (0,8 MW) é de aproximadamente 12 m/s. Nos casos de velocidades de vento superiores a 12m/s, e inferiores à velocidade de *cut off* (aproximadamente 20 m/s), a geração será a mesma, isto é, igual a 0,8 MW.

Em face da limitação de associação de velocidades diferentes a uma geração máxima, o Estimador PV não é capaz de informar velocidades de vento superiores à menor velocidade de vento que proporciona a geração máxima. Entretanto, tal limitação não influencia a utilização deste processo para os estudos desenvolvidos nesta Dissertação, haja vista que o essencial é conhecer todos os estados de vento e sua geração associada. Desta forma, qualquer velocidade de vento que proporcione a geração máxima do aerogerador pode ser considerada como a menor velocidade de vento que proporciona tal geração, conforme visualizado na Figura 5.2, onde a área destacada em vermelho mostra que qualquer velocidade de vento neste intervalo tem o mesmo efeito para a geração elétrica da máquina considerada.



Figura 5.2: Curva potência × vento (região de potência constante).

De forma análoga, a velocidade de vento superior ao limite de *cut off* da máquina seria associada à uma velocidade de vento que implique em geração nula, ou seja, a velocidade de *cut in* (menor velocidade de vento que já resulta em geração de potência ativa do aerogerador).

Após a utilização do Estimador PV com os dados do histórico deste parque eólico específico, e realizando as considerações mencionadas, foram estimadas as velocidades de vento. Para

validar este processo, foi necessário comparar os resultados estimados com os obtidos a partir do histórico da operação. Baseando-se nessa comparação entre dados de velocidade de vento verificados e dados estimados, pode-se determinar se tal processo pode ser adotado para todos os demais aerogeradores. A diferença entre os resultados obtidos e calculados deve ser pequena o suficiente para que não apresente impactos nas análises a serem realizadas. Há ainda a necessidade de escolha de um parque eólico que apresente um bom histórico de operação, isto é, boa qualidade nos dados verificados.

Após a estimação da velocidade dos ventos para este parque eólico específico, foi obtida a série de ventos estimada, e sem seguida, diversas comparações foram realizadas com o intuito de mensurar as diferenças entre os dados estimados e os dados verificados, possibilitando validar ou não o processo desenvolvido para a estimação das velocidades dos ventos.

Ao se comparar os dados estimados e os dados verificados, observou-se que houve variação de valores, porém de forma bem esporádica e pontual. A maior diferença obtida entre os dados chegou a ser de 217%, ocorrida no dia 20/02/2015, às 16h00. Entretanto, para este caso e outros com diferenças grandes, percebe-se uma associação a dados ruins, como aqueles que apresentam geração negativa, por exemplo, pelo fato da geração ser muito baixa.

Outra justificativa é dada pela aproximação desses valores de vento à velocidade de *cut in* do aerogerador. Nesse ponto, uma pequena variação na velocidade do vento resulta numa grande variação na geração associada, que inclusive pode ser zero. Como a ocorrência dessas situações de geração negativa ou nula foram poucas, a influência desses casos foi mínima.

Após o levantamento da diferença dos dados nos 8760 horários, a média das diferenças entre os dados de velocidade verificados e os valores estimados ficou abaixo de 5%, o que indica que o processo proposto para a série de ventos se mostra viável, e que sua utilização é pertinente devido à sua boa assertividade.

Outra análise realizada foi a comparação das curvas de velocidade de vento calculadas e verificadas para dias distintos ao longo do período analisado, onde é possível visualizar o comportamento do vento ao longo do dia, em diferentes meses do ano, destacando os diferentes regimes de vento na região do parque eólico analisado. Conforme Figura 5.3, verifica-se que o comportamento da curva de velocidade de vento calculada e verificada tem comportamento muito próximo, para o dia 1º de julho de 2014.

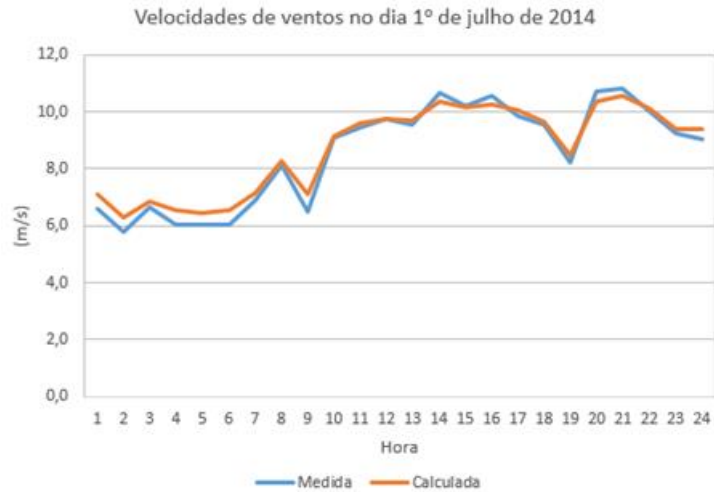


Figura 5.3: Velocidade do vento calculada e medida em 1º de julho de 2014.

Entre as características que devem ser avaliadas entre as curvas apresentadas na Figura 4.8, destacam-se a coerência em tendência e em valores. Quanto ao aspecto da tendência, verifica-se que as curvas crescem e decrescem praticamente no mesmo momento. Já quanto ao aspecto de valores, não se observam diferenças muito grandes.

Já a Figura 5.4 apresenta as curvas de velocidade do vento calculadas e verificadas para o dia 10 de outubro de 2014, onde é visualizado um distanciamento das curvas de velocidade do vento calculada e verificada no período das 11 horas até aproximadamente às 18 horas.

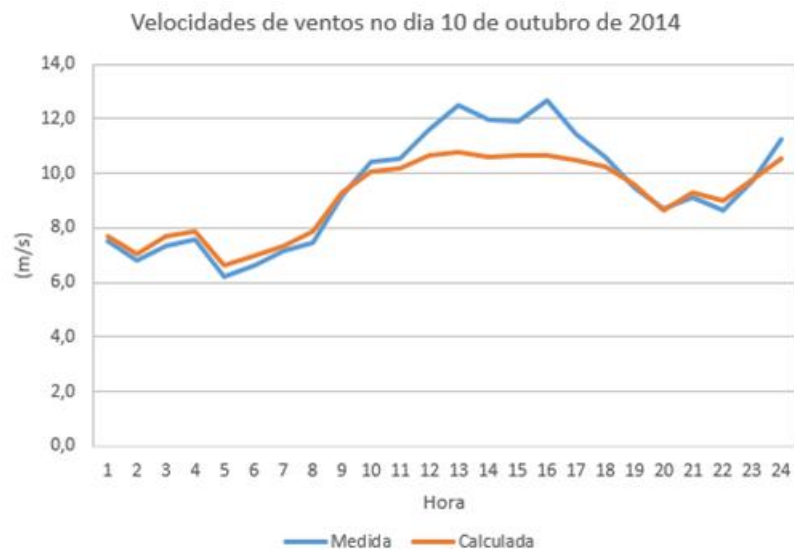


Figura 5.4: Velocidade do vento calculada e medida no dia 10 de outubro de 2014.

A diferença entre as curvas apresentadas na Figura 5.4 é ocasionada pelo alcance da geração máxima do aerogerador em análise. Conforme visualizado na Figura 4.7, este aerogerador atinge a sua geração máxima quando a velocidade do vento se aproxima de 11 m/s. Ventos acima deste valor, e abaixo da velocidade de *cut off* (aproximadamente 20 m/s) vão resultar na mesma injeção de potência ativa. Desta forma, o processo desenvolvido apresenta uma curva de velocidade de vento calculada com formato aproximadamente *flat* e com valor próximo a 11 m/s para todos os ventos verificados com velocidade entre 11 m/s e 20 m/s, para o gerador em análise, e caso o mesmo esteja disponível.

As velocidades de vento verificadas entre zero e a velocidade de *cut in*, e as velocidades de vento maiores que a velocidade de *cut off*, implicam em geração nula. Esta geração, quando processadas no Estimador PV, indicam um vento abaixo do valor de *cut in*. Entretanto, para o caso analisado, não houve ventos superiores a velocidade de *cut off*.

Conforme previamente discutido, esta limitação do processo desenvolvido não interfere nas análises de confiabilidade realizadas neste estudo uma vez que, para cada aerogerador, foi desenvolvida uma série de velocidade de ventos, refletindo as curvas de potência × vento do equipamento.

As Figuras 5.5 e 5.6 mostram as curvas de velocidade de vento calculadas e verificadas para os dias 5 de janeiro de 2015 e 12 de abril de 2015, respectivamente.

