



MODELAGEM DA UTILIZAÇÃO DE BATERIAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS COM ALTA INSERÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA

Thaís Pacheco Teixeira

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges

Rio de Janeiro

Março de 2018

MODELAGEM DA UTILIZAÇÃO DE BATERIAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS
COM ALTA INSERÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA

Thaís Pacheco Teixeira

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof.^a Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

Prof. Mauro Augusto da Rosa, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2018

Teixeira, Thaís Pacheco

Modelagem da Utilização de Baterias em Sistemas Elétricos com Alta Inserção de Geração Eólica / Thaís Pacheco Teixeira. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018.

XV, 170 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2018.

Referências Bibliográficas: p. 161 - 166.

1. Armazenamento de Energia 2. Confiabilidade 3. Geração Eólica. I. Borges, Carmen Lucia Tancredo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

Aos meus pais, João Luiz e Fátima.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente ao meu marido, Eduardo, pela sua compreensão e apoio incondicional durante todo o mestrado e especialmente durante a execução desta dissertação.

Aos meus pais, pelo carinho, ensinamentos e por todo o papel fundamental que desempenharam na minha formação.

À minha orientadora, Carmen, que me concedeu mais uma vez a excelente oportunidade de trabalhar ao seu lado e que teve papel fundamental para que eu pudesse concluir o mestrado.

Ao Júlio Dias, que me deu permissão e suporte para o uso de sua ferramenta computacional, que foi de valiosa utilidade na realização deste trabalho.

À EPE que me concedeu a autorização para realização do mestrado em tempo parcial durante o período de curso de disciplinas e especialmente aos meus chefes imediatos Bressane e Daniel pelo apoio e compreensão.

Agradeço também a todos os amigos que foram pacientes e me apoiaram ao longo desse período de mestrado.

Acima de tudo, agradeço a Deus, pela saúde, pela oportunidade de realizar este trabalho, pelas pessoas boas que me cercam e por todas as bênçãos que Ele proporciona em minha vida.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

MODELAGEM DA UTILIZAÇÃO DE BATERIAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS COM ALTA INSERÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA

Thaís Pacheco Teixeira

Março/2018

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges

Programa: Engenharia Elétrica

A inserção crescente da geração eólica na matriz energética brasileira trouxe novos desafios para a operação e planejamento do Sistema.

A variabilidade do recurso eólico associado a dificuldade de previsão da geração dessa fonte no curto prazo exigem a alocação de uma reserva de energia flexível capaz de compensar eventuais desbalanços entre carga e geração.

A redução da capacidade de armazenamento por meio de reservatórios de regularização no SIN, a crise hídrica no Nordeste e o comprometimento brasileiro com o cumprimento de metas de redução na emissão de gases estufa indicam a necessidade de investimento em outras alternativas, além da reserva hidráulica e térmica, que agreguem flexibilidade operativa ao sistema frente às variações na geração eólica.

Este trabalho propõe uma modelagem para a utilização de baterias aplicadas para o gerenciamento de energia, ora com o objetivo de redução da variabilidade da geração eólica, ora com o objetivo de redução do corte de carga em cenários de deficit de geração.

Foi desenvolvido um modelo computacional capaz de representar os principais aspectos e limitações operacionais das baterias, viabilizando uma análise técnica adequada da aplicação dessa tecnologia em sistemas de potência.

Testes realizados com o modelo desenvolvido indicam que a utilização das baterias para os devidos fins é promissora, dependendo da evolução tecnológica e sua consequente redução de custos.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

MODELING THE USE OF BATTERIES IN ELECTRICAL SYSTEMS WITH HIGH WIND POWER PENETRATION

Thaís Pacheco Teixeira

March/2018

Advisor: Carmen Lucia Tancredo Borges

Department: Electrical Engineering

Brazilian system operators and planners have experienced new challenges related to the high penetration of wind power in the energy matrix.

The variability of the wind resource associated with the difficulty of forecasting this kind of generation in the short term requires the allocation of a flexible energy reserve capable of compensating possible imbalances between load and generation.

The reduction of the storage capacity by means of regularization reservoirs, the hydrological crisis in the Northeast and the Brazilian commitment to comply with greenhouse gas emission reduction targets indicate the need for investment in other alternatives than the hydraulic and thermal reserve, that may add operational flexibility to the system in face of the variability in wind generation.

This work proposes a model for the use of batteries applied to energy management with the objective of reducing the variability of wind power generation and minimize the load loss in generation deficit scenarios.

A computational model was developed in order to represent the main aspects and operational limitations of the batteries behavior, enabling an adequate technical analysis of the application of this technology in power systems.

The results of the model simulation tests indicate that the use of batteries for these purposes is promising, depending on the technological evolution and its consequent reduction of costs.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO	1
I.1 Panorama da Matriz Energética Brasileira	1
I.2 Novos Desafios para a Operação e Planejamento do Sistema.....	3
I.2.1 Segurança Elétrica	3
I.2.2 Segurança Energética.....	4
I.3 Contexto Hidrológico Atual.....	5
I.4 Necessidade de Novas Fontes de Armazenamento.....	8
I.5 Objetivo do Trabalho	9
I.6 Revisão Bibliográfica	10
I.6.1 Modelagem do Armazenamento.....	10
I.6.2 Avaliação do Desempenho do Sistema.....	11
I.7 Estrutura do Trabalho	13
CAPÍTULO II – ASPECTOS TÉCNICOS E COMERCIAIS DA GERAÇÃO EÓLICA NO SIN.....	15
II.1 Aspectos Técnicos Relacionados à Geração Eólica	15
II.1.1 Princípios Básicos de Funcionamento.....	15
II.1.2 Aspectos Associados à Confiabilidade.....	17
II.1.3 Fator de Capacidade Médio das Usinas Eólicas no Brasil	19
II.1.4 Avaliação da Influência da Geração Eólica na Confiabilidade do Sistema ..	23
II.2 Aspectos de Comercialização da Energia Eólica	31
II.2.1 Modalidades de Contratação no Ambiente Regulado	31
II.2.2 Contratos de Comercialização para Energia Eólica	33
II.2.3 Projeções Futuras.....	37
CAPÍTULO III – SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	39
III.1 Formas de Armazenamento de Energia	39
III.2 Características dos Sistemas de Armazenamento	42
III.3 Aspectos de Funcionamento das Baterias	46
III.4 Tipos de Bateria	47
III.4.1 Bateria de Chumbo-Ácido	48
III.4.2 Bateria de Íon-Lítio.....	48

III.4.3 Baterias de Sódio-Enxofre	49
III.4.4 Baterias de Fluxo.....	50
III.5 Modelagem de Baterias	52
CAPÍTULO IV – DESENVOLVIMENTO DE UM MODELO DE OPERAÇÃO PARA BATERIAS DE ÍON-LÍTIO	54
IV.1 Execução da Biblioteca Armazenamento.dll	54
IV.2 Descrição da Classe Baterias	56
IV.3 Descrição da Função EstrategiaOperativa().....	68
IV.3.1 Estratégia Operativa 1: Redução da Intermitência da Geração Eólica Através de Operação e Controle Local das Baterias.....	68
IV.3.2 Estratégia Operativa 2: Redução da Intermitência da Geração Eólica Através de Operação e Controle Local das Baterias Obedecendo Restrições do Sistema	72
IV.3.3 Estratégia Operativa 3: Redução do Corte de Carga	76
CAPÍTULO V – SIMULAÇÕES E RESULTADOS EM SISTEMAS DE TESTE.....	79
V.1 Metodologia de Análise	79
V.2 Simplificações Adotadas	79
V.3 Simulação dos Casos de Estudo	80
V.3.1 Avaliação da Estratégia Operativa 1	80
V.3.2 Avaliação da Estratégia Operativa 2	99
V.3.3 Avaliação da Estratégia Operativa 3	111
CAPÍTULO VI – ESTUDO DE CASO REAL.....	137
VI.1 Descrição do Sistema.....	137
VI.2 Definição dos Dados de Entrada para a Simulação	141
VI.2.1 Dados de Disponibilidade Energética.....	141
VI.2.2 Taxas de Falha e Retorno de Equipamentos	148
VI.3 Simulação de Casos de Estudo	150
VI.3.1 Caso de Estudo 1.....	151
VI.3.2 Caso de Estudo 2.....	153
VI.4 Resumo dos Resultados	156
CAPÍTULO VII - CONCLUSÕES	158
VII.1 – Trabalhos Futuros	159
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	161
ANEXO A – DADOS DO SISTEMA RTS	167

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução da composição da matriz energética nos últimos dez anos.....	1
Figura 2 – Perfil da expansão eólica nos subsistemas	2
Figura 3 – Projeção da Capacidade Instalada de Geração Eólica até 2019.....	3
Figura 4 – Evolução da Capacidade de Armazenamento do SIN.....	6
Figura 5 – Histórico da Energia Natural Afluente na Bacia do São Francisco (Parte 1/2)	7
Figura 6 - Histórico da Energia Natural Afluente na Bacia do São Francisco (Parte 2/2)	8
Figura 7 – Curva típica de potência de turbina eólica	17
Figura 8 – Confiabilidade no suprimento à demanda: Sistema fictício 1.....	18
Figura 9 - Confiabilidade no suprimento à demanda: Sistema fictício 2	18
Figura 10 – Perfil diário de Carga x Geração Eólica no Nordeste	21
Figura 11 – Velocidades médias trimestrais no Brasil, medidas a 50m de altura	22
Figura 12 – Curvas de geração eólica no Nordeste e energia natural afluente no subsistema N/NE.....	22
Figura 13 – Modelo de Markov a 2 estados	24
Figura 14 – Fluxograma simplificado da SMC	30
Figura 15 – Fluxograma simplificado para cálculo da Garantia Física de usinas Eólicas	35
Figura 16 – Penalização pelo déficit de geração em relação ao valor contratado	36
Figura 17 – Transferência de saldo positivo ou recebimento de receita variável.....	37
Figura 18 –Descarga da Bateria	47
Figura 19 – Carga da bateria.....	47
Figura 20 – Fluxograma simplificado de uso da biblioteca Armazenamento.dll	56
Figura 21 – Diagrama UML da classe Baterias.....	57
Figura 22 – Fluxograma da Modelagem do processo de carga da bateria	61
Figura 23 - Fluxograma da Modelagem do processo de descarga da bateria.....	63
Figura 24 – Fluxograma da modelagem do sistema de gerenciamento e proteção (Parte 1 / 3).....	64
Figura 25 – Fluxograma da modelagem do sistema de gerenciamento e proteção (Parte 2 / 3).....	66
Figura 26 - Fluxograma da modelagem do sistema de gerenciamento e proteção (Parte 3 / 3).....	67

Figura 27 – Estratégia Operativa das baterias – Objetivo 1	69
Figura 28 – Esquema simplificado do sistema ‘Usina Eólica + Bateria’ – Estratégia Operativa 1	69
Figura 29 – Fluxograma da Estratégia Operativa das baterias – Objetivo 1	71
Figura 30 - Esquema simplificado do sistema ‘Usina Eólica + Bateria’ - Estratégia Operativa 2	73
Figura 31 - Fluxograma da Estratégia Operativa das baterias – Objetivo 2.....	75
Figura 32 - Fluxograma da Estratégia Operativa das baterias – Objetivo 3.....	78
Figura 33 – Esquema do Sistema 1A	81
Figura 34 – Curva de carga média e fator de capacidade médio utilizados no Sistema 1A	82
Figura 35 – Sistema 1A: Redução da intermitência da geração eólica	82
Figura 36 – Sistema 1A: Limite da Capacidade de Armazenamento.....	83
Figura 37 – Sistema 1A: Estado de Carga Mínimo	83
Figura 38 – Sistema 1A: Baixa Capacidade de Modulação da Bateria.....	84
Figura 39 – Sistema 1A: Geração do Conjunto ‘Usina Eólica + Baterias’ a medida que se aumenta a capacidade de armazenamento.....	85
Figura 40 – Avaliação do aumento da capacidade de baterias	87
Figura 41 – Curva de permanência da geração eólica média no Nordeste em 2016.....	88
Figura 42 – Sistemas 1B, 1C e 1D – Permanência do Fator de Capacidade.....	89
Figura 43 – Distribuição de Fator de Capacidade em torno de P50	90
Figura 44 - Distribuição de Fator de Capacidade em torno de P90.....	91
Figura 45 - Distribuição de Fator de Capacidade em torno de P30	91
Figura 46 – Sistema 5 barras	94
Figura 47 – Variação do FCset e Capacidade de Armazenamento no Sistema 2A.....	96
Figura 48 – Redução da Confiabilidade do sistema utilizando a Estratégia Operativa	198
Figura 49 – Permanência do Fator de Capacidade do Conjunto ‘Usina Eólica + Bateria’	100
Figura 50 – Eliminação do problema de redução da confiabilidade na Estratégia Operativa 2	101
Figura 51 – Permanência da bateria em estado de carga máxima.....	104
Figura 52 – Curva de carga e curvas de disponibilidade eólica média por região no Nordeste ao longo de um ano de medição.....	105

Figura 53 – Curva de permanência dos ventos de cada região ao longo de um ano de medição.....	106
Figura 54 – Tendência exponencial de redução dos índices com o aumento da capacidade de armazenamento	113
Figura 55 – Sistema RTS – 24 Barras	114
Figura 56 - Tendência logarítmica de redução dos índices com o aumento da capacidade de armazenamento nos sistemas com 5% e 10% de inserção eólica.....	119
Figura 57 - Tendência logarítmica de redução dos índices com o aumento da capacidade de armazenamento nos sistemas com 30% e 50% de inserção eólica.....	119
Figura 58 - Variação percentual aproximada do EENS em função do aumento incremental da capacidade de armazenamento.....	120
Figura 59 – Extrapolação do resultado dos testes a partir das curvas de tendência	121
Figura 60 – Comparação do uso de Baterias x Usinas Térmicas para composição da reserva.....	125
Figura 61 – Efeito Portfólio.....	126
Figura 62 – Sistema RTS com granularidade eólica	128
Figura 63 – Valor esperado de energia não suprida nos sistemas 5, 6 e 7	130
Figura 64 – Divisão do sistema em duas regiões	131
Figura 65 - Comparação da distribuição geoeletrica das usinas eólicas.....	132
Figura 66 – Resultados de testes com o Sistema 8.....	135
Figura 67 – Resultados de testes com o Sistema 9	136
Figura 68 - Composição das fontes de geração do sistema	137
Figura 69 – Detalhamento do sistema de transmissão planejado para 2026	140
Figura 70 – Energia Natural Afluente na Bacia do Rio São Francisco	142
Figura 71 -Área norte do sistema Nordeste	143
Figura 72 – Área leste do sistema Nordeste	144
Figura 73 – Área sul do sistema Nordeste.....	145
Figura 74 – Fator de Capacidade no Litoral e no Interior e Curva de Carga Horária Média	148
Figura 75 – Valor esperado de energia não suprida	155
Figura 76 – Variação percentual do valor esperado de energia não suprida em relação ao Cenário 2	156
Figura 77 – Sistema RTS.....	167

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Tecnologias de Armazenamento classificadas por processo de conversão de energia	41
Tabela 2 – Características técnicas das principais tecnologias de armazenamento	45
Tabela 3 – Valores de referência para as principais tecnologias de bateria	51
Tabela 4 – Descrição dos atributos da Classe Baterias	58
Tabela 5 – Descrição dos métodos da Classe Baterias	59
Tabela 6 – Quadro resumo das Estratégias Operativas	77
Tabela 7 – Tabela de Sistemas Base para cada Caso de Estudo.....	80
Tabela 8 – Descrição dos Sistemas Teste.....	88
Tabela 9 - Descrição dos sistemas teste.....	94
Tabela 10– Sistema 2B: Variação dos índices de confiabilidade em relação ao caso base	97
Tabela 11 - Sistema 2B: Variação dos índices de confiabilidade em relação ao caso base	100
Tabela 12 – Análise de dados do Sistema de Monitoração da Bateria.....	102
Tabela 13 – Descrição dos sistemas teste.....	107
Tabela 14 – Permanência do Fator de Capacidade acima do mínimo especificado - Litoral	108
Tabela 15 – Descrição dos sistemas teste	109
Tabela 16 - Permanência do Fator de Capacidade especificado - Interior	110
Tabela 17 – Tabela resumo da viabilidade de deslocamento do P90	110
Tabela 18 – Impacto do aumento da Capacidade das baterias na redução do corte de carga	112
Tabela 19- Dados de Corte de Carga dos sistemas.....	114
Tabela 20 – Sistemas com diferentes graus de inserção eólica	115
Tabela 21 – Redução no corte de carga para o sistema com 5% de inserção eólica	117
Tabela 22 - Redução no corte de carga para o sistema com 10% de inserção eólica...	117
Tabela 23- Redução no corte de carga para o sistema com 30% de inserção eólica....	117
Tabela 24 - Redução no corte de carga para o sistema com 50% de inserção eólica...	117
Tabela 25 – Monitoração do Sistema de Gerenciamento da Bateria.....	118
Tabela 26 – Comparação do uso de Baterias x Térmicas como reserva – 5% de Inserção Eólica	123

Tabela 27 - Comparação do uso de Baterias x Térmicas como reserva – 10% de Inserção Eólica	123
Tabela 28 - Comparação do uso de Baterias x Térmicas como reserva – 30% de Inserção Eólica	124
Tabela 29 - Comparação do uso de Baterias x Térmicas como reserva – 50% de Inserção Eólica	124
Tabela 30 – Descrição dos sistemas para testes com a rede	129
Tabela 31 – Sitemas teste para avaliação de distribuição de eólicas por região	132
Tabela 32 – Comparação do sistema 7A com o sistema 9	133
Tabela 33 - Distribuição granular de baterias por região geográfica	134
Tabela 34 – Interligações existentes entre os subsistemas Norte e Nordeste	138
Tabela 35 - Interligações planejadas entre os subsistemas Norte e Nordeste	138
Tabela 36 - Interligações existentes entre os subsistemas Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste	139
Tabela 37 - Interligações planejadas entre os subsistemas Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste	139
Tabela 38 – Descrição das Barras de Fronteira e Geradores equivalentes	141
Tabela 39 – Usinas hidrelétricas da bacia do rio São Francisco	142
Tabela 40 – Ponto de conexão de usinas eólicas na área norte do sistema	146
Tabela 41– Ponto de conexão de usinas eólicas na área leste do sistema	147
Tabela 42– Ponto de conexão de usinas eólicas na área sul do sistema	147
Tabela 43 – Taxas de falha e retorno típicas em unidades geradoras.....	149
Tabela 44 – Taxas de falha e retorno típicas em linhas de transmissão	149
Tabela 45 – Taxas de falha e retorno calculadas para os geradores equivalentes em função do comprimento das interligações	150
Tabela 46 – Descrição dos sistemas Teste.....	151
Tabela 47 – Resultado daSMC sequencial para os cenários 1 e 2.....	152
Tabela 48 – Distribuição granular de baterias pelo sistema Nordeste.....	154
Tabela 49 – Resultados da Simulação dos Cenários 3 e 4.....	154
Tabela 50 – Dados de geração	168
Tabela 51 - Carga nominal e perfil horário médio	168
Tabela 52 – Dados de Circuito	169

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAG	Controle Automático de Geração
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
RPO	Reserva de Potência Operativa
SE/CO	Sudeste/Centro-Oeste
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMC	Simulação Monte Carlo

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO

I.1 Panorama da Matriz Energética Brasileira

O Sistema Interligado Brasileiro (SIN) é o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil [1], sendo constituído por um parque gerador predominantemente hidráulico.

A matriz energética brasileira passou, ao longo dos últimos 10 anos, por um processo de diversificação, conseqüente da implementação de políticas públicas de incentivo a integração de fontes alternativas, de modo que fontes como a Solar e Eólica, que não estavam inseridas na matriz no ano de 2007, conjugam, hoje, uma participação de quase 9% na capacidade instalada do sistema, conforme ilustrado na Figura 1.

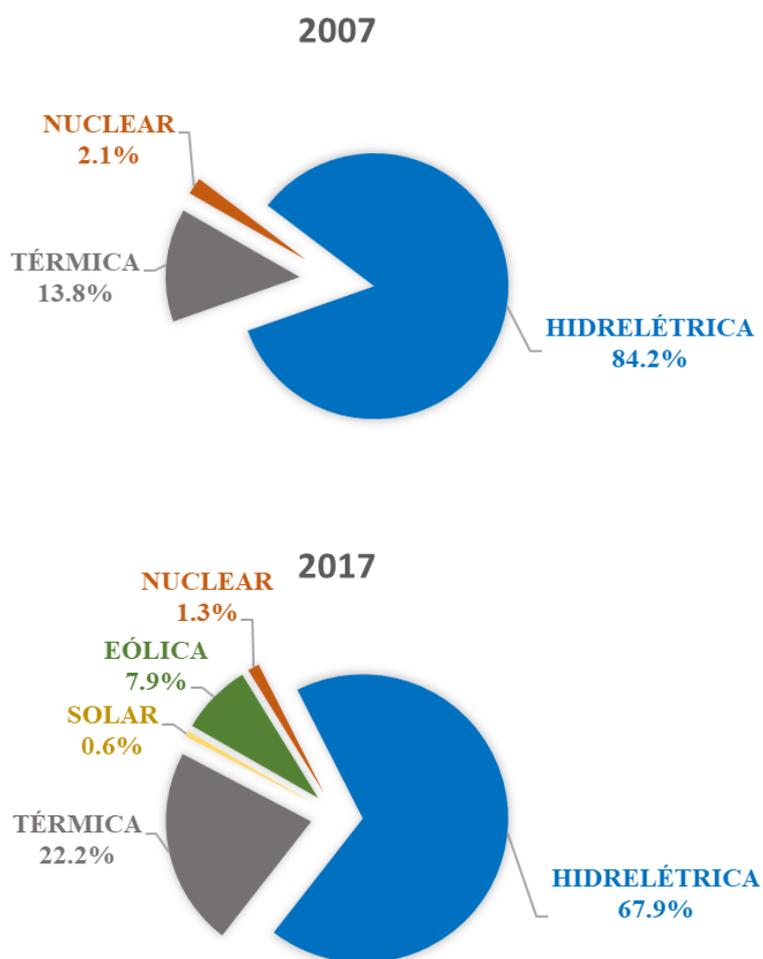


Figura 1 – Evolução da composição da matriz energética nos últimos dez anos

Nota-se que, dentre as novas fontes, a que sofreu maior expansão ao longo dos últimos anos foi a Eólica, sobretudo na região Nordeste, como detalhado na Figura 2.

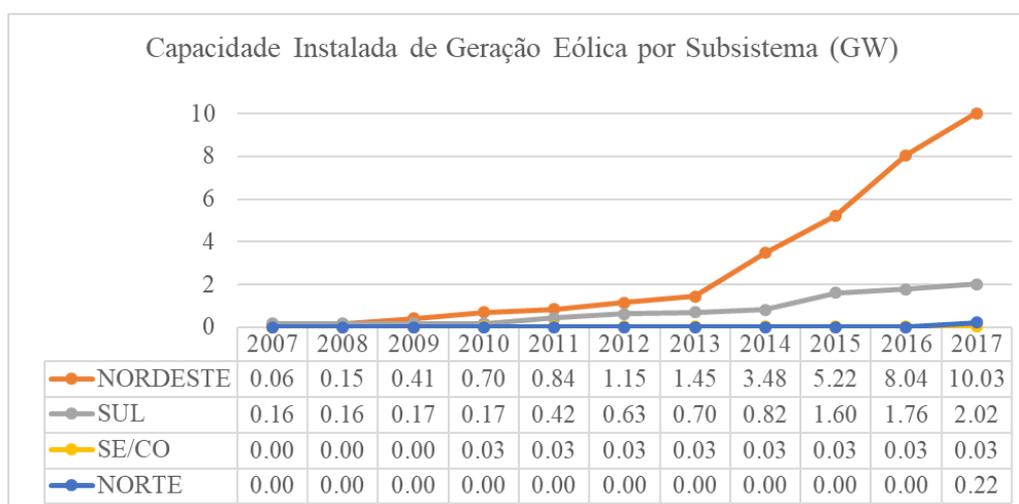


Figura 2 – Perfil da expansão eólica nos subsistemas¹

A ampliação incentivada da inserção eólica na matriz energética brasileira segue uma tendência mundial, motivada por fatores diversos, tais como [2]:

- A redução da dependência por combustíveis fósseis para usinas térmicas, os quais tem seus preços susceptíveis a variações provenientes da dinâmica do mercado internacional;
- O comprometimento com a comunidade internacional, no sentido de manter os acordos estabelecidos em tratados, tais como o Protocolo de Kyoto, assinado em 1997 e o Acordo de Paris, que entrou em vigor em 2016, onde ficam estabelecidas, para cada país, metas de redução da emissão de gases do tipo estufa a fim de mitigar ou retardar o aquecimento global;
- Estratégias de fortalecimento da indústria nacional, a partir da liderança no desenvolvimento de tecnologia voltada para a produção de energia proveniente dessas novas fontes;

No caso brasileiro, a complementariedade sazonal entre as fontes hidráulica e eólica da região Nordeste [3] também pode ser vista como um indicador positivo para o incentivo da expansão da fonte eólica, visando a garantia da segurança no suprimento energético, principalmente em cenários hidrológicos desfavoráveis.

¹ Baseado em dados do Histórico de Operação do SIN [56]

A Figura 3 mostra uma projeção para a expansão da geração eólica até 2019, baseada em dados divulgados pela EPE, no Plano Decenal de Expansão de Energia de 2026 [4], referentes à energia já contratada em leilões e com entrada em operação prevista para o horizonte desse plano, mostrando a tendência de crescimento da fonte eólica, ainda nos próximos anos.

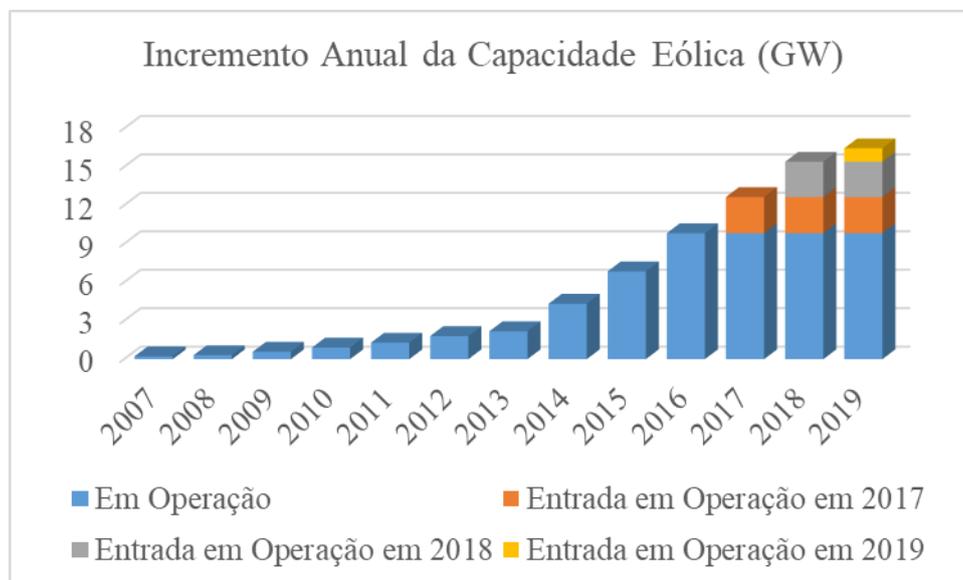


Figura 3 – Projeção da Capacidade Instalada de Geração Eólica até 2019

I.2 Novos Desafios para a Operação e Planejamento do Sistema

Com a entrada em operação de fontes alternativas no parque gerador brasileiro surgem, também, novos desafios para o planejamento e operação segura do sistema.

I.2.1 Segurança Elétrica

Sob o enfoque da segurança elétrica, a ampliação da participação das fontes alternativas, substituindo as fontes hidro-térmicas na composição da matriz energética, provoca certa redução na capacidade de controle de frequência e de tensão do sistema. Essa limitação está associada a tecnologia dos geradores eólicos, que não agregam inércia ao sistema e são pouco efetivos no controle de tensão, uma vez que em sua maioria utilizam conversores para a conexão no sistema, fator que limita a contribuição com a absorção e injeção de reativos na rede.

Tendo ciência das peculiaridades dessa tecnologia, cabe ao Planejamento a função de avaliar os investimentos adicionais, em recursos complementares à geração eólica (tais

como compensação de reativos e até mesmo equipamentos que agreguem inércia ao sistema), necessários para garantir que o sistema opere com critérios de desempenho adequados e respeitando os requisitos de rede [5].

I.2.2 Segurança Energética

A transição de um sistema puramente hidrotérmico para um sistema hidro-termo-eólico, caracterizou uma quebra de paradigma para a operação, uma vez que a geração eólica é uma fonte não despachável e sujeita a variações temporais, ditadas pelo comportamento do vento, tanto no horizonte horário quanto no horizonte mensal, o que traz muitas incertezas para a previsão da disponibilidade dessa fonte no âmbito da programação da operação do sistema.

O ONS, órgão responsável pela operação do Sistema Elétrico Brasileiro, enfrentou desafios para adequar sua programação da operação frente a variabilidade do recurso eólico, o que demandou o investimento em técnicas de modelagem e ferramentas de previsão avançadas [6].

Outro desafio trazido pela inserção das fontes intermitentes está relacionado a quantificação e alocação da Reserva de Potência Operativa (RPO) necessária para garantir a segurança do suprimento energético em situações de desbalanço entre carga e geração, que tornam-se potencialmente mais prováveis frente às incertezas na previsão e à variabilidade da geração disponível para o recurso eólico no curto prazo.

A RPO convencional, estabelecida pelo ONS para o parque gerador hidrotérmico, é dividida em duas parcelas, uma determinística, fixa em 5% da carga total do sistema, mais uma parcela probabilística, cuja metodologia de cálculo está descrita em Procedimentos de Rede [7].

Esta reserva de 5% da carga, denominada Reserva Girante, é alocada em um conjunto de usinas, participantes do Controle Automático de Geração² (CAG), que são mantidas sincronizadas e utilizadas na compensação de potência, em caso de perda de unidades geradoras despachadas (causando déficit de geração) e ainda em quaisquer situação que provoque desequilíbrio entre carga e geração, garantindo, assim, a estabilidade de frequência do sistema.

² Definido em [59], como: “Processo sistêmico que viabiliza a manutenção da frequência e/ou do intercâmbio entre áreas do sistema elétrico, através de recursos de controle que atuam em usinas ou unidades geradoras.”

As usinas participantes do CAG, no Brasil, são, prioritariamente, usinas hidrelétricas, de alta capacidade instalada e que contam com reservatórios de regularização, o que permite, além da disponibilidade de uma fonte firme como reserva, certa flexibilidade no despacho sem trazer custos adicionais com combustível fóssil, no curto prazo, como ocorreria caso se optasse pela utilização de térmicas de acionamento rápido.

A variabilidade do recurso eólico e as incertezas na previsão da disponibilidade dessa fonte motivaram o ONS a reavaliar o método de quantificação e alocação da reserva de potência, propondo adequações que visam mitigar as consequências de eventuais desvios entre a geração verificada e a geração prevista, que possam afetar o atendimento à carga, impactando negativamente na confiabilidade do sistema.

A nova metodologia de cálculo e alocação da reserva de potência, proposta pelo ONS em [8], incorporaria uma parcela de reserva associada a variabilidade do recurso eólico, que se destina a compensar os desvios de geração em consequência de aspectos meteorológicos, adotada como 6% da geração eólica prevista, para o subsistema Nordeste e 15% para o subsistema Sul, em função dos diferentes perfis de variação dos ventos nessas regiões. Da mesma forma, seria incorporada, também, uma parcela de reserva associada a erros de previsão da geração eólica, calculada como 20% da geração eólica prevista, admitindo-se que essa reserva seja não girante e sincronizada apenas se necessário.

Apesar de ainda não ter sido implementada, a busca por uma nova metodologia de cálculo da RPO mostra que o sistema brasileiro atual apresenta novos obstáculos a sua operação e também ao planejamento, tendo em vista a inserção de maiores incertezas nos processos de previsão, tanto no curto quanto no longo prazo.

I.3 Contexto Hidrológico Atual

Apesar da fonte Hidráulica ainda compor a maior proporção da matriz energética brasileira, ocorre atualmente, uma forte preocupação em relação aos impactos ambientais provocados pelo alagamento de grandes áreas para a formação de reservatórios.

Nesse contexto, ao longo dos últimos anos, a maior parte dos empreendimentos hidrelétricos foram construídos a fio d'água, como foi o caso da usina hidrelétrica de Belo Monte, que agrega 11.2 GW de capacidade instalada ao SIN. As usinas a fio d'água fazem a captação da água em seu curso pelo rio, sem a construção de grandes reservatórios, o

que reduz a área alagada e, conseqüentemente, reduz a capacidade de armazenamento de água. Isso torna a disponibilidade da fonte totalmente dependente da vazão natural do rio, que pode variar sazonalmente entre períodos de seca ou cheia.

Embora causem impactos ambientais, os reservatórios tem um papel importante na regularização da vazão dos rios, uma vez que a manutenção de um volume de água armazenado garante a disponibilidade do recurso hídrico mesmo em períodos de baixa afluência natural.

A Figura 4 mostra a evolução da capacidade de armazenamento do SIN, por subsistema, ao longo de duas décadas, mostrando que a capacidade incremental de armazenamento ao longo dos anos tem reduzido sobremaneira. Nota-se, também, que o subsistema SE/CO é o que conta com os maiores reservatórios de regularização, contribuindo com 70% da capacidade de armazenamento do SIN, seguido pelo subsistema Nordeste, que compõe 18% dessa capacidade.

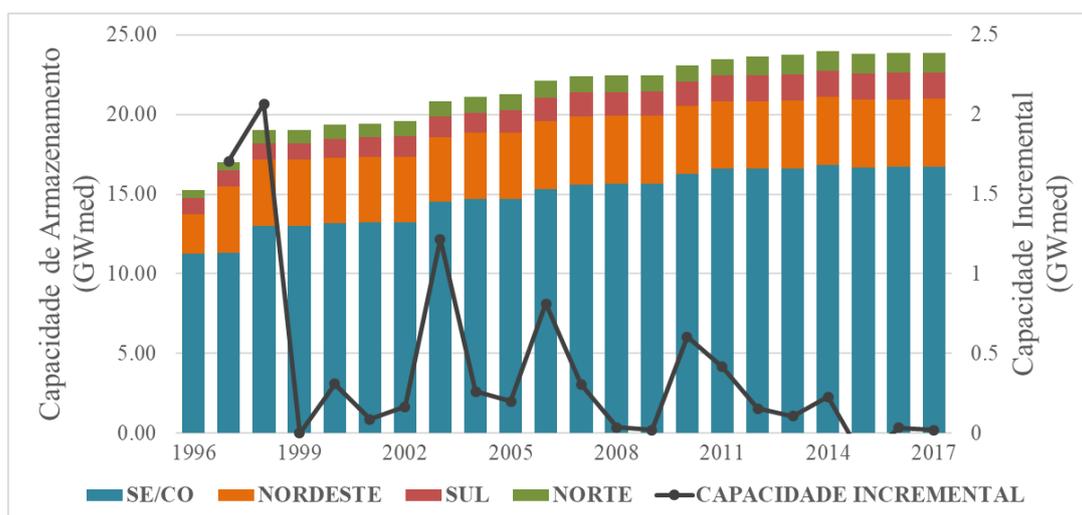


Figura 4 – Evolução da Capacidade de Armazenamento do SIN

Conforme descrito na seção I.2.2, as usinas hidrelétricas desempenham um papel importante na operação do SIN, integrando a Reserva de Potência Operativa, em função da flexibilidade de despacho viabilizada pela capacidade de regularização dos reservatórios.

A perda da capacidade de regularização dos reservatórios pode ser prejudicial para a segurança do suprimento energético, uma vez que reduz a resiliência do sistema e o torna cada vez mais vulnerável face a variações nos recursos naturais, tais como a água e o vento.

Soma-se a essa problemática, o cenário de crise hídrica no Nordeste, provocando baixa afluência na Bacia do Rio São Francisco e consequente perda da capacidade de armazenamento nos reservatórios das usinas instaladas nessa bacia.

A Figura 5 mostra o histórico de afluência natural na bacia do Rio São Francisco ao longo dos últimos dez anos³. Nota-se um perfil de periodicidade ao longo dos anos, regido pela sazonalidade, definindo períodos secos (entre os meses de maio e novembro) e períodos úmidos (entre os meses de dezembro e abril).

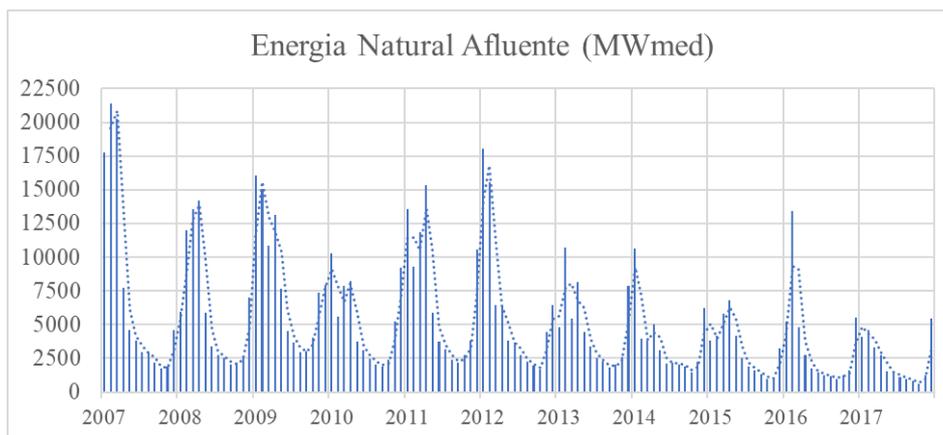


Figura 5 – Histórico da Energia Natural Afluente na Bacia do São Francisco (Parte 1/2)

A Figura 6 mostra uma redução nas afluências, principalmente durante o período seco, a partir do ano 2012, onde foi verificada uma vazão natural abaixo de 2000MW médios entre setembro e outubro. No ano de 2017, a vazão natural afluente se manteve inferior ao marco de 2000MW médios durante todo o período entre maio e novembro, configurando o pior cenário de vazão dos últimos 10 anos no período seco.