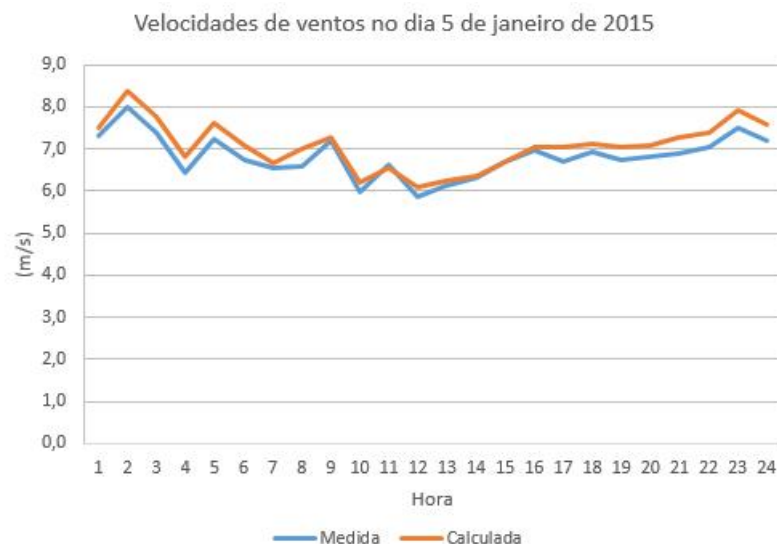


Figura 5.5: Velocidade do vento calculada e medida no dia 5 de janeiro de 2015.

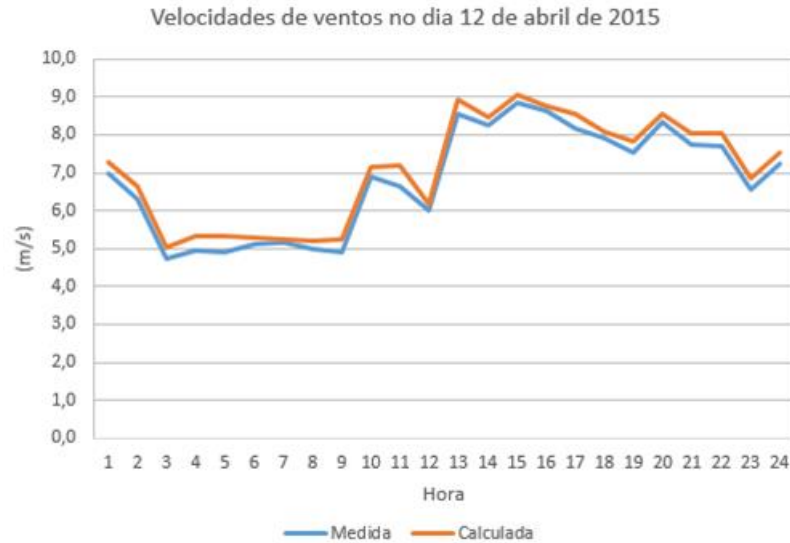


Figura 5.6: Velocidade do vento calculada e medida no dia 12 de abril de 2015.

Após a estimativa da série de ventos para uma determinada posição geográfica, foi assumido que todos os parques localizados a até 15 km do referido ponto apresentam as mesmas curvas de vento. Essa distância foi assumida, já que tal critério é adotado por muitos previsores de vento em utilização comercial. Tais programas trabalham com previsões para áreas quadradas de 15 km de lado, dentro das quais, os ventos são admitidos uniformes.

A obtenção da série de vento através dos dados de geração apresenta algumas vantagens frente ao uso direto das suas velocidades. Uma delas é a consideração de efeitos geográficos e de posicionamento dos parques tais como o efeito esteira, assim como o reflexo de algumas características individuais dos parques analisados, entre elas o rendimento dos aerogeradores, suas paradas técnicas para manutenção, assim como as paradas forçadas, etc.

A possibilidade de utilização das curvas de potência para os parques nos intervalos de tempo em que as mesmas estejam disponíveis, e o preenchimento do período restante com os dados provenientes das curvas de vento se mostra como uma possibilidade a ser adotada, entretanto, como mencionado, cada parque eólico entra em datas diferentes ao longo do tempo, além de não estar com todos seus aerogeradores disponíveis na mesma data. Isto se deve ao fato que cada aerogerador é considerado, do ponto de vista comercial, como uma unidade independente, e assim cada aerogerador tem sua autorização de entrada em operação comercial emitida de forma individual, possibilitando a obtenção de receitas por parte dos agentes proprietários. Assim, cada aerogerador que se encontra apto já pode ter sua Declaração de Acordo com os

Procedimentos de Rede (DAPR) emitida. Este fato dificultaria a determinação de uma data de fronteira entre a adoção das curvas de potência ou de vento.

Desta forma, a utilização de séries de vento estimadas para todos os parques eólicos, mesmo para aqueles que contam com uma série de potência para todo o período analisado, se mostra mais adequada e simples, além de ser uma forma de padronizar as simulações e simplificar as análises realizadas. Como visto, tal adoção não insere erro considerável na estimativa dos índices de desempenho desta geração.

5.2. AVALIAÇÃO DO PARQUE EÓLICO DO NORDESTE

O parque eólico utilizado na aplicação do programa de análise de confiabilidade desenvolvido neste trabalho é formado por 164 usinas eólicas, que formam 60 conjuntos constituídos por 3014 aerogeradores, divididos em 16 modelos de diferentes fabricantes, totalizando uma capacidade instalada de 5652,63 MW.

A configuração analisada é referente à situação do parque eólico do Nordeste no final do ano de 2015. Os dados de vento utilizados foram representados em curvas de velocidade média para cada uma das usinas analisadas, abrangendo os anos de 2014 e 2015. Tais curvas foram obtidas através do Estimador PV, haja vista a inconsistência de valores de velocidade de vento obtidos diretamente do histórico, como mencionado anteriormente.

A utilização do programa resultou nos seguintes índices, definidos na Seção 2.2:

- *IWP (Installed Wind Power)* = 5,65 GW;
- *IWE (Installed Wind Energy)* = 49.517,04 GWh/ano;
- *EAW (Expected Available Wind Energy)* = 24.475,69 GWh/ano.

Observa-se, então, que o valor esperado da energia disponível no vento para este sistema é de 24.475,69 GWh/ano, que seria entregue ao sistema se não ocorressem falhas nos geradores.

Para a obtenção dos valores relativos aos índices *EGWE (Expected Generated Wind Energy)*, *WGAF (Wind Generation Availability Factor)* e *FPE (Fator de Participação Eólico)*, faz-se necessário conhecer a indisponibilidade dos geradores.

Para tal, foi feita uma análise de sensibilidade considerando 5 patamares de indisponibilidade para os aerogeradores, já que os valores dos mesmos não estavam disponíveis para consulta. Por simplicidade, o mesmo valor de indisponibilidade foi aplicado para todas as unidades em cada simulação. De acordo com informações do histórico operacional de alguns agentes, a indisponibilidade típica de um aerogerador varia de 6 a 12 dias por ano, o que representa uma indisponibilidade de 0,015 a 0,030. Nas simulações realizadas, foram assumidos valores de indisponibilidade variando entre 0,000 e 0,060, abrangendo assim todo o intervalo típico, mantendo ainda casos com valores mais conservadores. Os patamares adotados, assim como os respectivos índices globais obtidos nas simulações são mostrados na Tabela 5.1.

TABELA 5.1: EFEITO DA INDISPONIBILIDADE DOS GERADORES

Caso	Indisponibilidade	<i>EGWE</i> (GWh/ano)	<i>WGAF</i>	<i>FPE</i>
A	0,000	24.475,69	0,4943	29,10%
B	0,015	24.108,80	0,4869	28,66%
C	0,030	23.741,56	0,4795	28,23%
D	0,050	23.251,72	0,4696	27,64%
E	0,060	23.006,95	0,4646	27,35%

Em cada caso, foram realizadas 80.000 simulações, demandando um tempo de processamento de aproximadamente 12 segundos em um computador com processador *Intel Core i7-4790* com memória RAM instalada de 8 GB.

As simulações vieram a confirmar os valores que poderiam ter sido alcançados de forma direta, após a realização de apenas uma simulação. Por exemplo, os valores dos índices simulados no Caso B correspondem aos encontrados no Caso A multiplicados pela diferença entre as indisponibilidades dos casos A e B. Esta característica se deve ao fato de a mesma indisponibilidade ter sido aplicada a todos os geradores.

Entretanto, ao se realizar as simulações para os diversos casos selecionados, mesmo nestas condições, pôde-se observar que os valores estimados eram os próprios valores esperados, o que mostra que o processo de simulação desenvolvido neste trabalho é coerente no cálculo dos índices de desempenho.