³ Os dados foram obtidos através da base histórica de operação do ONS [56].

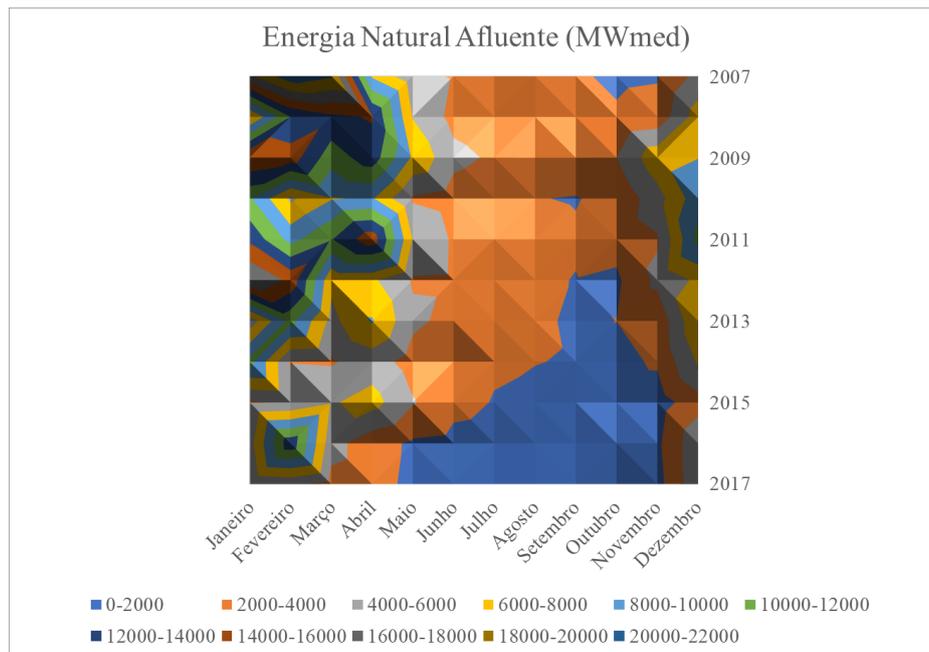


Figura 6 - Histórico da Energia Natural Afluente na Bacia do São Francisco (Parte 2/2)

I.4 Necessidade de Novas Fontes de Armazenamento

A alta inserção de geração eólica na matriz energética, associada a problemática da perda da capacidade de regularização por meio de reservatórios, acentuada pela crise hídrica no Nordeste, mostra que o sistema elétrico brasileiro torna-se cada vez mais dependente de fontes de energia variáveis sob a influência dos recursos naturais.

Nesse contexto, mostra-se necessária a incorporação de novos mecanismos capazes de prover controlabilidade ao sistema e resiliência frente às variações na disponibilidade natural dos recursos, como vento e água.

Enquanto a variação da disponibilidade de água segue um perfil mensal ao longo do ano, sofrendo poucas oscilações no horizonte de mais curto prazo, a variação da disponibilidade de ventos é mais intensa dentro do horizonte horário, podendo variar em questão de minutos. Essa variabilidade, quase instantânea do ponto de vista da operação do sistema, exige a existência de uma reserva operativa flexível (passível de despacho variável e com capacidade de partida rápida), que possa garantir que, apesar das variações na produção de energia em função da variação do recurso energético, a carga do sistema seja atendida tanto no curto quanto no longo prazo.

O Plano Decenal da Expansão [4], publicado pela EPE em 2017, já prevê a necessidade de investimento em novas tecnologias flexíveis, capazes de prover

controlabilidade ao sistema. São listadas, entre as soluções candidatas a operar dentro do horizonte decenal, as usinas termelétricas de partida rápida, a repotencialização de usinas hidrelétricas existentes, a implementação de mecanismos de gerenciamento pelo lado da demanda, usinas hidrelétricas reversíveis e o armazenamento químico por meio de baterias, sendo os dois últimos inviabilizados no curto prazo pelo alto custo de implementação frente aos demais citados.

O armazenamento de energia por meio de baterias ou por usinas reversíveis, apesar de ser atualmente inviável pelo elevado custo do investimento econômico, mostra-se muito atrativo do ponto de vista socioambiental, uma vez que desempenha papel semelhante ao dos reservatórios de água, proporcionando a garantia de uma reserva firme de potência para situações de escassez de recursos, alinhada aos padrões de baixa emissão de gases do tipo estufa e com tecnologia de custo operacional baixo.

Nesse sentido, a ANEEL, por meio da Chamada Pública nº 21/2016, iniciou um programa de P&D estratégico, visando a fomentação do desenvolvimento tecnológico associado a produção nacional de sistemas de armazenamento de energia sustentável [9].

A maioria dos projetos aprovados para participarem do programa de P&D, cujo prazo final de execução está previsto para 2021, baseiam-se na tecnologia de armazenamento por meio de baterias [10], o que evidencia o fato de que esta será a uma tecnologia precursora no SIN.

I.5 Objetivo do Trabalho

A motivação desse trabalho provém do cenário de alta inserção de geração eólica coincidente com a redução na capacidade de armazenamento do SIN nos últimos anos, fatores estes que agregam baixa previsibilidade e incertezas quanto a disponibilidade de recursos energéticos no curto prazo, reduzindo a confiabilidade no atendimento à carga.

O trabalho busca avaliar quais seriam os benefícios para o desempenho do sistema elétrico trazidos pela inserção de tecnologias de armazenamento capazes de compensar o efeito da intermitência das fontes de energia renovável.

A avaliação do desempenho do sistema elétrico, neste trabalho, será baseada na interpretação de índices de confiabilidade, calculados através de Simulação Monte Carlo Sequencial [11].

Foi desenvolvido um modelo computacional que engloba a representação de baterias e uma estratégia operativa para sua integração à rede, que foi acoplado à

ferramenta computacional, intitulada *RelSim*, desenvolvida por DIAS [12], para a simulação dos casos de estudo.

I.6 Revisão Bibliográfica

O presente trabalho foi marcado por duas etapas principais. Inicialmente, houve a necessidade de modelagem das baterias (tanto no aspecto do funcionamento do equipamento, quanto no aspecto de estratégia operativa), a fim de tornar possível a sua representação dentro de uma ferramenta de Simulação Monte Carlo.

A segunda etapa do trabalho consistiu na realização de simulações de casos de estudo, visando investigar os benefícios trazidos ao desempenho do sistema com a integração de armazenamento junto às fontes renováveis.

Nas seções seguintes, será apresentada a base bibliográfica na qual se fundamentou cada etapa do trabalho.

I.6.1 Modelagem do Armazenamento

A referência [13] consolida conceitos teóricos relacionados aos sistemas de armazenamento de energia, descrevendo com detalhes o princípio de funcionamento de cada tecnologia, suas características intrínsecas, principais aplicações e o processo de evolução ao longo do tempo.

Em [14] é apresentado o estado da arte em tecnologias de armazenamento utilizadas no mundo atualmente, bem como as principais aplicações para as quais são utilizadas. O documento apresenta também, uma previsão da evolução do emprego de sistemas de armazenamento até 2050, indicando as principais barreiras para a empregabilidade das tecnologias e sugerindo ações governamentais para incentivar a disseminação de seu uso. Dentre as ações sugeridas, destacam-se: a criação de políticas governamentais de incentivo ao investimento em tecnologias de armazenamento (por meio de projetos de P&D, por exemplo), a criação de regulação específica eliminando os entraves legais para a operacionalização da tecnologia e a colaboração internacional, principalmente através do compartilhamento de informações.

A referência [15] apresenta o estado da arte em baterias, descrevendo as características das principais tecnologias e a aplicação mais indicada para cada uma delas. O documento também reporta a necessidade do investimento em sistemas de monitoração

e gerenciamento que devem ser integrados às baterias, de modo a garantir um desempenho mais eficiente de sua operação e a maior longevidade do equipamento. São abordados, também, os principais aspectos que devem ser considerados na sua modelagem.

As referências [16] e [17] mostram uma visão de mercado para a inserção do armazenamento de energia no Brasil e no mundo.

A referência [18] avalia os aspectos ambientais relacionados ao armazenamento em baterias, considerada como um mecanismo limpo do ponto de vista da não emissão de gases estufa, mas que pode apresentar outros impactos nocivos a natureza, no que tange a extração de recursos minerais necessários para sua fabricação e ao descarte de material no fim da vida útil da bateria. Os principais impactos ambientais relacionados ao descarte, segundo a fonte referenciada, estão associados ao uso da tecnologia de baterias do tipo Íon-Lítio, a mais disseminada no mercado nos dias de hoje. A impossibilidade de reciclagem do Lítio e a sua característica inflamável quando em reação com a água, trazem um risco para o descarte, exigindo que o material passe por um processo de neutralização que elimine os riscos antes de ser depositado na natureza.

I.6.2 Avaliação do Desempenho do Sistema

O uso de Simulação Monte Carlo na avaliação da Confiabilidade de sistemas de potência com penetração de geração renovável é uma metodologia amplamente utilizada na literatura, principalmente por se tratar de uma ferramenta capaz de representar os aspectos temporais associados a variabilidade dos recursos energéticos (tais como: vento e vazão afluente), através de curvas de disponibilidade de geração discretizadas no tempo [19].

A referência [12] apresenta uma ferramenta computacional para avaliação da confiabilidade de sistemas por Simulação Monte Carlo, utilizando uma modelagem orientada a objetos. A possibilidade da representação de múltiplas curvas cronológicas de geração e de carga agregam valor à ferramenta, permitindo a análise multicenário do desempenho do sistema, levando em conta as características particulares de cada recurso energético ao longo do tempo.

No que se refere a integração das tecnologias de armazenamento ao sistema elétrico, destacam-se as referências [20] e [21], que utilizam índices de confiabilidade calculados a partir da Simulação Monte Carlo para comparar o desempenho de sistemas

com geração hidrotérmica, sistemas com penetração de geração renovável e sistemas com geração renovável integrada com Armazenamento. Em ambas as referências, a estratégia operativa adotada para o armazenamento é feita através do gerenciamento do balanço de carga e geração proveniente das curvas cronológicas, de modo que, quando há excesso de geração disponível em relação a carga do sistema a energia excedente é armazenada e em caso de déficit de geração, a energia armazenada é descarregada na rede.

As referências a seguir abordam estratégias operativas para o armazenamento com diferentes objetivos para o aperfeiçoamento do desempenho do sistema.

1. Objetivo de Atendimento à ponta⁴

A referência [22] apresenta uma estratégia operativa realizada por meio de controle supervisorizado centralizado, dentro de uma rede de distribuição com inserção de fontes renováveis, visando o atendimento seguro e de menor custo a carga local, através da utilização de armazenamento de energia nos períodos de carga leve e sua descarga durante o período de pico de demanda, onde o preço da energia é mais caro.

Em [23], também é apresentada uma estratégia via controle supervisorizado com o objetivo de atendimento à ponta em um sistema fotovoltaico. O diferencial desse trabalho é a modelagem mais detalhada do armazenamento por meio de baterias, considerando aspectos associados a vida útil do equipamento para adoção de um sistema de gerenciamento eficiente de sua utilização.

2. Objetivo de redução da flutuação da geração eólica associada a postergação de investimentos no sistema de Transmissão

A referência [24] apresenta uma estratégia operativa que visa tanto a redução das flutuações na geração eólica quanto a redução dos investimentos na expansão do sistema de transmissão. A escolha pela opção de armazenar energia ou descarregar energia no sistema é feita com base em um *setpoint* de potência definido para a geração eólica. Esse *setpoint* obedece às restrições associadas a máxima capacidade de escoamento das linhas de transmissão existentes, de modo que, havendo capacidade para armazenamento, a geração eólica não provocará sobrecargas na rede.

3. Objetivo de melhorar a qualidade da energia

Em [25] é apresentado um estudo realizado em Matlab, com a ferramenta *SimPowerSystem* (capaz de simular transitórios eletromagnéticos), avaliando os benefícios do uso de baterias na solução de problemas relacionados à qualidade da energia

⁴ Período de horas do dia em que ocorre o pico de carga.

em sistemas com penetração de renováveis, tais como a queda de tensão frente a ocorrência de curto-circuito próximo ao seu ponto de conexão na rede e redução da distorção harmônica causada pelo uso de conversores.

Em [26] e [27] é modelada a utilização de armazenamento junto a geração fotovoltaica em sistemas de distribuição em baixa tensão. A bateria é carregada durante o pico da geração e descarregada nos momentos de baixa incidência solar, contribuindo para a regulação da tensão ao longo do alimentador.

4. Objetivo de redução do corte de carga

A referência [28] modela a utilização do armazenamento, por meio de baterias junto a geração eólica, visando a redução de corte de carga no sistema. A avaliação do desempenho do sistema antes e após a inserção do armazenamento é feita através da comparação dos índices de confiabilidade calculados via SMC.

Em [29], através dos índices de confiabilidade calculados via SMC, são medidos os benefícios trazidos ao sistema na redução do corte de carga e também os benefícios ambientais associados a redução na emissão de gases do tipo estufa.

As referências [12], [15], [20], [23] e [29] foram os pontos de partida para o desenvolvimento desse trabalho.

Foi desenvolvida uma modelagem para sistemas de armazenamento baseados em baterias abordando as principais características técnicas associadas ao seu funcionamento, tempo de vida útil e eficiência operacional.

Adicionalmente, foram analisadas estratégias operativas para o uso de baterias em sistemas de potência, visando ora a redução da variabilidade da geração eólica, ora a redução do corte de carga do sistema através do gerenciamento de energia, sendo a bateria utilizada, nesses casos, como um mecanismo de reserva de potência.

I.7 Estrutura do Trabalho

No Capítulo II serão apresentados os principais aspectos técnicos relacionados à geração eólica e sua influência sobre a confiabilidade de sistemas elétricos, sendo abordados, também, alguns aspectos regulatórios da comercialização dessa fonte no SIN

No Capítulo III são detalhados os aspectos de funcionamento e modelagem de tecnologias de armazenamento, com foco nas baterias.

O Capítulo IV apresenta a modelagem e as Estratégias Operativas adotadas para a utilização de baterias neste trabalho.

No Capítulo V são apresentados os resultados de simulações em sistemas de teste e no Capítulo VI são apresentados os resultados de simulação em um sistema real, equivalente da região Nordeste brasileira.

No Capítulo VII são apresentadas as conclusões e sugestões de trabalhos futuros associados à mesma linha de pesquisa.

CAPÍTULO II – ASPECTOS TÉCNICOS E COMERCIAIS DA GERAÇÃO EÓLICA NO SIN

Conforme detalhado na seção I.2, a inserção de fontes alternativas, tais como eólica e solar na matriz energética brasileira trazem novos desafios para a operação e para o planejamento do sistema elétrico, causados, principalmente, pela variabilidade dessas fontes dentro de curtos intervalos de tempo.

A evolução acelerada da capacidade instalada de geração eólica no SIN, nos últimos anos, com tendência de crescimento futuro, gera uma forte preocupação quanto às consequências da sua alta inserção na matriz energética, o que motivou o foco desse trabalho na análise da energia eólica.

Este capítulo será dividido em duas seções. A primeira seção apresenta os princípios de funcionamento da geração eólica e sua influência sobre a confiabilidade de sistemas elétricos. A segunda seção aborda os aspectos de regulação comercial da geração eólica no SIN, detalhando como essa fonte é inserida no mercado de compra e venda de energia e como é realizada sua remuneração.

II.1 Aspectos Técnicos Relacionados à Geração Eólica

II.1.1 Princípios Básicos de Funcionamento

A geração eólica é produzida a partir da conversão da energia cinética do vento em energia elétrica.

Os principais componentes que constituem um gerador eólico são:

- Turbina: É responsável pela captação da velocidade do vento por meio da rotação das pás;
- Gerador: Equipamento responsável pela conversão eletromecânica da energia. Atualmente, as principais tecnologias são os geradores de indução duplamente alimentados (DFIG) e os geradores síncronos (*Full-Converter*);
- Sistema de Controle Mecânico: Os principais mecanismos de controle mecânico são o *Stall* e o *Pitch*, sendo que ambos atuam a fim de ajustar a velocidade de rotação da turbina, através de diferentes formas de alinhamento das pás em relação a direção do vento;

- Mecanismo de Integração à rede: No caso dos geradores do tipo DFIG, o estator é conectado diretamente a rede elétrica enquanto o rotor é conectado por meio de conversor. No caso dos geradores do tipo *Full-Converter*, o estator é conectado via conversor à rede elétrica, o que provoca o desacoplamento das tensões, correntes e potência da rede e do gerador;
- Sistema de Controle Elétrico: São capazes de prover controle de tensão, controle de reativos e regulação de potência terminal através de ajustes na operação do conversor.

Dentre as principais características da geração eólica, pode-se destacar sua elevada dependência com a disponibilidade de ventos, recurso que possui uma elevada variabilidade ao longo do dia.

A Equação 1 mostra que a potência elétrica gerada por uma turbina eólica é função principalmente da densidade do ar captado pelas pás e da velocidade do vento, além de parâmetros específicos de cada projeto de turbina [30].

$$P = \frac{1}{2} \rho A_r v^3 C_p \eta \quad [1]$$

P – Potência elétrica gerada (W)

ρ – densidade do ar (kg/m^3)

A_r – Área varrida pelo rotor ($\pi D^2/4$, onde D é o diâmetro das pás)

v – Velocidade do vento (m/s)

C_p – Coeficiente aerodinâmico de potência do rotor

η – Eficiência do conjunto gerador e sistema de conexão

A Figura 7 mostra a curva típica de geração de potência de uma turbina eólica em função da velocidade do vento. Nota-se que a velocidade de vento mínima para que ocorra geração de potência é de aproximadamente 2.5m/s, denominada velocidade de *cut-in*. Ventos com velocidade acima de 12.5m/s podem gerar instabilidade para o equipamento, de modo que os sistemas de controle de *Pitch* e *Stall* são ativados, reduzindo a velocidade de rotação da turbina e conseqüentemente limitando a potência gerada.

Na ocorrência de ventos muito fortes, com velocidade tipicamente superior a 25m/s, denominada velocidade de *cut-out*, um mecanismo de proteção efetua o bloqueio das pás e a potência gerada é zerada, evitando danos na estrutura da máquina.

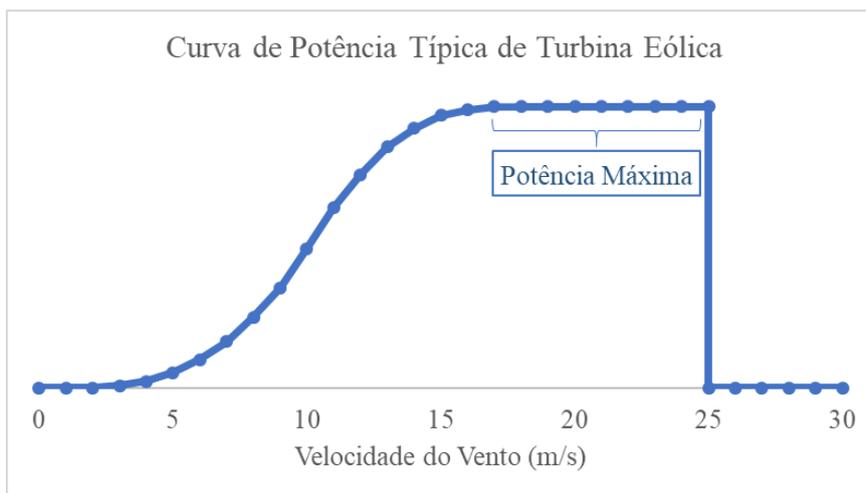


Figura 7 – Curva típica de potência de turbina eólica

Nota-se que ventos na faixa de 2.5 a 12.5m/s constituem a parte menos linear da curva, onde qualquer variação na velocidade pode provocar grandes variações na potência gerada.

II.1.2 Aspectos Associados à Confiabilidade

A potência nominal de aerogeradores comerciais ainda é baixa, quando comparada à potência nominal de máquinas térmicas e hidráulicas. As turbinas comerciais em operação no mundo atualmente tem potência na faixa de 1 a 4MW, sendo que a maior capacidade disponível no mercado, hoje, é de 9.5MW para aplicação *offshore*.

Por esse motivo, as usinas eólicas são constituídas de várias unidades de aerogeradores, de modo a gerarem juntos um montante considerável de potência. Essa característica é positiva do ponto de vista da confiabilidade, uma vez que a falha de um equipamento não causa grande impacto sobre a potência total gerada pela usina.

Na Figura 8 e na Figura 9 são exibidos dois sistemas fictícios, ideais, que exemplificam como o número de unidades geradoras pode influenciar no aumento da confiabilidade do sistema, supondo que haja disponibilidade energética suficiente para o atendimento da demanda.

Na Figura 8, um sistema constituído de uma máquina com potência nominal de 30MW atende uma carga de igual potência. Quando ocorre a falha do gerador, ocorre um corte de carga de 30MW no sistema. Na Figura 9, o sistema é constituído de dez máquinas, cada uma com capacidade nominal de 3MW, atendendo uma carga de 30MW. Quando ocorre falha em uma das máquinas, ocorre corte de 3MW no sistema. Nota-se

que ainda que 9 das 10 máquinas da usina falhem, o corte de carga no sistema 2 é inferior ao corte de carga do sistema 1, o que o torna mais confiável.

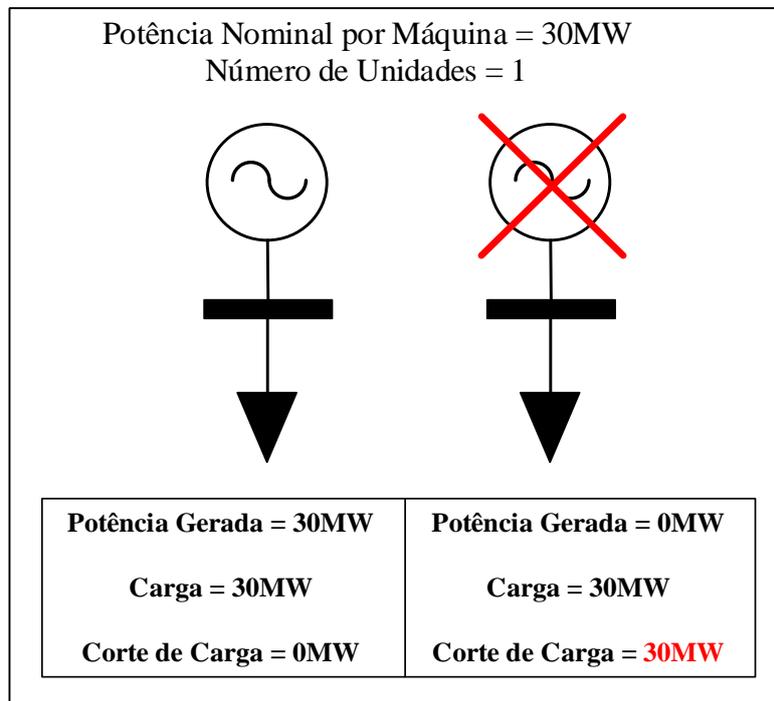


Figura 8 – Confiabilidade no suprimento à demanda: Sistema fictício 1

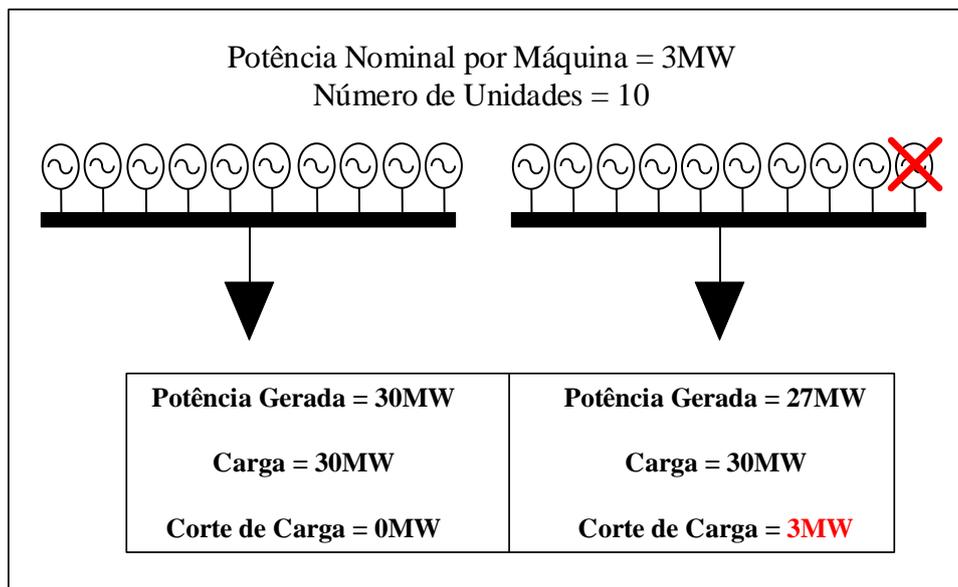


Figura 9 - Confiabilidade no suprimento à demanda: Sistema fictício 2

Embora a distribuição da potência da usina em diferentes máquinas possa trazer um benefício para a confiabilidade do sistema, no caso da geração eólica deve-se considerar que a potência disponível em cada unidade geradora não é firme, de modo que nem sempre a potência gerada consegue atingir o valor da potência nominal do equipamento.

O Fator de Capacidade é uma grandeza que relaciona o valor da potência produzida por um gerador eólico, em determinado instante, com a sua potência nominal, em termos percentuais, conforme detalhado na Equação 2.

$$FC = \frac{Pg}{Pn} \quad [2]$$

FC – Fator de Capacidade (%)

Pg – Potência gerada (MW)

Pn – Potência nominal (MW)

A Equação 3 descreve uma forma de mensurar o Fator de Capacidade Médio dentro de um intervalo de tempo que pode ser de horas, meses ou anos, refletindo, em termos percentuais, o aproveitamento da capacidade instalada durante o período de tempo considerado.

$$FC = \frac{\sum Pg \times \Delta t}{\sum Pn \times \Delta t} \quad [3]$$

FC – Fator de Capacidade (%)

Pg – Potência gerada no intervalo de tempo Δt (MW)

Pn – Potência nominal (MW)

A medição do Fator de Capacidade das usinas de uma certa localidade serve como um balizador do potencial eólico local, uma vez que elevados Fatores de Capacidade indicam a existência de condições de vento favoráveis para a produção de energia [31].

Considerando que a usina do sistema 2 do exemplo anterior fosse eólica, seria mais difícil avaliar sua confiabilidade, uma vez que o fator de capacidade médio da usina influenciaria profundamente no corte de carga.

II.1.3 Fator de Capacidade Médio das Usinas Eólicas no Brasil

O fator de capacidade médio de uma usina está fortemente relacionado com o regime de ventos na região.

O vento é um recurso energético que sofre variações de difícil previsão durante o horizonte diário e variações sazonais com perfil mais previsível ao longo do ano.

O principal fator de influência para variação da velocidade dos ventos é o gradiente de temperatura ao longo do espaço terrestre, gerando o deslocamento de massas de ar.

Na região litorânea, ao longo do horizonte diário, a brisa marítima é um fator de alta influência sobre o regime de ventos, enquanto no interior, o relevo exerce maior influência.

As maiores velocidades de vento no litoral ocorrem entre o início da manhã e o fim da tarde, atingindo seus valores máximos entre 12 e 18 horas. No interior, o perfil é inverso, de modo que as menores velocidades ocorrem entre o início da manhã e o fim da tarde, sendo as maiores intensidades atingidas após o pôr-do-sol [32].

Na Figura 10 são exibidas as curvas de fator de capacidade horário médio no interior e no litoral do Nordeste para o ano de 2016, bem como a curva de carga desse subsistema em um dia típico desse ano.

Pode-se inferir que existe uma correlação positiva entre a curva de carga do Nordeste e a geração eólica no litoral, indicando que ambas acompanham uma tendência de crescimento e redução cronologicamente compatíveis.

Por outro lado, a correlação entre a curva de carga no Nordeste e a geração no interior é negativa, indicando que em determinados momentos do dia a geração não acompanha o crescimento da carga, apresentando uma tendência contrária de redução.

A correlação positiva entre as curvas pode ser vista como um sinal otimista para a confiabilidade do sistema, enquanto a correlação negativa entre elas pode indicar um fator potencial para a redução da confiabilidade do sistema, indicando possíveis descasamentos entre a oferta e a demanda. Esse aspecto será abordado com mais detalhes no Capítulo V, onde serão simulados alguns casos de estudo.

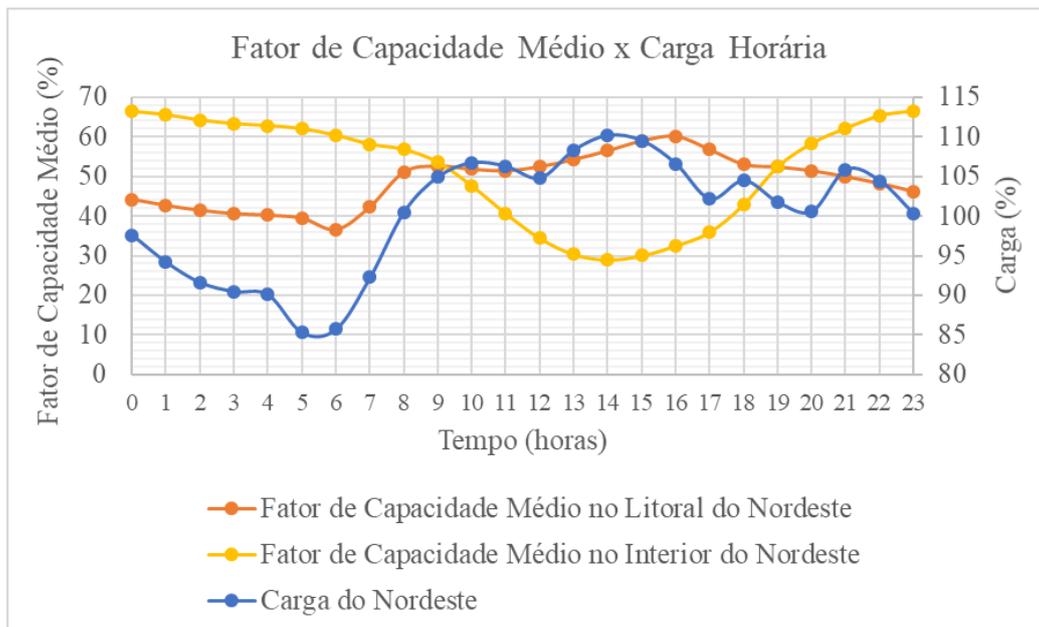


Figura 10 – Perfil diário de Carga x Geração Eólica no Nordeste

Ao longo do ano, o comportamento dos ventos segue um perfil sazonal, atingindo menores velocidades entre os meses de dezembro e maio e maiores velocidades entre os meses de junho e novembro, conforme apresentado na Figura 11 [30].

Nota-se que entre os meses de julho e agosto as maiores velocidades de vento ocorrem no interior da Bahia e Piauí, enquanto que entre os meses de setembro e novembro, as maiores velocidades de vento são encontradas no litoral do Ceará e Rio Grande do Norte.

O perfil sazonal dos ventos no Nordeste apresenta complementariedade com o perfil hídrico na região Norte/Nordeste, de modo que o período úmido coincide com os períodos onde a velocidade dos ventos é mais baixa e o período de seca coincide com a ocorrência das maiores velocidades de vento no Nordeste.

Essa complementariedade indica que a utilização do recurso eólico em acréscimo ao recurso hídrico já instalado na região Nordeste é um fator que agrega segurança ao suprimento energético, beneficiando a confiabilidade do atendimento a carga desse subsistema. A Figura 12 mostra a curva de Energia Natural Afluyente média nos subsistemas Norte e Nordeste e a curva de geração eólica média no Nordeste durante o ano de 2016.

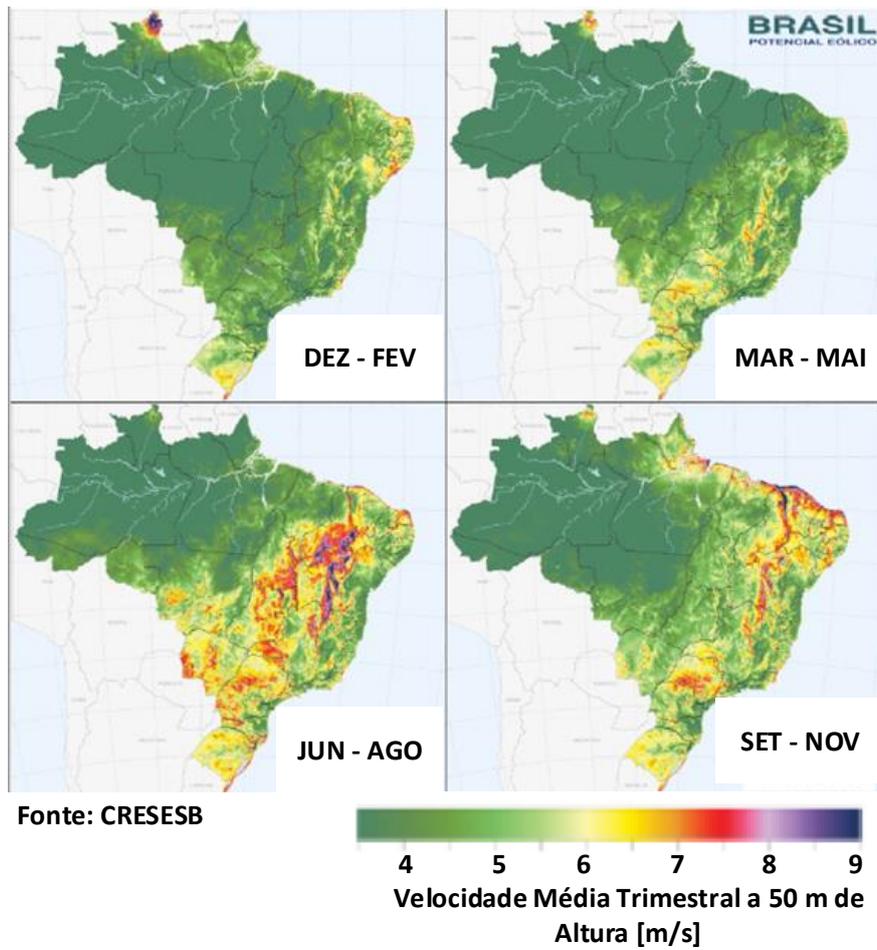


Figura 11 – Velocidades médias trimestrais no Brasil, medidas a 50m de altura

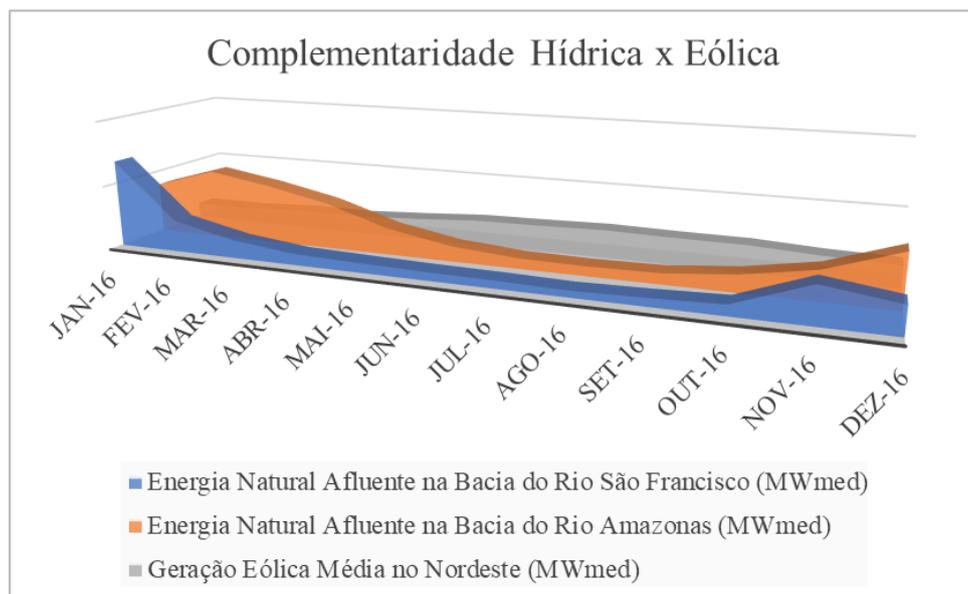


Figura 12 – Curvas de geração eólica no Nordeste e energia natural afluyente no subsistema N/NE

II.1.4 Avaliação da Influência da Geração Eólica na Confiabilidade do Sistema

A confiabilidade de sistemas de potência pode ser avaliada através de índices de confiabilidade, que expressam a probabilidade de ocorrência de cortes de carga bem como o valor esperado para o corte de carga do sistema.

Numa análise de sensibilidade, sistemas com maiores índices de corte de carga podem ser avaliados como menos seguros do ponto de vista do suprimento eletroenergético do que sistemas com menores índices de corte de carga.

Esses índices podem ser calculados de forma probabilística, por Simulação Monte Carlo [33], onde, para determinado sistema, são simulados ao longo do tempo, vários cenários, que se distinguem entre si pelo estado de operação de cada elemento que compõe o sistema (operativo ou em falha) e pela disponibilidade de geração e demanda.

A Simulação Monte Carlo é simulada para um período de um ano, sendo discretizada em intervalos menores, geralmente iguais a uma hora. Por consistir num método iterativo, a simulação de vários anos é calculada até que se atinja a convergência no cálculo dos índices anuais.

Cada iteração da Simulação Monte Carlo pode ser dividida em três etapas principais: a amostragem de estados, a avaliação da adequação dos estados amostrados e o cálculo dos índices de confiabilidade, os quais serão descritos com detalhes nas seções seguintes.

II.1.4.1 Amostragem de Estados

Para representação dos estados do sistema, utiliza-se o modelo de Markov a dois estados, onde um equipamento só pode transitar de um estado operativo para um estado de falha e vice-versa ou permanecer no mesmo estado, conforme ilustrado na Figura 13, sendo a probabilidade de transição entre estados, independente do histórico operativo, em virtude da característica de falta de memória do processo Markoviano [34].

As equações 4, 5, 6 e 7 indicam a forma de cálculo do tempo de permanência de cada equipamento no estado operativo, no estado de falha e a probabilidade de sua permanência em cada um desses estados, respectivamente. A taxa de falha (λ) e o tempo médio para reparo (r), utilizados nos cálculos, são dados estocásticos provenientes da experiência operativa do equipamento ao longo de um período de tempo amplo o

suficiente para se obter um valor médio aceitável para aplicação em estudos de confiabilidade.

Cada estado do sistema é resultado de uma combinação dos estados de cada componente, individualmente.

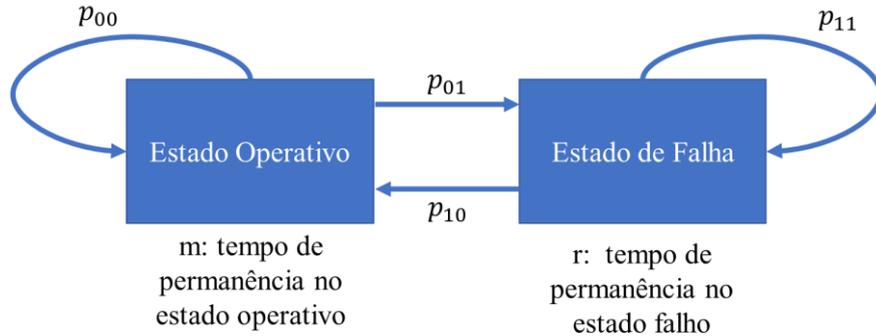


Figura 13 – Modelo de Markov a 2 estados

$$m = 1/\lambda \quad [4]$$

$$r = 1/\mu \quad [5]$$

$$p_0 = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad [6]$$

$$p_1 = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad [7]$$

m – Tempo médio de operação (horas)

r – Tempo médio de reparo (horas)

p_0 – Probabilidade limite de residência no estado operativo

p_1 – Probabilidade limite de residência no estado de falha

λ – Taxa de falha (ocorrências/hora)

μ – Taxa de reparo (ocorrências/hora)

A etapa de formação de cenários, denominada amostragem de estados, pode ser realizada de duas formas distintas.

Na SMC não-sequencial, a amostragem de estados ocorre através de uma espécie de sorteio probabilístico, que define quais elementos transitam de um estado operativo para um estado de falha e vice-versa, sem a preocupação com a cronologia do processo de saída e entrada em operação de cada equipamento.

Na SMC sequencial, a amostragem de estados é feita de forma cronológica, com base na duração dos estados de falha e operativo de cada equipamento.

Amostragem de Estados na SMC não-sequencial

Neste tipo de amostragem de estados, a probabilidade de falha (p_1) confere pesos distintos para o sorteio do estado de cada equipamento, de modo que equipamentos com maior taxa de falha tem maior probabilidade de serem sorteados como em estado de falha.

A definição do estado de cada equipamento é resultante do sorteio de um número aleatório dentro do intervalo $[0, 1]$ seguido de um teste de hipóteses. Caso o número aleatório sorteado seja maior que a probabilidade de falha do equipamento, é atribuído a ele o estado operativo. Caso o número aleatório sorteado seja menor que a probabilidade de falha, o equipamento é considerado em estado de falha, conforme exibido na equação 8.

$$Estado_i = \begin{cases} 0 \text{ (operativo)}, & \text{se } U_i > p_1 \\ 1 \text{ (em falha)}, & \text{se } U_i < p_1 \end{cases} \quad [8]$$

$Estado_i$ – Estado do equipamento i

U_i – Número Aleatório sorteado no intervalo $[0,1]$

p_1 – Probabilidade limite de residência no estado de falha

Através da repetição desse sorteio para todos os equipamentos, é definido o estado do sistema, que nada mais é que a combinação dos estados de todos os seus componentes.

Amostragem de Estados na SMC sequencial

Na SMC sequencial, há uma preocupação em se respeitar a cronologia da ocorrência de eventos no sistema. Dessa forma, a amostragem de estados é realizada com base na duração dos estados de cada equipamento.

A duração dos estados dos equipamentos, nesse tipo de amostragem, é definida como uma variável aleatória com distribuição exponencial, cuja função de probabilidade acumulada é descrita pelas equações 9 e 10 para os estados operativo e em falha, respectivamente.

$$P(t_0) = 1 - e^{-\lambda t_0} \quad [9]$$

$$P(t_1) = 1 - e^{-\mu t_1} \quad [10]$$

$P(t_0)$ - Probabilidade acumulada de duração do estado operativo

$P(t_1)$ - Probabilidade acumulada de duração do estado em falha

λ – Taxa de falha (ocorrência/hora)

μ – Taxa de reparo (ocorrência/hora)

t_0 – Duração do estado operativo(horas)

t_1 – Duração do estado em falha(horas)

A duração dos estados pode ser calculada através do Método da Transformação Inversa [35], que consiste no sorteio de um número aleatório U dentro do intervalo $[0,1]$ e substituição desse valor na função de probabilidade acumulada inversa $P^{-1}(U)$, que no caso da distribuição exponencial é dada pelas equações 11 e 12, para os estados operativo e em falha.

$$P^{-1}(U) = t_0 = -\frac{1}{\lambda} \ln(U) \quad [11]$$

$$P^{-1}(U) = t_1 = -\frac{1}{\mu} \ln(U) \quad [12]$$

$P^{-1}(U)$ - Função de Probabilidade acumulada inversa

λ - Taxa de falha (ocorrência/hora)

μ - Taxa de reparo (ocorrência/hora)

t_0 - Duração do estado operativo(horas)

t_1 - Duração do estado em falha(horas)

U - Variável Aleatória distribuída uniformemente entre $[0,1]$

A amostragem de estados do sistema é feita de forma cronológica considerando a transição sequencial entre estados de cada equipamento do sistema, conforme o algoritmo descrito a seguir:

Passo 1: Inicializa-se o estado de cada componente do sistema;

Passo 2: Calcula-se a duração do estado de cada equipamento do sistema, conforme a equação 11 se o estado atual do equipamento é operativo, ou conforme a equação 12, se o estado atual do equipamento é em falha;

Passo 3: Repete-se o processo anterior por um intervalo de tempo determinado, geralmente um ano, gerando, assim, uma sequência operativa para cada equipamento, constituída de períodos de operação intercalados por períodos em falha;

Passo 4: A sequência de operação do sistema é ditada pela combinação dos estados de cada equipamento, de modo que na ocorrência da transição de estado de qualquer equipamento, ocorre uma transição de estado do sistema.

II.1.4.2 Avaliação da Adequação dos Estados Amostrados

Para cada estado amostrado, uma análise de adequação do sistema é realizada, ou seja, é feita uma verificação da viabilidade de atendimento à carga com os recursos disponíveis no sistema. Para isso, é rodado um algoritmo de Fluxo de Potência Ótimo

[36], que tem como função objetivo o mínimo corte de carga e como restrições, as capacidades de geração, transmissão e os limites de tensão nas barras do sistema.

O Fluxo de Potência Ótimo pode ser baseado na metodologia DC ou AC para a solução das equações da rede elétrica [37].

Na ocorrência de eventuais violações de restrições operativas da rede elétrica, é permitida a aplicação de medidas corretivas, através da atuação de ferramentas de controle do sistema.

Como medidas de controle de tensão, são utilizados recursos tais como ajuste de taps de transformadores, chaveamento de bancos de compensação *shunt* e ajuste da referência de reguladores de tensão de máquinas síncronas.

Na ocorrência de sobrecargas é permitido o redespacho da geração e em último caso, como também na ocorrência de déficit de geração, é aplicado o corte de carga.

II.1.4.3 Cálculo dos Índices de Confiabilidade

Para todos os estados em que ocorre corte de carga, ocorre a contabilização dos índices de confiabilidade, sendo os principais deles descritos abaixo:

- LOLP (*Loss of Load Probability*) – Probabilidade de perda de carga, calculado conforme a equação 13:

$$LOLP = \sum_{i \in S} p_i \quad [13]$$

p_i – probabilidade de ocorrência do estado i

S – Universo de estados com corte de carga

- LOLE (*Loss of Load Exeption*) – Número esperado de horas de perda de potência, calculado conforme a equação 14:

$$LOLE = \sum_{i \in S} p_i \times T \quad [14]$$

T – Período de análise em horas (geralmente 1 ano, ou seja, 8760 horas)

- EPNS (*Expected Power Not Supplied*) – Valor esperado de potência não suprida (MW), calculado conforme a equação 15:

$$EPNS = \sum_{i \in S} C_i \times p_i \quad [15]$$

C_i – Corte de carga contabilizado em cada estado i , com corte

- EENS (*Expected Energy Not Supplied*) – Valor esperado de energia não suprida (MWh), calculado conforme a equação 16:

$$EENS = T \times \sum_{i \in S} C_i \times p_i \quad [16]$$

- LOLF (*Loss of Load Frequency*) – Frequência de perda de carga (ocorrências/ano), calculado conforme a equação 17, segundo a referência [38].

$$LOLF = \frac{1}{n} \sum_{i \in S} F_i \quad [17]$$

n – Número de estados do sistema

F_i – Número de estados com corte de carga que transitam diretamente para um estado sem corte de carga

- LOLD (*Loss of Load Duration*) – Duração média da perda de carga (horas), calculado conforme a equação 18.

$$LOLD = \frac{LOLE}{LOLF} \quad [18]$$

II.1.4.4 Representação da Disponibilidade Energética na SMC

A Simulação Monte Carlo é geralmente calculada para um ano completo, com a finalidade de cálculo de índices de confiabilidade anuais. A discretização do período de análise é geralmente horária, o que permite a atribuição de curvas horárias de geração e de carga a cada equipamento do sistema. Dessa forma, os cenários simulados se distinguem não apenas em função da disponibilidade elétrica dos elementos, definida pela amostragem de estados, mas também, pela disponibilidade de recursos energéticos e pela demanda de energia, que são variáveis ao longo do tempo.

A disponibilidade de recursos de geração e a demanda de energia podem ser inseridas como dados de entrada para a SMC através de curvas de disponibilidade de geração e curvas de carga horárias, que na SMC sequencial são lidas sequencialmente, a cada intervalo horário e associadas aos limites de operação dos equipamentos correspondentes.

Essa funcionalidade permite uma análise mais detalhada de usinas com diferentes disponibilidades sazonais, tais como as usinas hidráulicas ou com disponibilidade variável no curto prazo, como as eólicas e demais renováveis.

As curvas de disponibilidade de geração eólica e hidráulica normalmente baseiam-se em séries históricas de velocidade local dos ventos e em séries históricas de vazões afluentes, respectivamente.

A inserção de curvas de carga horária associadas a inserção de curvas de disponibilidade de geração pode fornecer um diagnóstico mais preciso da segurança energética do sistema, uma vez que o resultado da SMC será baseado não apenas na disponibilidade elétrica dos equipamentos, mas também no balanço energético entre oferta disponível e demanda no sistema em cada intervalo horário.

II.1.4.5 Fluxograma Genérico da SMC

O fluxograma da Figura 14 descreve o passo a passo da Simulação Monte Carlo. Os índices de confiabilidade resultantes da simulação servem como um medidor do grau de segurança de sistemas do ponto de vista eletro-energético.

A possibilidade de simulação de diferentes cenários energéticos caracterizados pela variação na disponibilidade dos recursos de geração ao longo do tempo torna a SMC uma ferramenta poderosa para a avaliação da confiabilidade de sistemas com inserção de geração eólica e demais renováveis, pois permite a integração das análises energética e elétrica em uma só simulação.

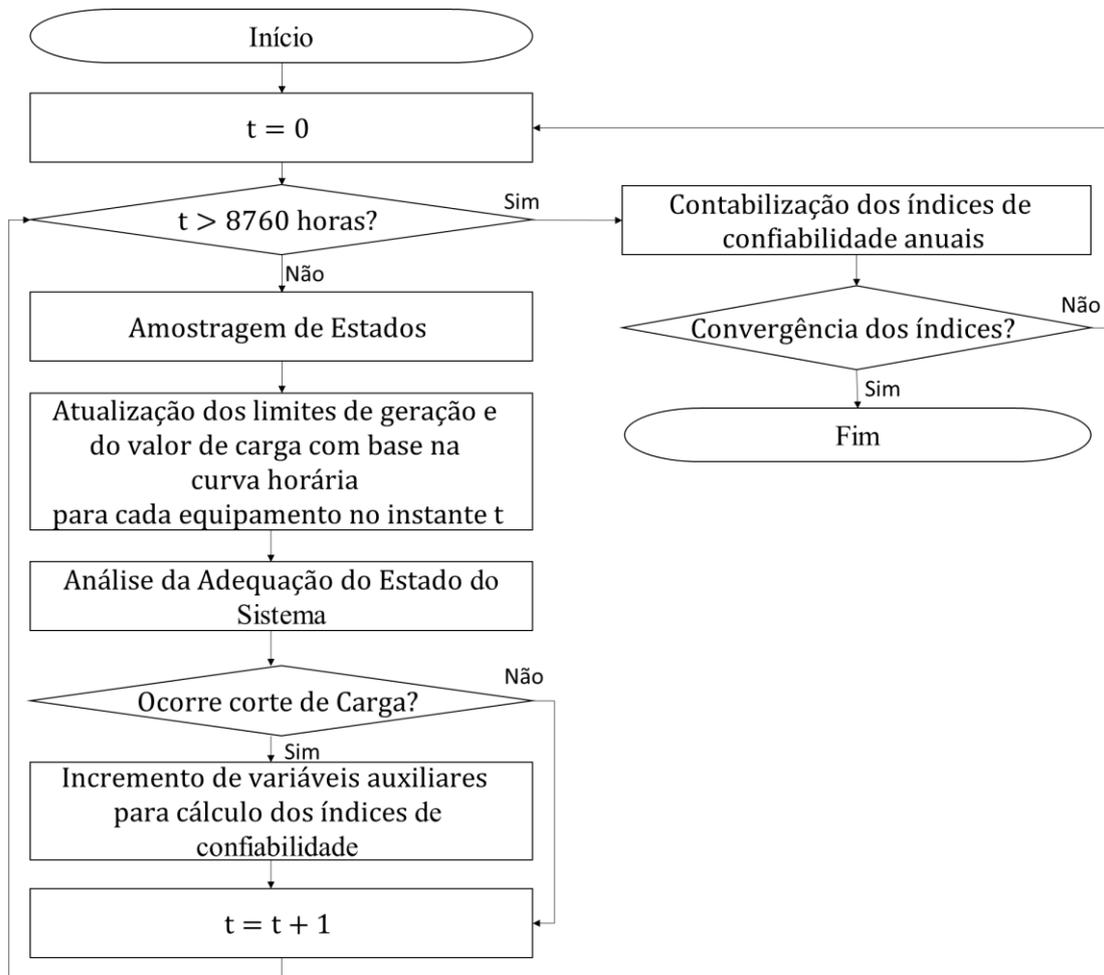


Figura 14 – Fluxograma simplificado da SMC

II.2 Aspectos de Comercialização da Energia Eólica

De acordo com a Lei nº 10.848/2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, a compra e venda de energia no SIN pode ser feita mediante contratação regulada ou livre.

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam geradoras, distribuidoras e comercializadoras, a energia só pode ser negociada por meio dos leilões de energia, promovidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), nos quais são definidos o preço da energia e os tipos de contrato.

No Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam geradoras, comercializadoras e consumidores livres, a negociação de energia pode ser realizada sem intermédio da CCEE, sendo o preço da energia e os tipos de contratos acordados livremente entre os compradores e vendedores.

A CCEE é responsável por apurar as diferenças positivas e negativas entre o montante de energia contratada e o montante de energia efetivamente produzido, em todas as esferas de mercado (ACR e ACL). Essa diferença é liquidada financeiramente no mercado de curto prazo, sendo valorada pelo PLD (Preço de Liquidação das Diferenças).

II.2.1 Modalidades de Contratação no Ambiente Regulado

No Ambiente de Contratação Regulada, os contratos de compra e venda de energia podem ser feitos conforme duas modalidades, por quantidade de energia ou por disponibilidade de energia [39].

Em ambas as modalidades de contratação existe um risco associado à variação da produção efetiva em relação ao montante contratado, sendo o risco assumido pelo vendedor nos contratos por quantidade e pelo comprador nos contratos por disponibilidade.

Esse risco é revertido em tarifas que são repassadas ao consumidor final em todas as modalidades de contratação.

II.2.1.1 Contratos de Quantidade de Energia

Os contratos de comercialização por quantidade de energia são empregados para empreendimentos com baixo risco associado, tais como a geração hidráulica. Esses

contratos preveem a produção de uma quantidade fixa de energia, vendida por um preço específico [40].

As eventuais diferenças positivas e negativas entre o valor efetivamente produzido e o valor contratado são liquidadas financeiramente e valoradas pelo PLD.

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), do qual participam as usinas hidrelétricas despachadas de forma centralizada pelo Operador do Sistema, funciona de modo a realocar contabilmente a energia, minimizando o risco hidrológico associado a coordenação do despacho dessas usinas, de modo que os excedentes produzidos pelos agentes acima de sua garantia física são transferidos para os agentes que geraram valores inferiores a ela.

II.2.1.2 Contratos de Disponibilidade de Energia

Os contratos de comercialização por disponibilidade de energia são empregados em empreendimentos com custo de operação variável, tais como as usinas térmicas, susceptíveis a variação volátil do custo do combustível fóssil, ou em empreendimentos com elevado risco de déficit ou excesso de geração em relação ao valor contratado, tais como as usinas eólicas, onde a geração de energia é totalmente dependente da disponibilidade imediata do recurso primário, em função da impossibilidade de regularização, que inviabiliza a coordenação do despacho.

A remuneração da produção nessa modalidade de contrato é dividida em duas parcelas mensais, uma fixa e outra variável.

A parcela fixa, que é calculada com base na energia anual declarada em contrato, é destinada a remunerar a disponibilidade da usina no sistema, sem levar em conta a apuração da energia efetivamente produzida por ela. Este valor engloba os custos de investimento, custos de conexão e uso do sistema de transmissão, custos de manutenção da usina, pagamentos de tributos e demais encargos necessários para a operação da usina.

A parcela variável é calculada com base no valor efetivamente produzido pela usina acima do valor declarado em contrato.

Os eventuais déficits de produção efetiva acumulada em relação ao valor declarado, apurados ao longo do período de contabilização da energia contratada, são penalizados em formas de multas.

O cálculo do ressarcimento para contratos por disponibilidade possui algumas especificidades em função do tipo de usina, sendo o cálculo realizado de diferentes formas

para as usinas térmicas a combustível fóssil, para as térmicas a biomassa e para as usinas eólicas.

Como o foco deste trabalho é sobre as usinas eólicas, será descrito mais detalhadamente o processo de remuneração das usinas eólicas, via contratos por disponibilidade.

II.2.2 Contratos de Comercialização para Energia Eólica

Uma proposta de definição dos termos de contratação de usinas eólicas foi apresentada pela EPE em 2009 [39], visando viabilizar a expansão da inserção da geração eólica na matriz energética brasileira.

Em virtude da alta variabilidade do recurso eólico e do risco inerente de variabilidade da produção, foi proposto um modelo que mitigasse a incerteza da produção, reduzindo o risco para o empreendedor.

O modelo proposto foi o de contabilização energética anual, admitindo-se uma margem de variação na produção mensal.

Segundo o modelo proposto, as eventuais penalidades aplicadas sobre o desvio da produção acumulada anual em relação à produção declarada seriam calculadas com base no preço de contrato da energia definido em leilão, mitigando, assim, a exposição desses empreendimentos ao valor do mercado de curto prazo, cuja referência é o PLD.

Uma descrição mais detalhada do processo de declaração da quantidade de energia anual e da forma de contabilização para liquidação das diferenças nos empreendimentos eólicos é apresentada nas seções seguintes.

II.2.2.1 Energia Declarada Anual

No processo de cadastramento de leilão, o empreendedor apresenta a quantidade de energia anual declarada, à qual se compromete a vender.

O valor da energia declarada deve ser igual ao valor da Garantia Física do empreendimento, que corresponde à disponibilidade de produção anual de energia, em MW médios, calculada conforme a equação 19.

$$GF = \frac{P90_{ac} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) - \Delta P}{8760} \quad [19]$$

P90_{ac} - Produção anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual que é excedido com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento, constante da Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia;

TEIF - Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada;

IP - Indisponibilidade Programada;

ΔP - Estimativa Anual de Consumo Interno e Perdas Elétricas até o Ponto de Medição Individual da Usina Eólica com o Sistema Elétrico, em MWh;

A Garantia Física do empreendimento é baseada em características do sistema elétrico da usina e no comportamento do vento local.

No que concerne às características elétricas, são considerados fatores tais como a taxa de indisponibilidade forçada e programada da usina e o valor das perdas elétricas até o ponto de entrega da energia na rede.

No que concerne às características do vento local, é considerado o valor de P90, que corresponde ao valor certificado de energia anual excedido com probabilidade de ocorrência maior que 90%.

O cálculo do P90 é explicado de forma simplificada no fluxograma da Figura 15.

A partir de dados históricos de velocidade do vento local, obtidos via medição anemométrica por um período mínimo de 20 anos, é calculada a série de produção de energia equivalente pelo parque eólico, em MW médios, através da curva de Potência x Velocidade das turbinas.

A partir da série histórica de energia é calculada uma curva de permanência da geração da usina. Esta curva consiste na relação entre diferentes patamares de geração eólica e a probabilidade de ocorrência de geração acima desse valor ao longo do histórico. O P90 consiste no patamar de geração que é excedido ao longo da série histórica em mais de 90% dos casos.

Cabe ressaltar que o valor de energia certificada carrega algumas incertezas associadas a fatores tais como erros de medição anemométrica, ocorrência de rajadas de vento, ou quaisquer outros fatores que impliquem em imprecisão na geração da série histórica de geração equivalente a partir dos dados de medição da velocidade do vento.

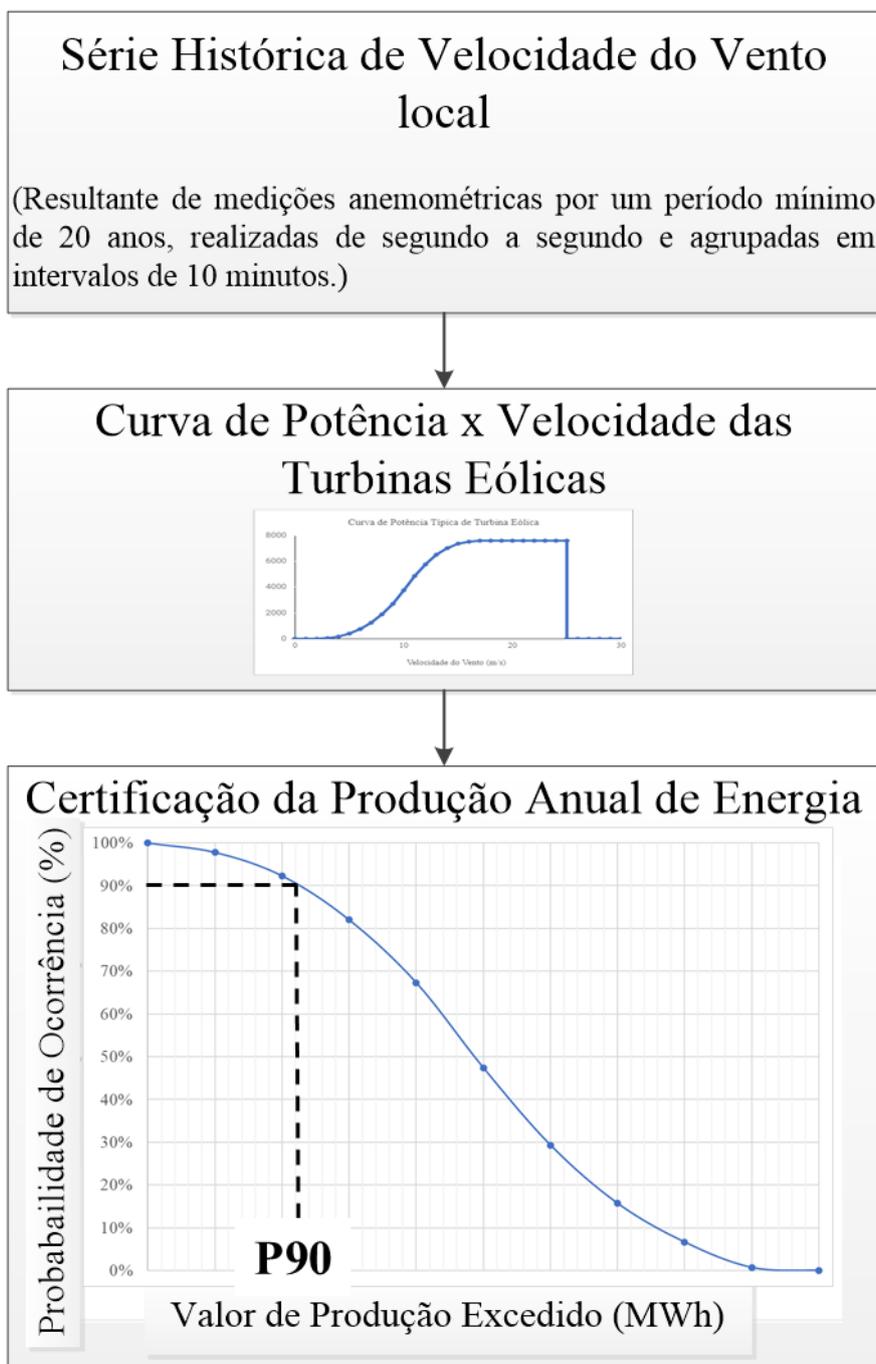


Figura 15 – Fluxograma simplificado para cálculo da Garantia Física de usinas Eólicas

Conforme estabelecido em [39], o prazo de contrato, normalmente vigente por 20 anos para empreendimentos eólicos, é subdividido em 5 quadriênios ao longo dos quais são feitos ajustes no valor da energia declarada em contrato.

Esses ajustes são feitos para corrigir as imprecisões no cálculo da garantia física, de modo que ao final de cada quadriênio, o valor da energia declarada é alterado para a média da produção efetiva apurada no quadriênio anterior, sendo este limitado ao valor declarado no contrato original.

II.2.2.2 Contabilização e Liquidação do Saldo de Energia

A contabilização das diferenças entre a energia acumulada efetivamente produzida e a energia contratada é feita com periodicidade anual.

Quando o saldo do balanço é negativo, são aplicadas multas sobre o déficit de energia entregue.

No caso de usinas comprometidas com o 2º Leilão de Fontes Alternativas, essa multa é valorada pelo preço de contrato da energia e deve ser paga mensalmente pelo empreendedor no ano subsequente a apuração do saldo.

No caso de usinas contratadas em Leilões de Energia Nova após 2011, a valoração da multa é feita com base no maior valor entre o PLD médio anual e o valor de contrato da energia.

Nos casos de eólicas contratadas em Leilões de Energia de Reserva [41], a apuração da energia efetivamente produzida é feita de forma anual e quadrienal e a remuneração é determinada pelo saldo da energia efetivamente gerada anualmente em relação a uma faixa de tolerância compreendida entre 90% e 130% do montante anual contratado.

Quando a geração efetiva anual é inferior a 90% do valor contratual, são aplicadas multas, valoradas pelo preço atualizado de contrato da energia, acrescido de 15%. Se a geração acumulada é inferior ao valor contratado porém superior a 90% dele, o déficit é realocado para contabilização no período subsequente, conforme ilustrado na Figura 16.

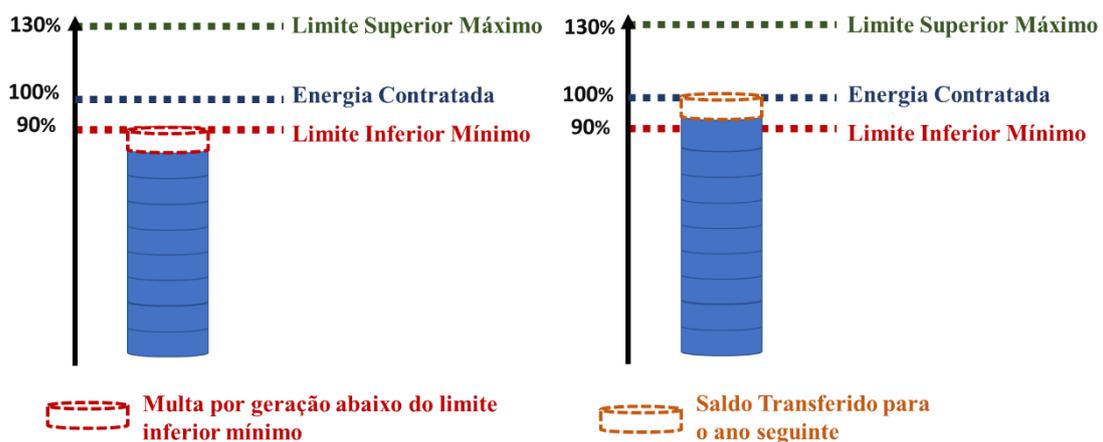


Figura 16 – Penalização pelo déficit de geração em relação ao valor contratado

A receita variável, aplicada somente nos Contratos de Energia de Reserva, é calculada conforme a existência de saldo positivo.

Nesse tipo de contrato, quando a geração efetiva anual é superior ao valor contratual e inferior ao limite superior positivo de 130%, o excesso de geração é realocado para contabilização no período subsequente. Caso o excedente seja maior que o limite superior positivo, o empreendedor é remunerado pela energia gerada acima dos 130% da contratada, sendo valorada com base no menor valor entre o PLD médio anual ou 70% do valor da energia definida em contrato, conforme ilustrado na Figura 17

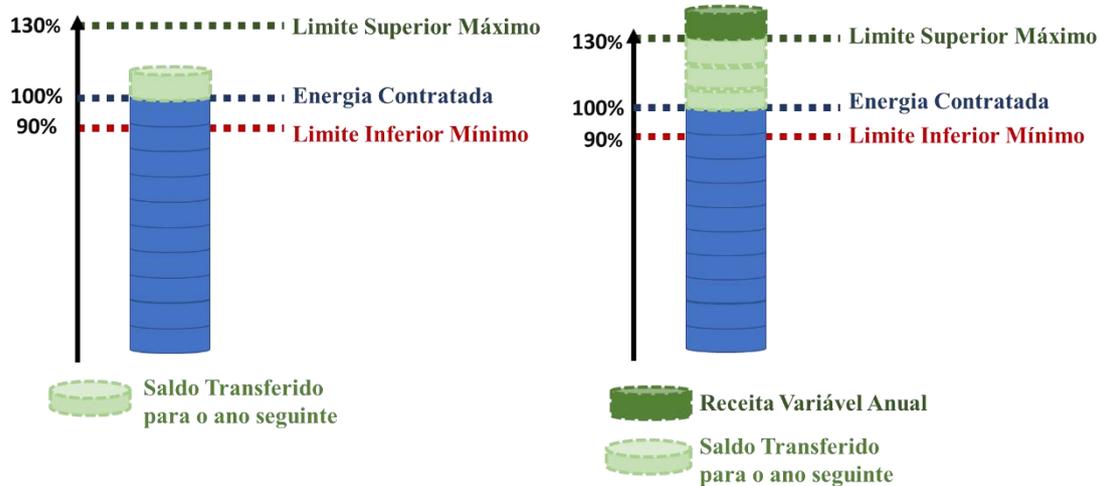


Figura 17 – Transferência de saldo positivo ou recebimento de receita variável

É possível concluir que o modelo atual de remuneração da eólicas fornece penalidades mais rígidas para o déficit de geração em relação ao valor contratado, porém não fornece incentivos atrativos para a produção acima do valor contratado.

II.2.3 Projeções Futuras

O setor elétrico brasileiro passou, nos últimos anos, por uma quebra de paradigma movida especialmente pelo crescimento da participação de fontes renováveis na matriz energética.

O cenário futuro não parece ser diferente, havendo indícios do início de um novo período de mudanças, tais como as propostas em [42], para o Aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico.

Uma das principais mudanças propostas nesse documento é a criação de um sistema de formação de preço horário para a energia, que busca um maior acoplamento entre a operação e a formação de preços.

Atualmente, a formação de preços no mercado de curto prazo é determinada semanalmente, por patamar de carga, com base no Custo Marginal de Operação e é limitada por um valor máximo e mínimo permitido por submercado.

A partir da discretização horária seria possível avaliar com mais precisão o valor da energia, tomando-se como base a variação horária da demanda e da disponibilidade de oferta de energia, levando-se em conta, entre outros fatores, a variabilidade das fontes de geração renovável nesse intervalo de tempo.

Para viabilizar a consideração das fontes renováveis na formação dos preços, já está sendo discutido, no setor elétrico, a adoção de contratos por quantidade para essas fontes [43].

Essa mudança seria um forte incentivo para que os empreendimentos eólicos investissem em mecanismos que garantissem a possibilidade de entrega de energia em horas do dia em que a energia tenha valor mais elevado, sendo uma tecnologia candidata a este propósito o armazenamento via baterias.

CAPÍTULO III – SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

III.1 Formas de Armazenamento de Energia

As principais tecnologias para armazenamento de energia são baseadas na conversão de energia elétrica em energia mecânica, térmica ou química e vice-versa. A Tabela 1 lista as principais tecnologias de armazenamento agrupadas por tipo de processo de conversão.

A energia elétrica também pode ser armazenada, em sua própria forma, sem necessidade de conversão, através do campo elétrico e do campo magnético, como é o caso da tecnologia de supercapacitores e dos sistemas supercondutores, respectivamente.

Cada tecnologia apresenta características peculiares em relação a capacidade de armazenamento de potência e tempo de atuação, especificações estas, que baseiam as escolhas do tipo de armazenamento em função da aplicação comercial destinada.

As aplicações do armazenamento no setor elétrico podem ser divididas em duas grandes categorias principais, a primeira está associada a oferta de serviços de suporte operacional em termos de desempenho elétrico (serviços ancilares), enquanto a segunda está associada ao problema de gerenciamento e controle da oferta de energia ao longo do tempo.

A utilização de armazenamento como um suporte operacional para o sistema elétrico tem a finalidade de melhorar a qualidade no suprimento de energia, atuando de modo a prover regulação de tensão, redução da distorção harmônica e correção de fator de potência, por exemplo. Para esses fins, é necessário que a tecnologia de armazenamento possua um tempo de resposta rápido, compatível com as constantes de tempo associadas a esses fenômenos, em geral, na faixa de milissegundos a minutos.

A utilização de armazenamento para fins de gerenciamento de energia pode trazer muitos benefícios ao sistema, sendo os principais, listados abaixo:

- Integração de fontes renováveis: O armazenamento instalado junto as fontes intermitentes pode reduzir as flutuações da potência gerada e, também, proporcionar sua controlabilidade através do desacoplamento temporal entre geração da energia e entrega ao sistema de potência. O despacho econômico dessas fontes também é possibilitado, quando se opta pela utilização do recurso para atendimento à ponta, por exemplo;

- Redução do corte de carga: A estratégia de armazenamento de grandes blocos de potência, constituindo reserva operativa, permite que em situações de déficit de disponibilidade de recursos de geração o estoque de energia armazenada seja utilizado para atendimento da demanda, beneficiando a confiabilidade do suprimento eletroenergético;
- Postergação de investimentos em transmissão: Quando utilizados junto a carga, os sistemas de armazenamento de energia podem ser úteis no sentido de reduzir a necessidade de expansão da rede de transmissão pelo critério N-1, uma vez que constituem uma redundância capaz de prover atendimento seguro, mesmo quando ocorre falha em algum equipamento da rede.

Nota-se que para a aplicação de armazenamento associado ao gerenciamento da energia, principalmente na integração de fontes renováveis, é necessário que a tecnologia tenha capacidade de armazenamento de potência elevada e além disso seja capaz de realizar cargas e descargas contínuas durante um intervalo de tempo considerável para atender o perfil de variabilidade da disponibilidade do recurso energético, permitindo a mitigação da intermitência na geração.

No caso das fontes eólica e solar, que possuem alta variabilidade ao longo do dia, as tecnologias mais eficazes para armazenamento são aquelas que possuem carga e descarga com duração minimamente horária.

Tabela 1 – Tecnologias de Armazenamento classificadas por processo de conversão de energia

Processo de Conversão	Tecnologia	Método
Elétrica ⇔ Mecânica	Bombeamento Reverso	Utilizam energia elétrica para o bombeamento de água para reservatórios em níveis elevados durante o processo de carga. No processo de descarga, a energia potencial é convertida em elétrica através de geração hidráulica convencional.
	Sistemas de Ar Comprimido	Utilizam a energia elétrica para bombear ar comprimido para um reservatório (poços ou cavernas subterrâneas) onde ele é submetido a alta pressão. No processo de descarga, a expansão do gás é utilizada para gerar energia elétrica.
	Sistemas de Flywheel	Utilizam a conversão de energia elétrica em energia cinética e vice-versa através de um “Volante de Inércia”, que consiste numa massa girante ao longo de um eixo de rotação.
Elétrica ⇔ Química	Baterias	O processo de conversão se dá através de reações eletroquímicas reversíveis, que baseiam-se no movimento de íons entre dois eletrodos separados por um eletrólito.
	Hidrogênio	A energia elétrica é utilizada para produzir Hidrogênio através de eletrólise da água, por exemplo, sendo esse gás posteriormente comprimido e armazenado em um reservatório. O processo reverso ocorre através da utilização do gás comprimido para o acionamento de turbinas a combustão ou células de combustível.
Térmica → Elétrica	Motor <i>Stirling</i>	Esses sistemas operam através do armazenamento de calor em um meio isolante, de modo que quando haja demanda de energia elétrica, este calor seja utilizado pela máquina térmica. Devido a baixa eficiência do processo, esse tipo de tecnologia não é utilizada em sistemas de alta potência.