Admitiu-se como critério de parada o coeficiente de variação $\beta \leq 0,1\%$ para o índice *EGWE*. Como esperado, o aumento do valor de indisponibilidade dos aerogeradores resultou em valores cada vez menores de *EGWE*, *WGAF* e *FPE*.

No Caso A, o valor calculado de *EGWE* foi exatamente igual ao valor de *EAWWE*, conforme esperado, uma vez que a indisponibilidade dos aerogeradores para este caso é nula, ou seja, consideram-se todos os geradores sempre disponíveis.

No Caso C, o valor encontrado para *EGWE* foi de 23.741,56 GWh/ano (com *FPE*, i.e., fator de participação eólico correspondente a 28,23% da energia consumida no Nordeste), superior aos valores verificados no histórico da operação. Em 2014, a energia eólica gerada foi de 7952,45 GWh, que corresponde a 9,45% da energia consumida. O ano de 2015 apresentou uma geração eólica total de 16.323,80 GWh, correspondendo a 18,93% da energia consumida. As diferenças entre o *FPE* calculado e os fatores de participação verificados em 2014 e 2015 podem ser explicadas pelo fato da simulação ter considerado, durante todo o período, a configuração final do parque eólico do Nordeste (que só foi efetivamente alcançada no último trimestre de 2015), além é claro, pelo fato do *FPE* calculado se tratar de um valor esperado.

A simulação Monte Carlo implementada no programa desenvolvido neste trabalho permite ainda identificar o comportamento dos índices por mês. Isso é feito armazenando-se em variáveis específicas para cada mês, os valores de potência eólica gerada e consumida pela carga.

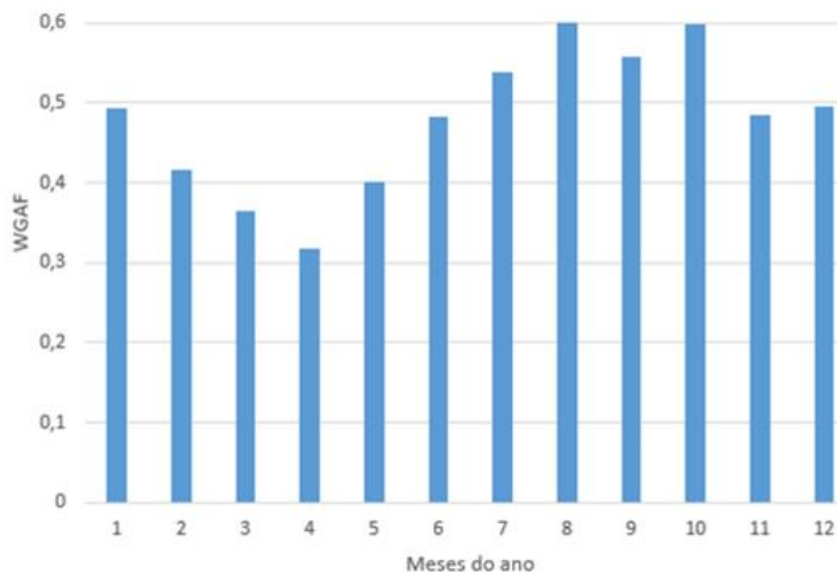


Figura 5.7: Índice *WGAF* calculado mês a mês.

A Figura 5.7 ilustra, para o Caso C, os valores de $WGAF$ obtidos mês a mês, possibilitando perceber os meses de maior e menor capacidade de geração eólica em função dos ventos. O período de maior incidência de ventos no Nordeste como um todo é no segundo semestre, quando se atinge aproximadamente 60% (i.e., $WGAF = 0,6$) da energia máxima que poderia ser gerada pelo parque eólico. Entretanto, esta curva poderá sofrer alterações à medida que novos parques estão sendo instalados em novas “fronteiras energéticas” na região, como no sertão do Piauí, Ceará e Pernambuco, regiões estas que podem apresentar regimes de vento diferentes ao longo do ano.

5.3. ANÁLISE DO USO DOS TRANSFORMADORES DE CONEXÃO

5.3.1. Considerações Gerais

Com o objetivo de limitar os parques eólicos que seriam estudados, foram selecionadas as usinas eólicas que se encontravam em operação comercial ao final do ano de 2015. Apesar do aumento natural no número de aerogeradores que se conectam à rede elétrica a cada mês, as análises precisam ser realizadas com um montante fixo de aerogeradores, suas configurações e a potência instalada e de transformação, permitindo assim uma avaliação real desta geração, considerando o comportamento das curvas de vento e suas características, evitando que o aumento da potência instalada interfira no comportamento desta geração.

Para a realização de uma análise dos índices de confiabilidade da geração eólica de forma mais aprofundada, faz-se necessário levar em consideração não apenas o comportamento operacional dos aerogeradores, mas também as características dos transformadores responsáveis pela conexão de toda essa geração ao SIN. Essa configuração muda de acordo com a filosofia de operação e a concepção de cada empreendimento.

A Figura 5.8 mostra um conjunto eólico formado por 7 parques eólicos conectados ao SIN através de dois transformadores 230/34,5 kV – 120 MVA. A análise da injeção de energia por parte das eólicas passa necessariamente por uma análise da capacidade e da disponibilidade da transformação dos parques eólicos, permitindo que esta energia possa ser injetada no SIN.

Assim, duas características devem ser analisadas quanto à transformação. Inicialmente, deve-se calcular a capacidade dos transformadores em conduzir toda a energia, isto é, se a geração não será maior que a capacidade de transformação em operação normal do sistema. O segundo aspecto é quanto aos casos de indisponibilidade dos transformadores, que também estão sujeitos a falhas.

Para analisar a capacidade de transformação em relação à geração, todas as 164 usinas eólicas foram modeladas de acordo com suas conexões aos transformadores elevadores que viabilizam a injeção desta potência ao SIN. Esta modelagem resultou na divisão de todas as usinas em 60 conjuntos. O critério utilizado para a criação dos conjuntos foi o compartilhamento de transformadores por aquelas usinas.

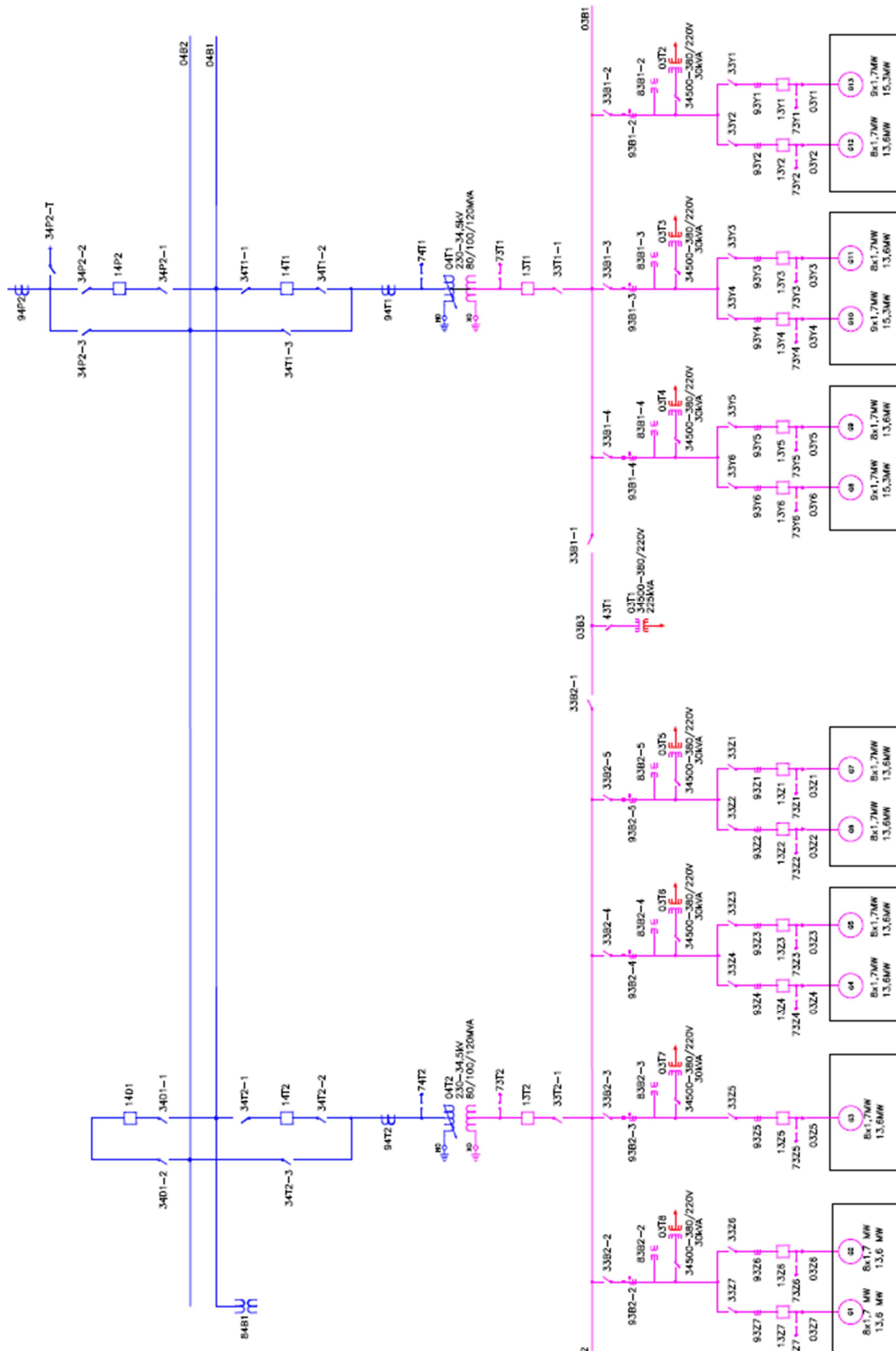


Figura 5.8: Conexão de 7 parques eólicos ao SIN por 2 transformadores.