III.2 Características dos Sistemas de Armazenamento

Algumas características podem ser essenciais para definir o tipo de armazenamento que mais se adequa a determinada aplicação. No processo de decisão por um sistema de armazenamento adequado, as seguintes especificações tecnológicas devem ser observadas:

1. Capacidade de Armazenamento de Energia: É uma das principais características a serem observadas quando a aplicação exige que o sistema de armazenamento permita o gerenciamento de potência por um intervalo de tempo contínuo. Expressa a quantidade de energia que o sistema é capaz de armazenar, sendo expressa em Wh ou em múltiplos dessa unidade de medida;
2. Potência Máxima: É a máxima potência instantânea que o sistema pode absorver ou injetar no sistema de conexão, sendo expressa em W ou em múltiplos dessa unidade;
3. Constante de Tempo: É a razão entre a Capacidade de Armazenamento de Energia e a Potência Máxima, sendo geralmente expressa em horas ou frações de hora. A interpretação dessa especificação pode ser vista como a quantidade de tempo máxima na qual a bateria pode absorver ou injetar potência na rede de forma contínua;
4. Tempo de resposta: É o tempo necessário para que, após acionado, o sistema responda com a absorção ou injeção de potência na rede a qual está conectado;
5. Densidade de Energia e Densidade de Potência: Expressam a capacidade de armazenamento por unidade de massa ou volume, sendo a densidade de energia medida em Wh/kg ou Wh/L e a densidade de potência medida em W/kg ou W/L. Esses parâmetros refletem a dimensão que o equipamento deve possuir para armazenar determinada quantidade de energia ou potência;
6. Eficiência: O aproveitamento da energia armazenada nem sempre é total, uma vez que como em qualquer processo não ideal ocorrem perdas. Nos sistemas de armazenamento, essas perdas estão associadas aos processos de conversão de energia e especificamente nas baterias ao processo de auto-descargas quando a bateria sofre descargas parciais a vazio. A eficiência é expressa como um percentual de aproveitamento em relação à capacidade máxima do armazenamento;

7. Tempo de Vida Útil: Assim como qualquer equipamento elétrico, os sistemas de armazenamento também possuem uma estimativa de vida útil, baseada na durabilidade e desgaste dos seus componentes. Com a deterioração do equipamento ele se torna mais sujeito a falhas, pode apresentar menor eficiência (fruto do aumento das perdas) e até mesmo perder capacidade de armazenamento. Essa característica pode ser expressa em anos ou em termos de ciclos de carga e descarga completos, que podem ser relacionados com a curva de stress e fadiga do material.

As especificações descritas abaixo são referentes a sistemas de armazenamento baseados em baterias. Alguns critérios operativos relacionados a estas especificações são indicados para que haja melhor aproveitamento da capacidade de armazenamento do dispositivo e para garantir maior durabilidade do equipamento:

1. Profundidade das Descargas (DOD): A profundidade da descarga é o percentual da capacidade de armazenamento consumida durante uma descarga. Em alguns tipos de baterias, como as de Íon-Lítio, o tempo de vida útil sofre influência direta da estratégia de operação, de modo que quando são permitidas descargas profundas (maiores que 80%), ocorre maior desgaste e o tempo de vida útil do equipamento pode ser reduzido;
2. Estado de Carga (SOC): Define o nível de carregamento do sistema como um percentual da capacidade total de armazenamento. Um sistema com Estado de Carga igual a 100% está plenamente carregado, enquanto um sistema com Estado de Carga igual a zero está completamente descarregado;
3. Estado de carga mínimo (SOC_{min}): A manutenção de um carregamento mínimo é indicado para evitar o desgaste do equipamento. Isso se deve ao efeito de *cut-off*, que é o nível mínimo de carga que deve ser mantido na bateria para que seja possível a ocorrência de novas reações eletroquímicas. Abaixo desse carregamento as reações eletroquímicas ficam inviabilizadas e embora a bateria não esteja completamente descarregada, ela não consegue entregar energia ao sistema. Geralmente, é indicada a operação da bateria com um SOC_{min} igual ou superior a 20% [44];
4. Estado de Saúde (SOH): Expressa a capacidade de armazenamento do sistema como um percentual da capacidade nominal de armazenamento. Esse parâmetro torna-se importante após longo tempo de uso do equipamento, quando ele começa a perder capacidade de armazenamento, em função de sua deterioração.

Aconselha-se a troca do equipamento por um novo, quando é atingido um estado de saúde inferior a 80% [44].

A Tabela 2 detalha as características típicas das tecnologias de armazenamento mencionadas na seção III.1 e suas principais aplicações dentro do setor elétrico.

Tabela 2 – Características técnicas das principais tecnologias de armazenamento

Aplicações	Tecnologia	Potência nominal (MW)	Constante de Tempo	Tempo de resposta	Eficiência (%)	Vida Útil Média
Qualidade da Energia e Suporte de Tensão	Supercapacitores	0.01 - 1	milissegundos - minutos	10 – 20 ms	80 - 98	10.000 a 100.000 ciclos
	SuperCondutores	0.1 - 1	milissegundos - minutos	<100 ms	80 - 95	100.000 ciclos
	Flywheels	0.001 - 1	segundos - horas	10 – 20 ms	70 - 95	20.000 – 100.000 ciclos
Energia de Reserva, Integração de Fontes Renováveis, Postergação de investimentos em transmissão	Hidrogênio	0.01 - 1000	min - semanas	segundos/minutos	25 - 45	5 – 30 anos
	Baterias ⁵	0.1 – 100	1 – 8 horas	10 – 20 ms	85 - 98	1.000 – 10.000 ciclos
	Bombeamento Reverso	100 – 1.000	4 – 12 horas	segundos/minutos	70 - 85	30 – 60 anos
	Ar Comprimido	10 – 1.000	2 – 30 horas	segundos/minutos	40 -75	20 – 40 anos

Fonte de dados: *Deloitte* [45]

⁵ Informações referentes às baterias de Íon-Lítio

Dentre as tecnologias aplicáveis na integração de fontes renováveis ao sistema elétrico estão as baterias, os sistemas de bombeamento reverso (conhecidos como usinas reversíveis), os sistemas a ar comprimido e as células de Hidrogênio.

A tecnologia associada às células de Hidrogênio ainda apresenta muitos desafios, sendo que sua baixa eficiência a torna menos competitiva dentre as demais.

As tecnologias baseadas em ar comprimido e bombeamento reverso possuem a característica de maior capacidade de armazenamento de potência e maiores períodos de duração de carga e descarga, configurando sua perfeita adequabilidade para a integração de fontes renováveis. A desvantagem dessas tecnologias, porém, consiste na sua dependência com as características do local onde serão instaladas. As usinas reversíveis exigem a presença de recursos hídricos e a existência de um relevo caracterizado por diferenças de elevação adequadas para a formação de reservatórios que proporcionem a transformação de energia elétrica em energia potencial e vice-versa. No caso do armazenamento de ar comprimido, existe a necessidade da existência de grandes reservatórios naturais para depósito do ar.

As baterias, em contrapartida, são equipamentos mais compactos e que não apresentam forte dependência com as características do local de instalação, o que as torna mais flexíveis e adaptáveis.

Em virtude da flexibilidade característica dessa tecnologia, acrescida de sua capacidade de armazenar alta potência no intervalo de horas, ela tem sido foco de muita pesquisa e experimentação, o que gerou, ao longo dos últimos anos, o seu aperfeiçoamento, tornando-a ainda mais competitiva para aplicações integradas a rede elétrica.

III.3 Aspectos de Funcionamento das Baterias

O processo de armazenamento por meio de baterias ocorre através de reações eletroquímicas de oxirredução, que geram uma corrente elétrica, formada pela transferência de elétrons do elemento que oxida (perde elétrons) para o elemento que reduz (recebe os elétrons), através de um meio condutor.

As baterias são constituídas de células eletroquímicas ligadas em série ou paralelo, onde ocorrem as reações. Cada célula eletroquímica é formada por dois condutores, denominados eletrodos, separados pelo meio de transferência denominado eletrólito.

Durante o processo de descarga da bateria, onde a energia química é transformada em energia elétrica, uma reação de ionização ocorre no interior da célula, de forma que um dos eletrodos, denominado cátodo, recebe elétrons provenientes do eletrodo oxidado, denominado ânodo. O fluxo de elétrons do ânodo para o cátodo por meio do eletrólito forma uma diferença de potencial entre os eletrodos, aos quais se pode conectar um circuito externo por onde fluirá uma corrente elétrica originada pela diferença de potencial dos pontos de conexão.

Durante o processo de carga da bateria uma corrente elétrica é aplicada sobre os eletrodos, provocando a reação inversa.

A Figura 18 e a Figura 19 apresentam o esquema de funcionamento do processo de descarga e carga das baterias, respectivamente. Nota-se que o sentido do fluxo de corrente nos terminais da bateria nos dois processos é distinto.

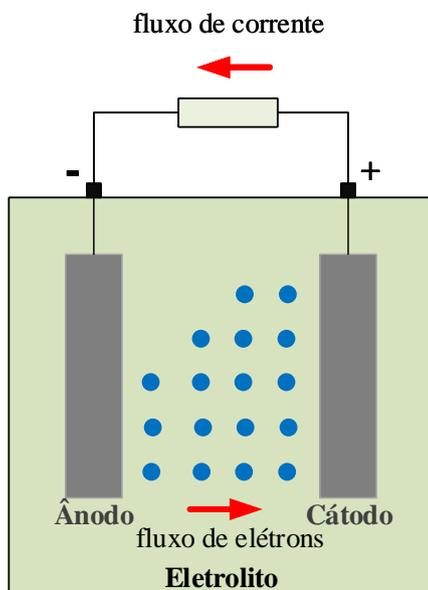


Figura 18 – Descarga da Bateria

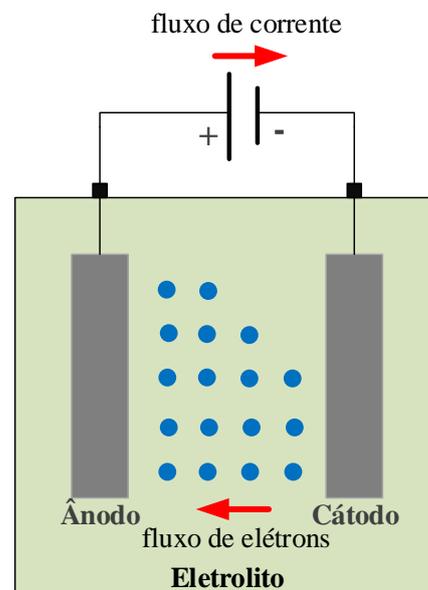


Figura 19 – Carga da bateria

III.4 Tipos de Bateria

Existem diferentes tipos de baterias que se distinguem entre si pelo material utilizado para compor os eletrodos e o eletrólito.

Serão descritos, brevemente, os principais tipos de baterias apropriadas para aplicações em sistemas de potência e as características específicas de cada uma delas. Detalhes referentes aos aspectos químicos envolvidos no processo, amplamente

abordados em [46] e [47] foram resumidos, com a finalidade de descrever cada tecnologia de forma sucinta.

III.4.1 Bateria de Chumbo-Ácido

A bateria de Chumbo-Ácido vem sendo utilizada há décadas, principalmente na indústria automotiva, tendo assim, sua tecnologia consolidada no mercado.

Neste tipo de bateria o ânodo é composto de Chumbo metálico (Pb), o cátodo de Dióxido de Chumbo (PbO_2) e o eletrólito composto por ácido sulfúrico (H_2SO_4).

A principal vantagem desse tipo de bateria é seu custo de instalação, que é inferior ao das alternativas concorrentes, em virtude do seu alto grau de maturidade tecnológica.

Por outro lado, são muitas as desvantagens associadas ao seu uso em sistemas de potência, sendo as principais delas sua baixa vida útil em termos de ciclos de carga e descarga, sua baixa capacidade de armazenamento e sua eficiência inferior as demais tecnologias.

III.4.2 Bateria de Íon-Lítio

As baterias de Íon-Lítio tem sido largamente utilizadas na indústria eletroeletrônica ao longo dos últimos 38 anos, o que favoreceu o avanço acelerado desta tecnologia ao longo desse período, principalmente em resposta a demanda por aperfeiçoamento, cada vez mais exigida pelo mercado de dispositivos móveis.

O princípio de funcionamento da reação eletroquímica nas células baseia-se no fenômeno de intercalação iônica, onde um íon, nesse caso o íon de Lítio, se desprende da estrutura do ânodo e é inserido na estrutura do material que compõe o cátodo.

Nas primeiras baterias de Íon-Lítio, o ânodo era formado por grafite (C_6), o cátodo por Óxido de Lítio Cobalto ($LiCoO_2$) e o eletrólito composto de uma mistura de solventes orgânicos e sais de Lítio.

Outras composições dos materiais do ânodo, cátodo e eletrólito tem sido experimentadas, visando aperfeiçoar o desempenho das células de Íon-Lítio, o que gerou uma série de derivações da tecnologia pioneira, como as células LMO (Óxido de Lítio Manganês), NMC (Óxido de Lítio Níquel Manganês Cobalto), NCA (Óxido de Lítio Níquel Cobalto Alumínio), LFP (Fosfato de Lítio Ferro) e LTO (Titanato de Lítio).

As principais vantagens da tecnologia Íon-Lítio, em geral, são sua alta eficiência, geralmente superior a 90%, seu tempo de vida elevado em termos de ciclos de carga e

descarga, densidade de energia elevada, baixa ocorrência de auto-descargas e ausência do efeito de memória⁶.

As desvantagens dessa tecnologia estão associadas principalmente aos riscos de explosão, em caso de sobrecarga e aquecimento, provocados pela presença de material orgânico, o que exige o investimento em sistemas de monitoramento e proteção.

Outra desvantagem é a influência causada pela profundidade das descargas no tempo de vida útil do equipamento, o que exige a adoção de estratégias operativas que limitam a utilização da capacidade total de armazenamento, geralmente em 80% de seu valor, visando garantir a maior durabilidade do sistema.

O custo elevado da tecnologia Íon-Lítio é ainda um dos principais entraves para sua larga utilização comercial em sistemas de potência, principalmente para aplicações que exigem alta capacidade de armazenamento de energia.

Segundo projeções da IRENA (*International Renewable Energy Agency*) [17], a redução do custo de instalação da tecnologia de Íon-Lítio deve ser de até 61% até 2030.

III.4.3 Baterias de Sódio-Enxofre

As baterias de Sódio-Enxofre (*NaS*), utilizam um material sólido (*beta-alumina*) como eletrólito e materiais líquidos como eletrodos, sendo o ânodo composto por Sódio (*Na*) e o cátodo composto por Enxofre (*S*). Para ocorrência da reação eletroquímica é necessário que a temperatura de operação da bateria esteja na faixa de 300 a 400°C.

Essa tecnologia possui como principal característica a sua alta densidade de energia, o que proporciona maior capacidade de armazenamento de energia em equipamentos mais compactos e sua capacidade de descarregar continuamente por longos períodos de tempo, tornando-a mais propícia que a tecnologia de Íon-Lítio para aplicações de gerenciamento de energia em sistemas de potência.

O aspecto econômico praticamente inviabiliza sua aplicação comercial, pois embora seu custo de instalação seja baixo, os custos operacionais, associados a manutenção de um sistema capaz de manter a temperatura da bateria na faixa de operação referida, são altos.

⁶ Característica inerente a tecnologia de Níquel-Cádmium (NiCd), onde era necessária a descarga completa da bateria antes de se efetuar nova recarga, para evitar o risco de sub-aproveitamento da capacidade máxima de armazenamento.

III.4.4 Baterias de Fluxo

Essa tecnologia é baseada na utilização de materiais líquidos, apenas. Os dois compostos responsáveis pela redução e pela oxidação, são dissolvidos no eletrólito e são mantidos em tanques separados. Para a ocorrência da reação eletroquímica, os dois eletrólitos são bombeados para o interior da célula, onde ocorre a reação de oxirredução. Os dois eletrólitos nunca se misturam, porém, sendo mantidos sempre separados por uma membrana que permite apenas a passagem de íons de um meio para o outro.

Dentre as baterias de fluxo, destacam-se as baterias de Redox de Vanádio (VRFB) e as características principais desta tecnologia são sua elevada expectativa de vida, superior a 12.000 ciclos de carga e descarga e a viabilidade de realização de descargas profundas sem causar impacto à vida útil do equipamento.

Como desvantagens encontram-se o risco de vazamento do líquido e a necessidade de instalação de sistemas de monitoração, bombeamento e gerenciamento do fluxo no interior do equipamento, o que gera custos elevados de manutenção e operação. Adicionalmente, destaca-se o valor elevado do principal componente do sistema, o Vanádio, tornando sua aplicação comercial pouco competitiva frente as demais tecnologias.

A Tabela 3 apresenta um resumo das características de cada tipo de bateria apresentada nesta seção.

Tabela 3 – Valores de referência para as principais tecnologias de bateria

	Chumbo-ácido	Íon-Lítio	Sódio-Enxofre (NaS)	Bateria de Fluxo (VRFB)
Densidade de Energia (Wh/L)	50 - 100	200 - 735	140 - 300	15 - 70
Densidade de Potência (W/L)	10 - 700	100 – 10.000	120 - 160	1 - 2
Eficiência (%)	80 - 82	92 - 96	80 - 84	70
Auto-descarga (% por dia)	0.09 – 0.4	0.09 - 0.36	0.05 – 1.0	0 – 1.0
Profundidade de Descarga (%)	50 - 60	84 - 100	100	100
Vida Útil (Ciclos completos)	250 – 2.500	500 – 20.000	1.000 – 10.000	12.000 – 14.000
Custo de Instalação (USD/kWh)	105 - 473	200 – 1.260	263 - 735	315 – 1.050

Fonte: IRENA [17]

III.5 Modelagem de Baterias

A literatura apresenta uma gama de modelos para a representação do comportamento das baterias, cada um adequado para um tipo específico de análise.

Os modelos eletroquímicos, amplamente abordados em [48], detalham, com precisão, o processo de conversão eletroquímica que ocorre no interior da bateria. Por exigirem um desenvolvimento complexo, através de equações diferenciais que descrevem a variação da tensão e corrente terminal da bateria em função do tempo e a diferença de potencial no eletrólito e no eletrodo, bem como a velocidade da reação, a concentração das substâncias químicas e a densidade de corrente no eletrólito em função do tempo e da posição na célula, esse modelo só é utilizado quando é exigida muita acurácia nos resultados, devido ao alto esforço computacional requerido para a solução do problema matemático.

O uso de modelos elétricos, que representam os fenômenos eletroquímicos através da analogia com o comportamento de circuitos elétricos compostos por fontes de tensão em paralelo com capacitores e resistores, são mais simplificados, porém apresentam uma dificuldade adicional que é o ajuste de parâmetros de circuito de maneira apropriada para representar fielmente o comportamento das baterias. Essa dificuldade acaba demandando a elaboração de malhas elétricas complexas, que embora apresentem solução mais simplificada que os modelos eletroquímicos, também exigem esforço computacional.

Os modelos analíticos apresentam como principal vantagem a redução do esforço computacional requerido para a solução do problema, uma vez que são feitas maiores simplificações na representação dos fenômenos intrínsecos do processo. Esses modelos consistem em poucas expressões matemáticas que representam apenas as principais características das baterias, que devem ser avaliadas no processo de escolha da tecnologia mais adequada para determinada aplicação.

Os modelos analíticos podem ser desenvolvidos de forma diferenciada de acordo com a sua aplicação.

Modelos que visam a avaliação do comportamento de baterias de forma isolada, tais como modelos para previsão de vida útil e análise de perfis de carga e descargas são mais complexos e exigem maior detalhamento dos processos que ocorrem internamente na bateria. O modelo RV, desenvolvido por Rakhmatov e Vrudhula [49] descreve o processo de difusão do material pela célula eletroquímica através de equações diferenciais

variantes no tempo e no espaço, a fim de prever o tempo de vida útil da bateria com base nos perfis de descarga.

Modelos mais simplificados, como o modelo linear, descrito na Equação 20, tratam a bateria como uma fonte linear de corrente sem detalhar os processos internos que ocorrem na célula. Esses modelos são mais utilizados quando o foco da análise está na integração da bateria com um sistema maior ao qual está conectada. Nesses casos, a complexidade de modelagem do sistema como um todo não permite grande detalhamento dos componentes individualmente.

$$C_{t+\Delta t} = C_t - P_d \Delta t \quad [20]$$

$C_{t+\Delta t}$ – Energia Armazenada no instante de tempo $t + \Delta t$

C_t – Energia Armazenada no instante de tempo t

P_d – Potência descarregada no intervalo de tempo Δt

Δt – Duração da descarga

Derivações do modelo linear foram propostas na literatura, inserindo, no equacionamento, outras características importantes para a análise da integração de baterias com sistemas elétricos, como a representação do desgaste do equipamento, associado ao fim de sua vida útil, que influencia na eficiência do processo de injeção e absorção de energia na rede.

A estimativa da vida útil é representada em modelos analíticos geralmente em função da profundidade das descargas ao longo da operação do equipamento. A referência [44] apresenta um método para a modelagem da vida útil de baterias em função do número de ciclos equivalentes de carga e descarga, enquanto a referência [50] avalia a vida útil do equipamento seguindo um algoritmo que se baseia na curva de tensão x deformação do material em função dos diferentes perfis de descarga.

O equacionamento utilizado neste trabalho para a representação de baterias baseia-se nas referências [23], [24], [25], [29], [44] e [50], as quais apresentam diferentes modelagens para baterias como parte integrante de sistemas de potência complexos. A descrição da modelagem desenvolvida será apresentada no próximo capítulo.

CAPÍTULO IV – DESENVOLVIMENTO DE UM MODELO DE OPERAÇÃO PARA BATERIAS DE ÍON-LÍTIO

Conforme mencionado na seção I.5, foi desenvolvido um modelo computacional que engloba a representação de baterias e uma estratégia operativa para sua integração à rede.

O modelo foi escrito em linguagem C^{++} , com orientação a objetos e foi salvo em uma biblioteca de vínculo dinâmico (DLL), denominada *Armazenamento.dll*, que pode ser utilizada por outros aplicativos desenvolvidos em C^{++} .

O modelo computacional é composto de dois elementos principais, o primeiro elemento consiste numa Classe (denominada *Baterias*) que possui métodos e parâmetros destinados a representar o funcionamento dos sistemas das baterias e o segundo elemento consiste numa função responsável pelo gerenciamento da estratégia operativa envolvendo a carga e descarga das baterias (denominada *EstrategiaOperativa()*).

A biblioteca *Armazenamento.dll* pode ser vinculada ao programa *RelSim*, desenvolvido por DIAS [12] para a avaliação da confiabilidade composta de sistemas elétricos através de Simulação Monte Carlo (SMC).

A execução conjunta e comunicação entre as duas ferramentas promove a integração entre o modelo da bateria com o modelo da rede elétrica e ainda, permite a avaliação dos benefícios trazidos ao sistema elétrico pela inserção de armazenamento, mensurados através da análise dos índices de confiabilidade calculados pelo programa *RelSim*.

Nas seções seguintes serão descritas a Classe *Baterias* e a função *EstrategiaOperativa()*.

IV.1 Execução da Biblioteca *Armazenamento.dll*

O processo de utilização da biblioteca *Armazenamento.dll* está detalhado no fluxograma da Figura 20. O início e fim da execução da biblioteca são gerenciados diretamente pelo programa *RelSim.exe*.

O processo de comunicação entre os dois aplicativos ocorre a cada passo da SMC, sendo que no primeiro passo, ocorre a inicialização das variáveis associadas a cada objeto da Classe *Baterias*, através da execução do método *Inicializa*.

Esse método acessa um arquivo de entrada da simulação, no qual são cadastradas as baterias instaladas em cada barra do sistema, bem como suas especificações. Para cada bateria cadastrada no sistema, um objeto da classe *Baterias* é instanciado e tem alguns de seus atributos inicializados, sendo eles o número de identificação do objeto (atributo *Id*), a máxima Potência que pode ser absorvida pela bateria (*MaxP*) e o tempo de duração de carga e descarga contínua permitida, através dos quais é calculada a capacidade de armazenamento nominal (*CapacidadeRef*).

Após o processo de inicialização de variáveis, ocorre a comunicação entre as duas ferramentas e a importação de alguns dados da rede elétrica, provenientes do programa *RelSim.exe*, essenciais para a definição da estratégia operativa, tais como a disponibilidade de geração nas usinas, a carga por barramento e o passo de simulação (*dT*), definido em função da Simulação de Monte Carlo.

Após a obtenção das informações referentes à rede elétrica, é executada a função *EstrategiaOperativa()*, que é reponsável principalmente pela tomada de decisão pelo uso ou não do armazenamento em cada passo da simulação. Essa função será descrita mais detalhadamente nas próximas seções.

Caso a decisão seja pelo armazenamento de energia do sistema na bateria, é chamado o método *Calcula_Carga*, da classe *Baterias*.

Caso a decisão seja pelo uso do armazenamento, de forma que a energia proveniente da bateria seja injetada no sistema elétrico, é chamado o método *Calcula_Descarga*, da classe *Baterias*.

Em seguida, nova comunicação é estabelecida com o programa *RelSim.exe* e uma nova iteração é simulada. O processo só é finalizado quando a SMC converge e o programa *RelSim.exe* é interrompido.

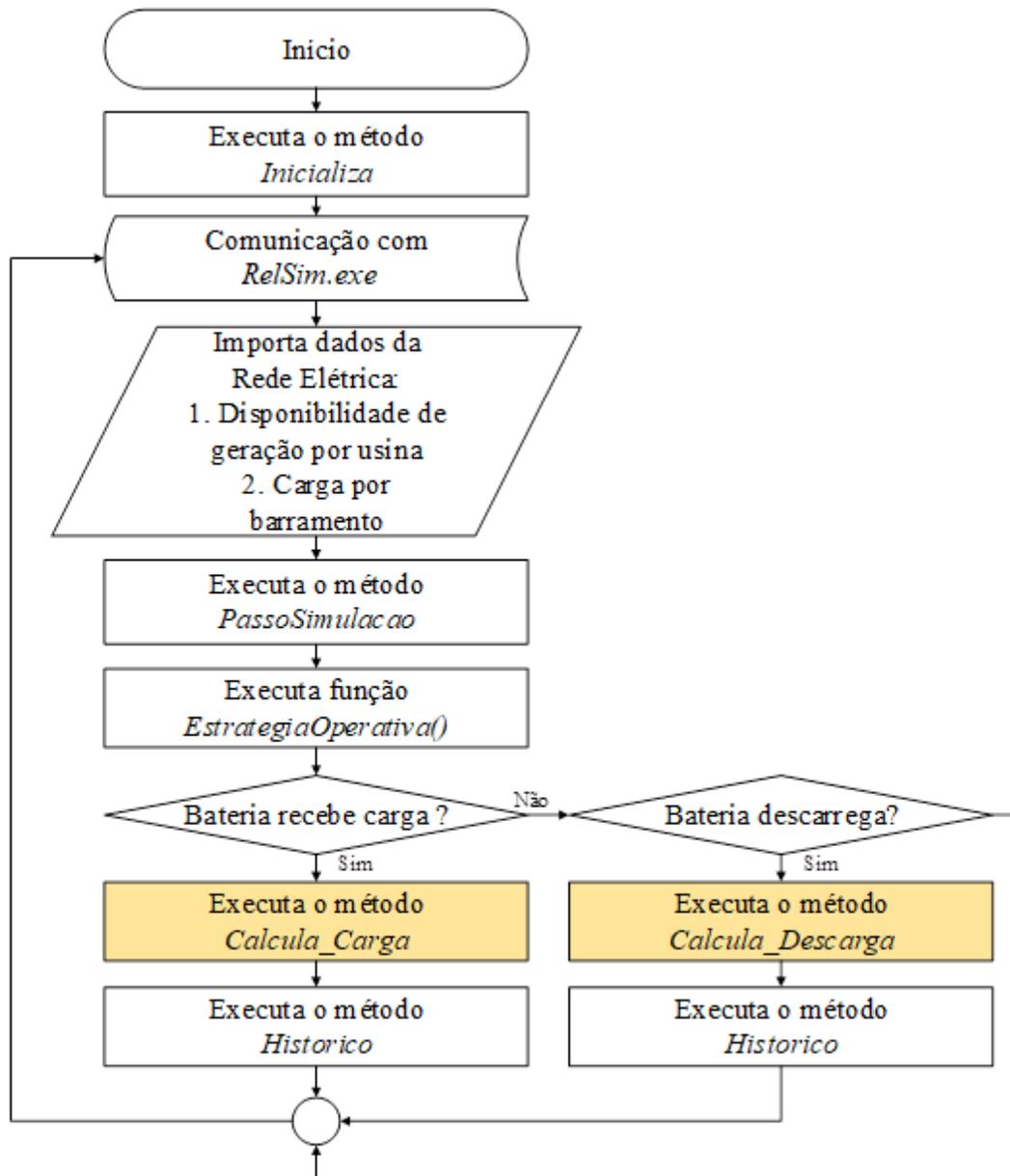


Figura 20 – Fluxograma simplificado de uso da biblioteca Armazenamento.dll

IV.2 Descrição da Classe *Baterias*

A Classe *Baterias*, cujo diagrama em linguagem de modelagem unificada (UML) está representado na Figura 21, é composta de atributos e métodos capazes de representar a parametrização e o modo de funcionamento dos sistemas de baterias, respectivamente.

A Tabela 4 e a Tabela 5 descrevem, nesta ordem, cada atributo e cada método da Classe *Baterias*.

Baterias

```
+ Id : int
+ MaxP : float
- Capacidade : float
- CapacidadeRef : float
- EnergiaArmazenada : float = 0.0
- HistoricoEnergia : float = 0.0
- dT : double = 1.0
- FP : float = 1.0
- SOC : float = 0.0
- SOCmin : float = 2.0
- SOH : float = 1.0
- SOHmin : float = 0.8
- ciclos : int = 0
- PdescAcum : float = 0.0
- TrocaBat : int = 0
- Rend_D : float = 0.95
- Rend_C : float = 0.95
- Z : float = 0.00017
- DOD : float = 0.0

+ Inicializa(CodBarra:int, P_Max:float, horas:float)
+ FatorParticipacao(FP_:float)
+ PassoSimulacao(dT_:double)
+ Calcula_Carga(Pin:float, Estado:int):float
+ Calcula_Descarga (Pout:float, Estado:int):float
+ Historico()
+ CalculaSOC()
+ CalculaSOH()
+ CalculoCicloEquivalente(Pdesc:float)
+ Volumedisponivel():float
+ Capacidade_():float
+ Ident_():int
+ EArm_():float
+ FatorParticipacao_():float
+ SOC_():float
+ SOH_():float
+ DOD_()float
+ ciclos_():int
+ TrocaBateria_()int
```

Figura 21 – Diagrama UML da classe *Baterias*

Tabela 4 – Descrição dos atributos da Classe *Baterias*

Atributo	Descrição	Unidade de medida
<i>Id</i>	Identificação do equipamento	-----
<i>MaxP</i>	Máxima potência de carga / descarga permitida	MW
<i>Capacidade</i>	Capacidade de armazenamento no instante t	MWh
<i>CapacidadeRef</i>	Capacidade de armazenamento nominal	MWh
<i>EnergiaArmazenada</i>	Energia armazenada no instante t	MWh
<i>HistoricoEnergia</i>	Energia armazenada no instante t - dT	MWh
<i>dT</i>	Passo de simulação	h
<i>FP</i>	Fator de participação (Inicializado em 1.0)	-----
<i>SOC</i>	Estado de Carga (Inicializado em 0.0)	p.u.
<i>SOCmin</i>	Estado de Carga mínimo (Inicializado em 0.2)	p.u.
<i>SOH</i>	Estado de Saúde (Inicializado em 1.0)	p.u.
<i>SOHmin</i>	Estado de Saúde abaixo do qual recomenda-se a troca da bateria (Valor inicial = 0.8)	p.u.
<i>ciclos</i>	Número de descargas completas equivalentes (Valor inicial = 0)	-----
<i>PdescAcum</i>	Potência descarregada acumulada (Valor inicial = 0.0)	MW
<i>TrocaBat</i>	Número de vezes em que a bateria já foi substituída ao longo do histórico de operação (Valor inicial = 0)	-----
<i>Rend_D</i>	Rendimento na descarga (Valor inicial = 0.95)	p.u.
<i>Rend_C</i>	Rendimento na carga (Valor inicial = 0.95)	p.u.
<i>Z</i>	Coefficiente de variação da capacidade de armazenamento em função do número de ciclos equivalentes (Valor inicial = 0.00017)	p.u.
<i>DOD</i>	Profundidade de descarga (Valor inicial = 0.0)	p.u.

Tabela 5 – Descrição dos métodos da Classe *Baterias*

Método	Descrição
<i>Inicializa</i>	Inicializa cada objeto da classe <i>Baterias</i> atribuindo valores específicos a seus atributos
<i>FatorParticipacao</i>	Calcula o fator de participação de cada objeto
<i>PassoSimulacao</i>	Importa o passo de simulação da SMC sequencial dT
<i>Calcula_Carga</i>	Calcula o valor da carga e atualiza a variável <i>EnergiaArmazenada</i> no intervalo $t + dT$
<i>Calcula_Descarga</i>	Calcula o valor da descarga e atualiza a variável <i>EnergiaArmazenada</i> no intervalo $t + dT$
<i>Historico</i>	Atualiza a variável <i>HistoricoEnergia</i> com o valor de <i>EnergiaArmazenada</i> no instante t
<i>CalculaSOC</i>	Calcula o Estado de Carga
<i>CalculaSOH</i>	Calcula o Estado de Saúde da bateria
<i>CalculoCicloEquivalente</i>	Calcula a quantidade de ciclos equivalentes
<i>Volumedisponivel_</i>	Acessa o valor da capacidade disponível para Armazenamento
<i>Capacidade_</i>	Acessa o valor da variável <i>Capacidade</i>
<i>Ident_</i>	Acessa o valor da variável <i>Id</i>
<i>EArm_</i>	Acessa o valor da variável <i>EnergiaArmazenada</i>
<i>FatorParticipacao_</i>	Acessa o valor da variável <i>FP</i>
<i>SOC_</i>	Acessa o valor da variável <i>SOC</i>
<i>SOH_</i>	Acessa o valor da variável <i>SOH</i>
<i>DOD_</i>	Acessa o valor da variável <i>DOD</i>
<i>TrocaBateria_</i>	Acessa o valor da variável <i>TrocaBat</i>

A classe *Baterias* pode ser dividida em três partes de interesse, com funções bem definidas. A primeira parte é a modelagem dos processos de carga da bateria, realizada pelo método *Calcula_Carga*. A segunda parte consiste na modelagem das descargas, através do método *Calcula_Descarga*. A terceira parte é uma etapa intermediária do processo, responsável pelo cálculo do número de ciclos equivalentes de descarga bem como pelo monitoramento do estado de saúde e do estado de carga da bateria, podendo ser interpretada como um sistema de gerenciamento e proteção (conhecido na literatura como BMS – *Battery Monitoring System*).

Serão descritos nos tópicos a seguir, a modelagem de cada uma dessas partes principais que constituem a modelagem das baterias.

A. MODELAGEM DO PROCESSO DE CARGA

A Figura 22 apresenta o fluxograma da modelagem do processo de carga das baterias.

As variáveis locais ‘*Pin*’ e ‘*Estado*’ são calculadas pela função *EstrategiaOperativa()*. A variável ‘*Pin*’ contém o valor de potência passível de armazenamento pela bateria e a variável ‘*Estado*’ indica se a decisão operativa foi por carregar a bateria, descarregar a bateria ou mantê-la em estado neutro.

Caso o estado da bateria seja correspondente a um estado de carga, a potência disponível na rede (*Pin*) é armazenada na bateria dentro do intervalo de tempo simulado. O valor da energia armazenada é calculado conforme a Equação 21, a menos que haja alguma restrição na capacidade de armazenamento da bateria.

A limitação no armazenamento pode ser motivada por dois fatores, pela potência máxima de carga da bateria e pela sua máxima capacidade de armazenamento de energia.

Caso o valor da potência disponível para armazenamento (*Pin*) seja superior ao valor máximo que a bateria pode absorver (*MaxP*), ocorre uma limitação na absorção de potência e o valor da energia armazenada é calculado conforme a Equação 22.

Caso o valor de energia armazenada calculado seja superior a capacidade máxima de armazenamento da bateria (*Capacidade*), ocorre uma limitação na energia armazenada, que é descrita pela Equação 23.

$$EnergiaArmazenada = HistoricoEnergia + Pin \times dT \times Rend_C \quad [21]$$

$$EnergiaArmazenada = HistoricoEnergia + MaxP \times dT \times Rend_C \quad [22]$$

$$EnergiaArmazenada = Capacidade \quad [23]$$

A potência real absorvida da rede pela bateria, levando em conta as possíveis limitações na capacidade de armazenamento, é calculada pela Equação 24.

$$dP = (EnergiaArmazenada - HistoricoEnergia) / dT \quad [24]$$

Após o cálculo da energia armazenada é chamado o método *CalculaSOC*, responsável pelo monitoramento do estado de carga da bateria (descrito com detalhes no item C).