Por exemplo, as 7 usinas da Figura 5.8 foram classificadas como um conjunto constituído de 2 transformadores com capacidade de 120 MVA cada um. O número total de transformadores modelados nos conjuntos é 91.

O programa estimou valores de geração destas usinas e comparou com a capacidade de transformação disponível, o que possibilitou calcular a energia média desperdiçada anualmente e o risco de desperdício de energia eólica.

O risco de desperdício calcula a probabilidade de haver “vertimento” de geração eólica motivada por uma geração maior que a transformação conectada ao respectivo conjunto. Para evitar sobrecargas nos transformadores, a geração eólica é reduzida com o desligamento de algumas unidades para ficar limitada à potência de transformação disponível, mesmo havendo recurso de vento para uma geração maior.

O risco de desperdício seria nulo se a indisponibilidade dos transformadores fosse zero, a potência de transformação fosse maior que capacidade de geração eólica instalada, e sempre houvesse demanda suficiente para toda a geração eólica disponível. No caso da demanda ser menor que a disponibilidade da geração eólica, mesmo considerando as indisponibilidades dos transformadores como nula e a potência de transformação maior que a de geração, ainda poderia ocorrer desperdício de energia eólica pelo fato de não haver demanda a ser atendida, que obrigaria o “vertimento” do excesso de geração.

Contudo, qualquer equipamento, por mais confiável que seja, está sujeito a falhas, de modo que a consideração de sua indisponibilidade possibilita sempre uma análise mais realista do problema. Neste sistema, há casos em que a potência de transformação do conjunto é menor que a potência instalada de geração eólica, resultando em um risco de desperdício maior.

Deve-se notar que o dimensionamento da capacidade de transformação para este tipo de sistema precisa levar em consideração a intermitência característica da fonte eólica. A especificação de uma capacidade de transformação com risco nulo certamente implicará o superdimensionamento e a ociosidade dos transformadores na maior parte do tempo, enquanto uma capacidade de transformação insuficiente resultará em desperdícios elevados de energia eólica. Percebe-se então, que a ferramenta probabilística em questão poderá auxiliar os planejadores do sistema a dimensionar adequadamente a capacidade de transformação de conjuntos eólicos, buscando sempre otimizar os investimentos.

5.3.2. Avaliação Numérica

Os índices de indisponibilidade dos transformadores podem variar bastante, dependendo de sua localização, função e operação. Como não se dispunha dos valores exatos dos equipamentos, foram realizadas duas análises com valores de indisponibilidade típicos para os transformadores dos parques eólicos localizados na Região Nordeste.

Caso 1

Neste caso, considera-se uma indisponibilidade de 2 dias por ano (i.e., 0,0055) para os 91 transformadores elevadores do sistema. Associando a indisponibilidade dos transformadores à indisponibilidade dos aerogeradores, assumida em 0,05, pode-se obter índices de confiabilidade da geração eólica. Como esperado, os índices de confiabilidade da geração eólica, são menores do que quando não se considera a indisponibilidade dos transformadores, conforme mostra parte do relatório obtido do programa de simulação, exibido na Figura 5.9.

```

=====
AVALIAÇÃO DA DISPONIBILIDADE ENERGÉTICA
DE PARQUES EÓLICOS E UTILIZAÇÃO DOS
DOS TRANSFORMADORES DE CONEXÃO
=====

                Dados do Sistema
-----
No de usinas:           164
No de conjuntos:       60
No de geradores:       3014
Tipos de geradores:    16
Séries de ventos:      2
Carga-pico GW:         11.78

                Índices Globais
(Indisp Aerogerador = 0,05)
(Indisp Transform = 0,0055)
-----
IWP GW                 5.65
IWE GWh/ano:           49517.04
EAWE GWh/ano:          24475.69
EGWE GWh/ano:          23251.72
EGWE_T GWh/ano:        22977.11
WGAF:                  0.4696
WGAF_T:                0.4640
FPE:                   0.2764
FPE_T:                 0.2732

```

Figura 5.9: Índices globais (indisponibilidade dos transformadores de 2 dias/ano).

Índices Mensais						
(Indisp Aerogerador = 0,05)						
(Indisp Transform = 0,0055)						
Mês	WE GWh	EGWE_T GWh	WAGF	WAGF_T	FPE	FPE_T
1	1996.09	1969.29	0.4837	0.4772	0.2730	0.2693
2	1684.57	1670.26	0.4082	0.4048	0.2362	0.2342
3	1476.70	1467.90	0.3579	0.3557	0.2087	0.2075
4	1283.58	1277.73	0.3111	0.3096	0.1777	0.1769
5	1619.17	1613.10	0.3924	0.3909	0.2360	0.2352
6	1951.55	1935.90	0.4729	0.4691	0.2898	0.2874
7	2174.92	2146.78	0.5271	0.5203	0.3236	0.3194
8	2426.30	2387.51	0.5880	0.5786	0.3636	0.3578
9	2255.72	2218.12	0.5467	0.5375	0.3266	0.3212
10	2420.73	2381.61	0.5866	0.5772	0.3344	0.3290
11	1960.76	1935.19	0.4752	0.4690	0.2748	0.2713
12	2001.61	1973.73	0.4851	0.4783	0.2819	0.2780

Figura 5.10: Índices mensais (indisponibilidade dos transformadores de 2 dias/ano).

Na Figura 5.9, os índices que apresentam na nomenclatura “_T” se referem aos índices do sistema admitindo indisponibilidades de aerogeradores e transformadores. Já os índices que não apresentam “_T” em sua nomenclatura admitem que não há indisponibilidade relacionada aos transformadores, ou seja, que os mesmos sejam 100% confiáveis. Da mesma forma, pode-se obter valores mensais, conforme a Figura 5.10. As simulações ainda fornecem estimativas para a potência desperdiçada e o risco de desperdício para cada um dos conjuntos formados. Os valores estimados para alguns conjuntos, são apresentados na Figura 5.11.

Conj	Valores Médios de Potência					
	G Inst MW	C Transf MW	Gerada MW	Injetada MW	Desperd MW	Risco de Desperd
1	50.40	60.00	21.93	21.81	0.12	0.005475
2	84.15	160.00	45.77	45.77	0.00	0.000275
3	38.40	66.00	25.27	25.26	0.01	0.003812
4	117.60	200.00	64.22	64.21	0.01	0.001813
5	167.64	200.00	91.19	91.04	0.14	0.006000
6	160.00	200.00	103.64	103.40	0.24	0.006913
7	94.00	100.00	45.89	45.82	0.07	0.004412
8	75.60	80.00	44.95	44.68	0.27	0.005888
9	65.10	75.00	41.32	41.10	0.22	0.005513
10	134.70	160.00	71.06	70.93	0.13	0.004913
11	30.00	33.00	18.21	18.11	0.10	0.005387
12	30.00	33.00	14.27	14.20	0.08	0.005338
13	27.00	33.00	13.02	12.95	0.07	0.005412
14	90.00	100.00	50.17	49.89	0.28	0.005488
15	73.60	99.00	42.32	42.31	0.00	0.000925