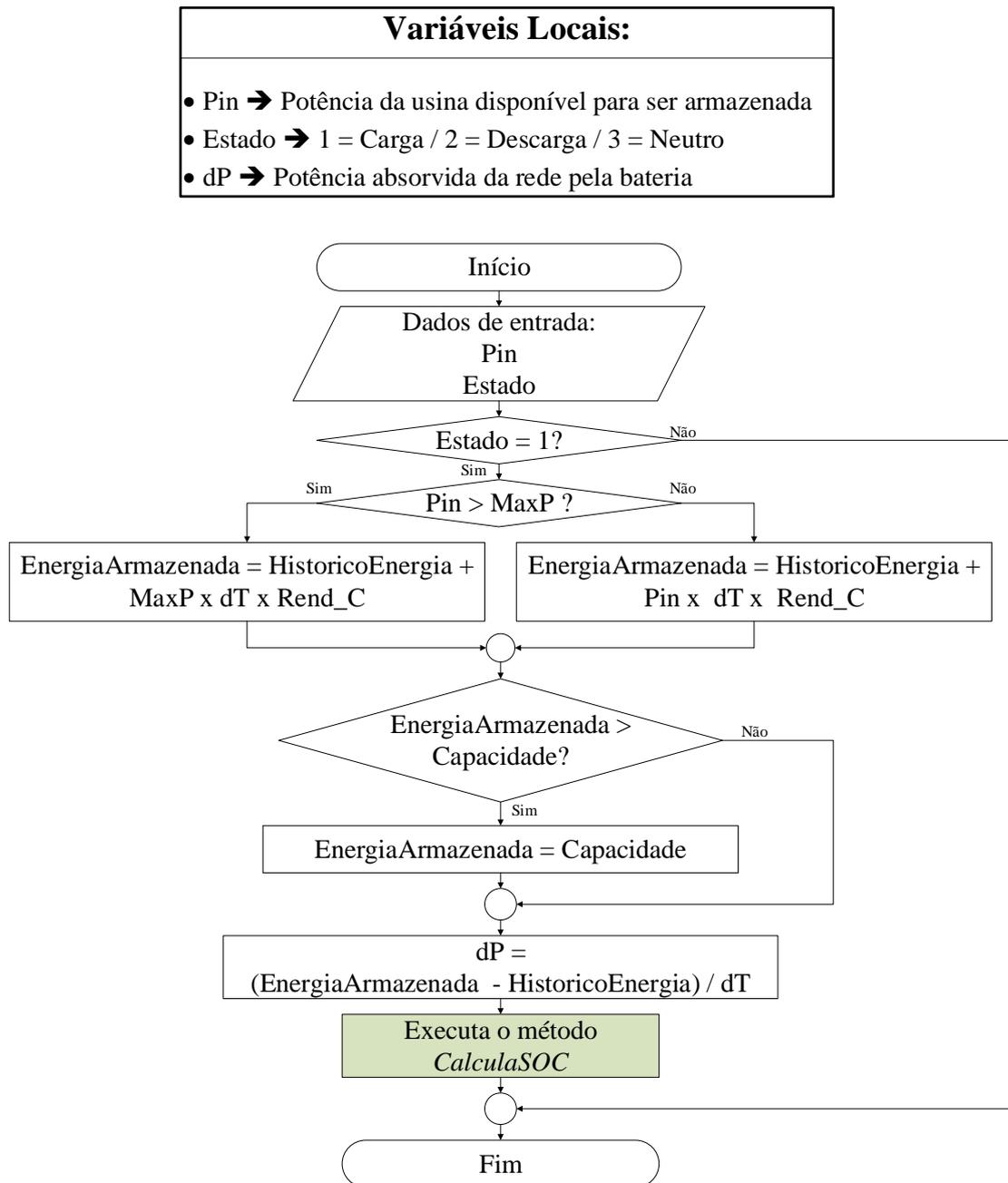


Figura 22 – Fluxograma da Modelagem do processo de carga da bateria

B. MODELAGEM DO PROCESSO DE DESCARGA

A Figura 23 apresenta o fluxograma da modelagem do processo de descarga das baterias.

As variáveis locais ‘*Pout*’ e ‘*Estado*’ são calculadas pela função *EstrategiaOperativa()*. A variável ‘*Pout*’ contém o valor de potência requisitada pela rede e a variável ‘*Estado*’ indica se a decisão operativa foi por carregar a bateria, descarregar a bateria ou mantê-la em estado neutro.

O valor da energia requisitada pela rede é descontado da energia armazenada na bateria, segundo a Equação 25, salvo na ocorrência de alguma limitação.

As possíveis limitações para a injeção de potência armazenada na rede podem estar associadas tanto à capacidade máxima de descarga de potência da bateria (*MaxP*), quanto ao sistema de proteção contra descargas profundas.

Caso o valor da potência demandada da bateria seja superior a máxima potência que o equipamento pode descarregar (*MaxP*), o valor da energia armazenada na bateria é atualizado conforme a Equação 26.

Caso a potência demandada da bateria seja suficiente para tornar seu estado de carga inferior ao valor mínimo de ajuste de proteção (*SOCmin*), o valor da energia armazenada na bateria é atualizado conforme a Equação 27.

$$EnergiaArmazenada = HistoricoEnergia - P_{out} \times FP \times dT \times (1/Rend_D) \quad [25]$$

$$EnergiaArmazenada = HistoricoEnergia - MaxP \times FP \times dT \times (1/Rend_D) \quad [26]$$

$$EnergiaArmazenada = SOCmin \times Capacidade \quad [27]$$

A potência real injetada na rede pela bateria, levando em conta as possíveis limitações do equipamento, é calculada pela Equação 28.

$$dP = (HistoricoEnergia - EnergiaArmazenada) / dT \quad [28]$$

Após o cálculo da energia armazenada no passo de simulação, é chamado o método *CalculaCicloEquivalente*, responsável pelo cálculo do número de ciclos

equivalentes de descarga realizados pela bateria ao longo do histórico de operação (descrito com detalhes no item C).

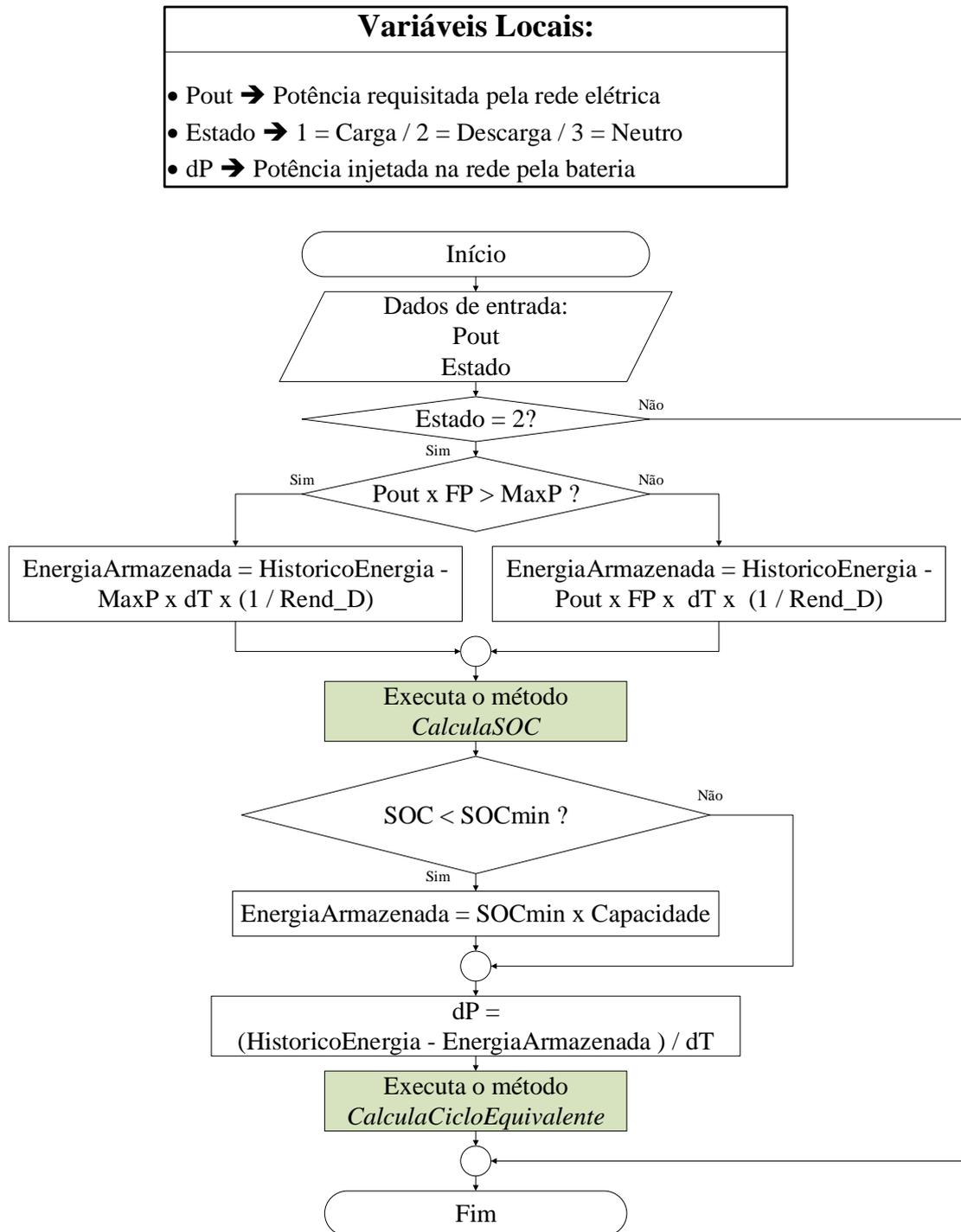


Figura 23 - Fluxograma da Modelagem do processo de descarga da bateria

C. MODELAGEM DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO E PROTEÇÃO

O sistema de gerenciamento e proteção é constituído pelos métodos *CalculaCicloEquivalente*, *CalculaSOC* e *CalculaSOH*.

O método *CalculaSOC* é responsável pelo monitoramento do estado de carga da bateria (*SOC*), a cada iteração. A monitoração desse valor é necessária para prover informações para o mecanismo de proteção contra descargas profundas, detalhado na Equação 27, que impede que a bateria atinja estados de carga inferiores ao *SOC_{min}* (especificado no modelo como 0.2 p.u., ou seja, 20% da capacidade total da bateria).

O fluxograma do método *CalculaSOC* é detalhado na Figura 24.

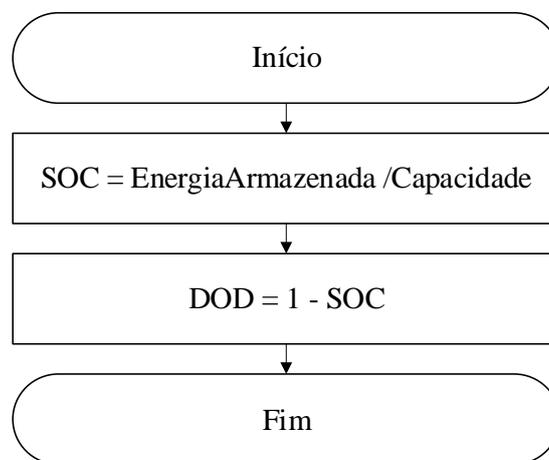


Figura 24 – Fluxograma da modelagem do sistema de gerenciamento e proteção (Parte 1 / 3)

Os métodos *CalculaCicloEquivalente* e *CalculaSOH* são responsáveis pela monitoração do processo de envelhecimento ou deterioração da bateria ao longo de seu histórico operativo.

O tempo de vida útil de baterias de Íon-Lítio é geralmente definido como função do número de ciclos de descarga completos e também em função da profundidade das descargas ao longo do histórico de operação, que quando profundas, podem acelerar o processo de desgaste do equipamento.

A estratégia de manter o estado de carga das baterias em um valor sempre acima de 20% de sua capacidade total permite que a vida útil do equipamento possa ser mensurada, de forma simplificada, apenas em função do número de ciclos de descarga completa realizados.

O desgaste da bateria ao longo do tempo influencia em diversos aspectos de sua operação, principalmente na redução da eficiência de carga e descarga, como reflexo do aumento das perdas internas no processo de conversão de energia, e na redução da

capacidade de armazenamento do equipamento, de modo que no fim de sua vida útil, esta passa a ser inferior à capacidade nominal especificada.

A modelagem desenvolvida para a avaliação do processo de desgaste da bateria avalia apenas o efeito da perda da capacidade de armazenamento ao longo do histórico de operação. A eficiência dos processos de carga e descarga é considerada constante, por simplificação.

A modelagem do envelhecimento da bateria foi feito com base na referência [44], onde foram apresentados valores típicos de coeficientes lineares que representam a taxa de redução na capacidade de armazenamento de diversos tipos de baterias em função do número de ciclos equivalentes de descarga realizados, obtidos de forma experimental.

A Figura 25 apresenta o fluxograma que detalha o método *CalculaCicloEquivalente*.

Considera-se o fechamento de um ciclo de descarga equivalente quando o valor acumulado de potência injetada na rede ao longo do histórico de operação da bateria atinge o valor da capacidade total de armazenamento.

A cada ciclo equivalente completo, o desgaste da bateria é contabilizado através da redução do valor da capacidade de armazenamento, que é calculada conforme a Equação 29, onde o valor de Z foi considerado igual a 0.00017 p.u., valor definido como coeficiente de variação da capacidade de armazenamento por ciclo de descarga equivalente em baterias de Íon-Lítio, segundo a referência [44].

A Equação 30 descreve a *Capacidade* da bateria após sofrer redução relativa ao processo de desgaste.

$$dCap = Z \times Capacidade \quad [29]$$

$$Capacidade = Capacidade - dCap \quad [30]$$

A Figura 26 apresenta o fluxograma que detalha o método *CalculaSOH*. O estado de saúde da bateria (SOH) é calculado conforme a Equação 31 e pode ser interpretado como o grau de deterioração da bateria, pois reflete a sua perda de capacidade de armazenamento ao longo do tempo.

$$SOH = Capacidade / CapacidadeRef \quad [31]$$

Nota-se que quando o estado de saúde atinge um valor inferior a *SOHmin* (especificado como 0.8 p.u., ou seja, 80% da capacidade original de armazenamento), é considerado o fim da vida útil da bateria e uma troca do equipamento é contabilizada.

O novo equipamento inicia sua operação com uma capacidade de armazenamento igual a sua capacidade nominal (*CapacidadeRef*).

Variáveis Locais:
• $dP \rightarrow$ Potência injetada na rede pela bateria
• $dPacum \rightarrow$ Valor acumulado de potência injetada na rede ao longo do histórico de operação da bateria (Valor Inicial = 0)
• $dCap \rightarrow$ Redução do valor de <i>Capacidade</i>

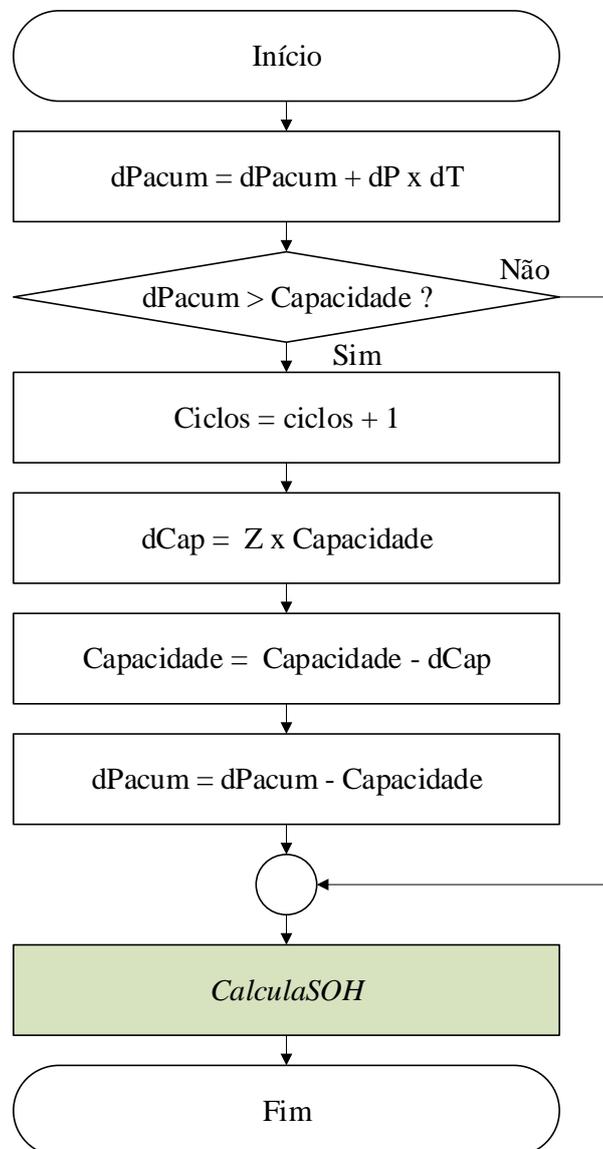


Figura 25 – Fluxograma da modelagem do sistema de gerenciamento e proteção (Parte 2 / 3)

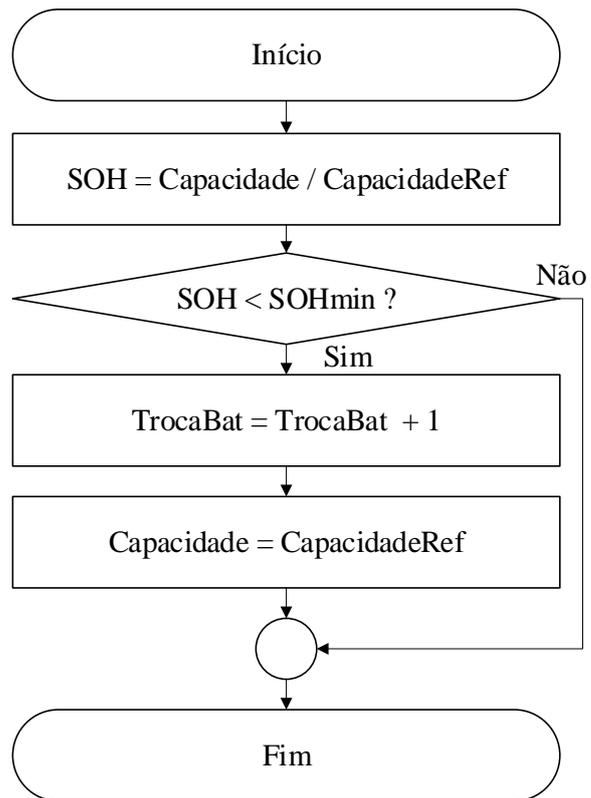


Figura 26 - Fluxograma da modelagem do sistema de gerenciamento e proteção (Parte 3 / 3)

IV.3 Descrição da Função *EstrategiaOperativa()*

A função *EstrategiaOperativa()* é reponsável pelo processo de gerenciamento da operação de carga e descarga das baterias. A tomada de decisão pelo armazenamento ou pela injeção da energia armazenada na rede é baseada na aplicação para a qual a bateria é designada.

A integração de fontes renováveis, a redução do corte de carga e a postergação de investimentos na expansão da transmissão foram mencionadas como aplicações relacionadas ao gerenciamento de energia para as quais as baterias podem ser utilizadas.

Foram desenvolvidos três métodos operativos para a utilização das baterias neste trabalho, todos associados a integração de fontes renováveis ao sistema elétrico, porém com objetivos distintos.

A primeira estratégia operativa tem como objetivo a redução da intermitência na geração eólica através de decisões operativas descentralizadas. A segunda estratégia é uma variação da primeira, onde o processo de decisão é descentralizado porém possui comunicação com um sistema supervisorio centralizado.

A terceira estratégia tem como objetivo a redução do corte de carga do sistema, através do uso das baterias como reserva de potência operativa. Esta é uma estratégia de controle de interesse sistêmico e portanto, a tomada de decisão pela descarga das baterias é feita de forma centralizada, embora a decisão pelo armazenamento de energia possa ser feita de forma descentralizada.

As estratégias operativas serão descritas mais detalhadamente nas seções seguintes.

IV.3.1 Estratégia Operativa 1: Redução da Intermitência da Geração Eólica Através de Operação e Controle Local das Baterias

Essa estratégia tem como objetivo fixar o valor de saída da geração eólica dentro de uma faixa limitada de potência, eliminando variações bruscas.

Para isso, utiliza-se a bateria para modular a saída da geração eólica, de modo que quando a potência gerada pela usina for maior que um valor máximo pré-determinado, o excedente seja armazenado e quando a potência gerada disponível na eólica for menor que um valor mínimo pré-estabelecido, a bateria descarregue potência na rede.

Seguindo essa lógica, a bateria trabalha como um sistema de compensação para a geração eólica, sendo que a rede elétrica enxerga uma injeção de potência com menores variações no ponto de conexão do conjunto ‘Usina Eólica + Bateria’, conforme indicado na Figura 27.

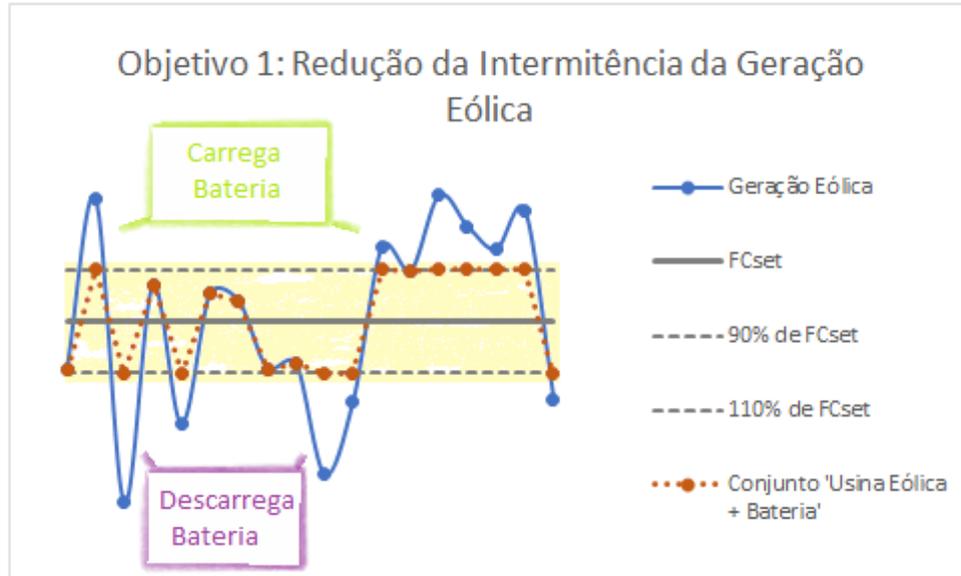


Figura 27 – Estratégia Operativa das baterias – Objetivo 1

Nota-se que esta é uma estratégia de controle local, onde para a tomada de decisão entre a operação de carga ou descarga, considera-se apenas o valor da geração eólica junto a qual a bateria está instalada.

A Figura 28 ilustra um esquema simplificado de conexão do conjunto ‘Usina Eólica + Bateria’ na rede elétrica. Destaca-se que os principais sinais aquisitados pelo sistema de controle da bateria são medidos na própria barra de conexão do sistema.

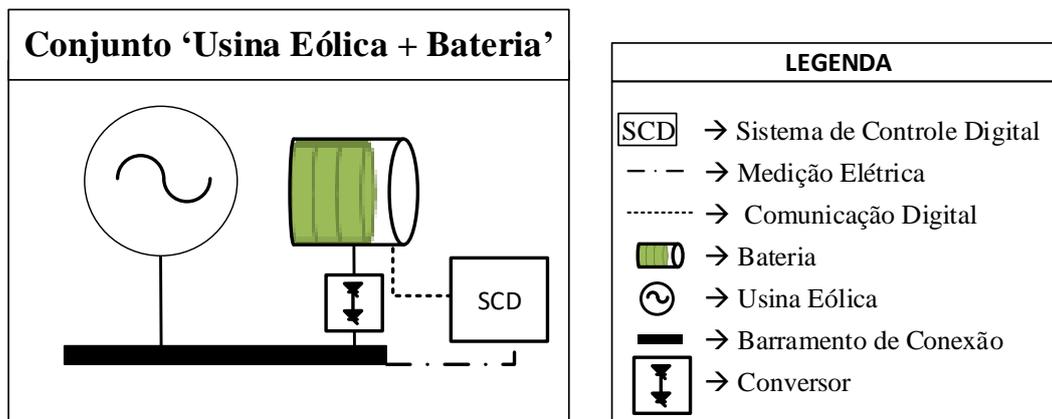


Figura 28 – Esquema simplificado do sistema ‘Usina Eólica + Bateria’ – Estratégia Operativa 1

Conforme descrito no fluxograma da Figura 29, após a execução da ferramenta *RelSim.exe* é feita a leitura do arquivo de dados de entrada do sistema, de onde são

importados os valores de Fator de Capacidade especificados (FC_{set_i}) para cada conjunto ‘Usina Eólica + Baterias’.

Em seguida, são importados os dados da rede elétrica e os Fatores de Capacidade (FC_i) de todas as usinas eólicas são calculados conforme a Equação 2.

É realizada uma varredura em todas as usinas eólicas do sistema e para aquelas que possuem baterias instaladas é realizado o processo de decisão pela carga ou descarga.

Caso o Fator de Capacidade da usina eólica seja superior a 10% do Fator de Capacidade especificado, o estado da bateria é modificado para um estado de carga e o método *Calcula_Carga* da classe *Baterias* será executado, para verificação da viabilidade do armazenamento da potência excedente. O valor de potência disponível passível de armazenamento é calculada conforme a Equação 32.

Caso o Fator de Capacidade da usina seja inferior a 10% do Fator de Capacidade especificado, o estado da bateria é modificado para um estado de descarga e o método *Calcula_Descarga* da classe *Baterias* será executado, para verificação da viabilidade de injeção de potência armazenada pela bateria na rede elétrica. O valor de potência requisitado da bateria é calculado conforme a Equação 33.

$$P_{in} = (FC_i - FC_{set_i}) \times P_n \quad [32]$$

$$P_{out} = (FC_{set_i} - FC_i) \times P_n \quad [33]$$

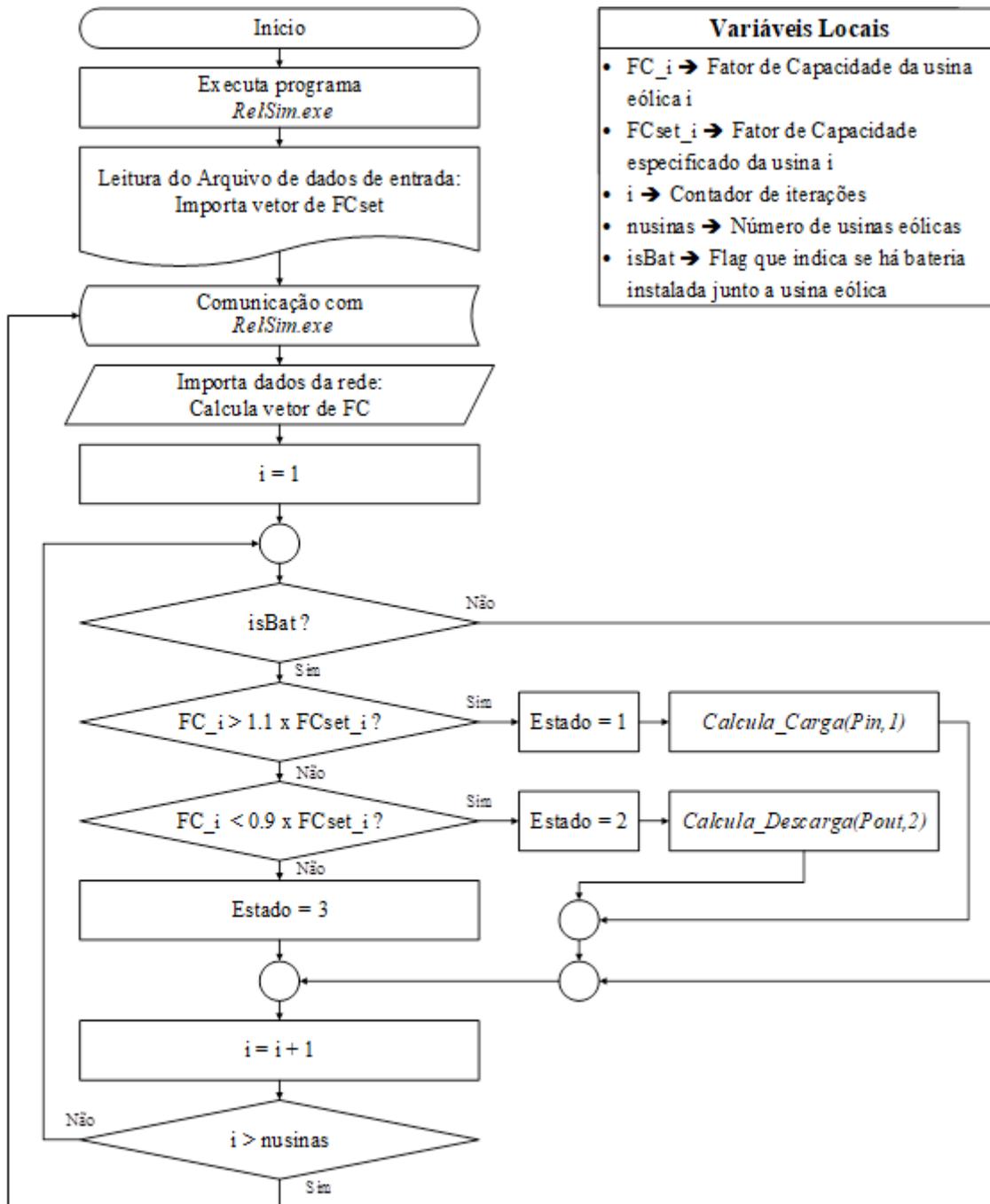
FC_i – Fator de Capacidade da usina i

FC_{set_i} – Fator de Capacidade especificado para a usina i

P_n – Potência nominal da usina i

Caso o Fator de Capacidade da usina esteja dentro da faixa de 10% acima ou abaixo do Fator de Capacidade especificado, a bateria entra em estado neutro, ou seja, não absorve nem injeta potência na rede.

O objetivo dessa aplicação é garantir que enquanto a bateria possuir capacidade de armazenamento suficiente, a potência injetada na rede pelo conjunto ‘Usina Eólica + Bateria’ estará dentro de uma faixa de $\pm 10\%$ do Fator de Capacidade Especificado, agregando maior previsibilidade e menor variabilidade da potência terminal injetada no sistema.



Variáveis Locais	
• FC _i	→ Fator de Capacidade da usina eólica i
• FCset _i	→ Fator de Capacidade especificado da usina i
• i	→ Contador de iterações
• nusinas	→ Número de usinas eólicas
• isBat	→ Flag que indica se há bateria instalada junto a usina eólica

Figura 29 – Fluxograma da Estratégia Operativa das baterias – Objetivo 1

IV.3.2 Estratégia Operativa 2: Redução da Intermitência da Geração Eólica Através de Operação e Controle Local das Baterias Obedecendo Restrições do Sistema

Após a simulação de alguns casos de estudo, que serão apresentados no próximo capítulo, foi possível concluir que a estratégia operativa local poderia eventualmente causar prejuízos a confiabilidade do sistema.

A estratégia operativa 2 foi desenvolvida com a finalidade de prover um controle local para redução da variabilidade da geração eólica que não cause impactos negativos para o desempenho do sistema como um todo.

O que diferencia esta estratégia da apresentada anteriormente é o fato de que a decisão operativa pelo armazenamento de energia excedente deve ser baseada não só em medições locais, como também em restrições do sistema. Desse modo, o armazenamento de energia só é permitido caso o centro de operação centralizado do sistema autorize essa operação.

A autorização proveniente do centro de operações baseia-se na verificação do balanço entre carga e geração do sistema, de forma que, se o balanço for positivo, ou seja, se há geração suficiente para atender a carga com segurança, é enviado um sinal de autorização de armazenamento de energia para os conjuntos ‘Usinas Eólicas + Baterias’ conectados ao sistema. Caso contrário, ou seja, se a geração disponível no sistema não for suficiente para atender sua carga de forma segura, não é concedida autorização para armazenamento.

Cabe destacar que a autorização é um fator condicional porém não decisivo para que ocorra a carga ou descarga das baterias, sendo o processo de decisão operativa baseado nas medições locais de Fator de Capacidade das usinas eólicas às quais as baterias estão conectadas.

Essa estratégia operativa demanda a existência de um sistema de comunicação entre o sistema de controle local da Bateria e o centro de operações centralizado do sistema.

A Figura 30 ilustra o esquema simplificado de conexão do conjunto ‘Usina Eólica + Bateria’, incluindo a aquisição de um sinal proveniente do sistema centralizado de supervisão e aquisição de dados (SCADA).

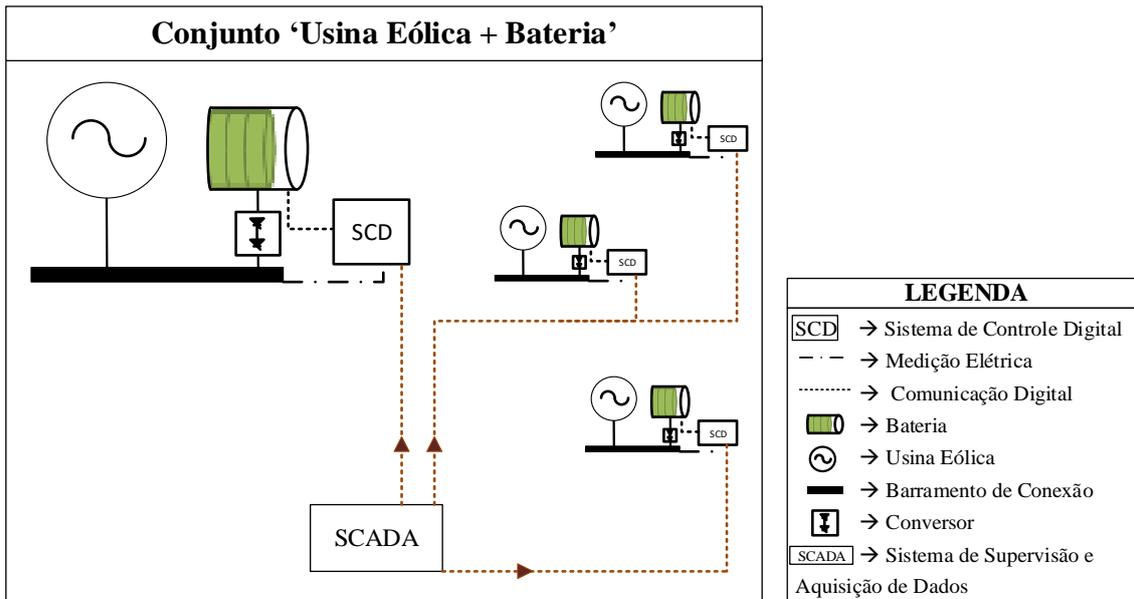


Figura 30 - Esquema simplificado do sistema 'Usina Eólica + Bateria' - Estratégia Operativa 2

O fluxograma da Figura 31 detalha a Estratégia Operativa 2.

Nota-se que a leitura do arquivo de dados de entrada do sistema, de onde são importados os valores de Fator de Capacidade especificados (FC_{set_i}) para cada conjunto 'Usina Eólica + Baterias' e o cálculo dos Fatores de Capacidade (FC_i) de todas as usinas eólicas são realizados da mesma forma que na Estratégia de Operação 1.

Adicionalmente, são importados os valores de carga e potência total disponível no sistema, a partir dos quais é determinado o valor da variável $Auto_Sig$. Se a potência disponível no sistema excede 5% do valor da carga, a autorização para armazenamento é concedida e a variável $Auto_Sig$ recebe valor igual a hum. Caso a potência disponível no sistema seja insuficiente para atender a carga com a margem de segurança de 5%, a autorização para armazenamento não é concedida e a variável $Auto_Sig$ tem seu valor igualado a zero.

De maneira análoga ao processo da Estratégia Operativa 1, é realizada uma varredura em todas as usinas eólicas do sistema e para aquelas que possuem baterias instaladas é realizado o processo de decisão pela carga ou descarga.

Caso o Fator de Capacidade da usina eólica seja superior a 10% do Fator de Capacidade especificado e haja autorização para armazenamento, o estado da bateria é modificado para um estado de carga, ou seja, o método $Calcula_Carga$ da classe $Baterias$ será executado, para verificação da viabilidade do armazenamento da potência excedente.

Caso o Fator de Capacidade da usina eólica seja superior a 10% do Fator de Capacidade especificado, porém não haja autorização para o armazenamento, o estado da bateria é modificado para estado neutro.

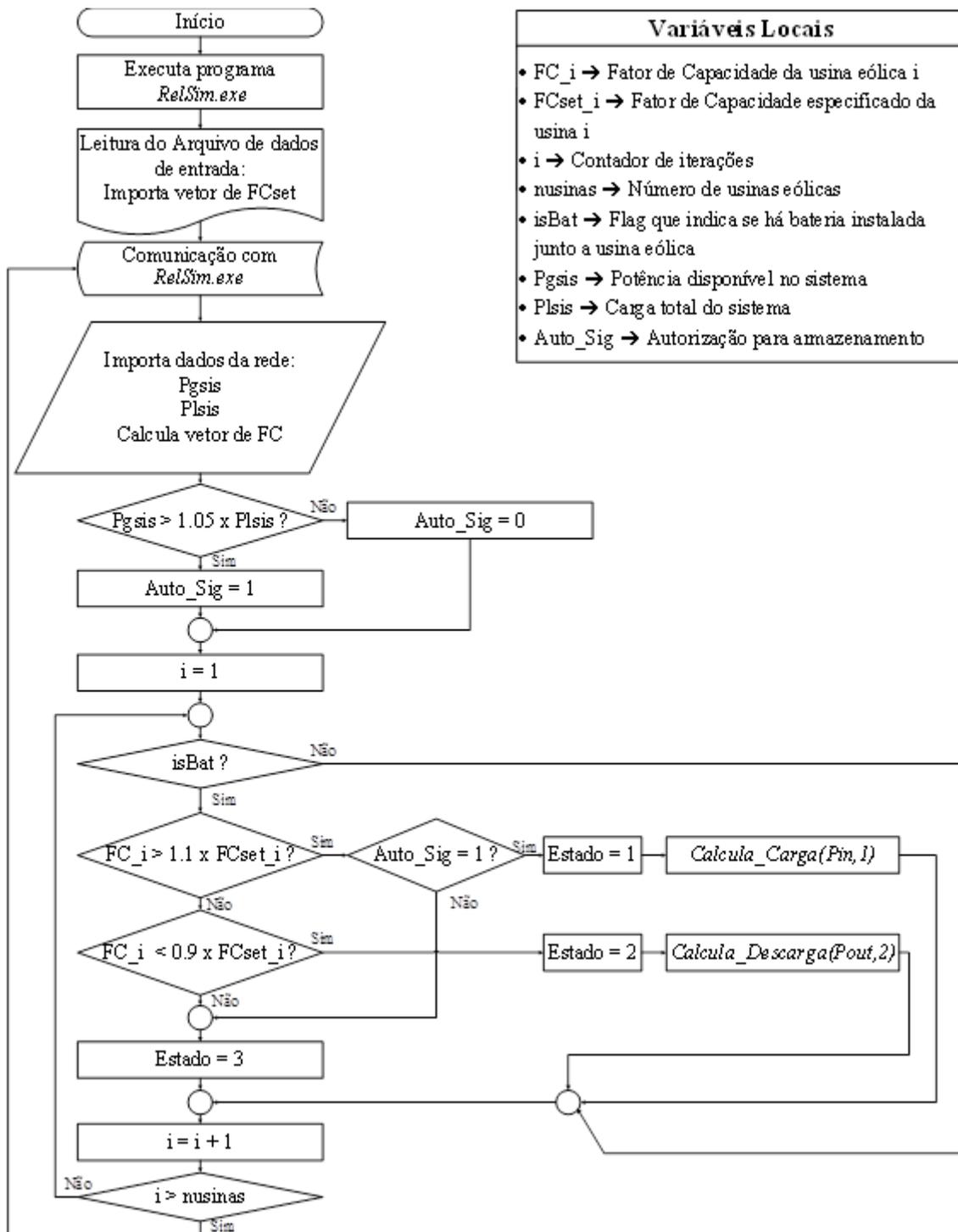
Caso o Fator de Capacidade da usina seja inferior a 10% do Fator de Capacidade especificado, o estado da bateria é modificado para um estado de descarga e o método *Calcula_Descarga* da classe *Baterias* será executado, para verificação da viabilidade de injeção de potência armazenada pela bateria na rede elétrica.

Caso o Fator de Capacidade da usina esteja dentro da faixa de 10% acima ou abaixo do Fator de Capacidade especificado, a bateria entra em estado neutro, ou seja, não absorve nem injeta potência na rede.

Os valores de *Pin* e *Pout*, dados de entrada para os métodos *Calcula_Carga* e *Calcula_Descarga*, são calculados da mesma forma que na Estratégia Operativa 1, através das equações 32 e 33.

O objetivo dessa aplicação é garantir que a potência injetada na rede pelo conjunto ‘Usina Eólica + Bateria’ estará dentro de uma faixa de $\pm 10\%$ do Fator de Capacidade Especificado, desde que não existam restrições de armazenamento pela bateria ou restrições impostas pelo sistema.

Essa estratégia, além de agregar maior previsibilidade e menor variabilidade da potência terminal do conjunto ‘Usina Eólica + Bateria’, atendendo prioritariamente a objetivos locais, não causa impactos negativos sobre o desempenho global do sistema.



Variáveis Locais	
• FC _i	→ Fator de Capacidade da usina eólica i
• FCset _i	→ Fator de Capacidade especificado da usina i
• i	→ Contador de iterações
• nusinas	→ Número de usinas eólicas
• isBat	→ Flag que indica se há bateria instalada junto a usina eólica
• Pgsis	→ Potência disponível no sistema
• Plsis	→ Carga total do sistema
• Auto_Sig	→ Autorização para armazenamento

Figura 31 - Fluxograma da Estratégia Operativa das baterias – Objetivo 2

IV.3.3 Estratégia Operativa 3: Redução do Corte de Carga

A Estratégia 3 tem como objetivo a redução do corte de carga do sistema, utilizando para isso, as baterias existentes no sistema como uma fonte de reserva operativa.

Nesse caso, a decisão pelo armazenamento de energia é tomada com base nos dados de geração local da usina, mediante autorização do sistema de controle centralizado, de forma idêntica a adotada na estratégia operativa 2.

Já a decisão pela descarga da bateria, ou seja, injeção de potência na rede, é determinada pela necessidade global do sistema, de forma centralizada e sem quaisquer influência local.

Cabe destacar que, enquanto na Estratégia Operativa 2, o sistema de controle centralizado enviava apenas informações condicionantes para as decisões tomadas pelo sistema de controle local, na Estratégia Operativa 3 as informações provenientes do sistema de controle centralizado são determinativas para o uso do armazenamento local.

O fluxograma da Figura 32 detalha a Estratégia Operativa 3.

A leitura de dados de entrada é feita da mesma maneira adotada na Estratégia Operativa 2, sendo que, adicionalmente, é contabilizada a energia total armazenada em todas as baterias do sistema, cujo valor é atribuído a variável *Earmtot*.

De maneira análoga às estratégias operativas 1 e 2, é realizada uma varredura em todas as usinas eólicas do sistema e para aquelas que possuem baterias instaladas é realizado o processo de decisão pela carga ou descarga.

A decisão pelo armazenamento de energia é feita de forma idêntica a adotada na Estratégia Operativa 2, sendo que o valor de potência passível de armazenamento, atribuído a variável *Pin* do método *Calcula_Carga*, também é calculado através da Equação 32.

O processo de descarga das baterias é definido pelo sistema de controle centralizado, de modo que se a potência disponível no sistema é inferior ao valor da carga total do sistema, todas as baterias contribuem com a injeção de potência na rede, atuando como um adicional de reserva operativa.

A potência requisitada de cada bateria é função do déficit de potência total no sistema e do fator de participação de cada bateria, calculados respectivamente pelas Equações 34, 35 e 36.

$$P_{out} = FP_i \times dP \quad [34]$$

$$dP = Plsis - Pgsis \quad [35]$$

$$FP_i = Earm_i / Earm_{tot} \quad [36]$$

FP_i – Fator de Participação da usina *i*

dP – déficit de potência no sistema

Plsis – Carga total do sistema

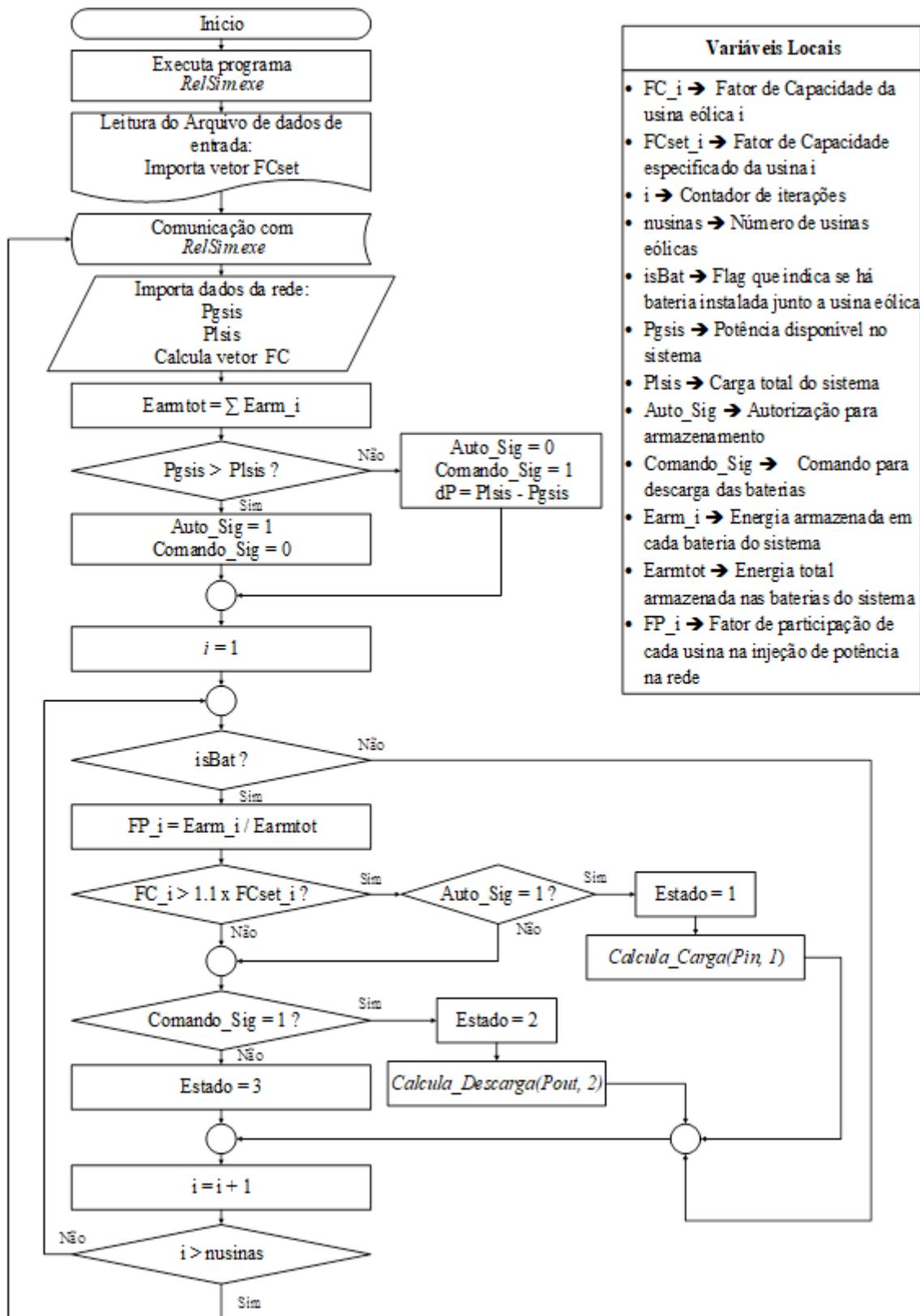
Pgsis – Potência total disponível no sistema

Pressupõe-se que, com a participação das baterias na composição da reserva operativa, haja maior margem de segurança para o atendimento a demanda, o que implica em menores cortes de carga e em melhores índices de confiabilidade para o sistema.

A Tabela 6 resume os objetivos e mecanismos de controle inerentes as Estratégias de Operação 1, 2 e 3.

Tabela 6 – Quadro resumo das Estratégias Operativas

Estratégia Operativa	Objetivo	Controle
1	Redução da Intermitência da geração Eólica	<u>Carga</u> : Decisão Local <u>Descarga</u> : Decisão Local
2	Redução da Intermitência da geração Eólica	<u>Carga</u> : Decisão Local sujeita a restrições Globais <u>Descarga</u> : Decisão Local
3	Redução do Corte de Carga Global	<u>Carga</u> : Decisão Local sujeita a restrições Globais <u>Descarga</u> : Decisão Global



Variáveis Locais	
• FC _i	→ Fator de Capacidade da usina eólica i
• FCset _i	→ Fator de Capacidade especificado da usina i
• i	→ Contador de iterações
• nusias	→ Número de usinas eólicas
• isBat	→ Flag que indica se há bateria instalada junto a usina eólica
• Pgsis	→ Potência disponível no sistema
• Plsis	→ Carga total do sistema
• Auto_Sig	→ Autorização para armazenamento
• Comando_Sig	→ Comando para descarga das baterias
• Earm _i	→ Energia armazenada em cada bateria do sistema
• Earmtot	→ Energia total armazenada nas baterias do sistema
• FP _i	→ Fator de participação de cada usina na injeção de potência na rede

Figura 32 - Fluxograma da Estratégia Operativa das baterias – Objetivo 3

CAPÍTULO V – SIMULAÇÕES E RESULTADOS EM SISTEMAS DE TESTE

V.1 Metodologia de Análise

Foram simulados alguns casos de estudo para avaliação dos benefícios trazidos à rede elétrica com a inserção de armazenamento junto à geração eólica.

O desempenho do sistema em cada um dos casos de estudo foi mensurado em forma de análises de sensibilidade, baseadas em dois índices de confiabilidade que fornecem a probabilidade de corte de carga (LOLP) e o valor esperado de energia não suprida (EENS), resultantes de análise probabilística, por Simulação Monte Carlo Sequencial [33].

V.2 Simplificações Adotadas

Como o objetivo principal do trabalho é a avaliação da atuação das baterias como forma de gerenciamento de energia, com ênfase na análise energética, foram feitas algumas simplificações para a análise dos casos de estudo.

A principal simplificação da análise compete ao método de solução da rede elétrica, para a qual foi utilizado o Fluxo de Potência DC, que é caracterizado pela consideração da tensão fixa e igual a 1 p.u. em todas as barras do sistema.

Como os sistemas de baterias mais modernos possuem capacidade de controle de reativos, podendo operar nos quatro quadrantes do eixo PQ, sendo utilizados, inclusive como um mecanismo de controle de qualidade de energia e atuando de forma a regular a tensão, considerou-se que a inserção de baterias não deve influenciar negativamente no perfil de tensão da rede, se utilizadas com uma estratégia operativa adequada, que respeite o balanço entre carga e geração do sistema.

Seguindo a mesma premissa, considerou-se a conexão das baterias ao sistema por meio de um conversor DC/AC ideal, onde a tensão no lado DC é igual a tensão no lado AC. Por esse motivo, a tensão não é calculada pelo modelo desenvolvido para representação da bateria, descrito no capítulo anterior, de modo que se considera que a tensão terminal do sistema de armazenamento é igual a tensão da barra terminal a qual está conectado.

As perdas de energia no conversor são representadas de forma agregada com as perdas do processo de conversão eletroquímica e são contabilizados na eficiência do modelo da bateria.

Nos casos de estudo analisados neste trabalho não houve limitação do uso de baterias pelo espaço físico ocupado, sendo o dimensionamento baseado apenas na capacidade elétrica de armazenamento. Na prática, em função da ampla área ocupada pelos bancos de baterias a medida que se aumenta sua capacidade de armazenamento, o aspecto físico deve ser avaliado, visto que pode inviabilizar o projeto.

V.3 Simulação dos Casos de Estudo

A análise dos casos de estudo pode ser dividida em três partes, cada uma contendo a avaliação da utilização de determinada Estratégia Operativa para uso das baterias.

A Tabela 7 lista os sistemas base utilizados para a avaliação das estratégias operativas 1, 2 e 3.

Tabela 7 – Tabela de Sistemas Base para cada Caso de Estudo

Estratégia Operativa 1	Estratégia Operativa 2	Estratégia Operativa 3
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sistema Máquina x Barra Infinita ▪ Sistema 5 Barras 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sistema Máquina x Barra Infinita ▪ Sistema 5 Barras 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sistema 5 Barras ▪ Sistema 24 Barras (RTS)

V.3.1 Avaliação da Estratégia Operativa 1

Para a avaliação do desempenho de sistemas elétricos utilizando a Estratégia Operativa 1 foram utilizados dois casos de estudo.

O primeiro caso de estudo é constituído por um sistema de uma barra do tipo Máquina x Barra Infinita e o segundo caso de estudo é constituído por um sistema de cinco barras.

Como o objetivo dessa Estratégia Operativa é de redução das flutuações na geração local, não é de grande valia a simulação de sistemas de grande porte, pois as variáveis envolvidas no processo são relacionadas apenas ao ponto de conexão do conjunto ‘Gerador Eólico + Bateria’ na rede.

As simulações foram divididas em duas partes. Na primeira parte foi avaliado o impacto da inserção de baterias com diferentes capacidades de armazenamento junto à geração eólica. Na segunda parte foi avaliado o impacto da escolha de diferentes Fatores de Capacidade especificados sobre o desempenho do sistema de baterias.

V.3.1.1 Avaliação da Variação na Capacidade de Armazenamento

O sistema denominado 1A, do tipo Máquina x Barra Infinita, detalhado na Figura 33, consiste em uma usina eólica, com capacidade instalada de 40.5MW, associada a um sistema de baterias com capacidade de armazenamento de 80MWh, atendendo a uma carga de 16MW.

A usina eólica é composta de 27 unidades de uma turbina com capacidade nominal de 1.5MW, cuja taxa de falha (4 ocorrências/ano ou 0.00045 ocorrências/hora) e taxa de reparo (90 ocorrências/ano ou 0.01 ocorrências/hora) foram obtidos da referência [51].

Uma curva de disponibilidade de geração correspondente a geração eólica média do Nordeste no ano de 2016, proveniente da manipulação de dados de medição amnemométrica, e uma curva de carga horária típica [52], exibidas na Figura 34, foram associadas aos equipamentos, definindo um balanço variável entre carga e geração do sistema ao longo do tempo.

O Fator de Capacidade médio anual definido pela curva de geração é de 54% e o valor do pico de carga é de 1.1 p.u.

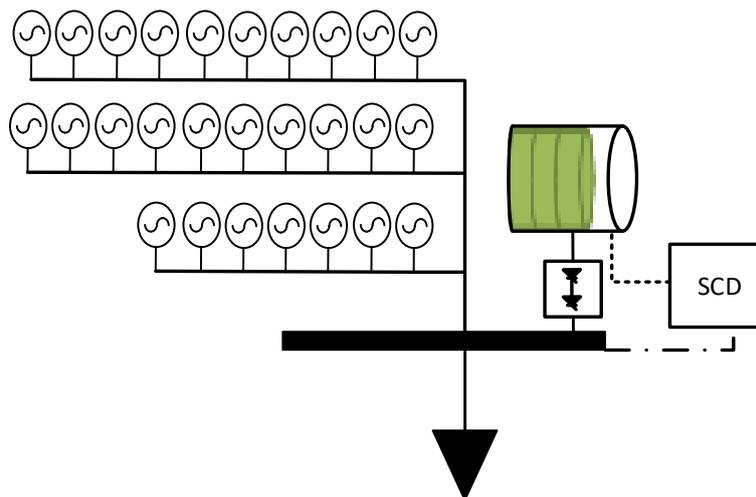


Figura 33 – Esquema do Sistema 1A

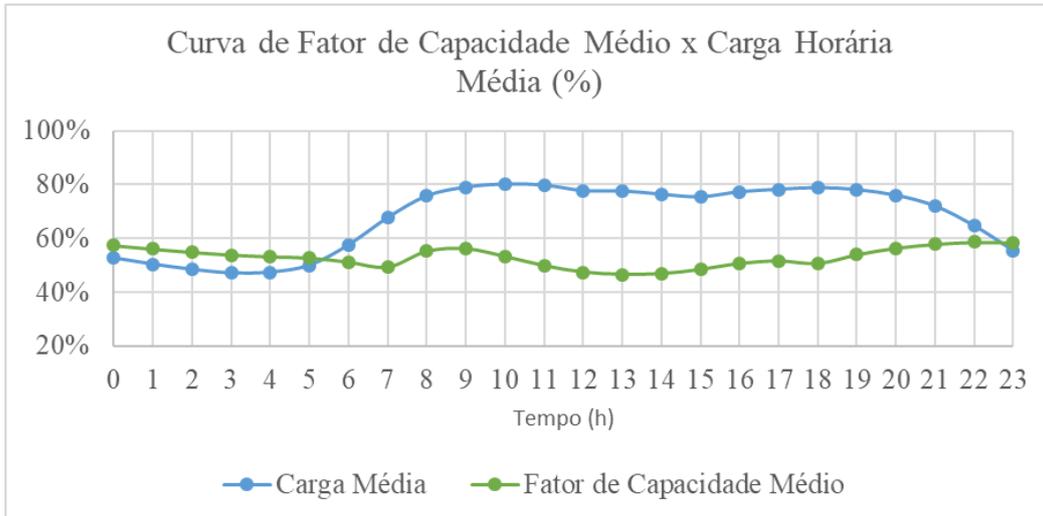


Figura 34 – Curva de carga média e fator de capacidade médio utilizados no Sistema 1A

Foi especificado um fator de capacidade médio (FC_{set}) de 45% para a modulação da geração eólica através do sistema de baterias.

A Figura 35 ilustra a capacidade da bateria de compensar as oscilações na geração eólica. A geração do conjunto ‘Usina Eólica + Bateria’ permanece dentro da faixa de Fator de Capacidade especificado ($\pm 10\% FC_{set}$) enquanto a bateria possui capacidade de modular a saída da geração eólica.

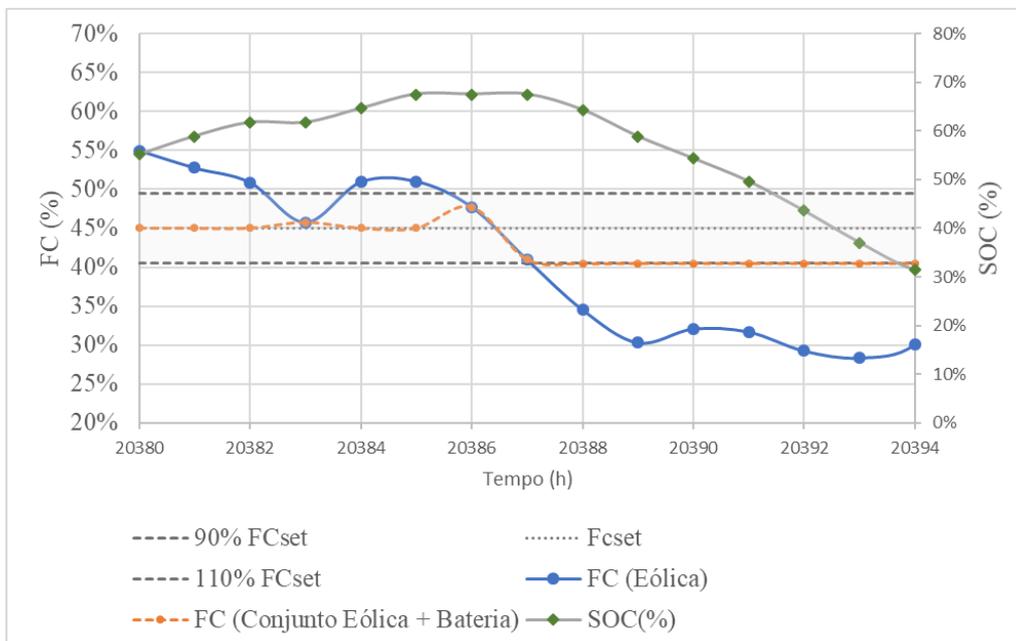


Figura 35 – Sistema 1A: Redução da intermitência da geração eólica

A Figura 36 mostra a perda da capacidade de modulação da bateria quando a sua capacidade máxima de armazenamento é atingida. Nessa situação, embora haja excesso

de disponibilidade de geração, a bateria não é capaz de armazenar energia e o fator de capacidade da usina permanece acima da faixa especificada.

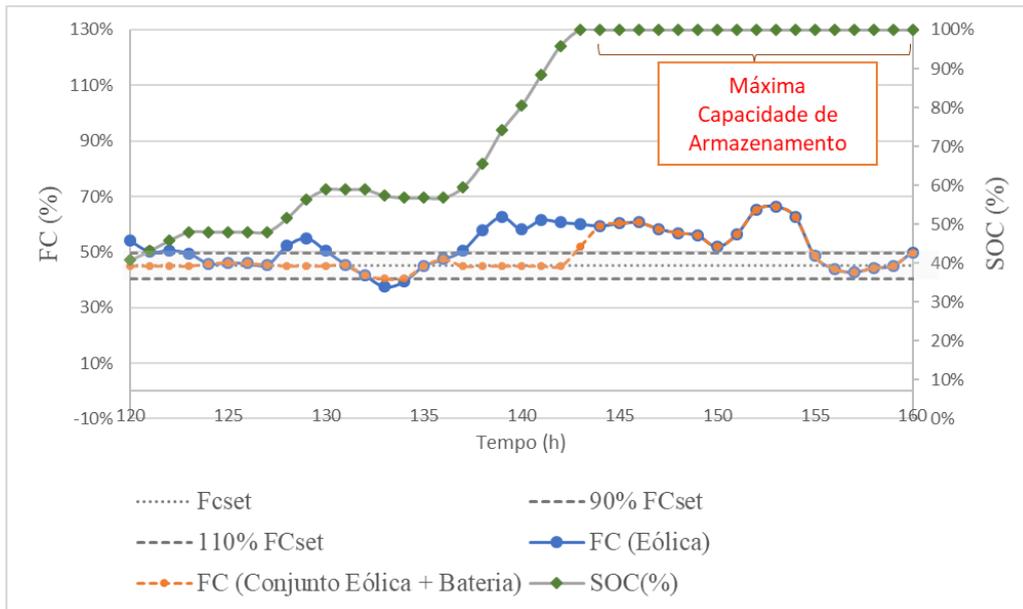


Figura 36 – Sistema 1A: Limite da Capacidade de Armazenamento

A Figura 37 mostra a perda de capacidade de modulação da bateria quando seu estado de carga mínimo é atingido. Nessa situação, embora haja déficit de geração em relação ao valor especificado e a bateria não esteja completamente descarregada, o sistema de gerenciamento da bateria impede sua descarga e o fator de capacidade da usina permanece abaixo da faixa especificada.

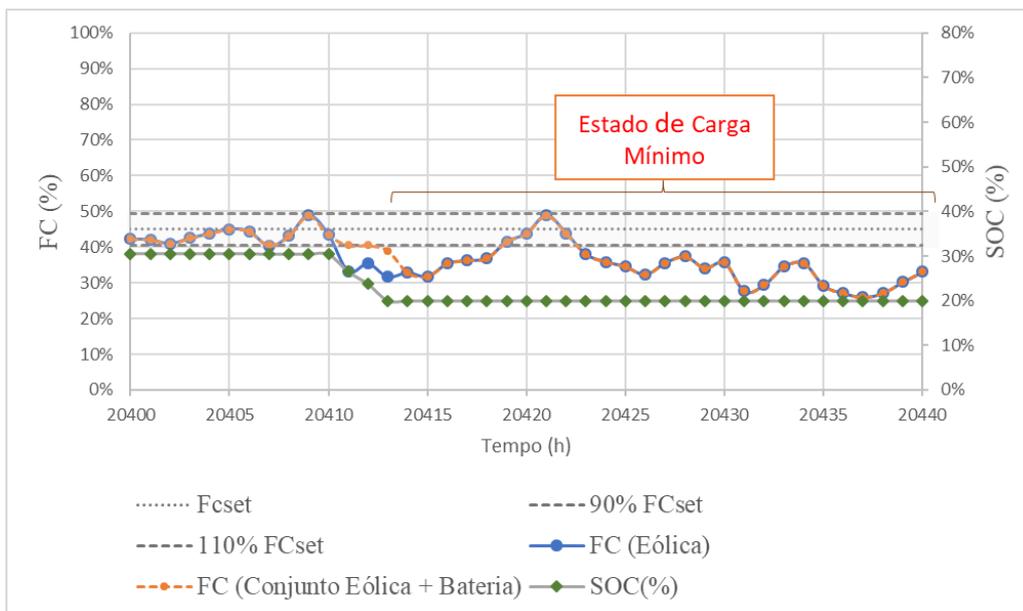


Figura 37 – Sistema 1A: Estado de Carga Mínimo

Através da Figura 38, pode-se notar que a bateria instalada possui pouca capacidade de compensação das variações na geração eólica, uma vez que dentro de um intervalo de aproximadamente 1000 horas, só houve redução das flutuações da geração em aproximadamente 10% do tempo.

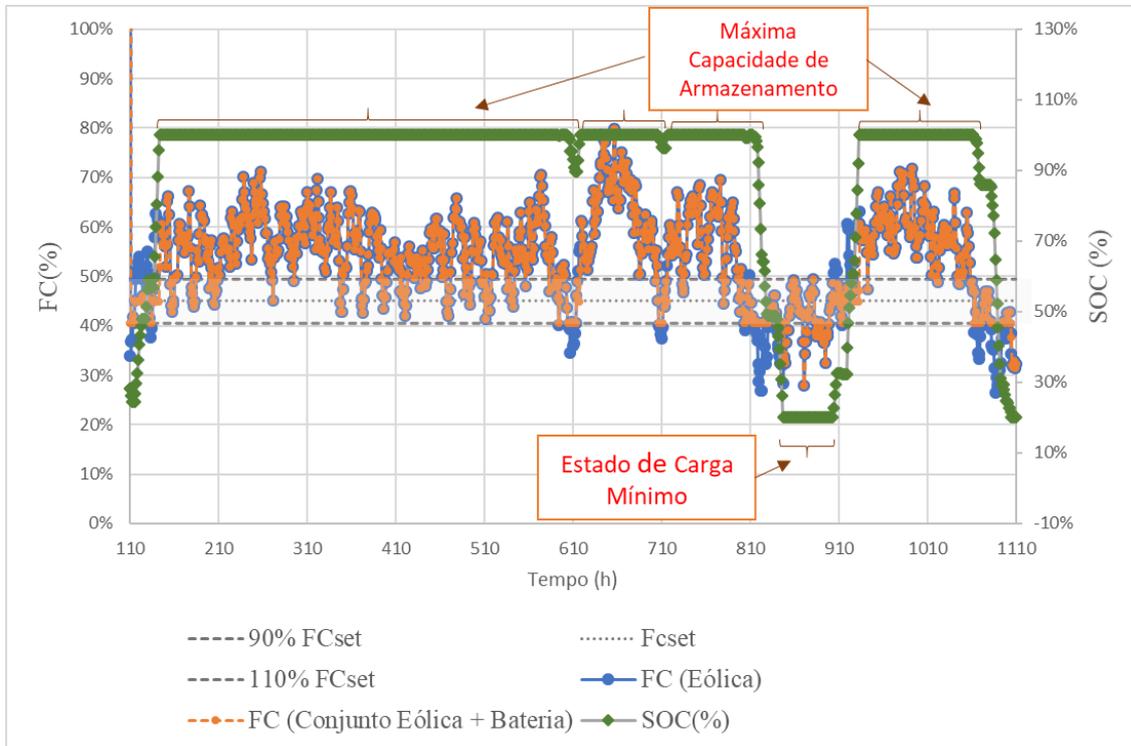


Figura 38 – Sistema 1A: Baixa Capacidade de Modulação da Bateria

Foram feitos testes que evidenciaram uma operação mais eficiente do sistema de baterias a medida que sua capacidade instalada aumenta.

A Figura 39 ilustra o aumento da capacidade de modulação das baterias com o aumento de sua capacidade de armazenamento. Nota-se que para capacidades de armazenamento superiores a 1200MWh, o valor da energia injetada na rede é praticamente constante ao longo de 200 horas (período superior a uma semana), sendo suas maiores variações, positivas, no sentido de superação do valor da carga.

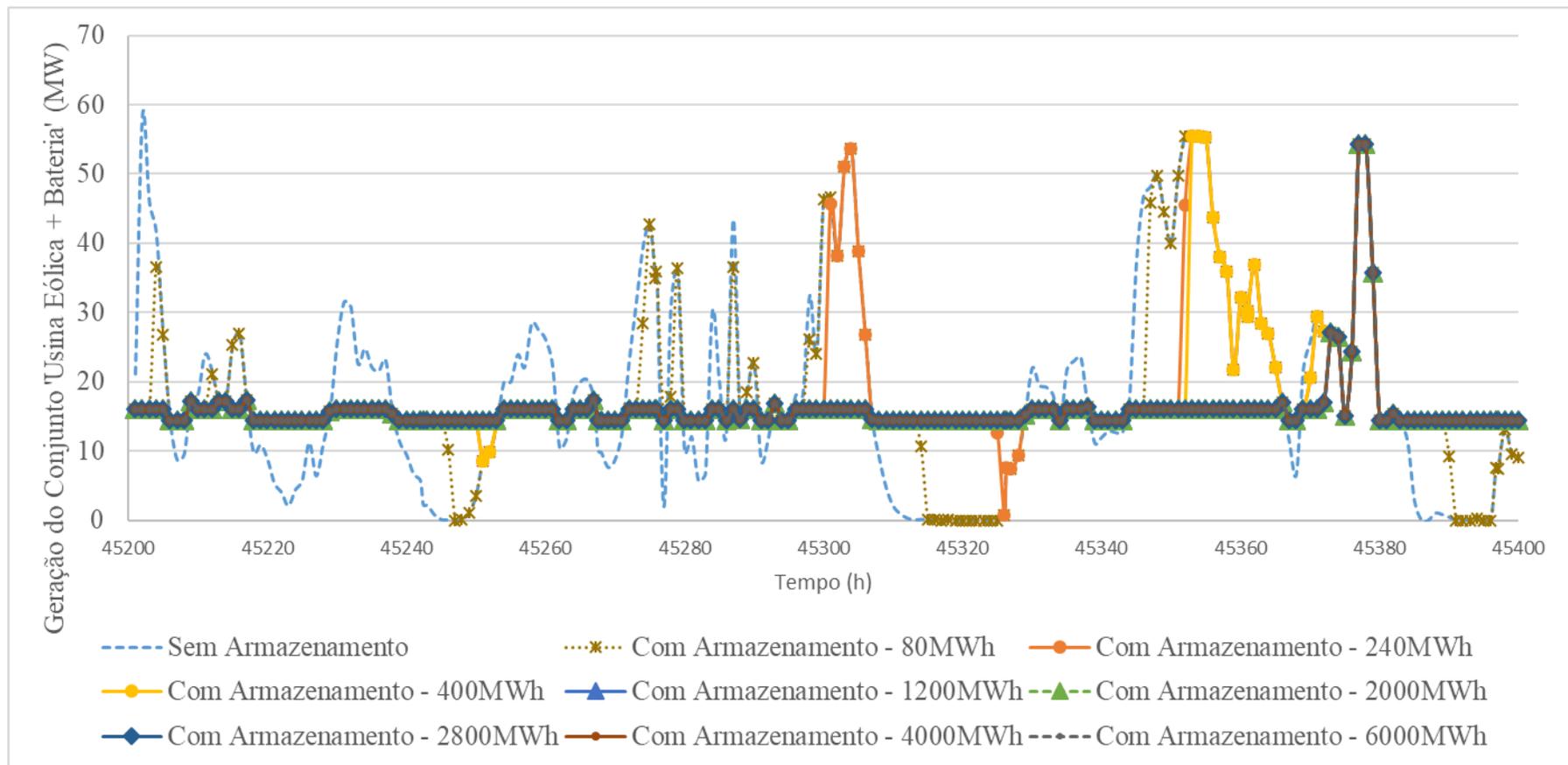


Figura 39 – Sistema 1A: Geração do Conjunto 'Usina Eólica + Baterias' a medida que se aumenta a capacidade de armazenamento

A Figura 40 mostra o percentual de permanência do fator de capacidade em diferentes faixas de valores ao longo de todo o horizonte de tempo simulado (11 anos ou 96360 horas). Duas conclusões importantes, relacionadas ao aumento da capacidade instalada das baterias podem ser destacadas:

1. O aumento na capacidade de armazenamento do sistema de baterias provoca uma redução intensa do número de horas em que o Fator de Capacidade do conjunto ‘Usina Eólica + Bateria’ permanece abaixo de 90% do Fator de Capacidade especificado (FC_{set}). Essa característica indica que a bateria pode ser utilizada junto a fonte eólica como um mecanismo capaz de assegurar o fornecimento de uma energia firme no ponto de conexão com a rede, independente da disponibilidade imediata do recurso eólico.

Com a utilização das baterias junto as eólicas assegurando diferentes valores de potência firme em função da capacidade do banco de baterias instalado, um novo método para o cálculo da garantia física dessas usinas poderia ser implementado, levando em conta não só as condições históricas de vento local (forma como é calculada atualmente [53]), mas também a capacidade da bateria de manter a geração acima de um valor especificado.

A utilização desse recurso eliminaria a necessidade de comercialização da energia eólica como um produto dependente da disponibilidade de recurso primário, exigindo delas um desempenho compatível com o das fontes hidráulica e térmica, onde a comercialização se dá por meio de contratos de quantidade de energia firme. Essa nova prática tornaria viável a redução de incentivos para as fontes renováveis e estimularia uma maior competitividade entre as diversas fontes da matriz.

2. O aumento da capacidade das baterias não consegue, porém, garantir a operação da geração eólica dentro de uma faixa limite de fator de capacidade em 100% do tempo.

Através da Figura 40, nota-se que embora com o aumento da capacidade de baterias seja possível atingir uma permanência de Fator de Capacidade acima de 90% do Fator de Capacidade especificado em 99.9% do tempo de operação simulado, a máxima permanência do Fator de Capacidade dentro da faixa especificada, ou seja, entre $\pm 10\% FC_{set}$, foi em apenas 63.8% do tempo simulado.

Isso se deve ao fato de ser praticamente impossível armazenar todo o recurso de vento excedente disponível, para o sistema em análise, visto que sua capacidade instalada é maior que o dobro da carga. Pode-se concluir que, neste caso específico, a maior dificuldade está em manter o valor do Fator de Capacidade abaixo de 110% do Fator especificado.

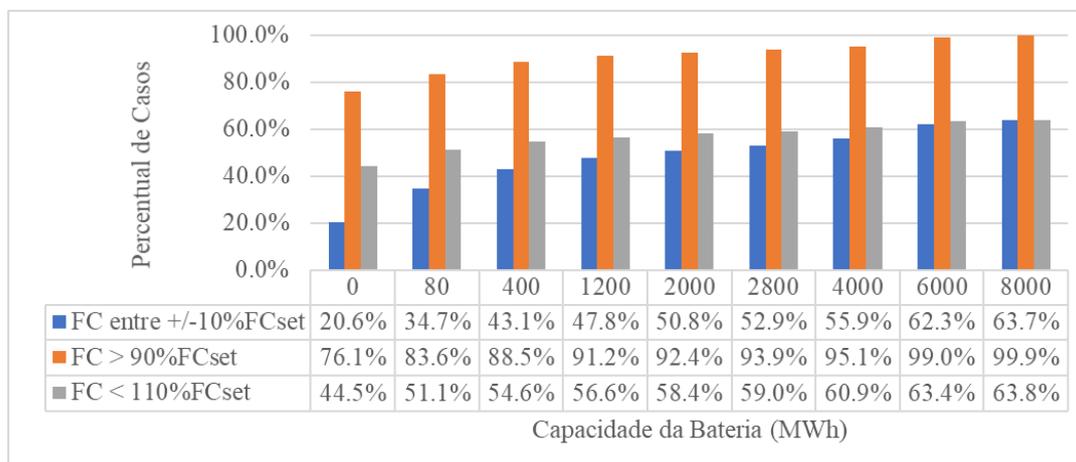


Figura 40 – Avaliação do aumento da capacidade de baterias

V.3.1.2 Avaliação da Variação do Fator de Capacidade especificado

Testes com o Sistema Máquina x Barra Infinita

A Figura 41 ilustra a curva de permanência do Fator de Capacidade horário médio da região Nordeste ao longo de 2016. Nota-se que em 90% do tempo o valor do Fator de Capacidade médio foi superior a 32.5%, em 50% do tempo foi superior a 54% e em 30% do tempo foi superior a 61.5%. Apenas em 2% do tempo o fator de capacidade horário Médio da região Nordeste foi superior a 80%.

Os valores de Fator de Capacidade de 32.5%, 54% e 61.5% serão referenciados como P90, P50 e P30, respectivamente, o que indica que a probabilidade de ocorrência de um Fator de Capacidade superior a cada um destes é de 90%, 50% e 30% respectivamente.