16	30.00	53.00	10.70	10.64	0.06	0.005325	
17	90.00	100.00	39.99	39.93	0.05	0.003762	
18	82.80	90.00	45.63	45.52	0.11	0.005463	
19	163.80	87.50	87.72	66.10	21.62	0.532075	<--
20	64.00	75.00	35.17	34.98	0.18	0.005338	
21	55.20	65.00	32.42	32.25	0.17	0.005488	
22	60.00	100.00	31.69	31.52	0.17	0.005463	
23	188.00	210.00	100.40	100.29	0.11	0.005150	
24	105.00	100.00	42.63	42.39	0.23	0.019375	
25	115.00	160.00	68.11	68.04	0.07	0.004712	
26	52.80	66.00	30.77	30.71	0.06	0.005488	
27	54.60	50.00	31.19	30.89	0.30	0.086550	
28	76.80	99.00	47.50	47.48	0.02	0.004513	
29	95.19	100.00	54.04	53.75	0.29	0.005387	
30	104.00	120.00	49.29	49.02	0.27	0.005387	
31	65.13	78.00	26.16	26.01	0.15	0.005788	
32	145.20	200.00	68.25	68.20	0.05	0.002537	
33	55.20	50.00	28.74	28.02	0.72	0.202187	<--
34	79.90	105.00	49.67	49.38	0.29	0.005738	
35	214.55	240.00	128.65	128.35	0.30	0.006825	
36	52.80	66.00	35.71	35.62	0.10	0.007425	
37	30.40	30.00	15.70	15.61	0.09	0.005525	
38	58.45	66.00	22.63	22.50	0.13	0.005600	
39	60.12	66.00	23.86	23.74	0.13	0.005363	
40	145.80	150.00	89.96	89.70	0.26	0.007613	
41	49.60	55.00	11.68	11.61	0.07	0.006012	
42	75.60	80.00	39.59	39.36	0.22	0.005550	
43	56.70	65.00	33.93	33.75	0.18	0.005250	
44	67.20	75.00	35.25	35.06	0.19	0.005275	
45	62.40	75.00	35.89	35.70	0.19	0.005387	
46	40.00	50.00	23.48	23.35	0.13	0.005675	
47	150.00	240.00	68.13	68.13	0.00	0.000013	
48	42.00	45.00	22.78	22.66	0.12	0.005625	
49	93.00	150.00	62.12	61.78	0.34	0.005463	
50	54.40	80.00	31.66	31.49	0.17	0.005363	
51	150.00	200.00	35.73	35.72	0.01	0.000700	
52	197.20	240.00	20.66	20.65	0.00	0.000037	
53	197.20	240.00	49.87	49.79	0.08	0.002000	
54	210.00	240.00	47.55	47.54	0.00	0.000037	
55	224.40	240.00	43.17	43.17	0.00	0.000037	
56	181.90	240.00	92.81	92.72	0.09	0.004012	
57	90.10	120.00	17.33	17.24	0.09	0.005475	
58	30.00	34.00	13.46	13.39	0.07	0.005300	
59	50.00	85.00	19.71	19.60	0.11	0.005463	
60	148.00	99.00	59.70	58.11	1.59	0.148113	<--

Figura 5.11: Potência média e risco de desperdício dos conjuntos (Caso 1).

Os valores estimados pelo programa para todo o sistema analisado foram de 33,35 MW para a potência média e 274,61 GWh/ano de energia média desperdiçada, o que representa cerca de 1,2% do total de energia eólica gerada pelas usinas analisadas. As setas representadas na Figura 5.11 indicam que os conjuntos 19, 33 e 60 apresentam os maiores índices de desperdício de energia eólica, motivados pela limitação de capacidade de transformação.

Caso 2

Considera-se agora uma indisponibilidade de 3 dias/ano para os transformadores, o que representa uma indisponibilidade de 0,0082 para os 91 transformadores elevadores de conexão das usinas eólicas considerados neste estudo. Associando-se a indisponibilidade dos transformadores à indisponibilidade dos aerogeradores, assumida em 0,05, pode-se obter novos índices de confiabilidade para a geração eólica.

Novamente, e ainda conforme esperado, os índices globais de confiabilidade da geração eólica, quando considerado a indisponibilidade dos transformadores em 0,0082, foram menores do que quando não se considera a indisponibilidade destes equipamentos, conforme mostra parte do relatório obtido do programa de simulação desenvolvido, exibido na Figura 5.12. As estimativas para a potência desperdiçada e o risco de desperdício para cada conjunto são visualizadas na Figura 5.13.

```

=====
AVALIAÇÃO DA DISPONIBILIDADE ENERGÉTICA
DE PARQUES EÓLICOS E UTILIZAÇÃO DOS
DOS TRANSFORMADORES DE CONEXÃO
=====

                Dados do Sistema
                -----
No de usinas:           164
No de conjuntos:       60
No de geradores:       3014
Tipos de geradores:    16
Séries de ventos:      2
Carga-pico GW:         11.78

                Índices Globais
                (Indisp Aerogerador = 0,05)
                (Indisp Transform = 0,0082)
                -----
IWP GW                 5.65
IWE GWh/ano:           49517.04
EAWE GWh/ano:          24475.69
EGWE GWh/ano:          23251.72
EGWE_T GWh/ano:        22942.15
WGAF:                  0.4696
WGAF_T:                0.4633
FPE:                   0.2764
FPE_T:                 0.2728

```

Figura 5.12: Índices globais (indisponibilidade dos transformadores de 3 dias/ano).

Índices Mensais (Indisp Aerogerador = 0,05) (Indisp Transform = 0,0082)						
Mês	EGWE GWh	EGWE_T GWh	WAGF	WAGF_T	FPE	FPE_T
1	1996.09	1966.31	0.4837	0.4765	0.2730	0.2689
2	1684.57	1667.81	0.4082	0.4042	0.2362	0.2339
3	1476.70	1465.83	0.3579	0.3552	0.2087	0.2072
4	1283.58	1276.05	0.3111	0.3092	0.1777	0.1767
5	1619.17	1610.92	0.3924	0.3904	0.2360	0.2348
6	1951.55	1932.96	0.4729	0.4684	0.2898	0.2870
7	2174.92	2143.49	0.5271	0.5195	0.3236	0.3189
8	2426.30	2383.55	0.5880	0.5776	0.3636	0.3572
9	2255.72	2214.62	0.5467	0.5367	0.3266	0.3207
10	2420.73	2377.71	0.5866	0.5762	0.3344	0.3284
11	1960.76	1932.03	0.4752	0.4682	0.2748	0.2708
12	2001.61	1970.87	0.4851	0.4776	0.2819	0.2776

Figura 5.13: Índices mensais (indisponibilidade dos transformadores em 3 dias/ano).

Já a potência desperdiçada e o risco de desperdício para cada um dos conjuntos formados apresenta os valores esperados de acordo com a Figura 5.14.

Conj	G Inst MW	C Transf MW	Valores Médios de Potência			Risco de Desperd
			Gerada MW	Injetada MW	Desperd MW	
1	50.40	60.00	21.93	21.75	0.18	0.008100
2	84.15	160.00	45.77	45.77	0.00	0.000513
3	38.40	66.00	25.27	25.25	0.02	0.005625
4	117.60	200.00	64.22	64.21	0.02	0.002625
5	167.64	200.00	91.19	90.97	0.22	0.008875
6	160.00	200.00	103.64	103.27	0.37	0.010512
7	94.00	100.00	45.89	45.79	0.10	0.006837
8	75.60	80.00	44.95	44.55	0.40	0.008563
9	65.10	75.00	41.32	40.99	0.33	0.008225
10	134.70	160.00	71.06	70.86	0.20	0.007325
11	30.00	33.00	18.21	18.06	0.15	0.008150
12	30.00	33.00	14.27	14.16	0.12	0.008188
13	27.00	33.00	13.02	12.91	0.11	0.008287
14	90.00	100.00	50.17	49.77	0.40	0.008050
15	73.60	99.00	42.32	42.31	0.01	0.001475
16	30.00	53.00	10.70	10.61	0.09	0.008087
17	90.00	100.00	39.99	39.91	0.08	0.005488
18	82.80	90.00	45.63	45.47	0.16	0.008300
19	163.80	87.50	87.72	65.90	21.83	0.533438 <--
20	64.00	75.00	35.17	34.89	0.27	0.007900
21	55.20	65.00	32.42	32.16	0.26	0.007963
22	60.00	100.00	31.69	31.44	0.25	0.008200
23	188.00	210.00	100.40	100.23	0.17	0.007788
24	105.00	100.00	42.63	42.27	0.36	0.022325
25	115.00	160.00	68.11	68.01	0.10	0.006825

26	52.80	66.00	30.77	30.68	0.09	0.008175	
27	54.60	50.00	31.19	30.80	0.39	0.089175	
28	76.80	99.00	47.50	47.47	0.04	0.006750	
29	95.19	100.00	54.04	53.61	0.43	0.008063	
30	104.00	120.00	49.29	48.87	0.42	0.008325	
31	65.13	78.00	26.16	25.93	0.22	0.008575	
32	145.20	200.00	68.25	68.18	0.07	0.003875	
33	55.20	50.00	28.74	27.94	0.80	0.204600	<--
34	79.90	105.00	49.67	49.25	0.43	0.008325	
35	214.55	240.00	128.65	128.20	0.45	0.009962	
36	52.80	66.00	35.71	35.57	0.15	0.011338	
37	30.40	30.00	15.70	15.57	0.13	0.008125	
38	58.45	66.00	22.63	22.44	0.19	0.008125	
39	60.12	66.00	23.86	23.67	0.19	0.007900	
40	145.80	150.00	89.96	89.58	0.38	0.011463	
41	49.60	55.00	11.68	11.57	0.10	0.008625	
42	75.60	80.00	39.59	39.26	0.32	0.008212	
43	56.70	65.00	33.93	33.65	0.27	0.007888	
44	67.20	75.00	35.25	34.97	0.28	0.007912	
45	62.40	75.00	35.89	35.60	0.29	0.008000	
46	40.00	50.00	23.48	23.29	0.19	0.008263	
47	150.00	240.00	68.13	68.13	0.00	0.000025	
48	42.00	45.00	22.78	22.59	0.19	0.008388	
49	93.00	150.00	62.12	61.61	0.51	0.008300	
50	54.40	80.00	31.66	31.41	0.25	0.007900	
51	150.00	200.00	35.73	35.72	0.01	0.001063	
52	197.20	240.00	20.66	20.65	0.00	0.000063	
53	197.20	240.00	49.87	49.75	0.12	0.003075	
54	210.00	240.00	47.55	47.54	0.00	0.000087	
55	224.40	240.00	43.17	43.17	0.00	0.000050	
56	181.90	240.00	92.81	92.68	0.13	0.005825	
57	90.10	120.00	17.33	17.19	0.14	0.008275	
58	30.00	34.00	13.46	13.35	0.11	0.008175	
59	50.00	85.00	19.71	19.55	0.17	0.008425	
60	148.00	99.00	59.70	58.02	1.68	0.151000	<--

Figura 5.14: Potência média e risco de desperdício dos conjuntos (Caso 2).

Os valores estimados pelo programa para todo o sistema analisado foram de 35,34 MW para a potência média desperdiçada, e de 309,57 GWh/ano de energia média desperdiçada, o que representa cerca de 1,3% do total de energia eólica gerada pelas usinas analisadas.

Comparação dos Casos 1 e 2

Como esperado, os valores estimados apresentam índices melhores para os casos onde a indisponibilidade dos transformadores é menor, pois resulta no melhor aproveitamento da energia eólica. Na Figura 5.12, os índices de confiabilidade (considerando a indisponibilidade de 3 dias/ano, são menores que os estimados quando a indisponibilidade dos transformadores foi de 2 dias/ano. Esta comparação é explicitada na Tabela 5.2.

TABELA 5.2: EFEITO DA INDISPONIBILIDADE DOS TRANSFORMADORES DE CONEXÃO

Índice	Indisponibilidade dos Transformadores de Conexão	
	0,0055 (2 dias/ano)	0,0082 (3 dias/ano)
<i>EGWE_T</i> (GWh/ano)	22.977,11	22.942,15
<i>WGAF_T</i>	0,4640	0,4633
<i>FPE_T</i>	27,32%	27,28%

Nas Figuras 5.11 e 5.14, o Conjunto 19 apresenta altos riscos de desperdício, de 0,532075 e 0,533438, respectivamente, ambos na casa de 53%. Esta é a probabilidade de “vertimento” da geração eólica motivada por geração maior que a capacidade de transformação, podendo ser entendida como a probabilidade de sobrecarga dos transformadores.

Os altos valores de risco são decorrentes da configuração do Conjunto 19. Como visto na Figura 5.14, a potência de geração instalada deste conjunto é de 163,80 MW (primeira coluna), enquanto a capacidade de transformação é de 87,5 MW (segunda coluna).

Além do Conjunto 19, outros também apresentam riscos de desperdício relativamente altos, como o Conjunto 33, que tem uma potência instalada de 55,20 MW e uma capacidade de transformação de 50 MW, e o Conjunto 60 com potência instalada de 148 MW e capacidade de transformação de 99 MW. Os riscos de desperdício nesses conjuntos são, respectivamente 20,22% e 14,81% quando considerada uma indisponibilidade de transformadores de 2 dias/ano, e de respectivamente 20,46% e 15,10% quando considerada uma indisponibilidade de transformadores de 3 dias/ano.

TABELA 5.3: INSTALAÇÃO DO SEGUNDO TRANSFORMADOR NO CONJUNTO 19.

Geração Instalada	Capacidade de Transformação	Valores Médio de Potência (MW)			Risco de Desperdício
		Gerada	Injetada	Desperdiçada	
163,80 MW	87,5 MW (1 transformador)	87,72	65,90	21,83	53,34%
	175 MW (2 transformadores)	87,87	87,54	0,33	0,84%

A forma de diminuir os riscos de desperdício é o aumento da capacidade de transformação dos conjuntos. Para realizar uma comparação entre os valores estimados para a situação considerada nesse estudo e a situação hipotética com a instalação de um novo transformador, para o Conjunto 19, novas simulações foram realizadas.

Considerando-se a indisponibilidade dos geradores em 0,05 e dos transformadores em 0,0082, foram obtidos os valores da Tabela 5.3.

Como aguardado, a instalação de outro transformador igual ao já existente no Conjunto 19 praticamente elimina a possibilidade de sobrecarga nos transformadores, mesmo considerando índices de indisponibilidade de 3 dias/ano para os mesmos.

A decisão de aumentar ou não a potência de transformação passa necessariamente por uma análise de viabilidade econômica, i.e., justifica-se a instalação de um novo transformador apenas se seu custo total for menor que o custo da energia desperdiçada, o que trará um ganho econômico ao empreendimento em questão.

Para esta análise econômica, é necessário um valor do MWh da geração eólica, que pode variar a depender do leilão ganho pelo empreendimento. Valores dos últimos leilões de eólica homologados pela Aneel ficaram em aproximadamente R\$ 150,00/MWh [ANEEL16].

Já o valor do transformador pode ser calculado de forma aproximada. Como referência, dados de custo da Eletrobras [ELE07] mostram que a instalação do módulo de manobra (disjuntor, chaves seccionadoras, TP, TC, sistema de proteção e controle, isoladores, etc.) de um transformador trifásico de 230/69 kV – 100 MVA, somado ao custo do próprio transformador, representa um investimento de R\$ 5.337.000,00¹, o que, linearizando, implica um custo de R\$ 53.370,00 por MVA instalado. Como o transformador adicionado ao Conjunto 19 tem 87,5 MW de potência, pode-se estimar seu custo em aproximadamente R\$ 4.669.875,00.

No caso do Conjunto 19, após o aumento da capacidade, o montante da energia desperdiçada por ano seria o produto da diferença da potência desperdiçada com um e dois transformadores pelo número de horas no ano, dado por:

$$\Delta P_{desp} = P_{desp}^{1\ trafo} - P_{desp}^{2\ trafos} \quad (5.1)$$

¹ Os valores médios considerados de materiais e equipamentos contemplam encargos de 18% de ICMS, 0% de IPI, com transporte, seguro, ensaios de tipo, e podem variar de acordo com as peculiaridades de cada região.

onde $P_{desp}^{1\ trafo}$ e $P_{desp}^{2\ trafos}$ correspondem, respectivamente à potência desperdiçada no conjunto com 1 e 2 transformadores de conexão. Assim, tem-se numericamente:

$$\Delta P_{desp} = 21,83 - 0,33 = 21,50 \text{ MW} .$$

Com esta diferença, pode-se calcular a energia por ano relativa à mesma, ao se multiplicar seu valor por 8760 (número de horas no ano), o que resulta num ganho energético dado por:

$$\Delta Energia = 21,50 \times 8760 = 188.340,00 \text{ MWh/ano.} \quad (5.2)$$

Onde $\Delta Energia$ representa o ganho energético anual obtido com a instalação do segundo transformador. Utilizando-se o valor do custo da energia de 150,00 R\$/MWh, e multiplicando pelo ganho energético, obtém-se o custo da energia que deixaria de ser desperdiçada, no valor de 28.251.000,00 R\$/ano.

Ao se dividir o valor do transformador pelo valor do custo da energia que deixaria de ser desperdiçada, obtém-se o número de anos necessários para que esses valores se equiparem, que é 0,165 anos, o que equivale a aproximadamente 2 meses.

Isto significa que, caso a decisão seja pela instalação de outro transformador igual ao já existente, em apenas 2 meses este se pagará, e o tempo restante da concessão, geralmente de 20 a 25 anos, será de ganho econômico e de rentabilidade ao empreendimento.