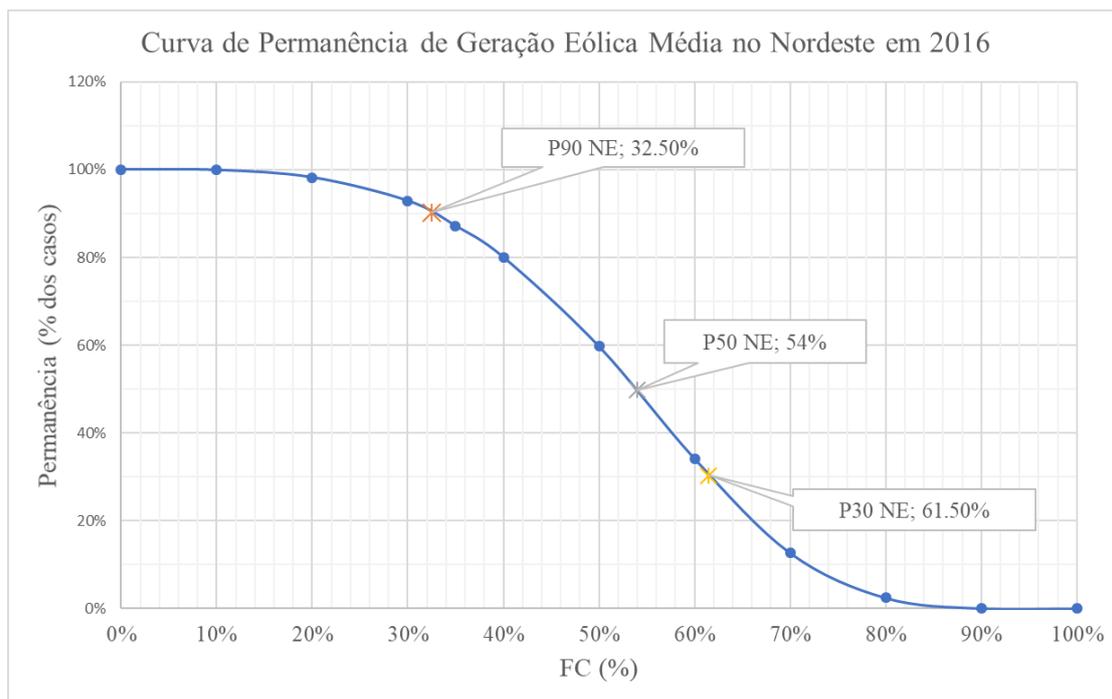


Figura 41 – Curva de permanência da geração eólica média no Nordeste em 2016

Para o teste de variação do Fator de Capacidade especificado, foram criados três sistemas, derivados do Sistema 1A, que são descritos na Tabela 8. Em cada um dos sistemas, o valor nominal da carga foi ajustado de acordo com o Fator de Capacidade especificado para a usina eólica, de modo a fechar o balanço entre carga e geração no sistema.

Tabela 8 – Descrição dos Sistemas Teste

	Capacidade		Potência gerada		Carga Nominal (MW)
	Eólica Instalada (MW)	FC_{set} (%)	quando $FC = 90\%FC_{set}$ (MW)		
Sistema 1B	40.5	32.5	12		12
Sistema 1C	40.5	54.0	20		20
Sistema 1D	40.5	61.5	23		23

A Figura 42 mostra a permanência do Fator de Capacidade de cada sistema dentro da faixa especificada e acima de 90% do Fator de Capacidade especificado, após a inserção de sistemas de baterias com capacidade de armazenamento de 400MWh.

Nota-se que com a especificação do Fator de Capacidade próximo ao P50 ocorre uma melhor modulação da geração eólica dentro da faixa especificada ($\pm 10\%FC_{set}$).

No entanto, a especificação do Fator de Capacidade próximo ao P90 é a mais eficiente do ponto de vista de suprimento à carga, visto que este é o que mantém a geração eólica acima do valor de 90% do Fator de Capacidade especificado com maior permanência, garantindo a entrega de uma energia firme próxima de 90% FC_{set} no ponto de conexão com a rede, quando se utiliza uma bateria com capacidade de armazenamento suficiente para tal.

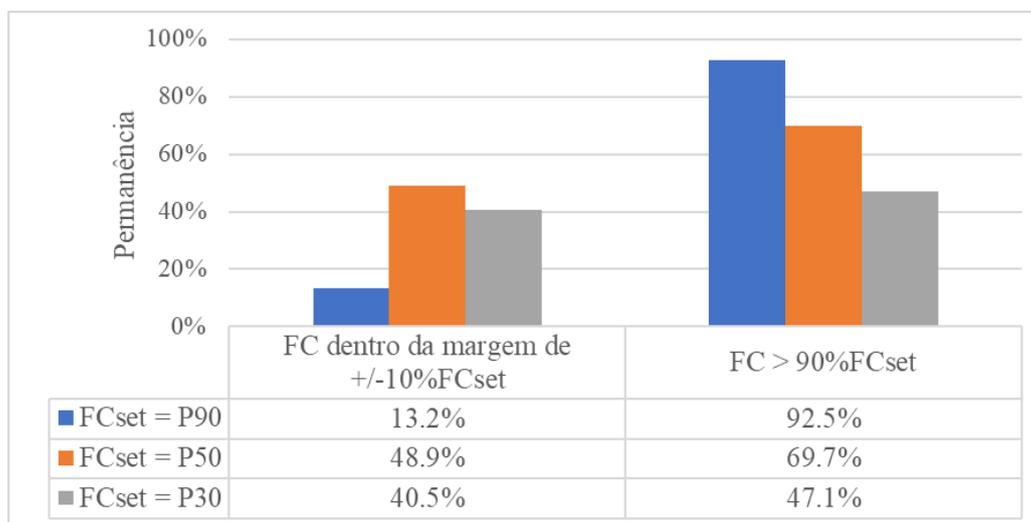


Figura 42 – Sistemas 1B, 1C e 1D – Permanência do Fator de Capacidade

A explicação para os resultados descritos na Figura 42 advém da ocorrência natural de disponibilidade de geração eólica antes da conexão de baterias e está associada ao comportamento da variação do vento local.

Como as variações do Fator de capacidade encontram-se naturalmente distribuídas proporcionalmente acima e abaixo do valor de P50, antes mesmo da conexão de baterias, é evidente que há maior probabilidade de que quando programadas para modular a potência gerada em torno do P50, as baterias sejam capazes de armazenar energia suficiente para os períodos de descarga, conforme ilustrado na Figura 43, onde as janelas de tempo grifadas na cor laranja indicam que a disponibilidade natural de geração é maior que o valor de geração especificado, indicando que há energia passível de ser armazenada e as janelas de tempo grifadas na cor azul indicam que a disponibilidade natural de geração é inferior a geração especificada, indicando a necessidade de consumo de energia armazenada.

Como, nesse caso, a energia passível de ser armazenada pelo sistema de baterias é proporcional a energia requisitada pelo sistema, ocorre uma melhor modulação da saída da geração em torno do valor de $\pm 10\%$ do Fator de Capacidade especificado.

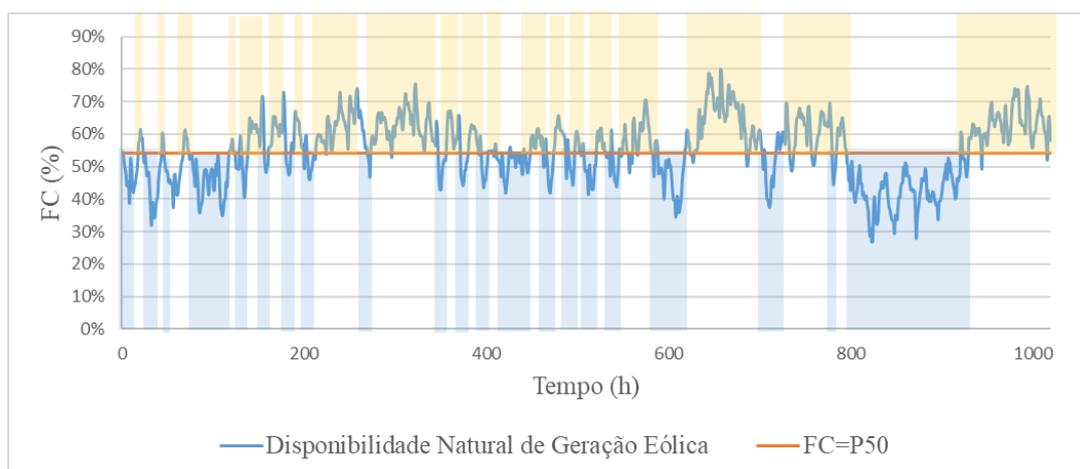


Figura 43 – Distribuição de Fator de Capacidade em torno de P50

Pode-se concluir o oposto em relação a especificação de fatores de capacidade iguais ao P90 e ao P30.

No caso da especificação do fator de capacidade em P90, sabe-se que em 90% dos casos, o recurso disponível de geração será superior a esse valor e em apenas 10% dos casos a disponibilidade natural do recurso será inferior ao valor especificado, o que implica em maiores ocorrências de armazenamento que ocorrências de descarga da bateria ao longo de sua operação.

Por isso, embora não seja possível armazenar toda a energia excedente disponível e conseqüentemente manter a saída da geração mais uniforme e dentro da faixa de $\pm 10\% FCset$, em virtude da maior ocorrência de cenários de operação da bateria com estado de carga máximo, assegura-se que na maior parte do tempo que houver necessidade de injeção de potência na rede, a bateria terá armazenamento disponível e dessa forma, há maior permanência de Fatores de Capacidade acima de $90\% de FCset$, o que garante maior segurança para o atendimento a carga.

A Figura 44 mostra a maior disponibilidade natural de Fatores de Capacidade maiores que P90 e menor disponibilidade de valores de Fator de Capacidade menores que P90, indicando que a energia armazenável supera a energia requisitada pelo sistema dos bancos de baterias.

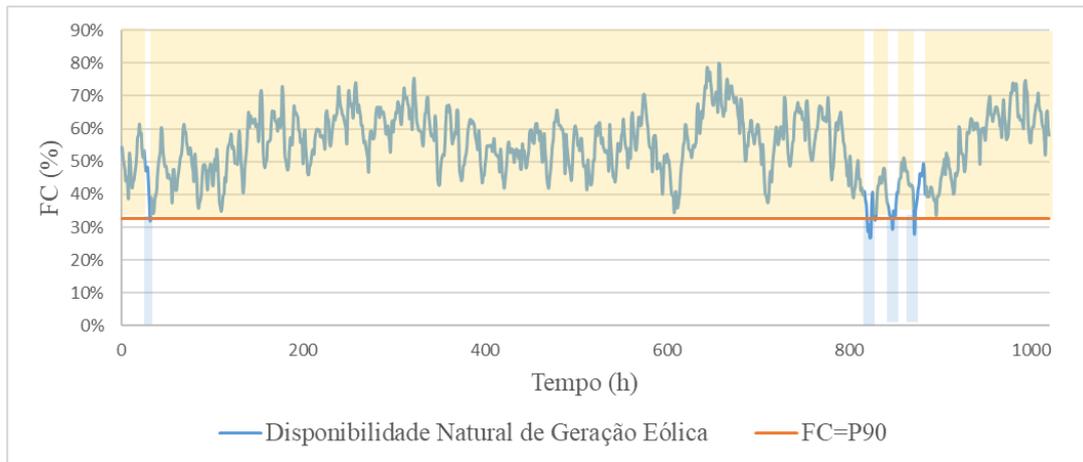


Figura 44 - Distribuição de Fator de Capacidade em torno de P90

De maneira análoga, no caso da especificação do fator de capacidade em P30, sabe-se que em apenas 30% dos casos, dentro de um histórico horário de operação, a disponibilidade natural de geração eólica supera o valor de P30, sendo que em 70% dos casos ela é inferior a esse valor.

Deste modo, programar a bateria para modular a geração eólica em torno de P30 vai demandar mais injeção de energia na rede do que o valor de energia passível de ser armazenada, o que indica que haverá menor segurança no atendimento a carga e, evidentemente, não será possível manter o fator de capacidade dentro da faixa especificada, em virtude da maior ocorrência de cenários com operação da bateria em estado de carga mínimo.

A Figura 45 mostra a maior ocorrência natural de Fatores de Capacidade menores que P30 e a menor ocorrência de Fatores de Capacidade maiores que P30, indicando a baixa viabilidade de armazenamento de energia do sistema.

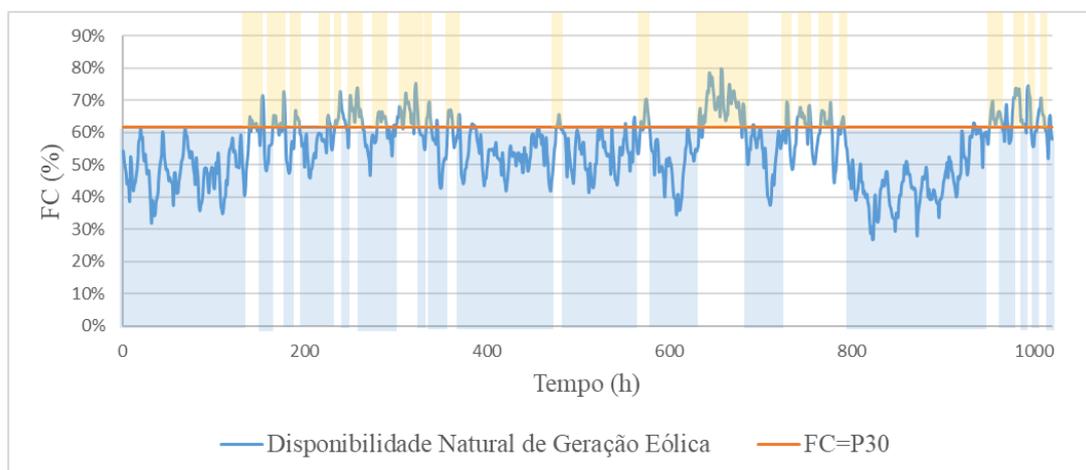


Figura 45 - Distribuição de Fator de Capacidade em torno de P30

As principais conclusões práticas obtidas através dos testes realizados são:

1. O ajuste do parâmetro $FCset$ das baterias em um valor próximo ao percentil 50 da curva de permanência do vento local (P50), implica em uma melhor modulação da geração eólica, de modo que a saída do conjunto ‘Usina Eólica + Sistema de Baterias’ apresenta maior permanência dentro da faixa de $\pm 10\%$ $FCset$.

A principal consequência prática deste resultado pode ser avaliada como um benefício para a operação do sistema, visto que a manutenção da geração dentro de uma faixa de tolerância de 10% acima ou abaixo de um Fator de Capacidade especificado, reduzindo a variabilidade da geração eólica, mitiga os problemas de previsão da geração, facilitando a programação da operação do sistema no curto e no longo prazo.

2. O ajuste do parâmetro $FCset$ das baterias em um valor próximo ao percentil 90 da curva de permanência do vento local (P90) implica em maior confiabilidade no suprimento de energia acima de um valor especificado, de modo que a saída do conjunto ‘Usina Eólica + Sistema de Baterias’ apresenta maior permanência acima de 90% de $FCset$.

A consequência prática deste resultado traz benefícios tanto para o agente proprietário da usina eólica quanto para o operador do sistema.

Do ponto de vista da operação do sistema, a manutenção da saída da geração acima de um valor especificado garante maior previsibilidade para o operador, no sentido de maior garantia de não ocorrência de déficit de geração, uma vez que as variações da geração eólica serão, na maior parte dos casos, para valores acima do valor especificado, garantindo maior confiabilidade no atendimento a demanda durante a operação do sistema.

Para o empreendedor, proprietário da usina eólica, a instalação de um banco de baterias ajustado para modular a geração eólica em P90 seria atrativo sob dois enfoques, um associado a viabilidade de comercialização de maior quantidade de energia e outro associado a redução de penalidades por entrega de energia inferior à energia contratada.

Sob o aspecto da comercialização de energia, o aumento da permanência de fatores de capacidade acima de P90 implica em aumento da garantia física da usina e, conseqüentemente, viabiliza a declaração de maiores montantes de energia via contratos.

Sob o enfoque da redução de penalidades, num cenário prospectivo de comercialização de energia eólica por contratos de quantidade de energia, o aumento da permanência de fatores de capacidade acima de um valor especificado pode garantir que não haja déficit de energia entregue em relação ao valor estabelecido via contrato, reduzindo assim, as multas associadas a este déficit.

Testes com o Sistema 5 Barras

Diferentemente do sistema Máquina x Barra Infinita, onde a geração eólica era exclusivamente responsável pelo atendimento local da carga, no sistema 5 barras ocorre a introdução de uma usina térmica e uma rede de transmissão entre o parque gerador e a carga, caracterizando um sistema mais alinhado à realidade.

O sistema, exibido na Figura 46, é constituído por uma máquina térmica com capacidade de 95MW, uma usina eólica de capacidade instalada igual a 75MW, composta por 50 unidades de uma turbina de 1.5MW de potência nominal atendendo uma carga de potência nominal igual a 120MW por meio de um sistema de transmissão de 4 linhas e 2 transformadores.

Foram executados três testes que exigiram o ajuste do sistema 5 barras, conforme detalhado na Tabela 9.

Nestes testes, além do enfoque dado a permanência da geração eólica dentro da faixa de operação especificada, $\pm 10\% FC_{set}$, houve uma preocupação em se observar a confiabilidade do atendimento a carga do sistema, através da análise dos índices de confiabilidade.

Para tal, foram feitas análises considerando-se apenas a variação do recurso de geração eólica (sistema 2A) e análises considerando-se, também, a falha de equipamentos de geração e a variação horária da carga (sistema 2B).

Nota-se através dos índices de confiabilidade de cada um dos sistemas, exibidos na Tabela 9, que o sistema 2B é menos confiável que o sistema 2A, sendo a média do corte de carga quase sete vezes maior.

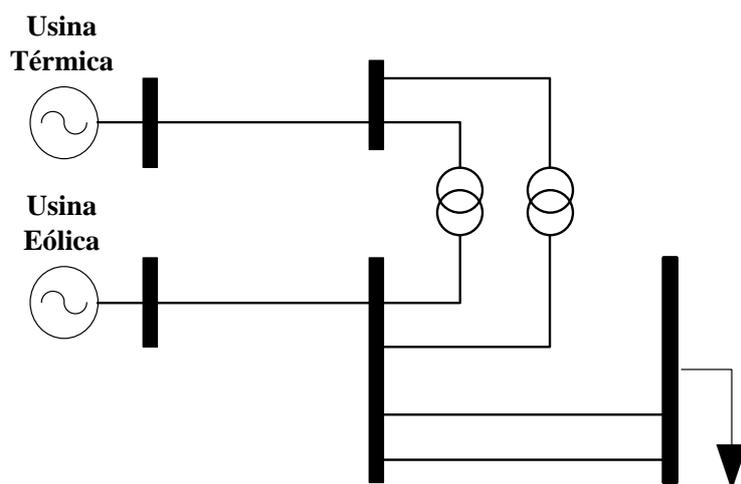


Figura 46 – Sistema 5 barras

Tabela 9 - Descrição dos sistemas teste

	Capacidade Eólica Instalada (MW)	Equipamentos com taxa de falha	Caracterização da Carga	LOLP	EENS (GWh)
Sistema 2A	75	Nenhum	Constante	0.1092	5.12
Sistema 2B	75	Turbinas Eólicas + Gerador Térmico	Variável	0.1605	32.17

Testes com o Sistema 2A

Para os testes realizados nesta seção, não foram consideradas taxas de falha dos equipamentos, avaliando a confiabilidade do sistema apenas em função da variabilidade do recurso eólico, ao qual foi atribuída a curva de disponibilidade média de geração no Nordeste, exibida anteriormente na Figura 34.

Através de um cálculo simples, desenvolvido entre as equações 37 e 43, pode-se estimar a potência firme média que a usina eólica deve ser capaz de gerar para atendimento sem cortes da carga nominal do sistema 2A.

A Equação 37 mostra que a geração total do sistema deve ser igual a carga, considerando-se que o sistema de transmissão é ideal (sem perdas). A Equação 39 mostra que a geração eólica deve ser igual a diferença entre o valor da carga nominal e o valor da geração térmica, constituindo a potência firme que deve ser entregue ao sistema, ou a garantia física mínima esperada dessa usina.

Como o valor de geração eólica não pode ser inferior ao valor da energia firme demandada pelo sistema, o valor de $FCset$ pode ser calculado a partir da Equação 40, que define o valor acima do qual a bateria é programada para modular a geração eólica, ou seja, 90% do $FCset$.

O resultado do cálculo, exibido na Equação 43, define que o mínimo Fator de Capacidade que deve ser utilizado para a programação da bateria deve ser de 37%.

$$Peol_{firme} + Pterm = Pl \quad [37]$$

$$Peol_{firme} + 95 = 120 \quad [38]$$

$$Peol_{firme} = GFeol = 25 \quad [39]$$

$$(0.9 \times FCset) \times Peol_{instalada} \geq Peol_{firme} = 25 \quad [40]$$

$$(0.9 \times FCset) \geq Peol_{firme}/Peol_{instalada} \quad [41]$$

$$(0.9 \times FCset) \geq 25/75 \quad [42]$$

$$FCset \geq 37\% \quad [43]$$

$Peol_{firme}$ – Potência mínima que a usina eólica deve ser capaz fornecer ao sistema (MW)

$Peol_{instalada}$ – Potência instalada da usina eólica

$GFeol$ – Garantia Física da usina eólica (MW) = $Peol_{firme}$

$Pterm$ – Potência da usina térmica (MW)

A Figura 47 mostra a variação da probabilidade de ocorrência de corte de carga no sistema 2A a medida que se varia o $FCset$ e a capacidade de armazenamento instalado junto a usina eólica.

Nota-se que quando é adotado um valor de $FCset$ inferior a 37%, ocorre aumento da probabilidade de corte de carga do sistema (LOLP) em relação ao sistema base, onde não há armazenamento.

Observa-se que a maior redução na probabilidade de corte de carga ocorre com a adoção de um $FCset$ igual ao valor de 37%, indicando a operação ótima do sistema de baterias.

Pode-se concluir, também, que a medida que se aumenta o Fator de Capacidade especificado, por mais que se aumente a capacidade da bateria, ela permanece ociosa na maior parte do tempo por operar com estado de carga mínimo, ou seja, a ocorrência de disponibilidade natural de geração acima do valor de $FCset$ é tão baixa, que não há condições suficientes para armazenamento de energia e utilização nos momentos de necessidade de demanda. Dessa forma, a capacidade de redução de corte de carga satura após certo aumento da capacidade de armazenamento e satura também com a utilização de fatores de capacidade elevados, neste exemplo, acima de 65%.

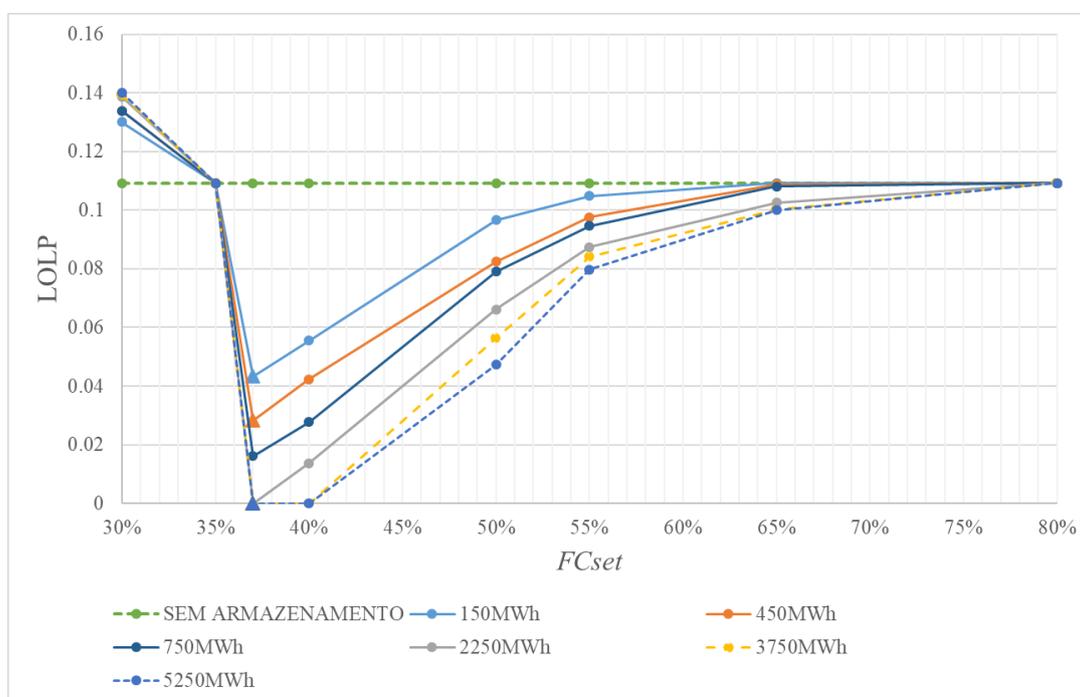


Figura 47 – Variação do $FCset$ e Capacidade de Armazenamento no Sistema 2A

A principal conclusão prática com os testes no Sistema 2A foi que do ponto de vista sistêmico, no que concerne à confiabilidade no atendimento a carga, o ajuste do parâmetro $FCset$ das baterias pode ter efeitos sobre a probabilidade do corte de carga do sistema, uma vez que este parâmetro interfere diretamente no valor da potência firme entregue à rede.

O sistema 2A, dimensionado para uma geração eólica firme mínima de 25MW exige que o parâmetro $FCset$ das baterias seja ajustado para um valor igual ou superior a 37% para evitar que ocorram cortes de carga por déficit de geração.

Testes com o Sistema 2B

Para os testes realizados nesta seção, foram consideradas taxas de falha nos equipamentos de geração, sendo que para a usina eólica foi atribuída a curva de geração eólica média do Nordeste em 2016 e a para a carga, foi atribuída a curva horária típica, exibida na Figura 34.

A taxa de falha das turbinas eólicas foi a mesma adotada para o Sistema 1A e a taxa de falha (5.58 ocorrências/ano ou 0.00063 ocorrências/hora) e a taxa de reparo da usina térmica (0.02 ocorrências/hora) foi baseada nos valores de uma base de dados de confiabilidade [54].

Utilizando um FC_{set} igual a 37%, diagnosticado como o Fator de Capacidade ótimo para atendimento seguro a demanda do sistema, foram calculados os índices de confiabilidade, a medida que aumenta-se a capacidade do sistema de baterias instalado junto a eólica.

A Tabela 10 apresenta o valor dos índices e sua variação em relação ao caso base a medida que se aumenta a capacidade de armazenamento. Neste caso, observa-se que, apesar da probabilidade de corte de carga (LOLP) não variar, ocorreu um aumento no valor esperado de energia não suprida (EENS) após a inserção do armazenamento.

Tabela 10– Sistema 2B: Variação dos índices de confiabilidade em relação ao caso base

Armazenamento (MWh)	LOLP	EENS (GWh)	Δ LOLP	Δ EENS
0	0.0367	11.957		
150	0.0367	11.967	0.00%	0.09%
300	0.0367	11.974	0.00%	0.15%
450	0.0367	11.976	0.00%	0.16%
750	0.0367	11.986	0.00%	0.25%
2250	0.0367	12.012	0.00%	0.46%
3000	0.0367	12.01	0.00%	0.45%
3750	0.0367	12.01	0.00%	0.45%
5250	0.0367	12.01	0.00%	0.45%
7500	0.0367	12.01	0.00%	0.45%

A Figura 48 ilustra o motivo dessa redução na confiabilidade do sistema após a inserção de armazenamento utilizando a Estratégia Operativa 1.

Pode-se constatar que quando ocorre falha da usina térmica e consequente perda de 95MW de potência firme, a eólica não é capaz de atender integralmente a carga do sistema, implicando em corte de carga.

Uma vez que a Estratégia Operativa 1 só leva em consideração o valor do Fator de Capacidade da usina eólica para o processo de tomada de decisão pelo armazenamento ou descarga de energia, podem ocorrer situações, tais como as mostradas na Figura 48, onde há desbalanço entre carga e geração, porém, como a geração instantânea da usina eólica é maior que o Fator de Capacidade especificado, a bateria armazena energia, o que acaba aumentando sobremaneira o corte de carga, uma vez que menos energia fica disponível no sistema para atendimento a carga.

Na simulação do sistema 2B, foi avaliado que em 82% dos casos com corte de carga, o Fator de Capacidade instantâneo da usina eólica era maior que o especificado e a bateria atuou no sentido de armazenar energia, reduzindo a contribuição da eólica no suprimento da carga. Apenas em 18% dos casos com corte de carga o Fator de Capacidade da eólica era inferior ao especificado e a bateria injetou potência na rede, auxiliando no suprimento da carga.

Além disso, em todos os casos com corte de carga havia energia armazenada na bateria, que se fosse utilizada, ajudaria no sentido de minimizar o corte de carga.

Essas reflexões indicam a necessidade de avaliação do balanço entre carga e geração global do sistema antes de qualquer processo de tomada de decisão pelo armazenamento, mesmo que a Estratégia Operativa utilizada seja de aplicação local, como é o caso da Estratégia Operativa 1, que visa reduzir a intermitência da geração eólica na usina a qual a bateria está conectada, evitando, assim, que haja qualquer prejuízo para o desempenho global do sistema.

A Estratégia Operativa 2, cujos resultados de testes serão exibidos na próxima seção, se propõe a resolver essa problemática, garantindo o atendimento do objetivo local de redução da variação eólica, sem provocar prejuízos à confiabilidade global do sistema.

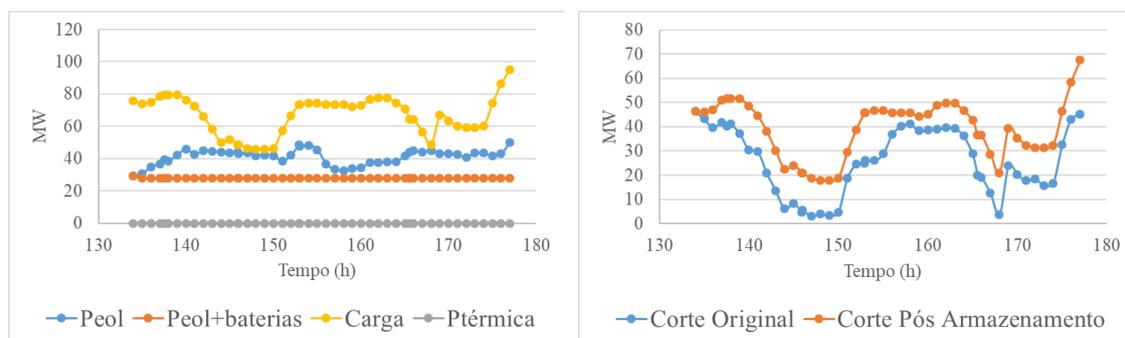


Figura 48 – Redução da Confiabilidade do sistema utilizando a Estratégia Operativa 1

V.3.2 Avaliação da Estratégia Operativa 2

A avaliação do desempenho de sistemas elétricos utilizando a Estratégia Operativa 2 foi dividida em duas partes.

Na primeira parte, foram avaliadas, através da comparação dos índices de corte de carga, as vantagens da inserção de restrições à tomada de decisão local pelo armazenamento, baseadas em informações globais de carga e geração. Adicionalmente, foi feita uma análise de dimensionamento ótimo das baterias com base na monitoração do seu Estado de Carga ao longo do histórico de operação.

Na segunda parte foram simulados casos com curvas típicas de geração eólica do litoral e do interior, caracterizando os perfis de comportamento do vento específicos de cada região, no intuito de avaliar se alguma delas é mais favorável para a instalação de armazenamento com o objetivo de redução da intermitência da geração eólica.

V.3.2.1 Avaliação da Variação nos Índices de Confiabilidade Globais

Testes com o Sistema 2B

Novos testes foram realizados ainda para o sistema 2B, utilizando-se desta vez a Estratégia Operativa 2.

A Figura 49 mostra que a medida que se aumenta a capacidade de armazenamento, reduz o número de casos com Fator de Capacidade inferior a 90% FC_{set} e aumenta o número de casos em que o Fator de Capacidade está dentro da faixa especificada ($\pm 10\% FC_{set}$), seguindo a mesma linha de raciocínio exposta na seção anterior.

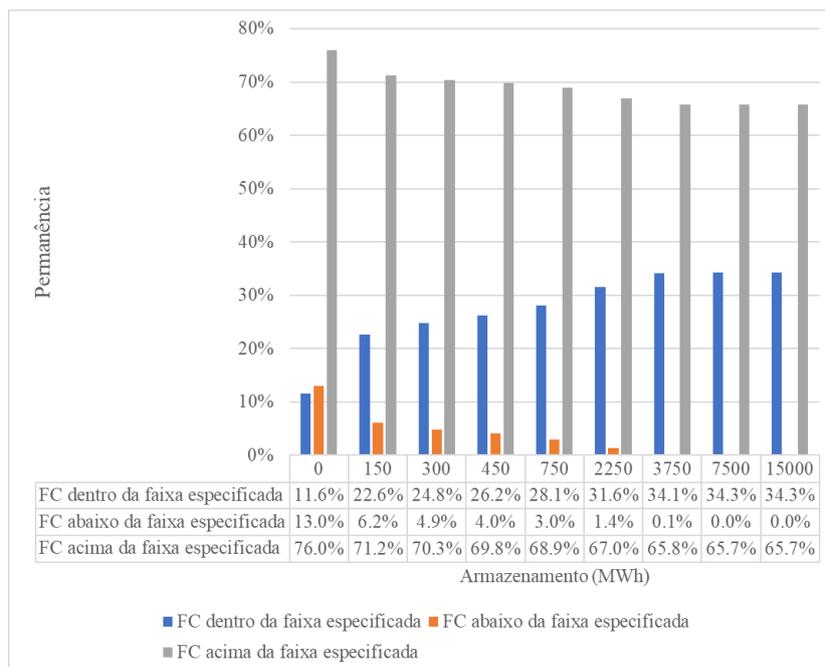


Figura 49 – Permanência do Fator de Capacidade do Conjunto ‘Usina Eólica + Bateria’

Pode-se inferir da Tabela 11 que o processo de condicionamento da tomada de decisão local à uma autorização para armazenamento, mediante condições globais de equilíbrio entre carga e geração, proporciona a redução dos índices de confiabilidade do sistema.

O que significa dizer que a atuação da Estratégia Operativa 2 serve aos interesses de redução da intermitência da geração local, sem trazer prejuízos ou afetar negativamente o desempenho global do sistema elétrico.

Tabela 11 - Sistema 2B: Variação dos índices de confiabilidade em relação ao caso base

Armazenamento (MWh)	LOLP	EENS (GWh)	Δ LOLP	Δ EENS
0	0.0367	11.95		
150	0.0367	11.88	0.00%	-0.60%
300	0.0367	11.85	0.00%	-0.81%
450	0.0367	11.83	0.00%	-1.00%
750	0.0366	11.79	-0.27%	-1.37%
2250	0.0366	11.75	-0.27%	-1.71%
3750	0.0366	11.73	-0.27%	-1.82%
7500	0.0366	11.73	-0.27%	-1.82%

A Figura 50 mostra que o problema de redução da confiabilidade identificado na Estratégia Operativa 1, exibido na Figura 48, é eliminado com a adoção da Estratégia Operativa 2, de modo que quando há déficit de geração em relação a carga, ainda que o

Fator de Capacidade da usina eólica esteja acima da faixa especificada e haja capacidade de armazenamento disponível na bateria, não é concedida autorização para o armazenamento da energia excedente e, portanto, a usina eólica continua injetando potência acima do valor especificado na rede, contribuindo, assim, para o atendimento a carga.

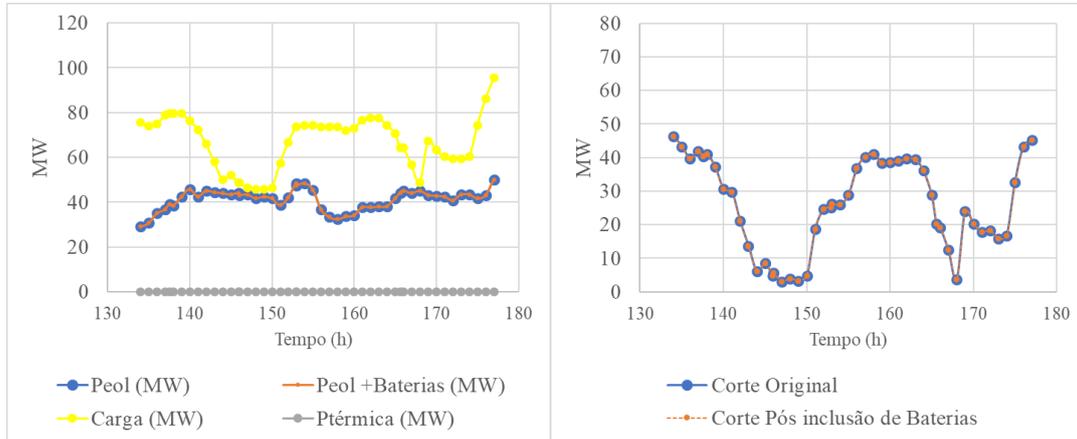


Figura 50 – Eliminação do problema de redução da confiabilidade na Estratégia Operativa 2

Tabela 12 – Análise de dados do Sistema de Monitoração da Bateria

Armazenamento (MWh)	Permanência			Ciclos por ano	Anos Simulados	Trocas de Bateria	Casos com SOC>50%	Casos com SOC>80%	Casos com SOC =100%	Casos com SOC = SOC_{min}
	FC dentro da faixa especificada	FC abaixo da Faixa especificada	FC acima da faixa especificada							
0	11,60%	13%	76%							
150	22,6%	6,2%	71,2%	16	151	1	88,7%	84,0%	76,2%	7,7%
300	24,8%	4,9%	70,3%	10	151	1	90,2%	85,3%	75,2%	6,0%
450	26,2%	4,0%	69,8%	8	151	0	90,8%	86,3%	74,7%	4,9%
750	28,1%	3,0%	68,9%	6	151	0	92,2%	86,4%	73,6%	3,5%
2250	31,6%	1,4%	67,0%	2	151	0	91,9%	86,0%	71,7%	1,6%
3750	34,1%	0,1%	65,8%	2	150	0	91,3%	86,8%	70,8%	0,2%
7500	34,3%	0,0%	65,7%	1	150	0	100,0%	89,4%	71,6%	0,0%
15000	34,3%	0,0%	65,7%	0,4	150	0	99,9%	99,7%	72,7%	0,0%

A Tabela 12 apresenta os dados provenientes do sistema de monitoração da bateria.