Assim, para o caso do Conjunto 19, existe grande viabilidade econômica para o aumento da potência de transformação. Entretanto, questões legais e comerciais, além de atrasos de obras licitadas ou autorizadas podem se tornar um empecilho para que esta expansão ocorra de forma mais rápida e efetiva.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES

6.1. CONCLUSÕES DESTE TRABALHO

Esta dissertação de mestrado abordou o cenário de expansão da geração eólica na Região Nordeste, que concentra a maior parte da potência já instalada no país e já leiloada, analisando as características elétricas e energéticas da fonte eólica no Subsistema Nordeste. Foram considerados os comportamentos das principais grandezas deste subsistema tais como a demanda, gerações eólica, hidráulica e térmica, além dos carregamentos dos transformadores que conectam os parques eólicos ao Sistema Interligado Nacional e as configurações das usinas eólicas, realizando ainda uma análise econômica da necessidade de expansão do sistema de transformação conectado às usinas eólicas analisadas.

Para a realização das análises de confiabilidade deste sistema, foi proposta a utilização da simulação Monte Carlo não sequencial, uma vez que a evolução temporal das grandezas do sistema pode ser desconsiderada sem resultar em impactos aos resultados obtidos. Utilizou-se para as simulações uma ferramenta desenvolvida em ambiente do MATLAB que utiliza como entrada as seguintes informações:

- Dados de geração eólica horária de todos os parques incluídos no estudo;
- Dados da demanda horária da região Nordeste;
- Dados de geração hidráulica da região Nordeste;
- Dados de geração térmica da região Nordeste;
- Dados de característica vento \times potência dos aerogeradores analisados;
- Configuração das usinas eólicas do Nordeste em operação ao final do período analisado;
- Número médio de horas de indisponibilidade anual dos transformadores e aerogeradores.

Em face da entrada de novos parques ao longo do período analisado, o que resulta numa “falta de dados”, assim como o congelamento dos dados de velocidade de vento, foi necessário o

desenvolvimento, também no ambiente do MATLAB, de um programa de geração de curvas de vento, chamado Estimador PV, onde a partir dos dados de geração verificada nos parques já existentes, possibilita-se a criação de uma série de vento para cada regional de conexão das usinas eólicas. As séries de vento adotadas para as usinas que não tinham histórico suficiente foram determinadas pelas usinas próximas já existentes, e com histórico confiável.

Assim, foi possível a construção de um histórico de ventos aplicável para cada parque eólico, permitindo considerar a geração de todos os parques eólicos mesmo antes de sua entrada em operação. Desta forma, as mudanças no parque gerador eólico com a entrada mês a mês de mais aerogeradores pôde ser desconsiderada, permitindo que todas as análises realizadas tivessem como base uma potência instalada constante ao longo do período analisado.

Os programas desenvolvidos foram utilizados para a obtenção de diversos índices de confiabilidade associados aos parques eólicos analisados, entre eles:

- *IWP – Installed Wind Power;*
- *IWE – Installed Wind Energy;*
- *EAWF – Expected Available Wind Energy;*
- *EGWF – Expected Generated Wind Energy;*
- *WGAF – Wind Generation Available Factor;*
- *FPE – Fator de Participação Eólico.*

Observa-se, nos estudos realizados, que a presença cada vez maior das fontes intermitentes e não programáveis, e em especial da fonte eólica, no Sistema Elétrico Brasileiro, agrega segurança no atendimento à demanda da Região Nordeste, tendo sua participação apresentado um quadro de evolução considerável ao longo dos anos analisados. Percebe-se, ainda, que a fonte eólica se apresenta como uma excelente fonte de energia firme, uma vez que apresenta participação significativa na matriz elétrica da região ao longo de todo o período analisado.

Apesar de não poder ser comparada às fontes hidráulicas, principalmente àquelas de reservatório, quanto a ser uma fonte de potência, pelo simples fato da energia eólica não ter reservatório de energia primária, a fonte eólica deve ser considerada não como uma fonte alternativa, mas sim como uma fonte complementar à matriz elétrica já existente, corroborando com as fontes hidráulicas e térmicas no atendimento à demanda.

Outro fator observado é a necessidade de maiores investimentos e ampliações da capacidade de transformação e aumento da confiabilidade dos arranjos destas subestações, de forma a permitir o escoamento de todo este montante de geração de forma mais segura e confiável. Tais evidências são percebidas quando consideradas as indisponibilidades dos aerogeradores agregadas às indisponibilidades dos transformadores de conexão.

Como em qualquer projeto de engenharia, devem-se realizar análises de ganhos de confiabilidade e diminuição do custo da energia que pode ser “vertida” frente ao investimento necessário, de forma a viabilizar ou não as adequações indicadas do ponto de vista técnico.

Em um dos casos analisados, foi verificado que o investimento na ampliação da capacidade de transformação se justificaria em face do ganho econômico proveniente da energia injetada no sistema elétrico, o que torna esta ampliação viável economicamente, além de também aumentar a confiabilidade de todos os parques conectados a este transformador, uma vez na contingência de um equipamento, parte da geração ainda poderia ser entregue ao sistema através do segundo transformador, desde que não causasse sobrecargas à transformação.

Os programas desenvolvidos podem ainda ser adequados ao cálculo dos índices de confiabilidade de sistemas eólicos em diversas situações cotidianas da operação, tais como:

- Inserção de novas usinas eólicas;
- Inserção de novos aerogeradores, com características diferentes daqueles já analisados;
- *Retrofit* dos geradores, com mudança das potências nominais e curva potência \times vento;
- Alteração das configurações elétricas dos conjuntos analisados (barramento, etc.);
- Mudanças na potência de transformação disponível, tais como a troca de um transformador por outro de potência diferente ou a adição equipamentos na mesma instalação;
- Possibilidade de inserção de novas séries de vento, para locais não incluídos nas análises.

Em face destas capacidades, os programas desenvolvidos podem ser aplicados para análises de confiabilidade de regiões que concentram vários parques eólicos, assim como todo um subsistema, ou todo o país, tanto para os parques já existentes, como para os parques eólicos futuros, desde que se conheçam todos os dados de entrada necessários, além de auxiliar nas análises de viabilidade econômica para a expansão ou reconfiguração do sistema.

6.2. DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Como forma de expandir o trabalho realizado nesta dissertação, desenvolvimentos futuros de análise de confiabilidade das usinas eólicas devem incluir também as análises de indisponibilidade de linhas de transmissão. Inicialmente, podem-se dividir estas análises em duas etapas, sendo a primeira a inclusão das linhas de transmissão que conectam as usinas eólicas à rede de operação, assim como as linhas (ou ramais) que conectam os aerogeradores internamente às usinas eólicas. A dificuldade inicial destas análises seria obter um índice coerente de indisponibilidade destas linhas de transmissão e ramais, uma vez que o propósito destas é apenas escoar a geração eólica a qual se encontra conectada.

Posteriormente, pode-se analisar as linhas de transmissão da própria Rede Básica (230 e 500 kV no Nordeste), que efetivamente conectam as subestações do Sistema Interligado. Neste caso, além do histórico de indisponibilidade, haverá a necessidade de executar um programa de fluxo de potência para as análises em regime permanente. Isto se deve ao fato de que tais linhas de transmissão não têm como função a exclusiva integração das usinas eólicas ao sistema elétrico, mas sim a transmissão de toda energia gerada, pelas mais diversas fontes, e o atendimento à demanda. Esta análise apresenta uma complexidade maior pela necessidade de analisar todo o comportamento do sistema elétrico da região a ser selecionada. Estes estudos se mostram importantes para a consolidação do planejamento, como possíveis reforços na transmissão, evitando “gargalos” que provoquem restrições de geração ou de atendimento à demanda. É possível ainda desenvolver outras análises, entre as quais o comportamento do sistema quanto à estabilidade de tensão nas partes mais fracas do sistema.

Já para a operação em tempo real, estas análises podem auxiliar na determinação de zonas de segurança operacionais, análises de contingência do sistema de transmissão e seu impacto na geração eólica, possibilitando ao operador se antecipar na tomada de decisões, maximizando a geração eólica e a utilização do sistema ao tomar medidas preventivas, caso necessário.

Como a inserção de mais fontes intermitentes no sistema elétrico deve ser uma constante no médio e longo prazo, motivada principalmente por adoção de políticas de diminuição da dependência energética de fontes não renováveis, e atualmente pela competitividade econômica desta geração, análises e estudos podem ser realizados para auxiliar nas discussões acerca do sistema a ser planejado para atender a expansão da demanda e das novas fontes energéticas.

6.3. TRABALHOS PUBLICADOS

A realização do trabalho descrito nesta dissertação possibilitou a publicação de 2 artigos no SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica:

- A.J. Torres de Lima Silva, J.G.C. Costa, “Confiabilidade da Energia Eólica para Atendimento à Carga na Região Nordeste”, XXIII SNPTEE, Foz do Iguaçu – PR, Out. 2015.
- A.J. Torres de Lima Silva, J.G.C. Costa, “Avaliação Probabilística da Fonte Eólica da Região Nordeste e seu Impacto na Rede de Transmissão”, XXIV SNPTEE, Curitiba – PR, Out. 2017. Trabalho selecionado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

A seguir, apresentam-se as referências bibliográficas da Dissertação.

- [AB00] R. Allan, R. Billinton, “Probabilistic Assessment of Power Systems”, Proceedings of the IEEE, Vol. 88, No. 2, February 2000.
- [ANEEL16] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resumo dos Resultados dos Leilões de Geração no ACR de 2005 a 2016”, em <http://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>.
- [BA92] R. Billinton, R.N. Allan, Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques, Second Edition, Plenum Press, New York 1992.
- [BA96] R. Billinton e R.N. Allan, “Reliability Evaluation of Power Systems”, Plenum Press, New York, 1996.
- [BGK10] R. Billinton, Y. Gao and R. Karki, “Application of a Joint Deterministic-Probabilistic Criterion to Wind Integrated Bulk Power System Planning,” in IEEE Trans. On Power Systems, vol. 25, no. 3, pp.1384-1392, Aug. 2010.
- [BH11] R. Billinton and D. Huang, “Incorporating Wind Power in Generating Capacity Reliability Evaluation Using Different Models,” in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 4, pp. 2509-2517, Nov. 2011.
- [BL94] R. Billinton e W. Li, “Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods”, New York: Plenum, 1994.
- [BW07] R. Billinton and W. Wangdee, “Reliability-Based Transmission Reinforcement Planning Associated With Large-Scale Wind Farms,” in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, no. 1, pp. 34-41, Feb. 2007.
- [CA96] F. Castro Sayas, R.N. Allan, “Generation Availability Assessment of Wind Farms”, IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 143, No 5, pp. 507-518, September 1996.
- [CEPEL01] Cepel, “Atlas do Potencial Eólico Brasileiro”, Brasília, 2001.
- [CRS12] L.M. Carvalho, M.A. Rosa, A.M. Leite da Silva and V. Miranda, “Probabilistic Analysis for Maximizing the Grid Integration of Wind Power Generation,” in IEEE Trans. On Power Systems, vol. 27, no. 4, pp. 2323-2331, Nov. 2012.
- [DSG14] Y. Ding, C. Singh, L. Goel, J. Østergaard and P. Wang, “Short-Term and Medium-Term Reliability Evaluation for Power Systems With High Penetration of Wind Power,” in IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 5, no. 3, pp. 896-906, July 2014.
- [ELE07] Eletrobras, “Referências de Custos TLs e Ses de AT e EAT”, Agosto 2007.
- [GGS01] A.N. Gorban, A.M. Gorlov e V.M. Silantyev, “Limits of the Turbine Efficiency for Free Fluid Flow”, Journal of Energy Resources Technology, Vol. 123, December 2001.

- [GR12] L.P. Garcés, R. Romero, “Avaliação de Confiabilidade do Sistema de Geração Através do Cálculo dos Momentos Estáticos”, IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2012.
- [GU83] P. Giorsetto and K.F. Utsurogi, “Development of a New Procedure for Reliability Modeling of Wind Turbine Generators”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-102, no. 1, pp. 134-143, January 1983.
- [GWEC16] Global Wind Energy Council, Relatório “Global Wind Report 2016”, em <http://www.gwec.net/publications/global-wind-report-2/global-wind-report-2015-annual-market-update/>.
- [HB09] D. Huang and R. Billinton, “Effects of Wind Power on Bulk System Adequacy Evaluation Using the Well-Being Analysis Framework,” in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, no. 3, pp. 1232-1240, Aug. 2009.
- [KHB10] R. Karki, P. Hu and R. Billinton, “Reliability Evaluation Considering Wind and Hydro Power Coordination,” in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 25, no. 2, pp. 685-693, May 2010.
- [KTB12] R. Karki, S. Thapa and R. Billinton, “A Simplified Risk-Based Method for Short-Term Wind Power Commitment,” in IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 3, no. 3, pp. 498-505, July 2012.
- [LBF06] A.P. Leite, C.L.T. Borges, “Probabilistic Wind Farms Generation Model for Reliability Studies Applied to Brazilian Sites”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 4, November 2006.
- [LLS12] J.M. Lima, E.M. Lourenço, M.T. Schilling, “Desafios e vantagens da utilização de critérios probabilísticos no planejamento de sistemas elétricos”, Revista Controle & Automação, Vol. 23, N° 4, Julho e Agosto de 2012.
- [LMC91] A.M. Leite da Silva, A.C.G. Mello, S.H.F. Cunha, “Frequency and Duration Method for Reliability Evaluation of Large-scale Hydrothermal Generating Systems”, IEE Proceedings, Part C, Vol. 138, No. 1, pp. 94-102, January 1991
- [LMMB00] A.M. Leite da Silva, L.A.F. Manso, J.C.O. Mello, e R. Billinton “Pseudo-Chronological Simulation for Composite Reliability Analysis with Time Varying Loads”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 15, No. 1, pp. 73-80, February 2000.
- [ML04] L.A.F. Manso e A.M. Leite Silva, “Modelagem de Cargas Variantes no Tempo na Avaliação de Confiabilidade Composta Via Simulação Monte Carlo Não-Sequencial”, Revista Controle & Automação, Vol. 15, N° 1, Janeiro, Fevereiro e Março de 2004.
- [ONS16] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Histórico da Operação”, em http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx.
- [ONS17] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Procedimentos de Rede”, em http://apps05.ons.org.br/procedimentorede/procedimento_rede/procedimento_rede.aspx.
- [OSI16] OSIsoft, “PI System”, em <http://www.osisoft.com/pi-system/>.
- [PB92] M.V.F. Pereira e N.J. Balu, “Composite Generation/Transmission Reliability Evaluation”, Proceedings of the IEEE, Vol. 80, No. 4, April 1992.

- [RK08] R.Y. Rubinstein and D.P. Kroese, “Simulation and the Monte Carlo method”, Wiley-Interscience, 2008.
- [S09] W.S. Sales, “Planejamento da Reserva Operativa de Sistemas de Geração com Elevada Penetração de Energia Eólica”, Tese de Doutorado, Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, 2009.
- [SB95] A. Sankarakrishnan e R. Billinton, “Sequential Monte Carlo Simulation for Composite Power System Reliability Analysis with Time Varying Loads”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, pp. 1540-1545, 1995.
- [SFF14] A.M. Leite da Silva, R.A. González-Fernández, S.A. Flávio and L.A.F. Manso, “Composite reliability evaluation with renewable sources based on quasi-sequential Monte Carlo and cross entropy methods”, 2014 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Durham, 2014, pp. 1-6.
- [SFS10] A. M. Leite da Silva, R. A. González-Fernández, W. S. Sales and L. A. F. Manso, “Reliability assessment of time-dependent systems via quasi-sequential Monte Carlo simulation,” 2010 IEEE 11th Int. Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Singapore, 2010, pp. 697-702.
- [SMS04] A. M. L. da Silva et al., “Application of Monte Carlo simulation to generating system well-being analysis considering renewable sources,” 2004 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Ames, IA, 2004, pp. 439-444.
- [SN95] Schilling, M.T., Nasser, I.C., “Performance Assessment Indices for Primary Energy Sources and Generation Systems”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, No. 3, pp. 1204-1210, 1995.
- [SRS11] A. M. L. da Silva, M. A. Rosa, W. S. Sales and M. Matos, “Long term evaluation of operating reserve with high penetration of renewable energy sources,” 2011 IEEE PES General Meeting, San Diego, CA, 2011, pp. 1-7.
- [THVD15] F. Tagliaferri, B.P. Hayes, I.M. Viola, S.Z. Djokic, “Wind Modelling with Nested Markov Chain”, in Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics”, Aug 2016.
- [TKB13] S. Thapa, R. Karki and R. Billinton, “Utilization of the Area Risk Concept for Operational Reliability Evaluation of a Wind-Integrated Power System,” in IEEE Trans. on Power Systems, vol. 28, no. 4, pp. 4771-4779, Nov. 2013.
- [WG14] R. Wetzel, E. Gil, “Monte Carlo-based method to estimate the capacity value of wind power considering operational aspects”, 13th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Jul. 2014.
- [WS08] L. Wang and C. Singh, “Population-Based Intelligent Search in Reliability Evaluation of Generation Systems With Wind Power Penetration,” in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, no. 3, pp. 1336-1345, Aug. 2008.