O resultado das simulações mostra que a monitoração do Estado de Carga pode servir como um balizador do dimensionamento adequado dos bancos de baterias, fornecendo uma medida de sensibilidade entre a redução da permanência de Fatores de Capacidade abaixo da faixa especificada e o incremento adicional de armazenamento.

Nota-se que a partir do valor de 3750MWh de armazenamento instalado, a capacidade de modulação das baterias fica saturada, de modo que qualquer valor incremental na sua capacidade implica em pouca variação nos resultados. Cabe a observação do fato de que os 7500MWh de armazenamento já são suficientes para manter o Fator de Capacidade acima da faixa especificada por mais de 100% do tempo de operação, o que indica que não haveria necessidade de consumo adicional de energia proveniente de uma bateria de capacidade maior.

Duas conclusões importantes podem ser obtidas através da análise da permanência do estado de carga em 100% de carregamento e no estado de carga mínima.

A permanência elevada do estado de carga das baterias no valor de SOC_{min} pode significar que o equipamento está subdimensionado, uma vez que é incapaz de armazenar energia suficiente para compensação da intermitência da fonte eólica.

Pode-se observar que a medida que se aumenta o valor da capacidade das baterias, a permanência do estado de carga no valor mínimo reduz sobremaneira.

A Figura 51 mostra que com o incremento inicial da capacidade de armazenamento, a ocorrência de valores de $SOC = 100\%$, o qual indica o esgotamento da capacidade de armazenamento da bateria, diminui. Isto ocorre pois a bateria torna-se capaz de absorver mais energia excedente da rede. Em contrapartida, existe um ponto de inflexão, a partir do qual o acréscimo de capacidade de armazenamento implica em aumento da ocorrência de estado de carga em 100%. Isto ocorre pois a partir de certo ponto não há demanda para a capacidade adicional armazenada, de modo que esta energia acumulada fica ociosa.

O ponto de inflexão, correspondente a inserção de uma bateria de 3750MWh no sistema 2B, representa nada mais do que a capacidade ótima de dimensionamento do banco de baterias, pois indica o ponto em que deixa de ocorrer a necessidade de capacidade adicional de armazenamento e começa a ocorrer excesso de energia armazenada em relação a demanda.

É incontestável que outros fatores também devem ser incluídos na decisão de dimensionamento, de modo a proporcionar uma operação mais eficiente das baterias, além de prover atendimento ao objetivo de compensação da geração da fonte eólica.

No que concerne à eficiência da operação das baterias, deve-se optar por uma solução que contemple menor quantidade de ciclos médios de carga e descarga realizados por ano e maior permanência de casos com SOC maior que 80% (indicando a operação com menores profundidades de descarga). Estes fatores proporcionam maior longevidade do equipamento e, portanto, uma maior durabilidade de sua operação eficiente.

As baterias com capacidade superior a 3750MWh apresentam menores ciclos de carga e descarga por ano e operações com profundidade de descarga menores, visto que a permanência do estado de carga se mantém acima do valor mínimo em até 99.7% dos casos. Isto indica que apesar de terem um dimensionamento acima do necessário para o atendimento ao objetivo de redução da variação eólica, estas baterias operarão de forma mais eficiente e econômica no longo prazo, atingindo um tempo de vida mais duradouro.

No caso prático, a análise econômica entre o custo de investimento inicial, associado a capacidade da bateria e o custo de manutenção e troca do equipamento, que pode ser reduzido com uma operação eficiente, deve ser realizada para mensurar o dimensionamento ótimo da bateria.

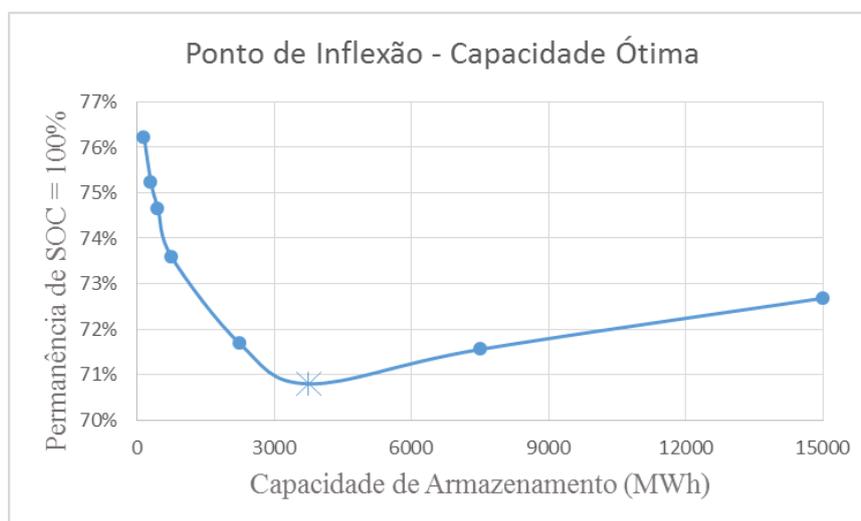


Figura 51 – Permanência da bateria em estado de carga máxima

V.3.2.2 Avaliação do Resultado da Utilização de Baterias por Região Geográfica

A existência de dois perfis de comportamento típico dos ventos do Nordeste, característicos do litoral e do interior, motivou uma análise de eficiência do uso de armazenamento em diferentes regiões, visando identificar se alguma delas é mais promissora no sentido de proporcionar melhor aproveitamento do recurso de armazenamento das baterias.

Para isso, foram feitas análises utilizando duas curvas de vento distintas, uma relativa ao litoral e outra ao interior do Nordeste.

A Figura 52 mostra as curvas médias de disponibilidade de geração eólica no litoral e no interior do Nordeste ao longo de um ano de medição anemométrica, a partir das quais foram montadas as curvas de permanência exibidas na Figura 53.

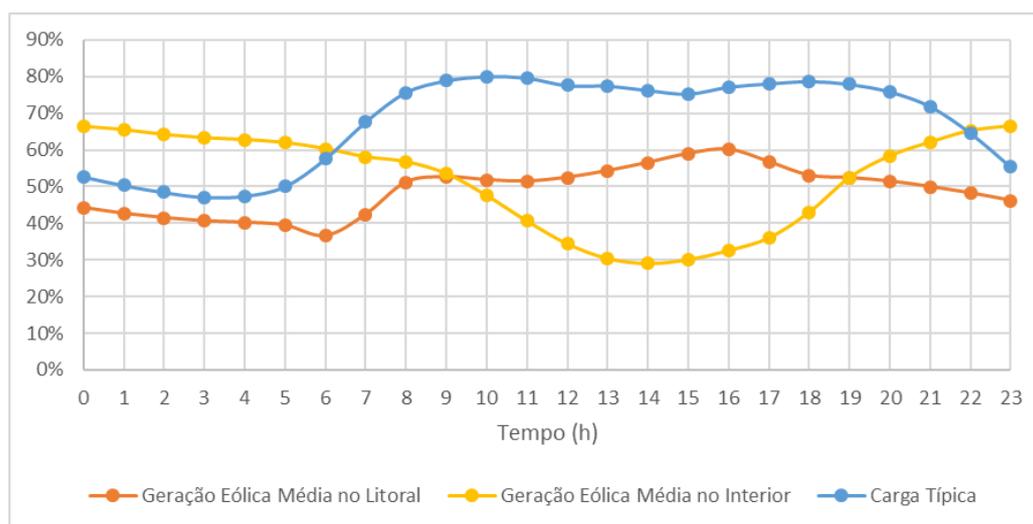


Figura 52 – Curva de carga e curvas de disponibilidade eólica média por região no Nordeste ao longo de um ano de medição

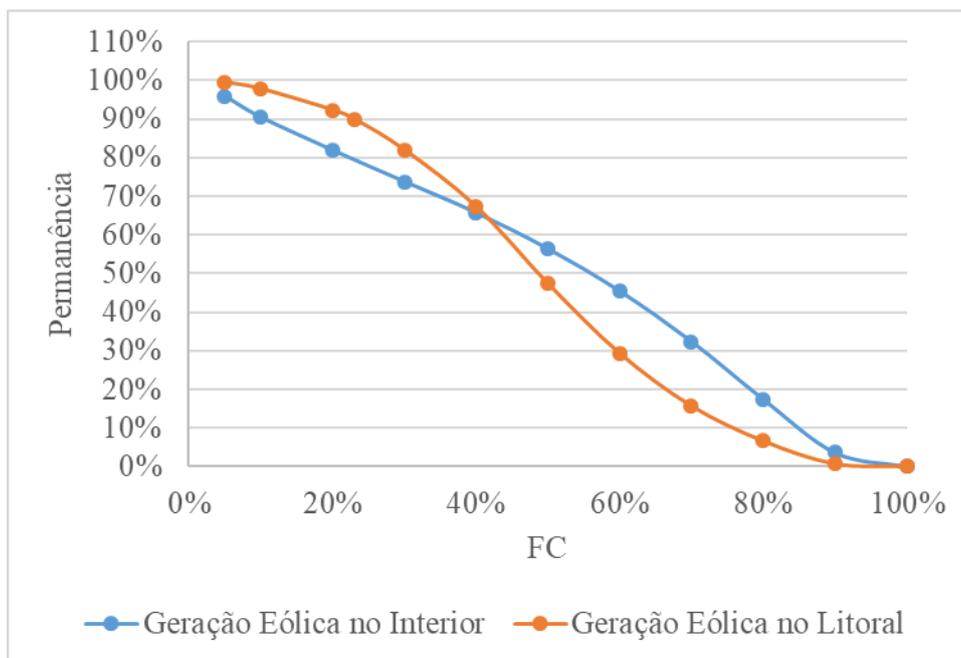


Figura 53 – Curva de permanência dos ventos de cada região ao longo de um ano de medição

Nota-se que o percentil 90 (P90) da geração eólica no litoral é maior que o do interior. Isso se deve a característica de redução da velocidade dos ventos no interior, no período da tarde, provocando uma variação negativa brusca e o alcance de valores mais baixos de geração.

Por outro lado, o percentil 50 (P50) da geração eólica no interior é maior que o do litoral. O que pode ser explicado pelos elevados valores de Fator de Capacidade horário no período da manhã e da noite no interior, superando os valores máximos atingidos pela geração no litoral.

Uma conclusão oportuna é que a geração eólica no interior é a mais variável no tempo, atingindo extremos de geração mínima e máxima não praticados com a mesma frequência no litoral, que possui um perfil de geração mais constante.

Outro ponto que pode ser destacado é a forte correlação positiva entre a curva média de geração no litoral e a carga ($\rho = +0.86$), indicando que ambas acompanham a mesma tendência de crescimento ou redução na maior parte do tempo, em contraposição a correlação negativa, porém mais fraca, entre a geração do interior e a carga ($\rho = -0.46$), indicando que ambas seguem direções opostas de crescimento ou queda, com alguma frequência.

Testes com a Geração do Litoral do Nordeste

Para a avaliação da eficácia do uso de baterias junto às eólicas, visando a redução da intermitência da geração, no litoral do Nordeste, foram simulados os sistemas descritos na Tabela 13. Cada um desses sistemas do tipo Máquina x Barra infinita é constituído por uma usina eólica de 100MW de capacidade instalada, composta por 67 turbinas de potência nominal igual a 1.5MW, atendendo a uma carga variável, cujo valor nominal é ditado pelo Fator de Capacidade especificado para a usina eólica. As taxas de falha e de retorno atribuídas para as turbinas eólicas e a curva horária de carga em todos os sistemas é a mesma utilizada para o sistema 1A, descrito em seção anterior.

Tabela 13 – Descrição dos sistemas teste

	Capacidade Eólica Instalada (MW)	Curva de Geração Horária	<i>FCset</i>	Carga Nominal (MW)
Sistema 3A	100	Geração no Litoral do NE	23%	23
Sistema 3B	100	Geração no Litoral do NE	32%	32
Sistema 3C	100	Geração no Litoral do NE	38%	38
Sistema 3D	100	Geração no Litoral do NE	44%	44
Sistema 3E	100	Geração no Litoral do NE	48%	48

Foram simulados os sistemas descritos na Tabela 13, considerando-se diferentes capacidades de baterias instaladas junto à geração eólica, conforme ilustrado na Tabela 14.

Os resultados das simulações refletem a capacidade da bateria de aumentar a permanência do Fator de Capacidade da geração em valores acima do mínimo especificado.

A coluna ‘Caso Base’ apresenta a permanência do Fator de Capacidade acima de cada valor de *FCset* desejado, sem a utilização de baterias, ou seja, é a disponibilidade natural de geração eólica ao longo do horizonte de análise. Nas colunas seguintes, são apresentados os novos percentis associados a esses Fatores de Capacidade quando se considera a instalação e aumento gradual da capacidade de baterias.

Pode-se inferir da primeira linha da Tabela 14, que a utilização das baterias pode permitir a manutenção do Fator de Capacidade da usina acima de 23%, por mais de 99%

do período de análise, enquanto que sem a instalação de baterias, valores acima de 23% só ocorriam em 90% do tempo.

De maneira análoga, a utilização de baterias possibilita a permanência de um Fator de Capacidade superior a 48% em até 70.2% do período de análise, enquanto que a disponibilidade natural de geração acima desse valor só ocorria em 50% do tempo de análise.

Seguindo outra linha de raciocínio, pode-se concluir, também, que o P90 pode ser deslocado de um Fator de Capacidade de 23%, sem a utilização de baterias, para 32%, utilizando-se uma bateria de 800MWh.

Da mesma forma, o P80 da geração pode ser deslocado de 32% para 38% e o P70 pode ser deslocado de 38% para 44% com uma bateria de 400MWh. A utilização de uma bateria de capacidade igual a 4000MWh permitiria ainda o deslocamento do P70 de 38% para 48%.

Tabela 14 – Permanência do Fator de Capacidade acima do mínimo especificado - Litoral

Sistema	FCset	Permanência de do Fator de Capacidade acima de FCset					
		Caso Base	400MWh	800 MWh	1600MWh	3200MWh	4000MWh
3A	23%	90%	96.1%	96.8%	97.6%	99.0%	99.5%
3B	32%	80%	89.9%	90.9%	91.4%	93.8%	94.8%
3C	38%	70%	83.6%	85.9%	88.0%	88.9%	89.2%
3D	44%	60%	70.4%	72.3%	74.2%	76.0%	76.8%
3E	48%	50%	64.6%	66.8%	66.2%	69.7%	70.2%

Testes com a Geração do Interior do Nordeste

Da mesma forma, para a avaliação da eficácia do uso de baterias junto às eólicas, no interior do Nordeste, foram simulados os sistemas descritos na Tabela 15. Cada um desses sistemas do tipo Máquina x Barra infinita é constituído por uma usina eólica de 100MW de capacidade instalada, atendendo a uma carga variável, cujo valor nominal é ditado pelo Fator de Capacidade especificado para a usina eólica. As taxas de falha e de retorno atribuídas para as turbinas eólicas e a curva horária de carga em todos os sistemas é a mesma utilizada para o sistema 1A, descrito em seção anterior.

Tabela 15 – Descrição dos sistemas teste

	Capacidade Eólica Instalada (MW)	Curva de Geração Horária	<i>FCset</i>	Carga Nominal (MW)
Sistema 4A	100	Geração no Interior do NE	11%	11
Sistema 4B	100	Geração no Interior do NE	20%	20
Sistema 4C	100	Geração no Interior do NE	32%	32
Sistema 4D	100	Geração no Interior do NE	45%	45
Sistema 4E	100	Geração no Interior do NE	55%	55

Foram simulados os sistemas descritos na Tabela 13, considerando-se diferentes capacidades de baterias instaladas junto à geração eólica, conforme ilustrado na Tabela 16.

A primeira linha da Tabela 16 mostra que a utilização das baterias pode permitir a manutenção do Fator de Capacidade da usina acima de 11%, por 100% do período de análise, enquanto que sem a instalação de baterias, valores acima de 11% só ocorriam em 90% do tempo.

Da mesma forma, foi possível manter a permanência de Fatores de Capacidade acima de 45% por mais de 87% do tempo de análise, enquanto que a disponibilidade de geração natural acima desse valor ocorria em apenas 60% do tempo.

Sob outra ótica, pode-se concluir que a utilização de baterias junto a usina eólica possibilita o deslocamento do P90 da geração de um patamar de 11% para um patamar de 20% quando se dispõe de uma capacidade de armazenamento de 400MWh e o deslocamento para um patamar acima de 32% quando se utiliza uma bateria de 800MWh.

Da mesma forma, é possível deslocar o P80 de um patamar de 20% para mais que 45%, com uma bateria de 800MWh e assim por diante.

Nota-se que para deslocar o P90 para valores superiores a 45%, seria necessária uma bateria com capacidade maior que 4000MWh, o que pode impactar negativamente na relação custo x benefício do projeto.

Tabela 16 - Permanência do Fator de Capacidade especificado - Interior

Sistema	FCset	Permanência de do Fator de Capacidade acima de FCset					
		Caso Base	400MWh	800 MWh	1600MWh	3200MWh	4000MWh
4A	11%	90%	99.8%	100%	100%	100%	100%
4B	20%	80%	95.4%	98.5%	99.3%	100%	100%
4C	32%	70%	89.8%	91.2%	91.8%	93.8%	94.8%
4D	45%	60%	77.0%	80.7%	84.2%	86.7%	87.2%
4E	55%	50%	63.1%	66.0%	69.3%	70.8%	71.4%

Valores de Permanência foram arredondados para 100% quando maiores que 99.99%, devendo-se considerar uma tolerância de 0.01% para todos os valores desta tabela.

Uma conclusão importante obtida com os casos de estudo 3 e 4 é que a curva de geração do interior mostra-se mais adequada para o armazenamento com finalidade de redução da intermitência, uma vez que proporciona um aumento na faixa de 300% para o valor do P90, quando se utiliza uma bateria com capacidade de 4000MWh, enquanto que no caso do litoral, o aumento máximo possível utilizando-se a mesma capacidade de armazenamento é inferior a 65%, conforme detalhado na Tabela 17.

Tabela 17 – Tabela resumo da viabilidade de deslocamento do P90

Curva de Geração	P90 Original	800 MWh de Armazenamento		4000 MWh de Armazenamento	
		Máximo P90 com inclusão de baterias	Variação percentual em relação ao sistema original	Máximo P90 com inclusão de baterias	Variação percentual em relação ao sistema original
Litoral	23%	32%	40%	38%	65%
Interior	11%	32%	190%	45%	309%

Pode-se concluir que a utilização das baterias junto às eólicas permite que estas gerem uma potência firme maior a medida que se aumenta a capacidade de armazenamento, o que poderia assegurar uma garantia física maior para essas usinas (valor que atualmente é baseado no P90).

Nota-se, também, que em função da maior variabilidade do recurso eólico no interior, associado a valores de Fator de Capacidade máximos elevados em relação aos atingidos no litoral, a inclusão de baterias apresenta melhor eficácia quando instalada nessa região, uma vez que ocorre melhor aproveitamento dos excessos de recurso de geração para compensar o déficit quando necessário.

Conforme explicado nas seções anteriores, o aumento da garantia física da usina pode ser interessante para o agente proprietário do empreendimento eólico, no sentido de permitir a comercialização de montantes maiores de energia por meio de contratos de disponibilidade e a redução da penalidade por entrega de montantes de energia inferiores ao estabelecido por meio de contratos de quantidade. Os testes realizados nesta seção mostraram que o local mais adequado para o investimento em baterias para redução da intermitência da geração e aumento da garantia física do empreendimento eólico é a região do interior do Nordeste, devido às características específicas do vento dessa região.

V.3.3 Avaliação da Estratégia Operativa 3

A avaliação da Estratégia Operativa 3 foi dividida em três partes.

Na primeira parte foram realizados testes em um sistema de pequeno porte contendo apenas cinco barras, preponderantemente térmico e pouco dependente da geração eólica, para avaliação da capacidade de redução no corte de carga trazido pelas baterias.

Na segunda parte, foram realizados testes no sistema de 24 barras, com diferentes níveis de inserção eólica, de modo a comparar o desempenho das baterias na redução do corte de carga em sistemas pouco dependentes e fortemente dependentes da geração eólica.

Embora este trabalho não se proponha a realizar uma análise econômica do uso das baterias, foi realizada, também, uma comparação entre a redução do corte de carga com a inserção de baterias contra a redução do corte com a inserção de térmicas, o que pode ser interpretado como um balizador econômico.

Na terceira parte, foram simulados testes no sistema de 24 barras, que consistiram na análise da distribuição das eólicas e baterias pela rede, visando avaliar o efeito da granularidade sobre a redução no corte de carga.

V.3.3.1 Avaliação das Baterias na Redução do Corte de Carga

Para esta avaliação foi utilizado o sistema 2B, descrito em seção anterior, o qual é composto por uma máquina térmica de 95MW e uma usina eólica de capacidade instalada igual a 75MW, composta por 50 unidades de uma turbina de 1.5MW de potência nominal atendendo uma carga de 120MW por meio de um sistema de transmissão de 4 linhas e 2 transformadores.

Foram consideradas taxas de falha apenas para os equipamentos de geração, sendo que para a usina eólica foi atribuída a curva de geração eólica média do Nordeste em 2016, exibida na Figura 34.

A Tabela 18 mostra a redução na probabilidade de corte de carga (LOLP) e no valor esperado de energia não suprida (EENS) provocados pela instalação de baterias junto a usina eólica.

Tabela 18 – Impacto do aumento da Capacidade das baterias na redução do corte de carga

Armazenamento (MWh)	LOLP	EENS (GWh)	Δ LOLP	Δ EENS
0	0.036	11.95		
150	0.035	11.57	-3.81%	-3.19%
300	0.033	10.90	-9.81%	-8.81%
450	0.031	10.45	-13.62%	-12.55%
750	0.029	9.81	-19.62%	-17.87%
2250	0.020	6.95	-45.50%	-41.83%
3750	0.013	4.72	-64.03%	-60.52%
7500	0.005	2.05	-84.74%	-82.83%
15000	0.001	0.49	-96.46%	-95.93%

Pode-se inferir dos resultados que o aumento da capacidade da bateria provoca queda significativa dos índices de confiabilidade, reduzindo o corte de carga em até 95.9% e aumentando a confiabilidade do sistema.

O gráfico exibido na Figura 54 demonstra que a redução dos índices de confiabilidade apresenta uma tendência exponencial em relação ao aumento da capacidade de armazenamento instalada, no sistema 2B.

A redução dos índices ocorre até que seja atingida a saturação do armazenamento, ponto a partir do qual o corte de carga é reduzido a zero e qualquer aumento da capacidade de armazenamento não agregue mais benefícios adicionais ao sistema.

Na prática, a escolha da capacidade do sistema de baterias deve ser feita com base no valor da redução desejada para o corte de carga, proporcionando que este mantenha-se dentro de níveis aceitáveis estabelecidos para o sistema. Uma análise de custo x benefício deve ser feita para avaliar até que ponto compensa o investimento em capacidade adicional de armazenamento para a redução do corte de carga.

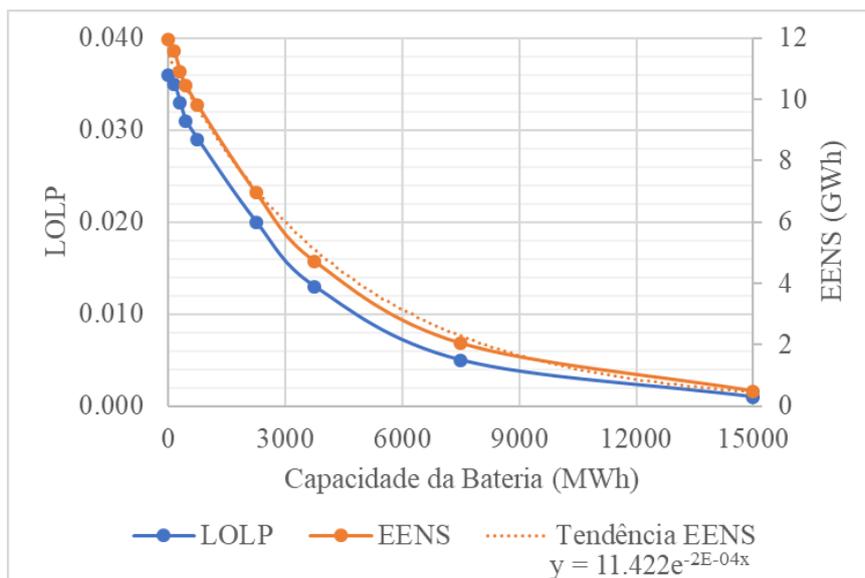


Figura 54 – Tendência exponencial de redução dos índices com o aumento da capacidade de armazenamento

V.3.3.2 Avaliação do Uso de Baterias em Sistemas com Diferentes Graus de Inserção Eólica

Os testes de elevação da penetração eólica em sistemas elétricos foram realizados com uma variação do sistema RTS (*Reliability Test System*) [52], sistema amplamente utilizado na literatura para estudos de confiabilidade, ilustrado na Figura 55. Os dados do sistema original são descritos no Anexo A.

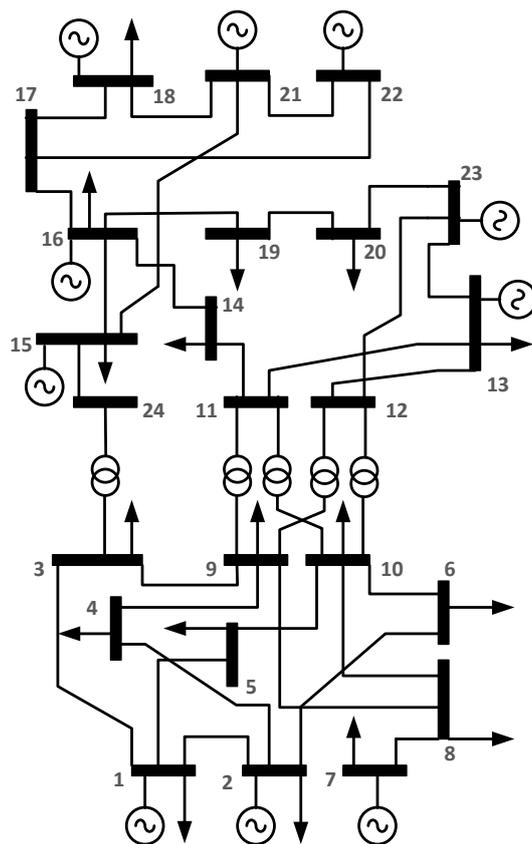


Figura 55 – Sistema RTS – 24 Barras

A fim de simular um sistema com condições menos favoráveis de atendimento a carga, foi realizada uma modificação no sistema original, que consistiu em um aumento de 10% na carga nominal de todos os barramentos, mantendo-se a mesma capacidade do parque gerador original. Com isso, a reserva de potência disponível no sistema passou de 20% para 8.6%, o que agrega menos segurança no atendimento a demanda horária.

Os índices LOLP e EENS calculados para o sistema RTS original e RTS modificado, estão descritos na Tabela 19.

Tabela 19- Dados de Corte de Carga dos sistemas

SISTEMA	LOLP	EENS (GWh)
RTS original	0.0057	7.33
RTS modificado	0.0274	43.93

Para a avaliação do impacto do acréscimo de fontes renováveis no sistema, foram montados sistemas derivados do sistema RTS modificado, através da inserção gradual de usinas eólicas em substituição às fontes firmes existentes no sistema.

Diferentemente das fontes térmica e hidráulica presentes no sistema, para as quais foi considerada a disponibilidade de potência máxima instalada em 100% do tempo, para as fontes eólicas, foi associada a curva de geração eólica média no Nordeste, exibida na Figura 34, o que limita a disponibilidade dessas usinas ao longo do tempo, caracterizando a intermitência desse tipo de geração.

A Tabela 20 mostra os sistemas base montados para reproduzir diferentes graus de inserção eólica, destacando a variação do valor esperado de energia não suprida em relação ao sistema puramente hidrotérmico (RTS modificado).

Tabela 20 – Sistemas com diferentes graus de inserção eólica

Grau de Inserção Eólica	Substituição de recurso firme por recurso intermitente (MW) / Barra		Potência Instalada (MW)	Potência Eólica Instalada (MW)	EENS (GWh)	Δ EENS (%)
5%	176	23	3405	176	67.71	54.13%
10%	351	23	3405	351	71.26	62.21%
30%	375	18	3405	1050	286.80	552.86%
	375	21				
	300	23				
50%	154.5	15	3405	1707	1014.52	2209.40%
	154.5	16				
	375	18				
	375	21				
	300	23				
	348	23				

Cabe destacar que como foi mantida a capacidade original do parque gerador em 3405MW, o valor de reserva disponível no sistema para atendimento à carga é fixo em 8.6% em todos os casos, independentemente do grau de inserção eólica imposto. O dimensionamento inadequado de reserva, principalmente a medida que os sistemas vão

se tornando mais dependentes da geração eólica, implica num aumento elevado do corte de carga esperado, pois na ocorrência de Fatores de Capacidade baixos, pode não haver potência disponível no sistema suficiente para atendimento a carga.

Essa situação de manutenção da reserva constante em todos os sistemas foi premeditada visando propiciar uma avaliação da quantidade necessária de baterias para complementar a reserva hidrotérmica pré-existente nos sistemas para cada incremento de inserção eólica.

A avaliação de desempenho dos sistemas foi feita de forma relativa, através da análise de sensibilidade da variação do corte de carga em função do aumento da inserção eólica e da capacidade instalada de baterias.

As tabelas 21 a 24 mostram a máxima redução nos índices possíveis com a instalação, em todas as usinas eólicas contidas em cada sistema, de bancos de baterias de 12.5MW, 50MW, 100MW, 250MW e 750MW de potência nominal e tempo de carga/descarga contínua máxima igual a 4 horas (média das tecnologias atuais).

A redução no valor esperado de energia não suprida foi de até 40.7% no sistema com 5% de inserção eólica, 37.6% no sistema com 10% de inserção eólica, 60.6% no sistema com 30% de inserção eólica e 49.4% no sistema com 50% de inserção eólica.

Foram testados diferentes valores de Fator de Capacidade especificados, sendo o $FC_{set}=25\%$ correspondente ao valor de P90 da curva de geração eólica média no Nordeste e o $FC_{set}=51\%$ correspondente ao valor de P50.

Nota-se que em todos os casos, o ajuste em FC_{set} igual a P90 é o mais eficiente no sentido de proporcionar redução dos índices, já que a bateria é capaz de armazenar energia por mais tempo, em função da elevada ocorrência de disponibilidade natural de geração acima desse valor.

A Tabela 25 mostra a monitoração do sistema de gerenciamento das baterias, indicando que com a escolha de Fatores de Capacidade especificados próximos a P90 são atingidos maiores números de ciclos de carga e descarga da bateria, comprovando a melhor capacidade de armazenar energia e contribuir com a redução do corte de carga quando há déficit de geração no sistema.

Adicionalmente, pode-se notar, através da análise do sistema de monitoramento da bateria, que a medida que o grau de inserção das eólicas no sistema aumenta, maior é o número de ciclos de carga e descarga exigidos na operação das baterias, uma vez que maior é a energia demandada do sistema para o suprimento do corte de carga.

Tabela 21 – Redução no corte de carga para o sistema com 5% de inserção eólica

5% de Inserção Eólica Capacidade da bateria instalada por usina eólica (MWh)	<i>FCset = 25%</i>		<i>FCset = 51%</i>	
	EENS (GWh)	Δ EENS (%)	EENS (GWh)	Δ EENS (%)
50	64.5	-4.7%	65.5	-3.2%
200	53.4	-21.1%	56.8	-16.0%
400	50.2	-25.9%	55.8	-17.6%
1000	48.0	-29.1%	53.7	-20.7%
3000	40.2	-40.7%	47.8	-29.5%

Tabela 22 - Redução no corte de carga para o sistema com 10% de inserção eólica

10% de Inserção Eólica Capacidade da bateria instalada por usina eólica (MWh)	<i>FCset = 25%</i>		<i>FCset = 51%</i>	
	EENS (GWh)	Δ EENS (%)	EENS (GWh)	Δ EENS (%)
50	69.6	-2.4%	70.3	-1.3%
200	63.1	-11.4%	67.7	-5.1%
400	59.7	-16.2%	65.8	-7.7%
1000	56.1	-21.3%	63.5	-10.9%
3000	44.5	-37.6%	59.5	-16.5%

Tabela 23- Redução no corte de carga para o sistema com 30% de inserção eólica

30% de Inserção Eólica Capacidade da bateria instalada por usina eólica (MWh)	<i>FCset = 25%</i>		<i>FCset = 51%</i>	
	EENS (GWh)	Δ EENS (%)	EENS (GWh)	Δ EENS (%)
50	246.8	-14.0%	266.4	-7.1%
200	229.0	-20.2%	260.4	-9.2%
400	212.2	-26.0%	253.3	-11.7%
1000	168.6	-41.2%	233.9	-18.4%
3000	113.0	-60.6%	205.8	-28.2%

Tabela 24 - Redução no corte de carga para o sistema com 50% de inserção eólica

50% de Inserção Eólica Capacidade da bateria instalada por usina eólica (MWh)	<i>FCset = 25%</i>		<i>FCset = 51%</i>	
	EENS (GWh)	Δ EENS (%)	EENS (GWh)	Δ EENS (%)
50	904.7	-10.8%	967.5	-4.6%
200	853.2	-15.9%	950.7	-6.3%
400	790.8	-22.1%	929.5	-8.4%
1000	670.3	-33.9%	890.2	-12.3%
3000	512.9	-49.4%	832.5	-17.9%

Tabela 25 – Monitoração do Sistema de Gerenciamento da Bateria

	5% de inserção Eolica		10% de inserção Eolica		30% de inserção Eolica		50% de inserção Eolica	
	<i>FCset =</i>	<i>FCset =</i>	<i>FCset =</i>	<i>FCset =</i>	<i>FCset =</i>	<i>FCset =</i>	<i>FCset =</i>	<i>FCset =</i>
	P50	P90	P50	P90	P50	P90	P50	P90
Número de ciclos	195	465	355	804	431	1120	860	2570
Anos simulados	31	33	37	40	12	12	12	12
Trocas de equipamento durante período simulado	0	0	0	0	0	0	0	1
Número de ciclos médios por ano	6	14	10	20	36	93	72	214

Os gráficos exibidos na Figura 56 e na Figura 57 demonstram que a redução dos índices de confiabilidade em função do aumento da capacidade de armazenamento instalada pode ser aproximada por função logarítmica, nos casos com 5%, 10%, 30% e 50% de inserção eólica no sistema RTS.

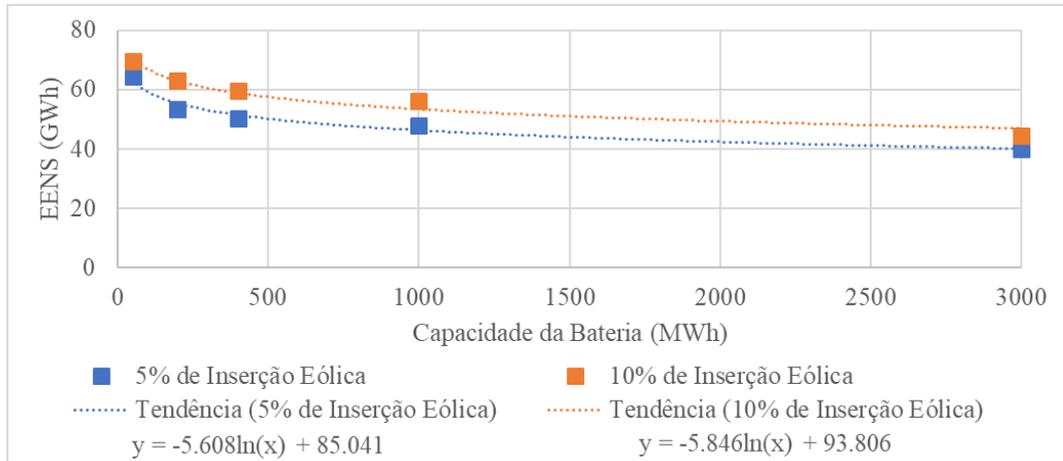


Figura 56 - Tendência logarítmica de redução dos índices com o aumento da capacidade de armazenamento nos sistemas com 5% e 10% de inserção eólica

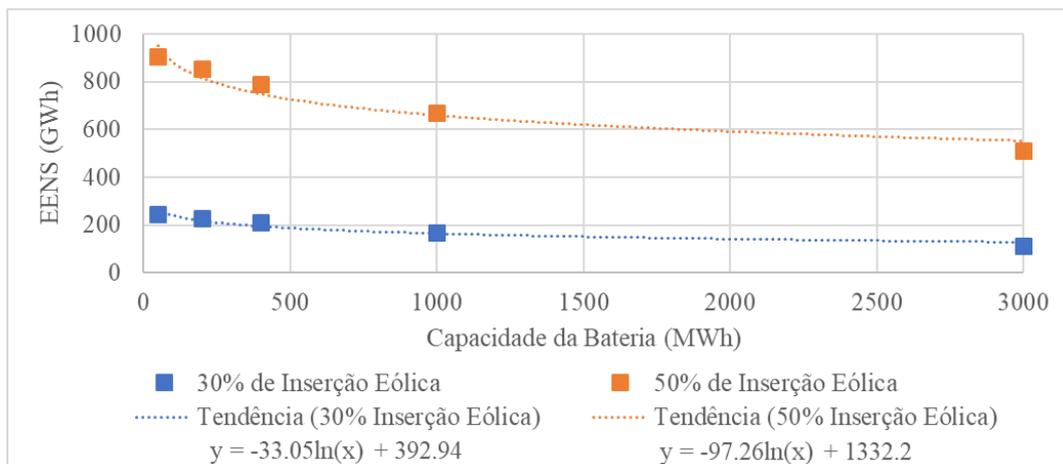


Figura 57 - Tendência logarítmica de redução dos índices com o aumento da capacidade de armazenamento nos sistemas com 30% e 50% de inserção eólica

A partir da análise da Figura 58, baseada nas curvas de tendência para o valor esperado de corte de carga (EENS) calculadas para cada sistema, pode-se inferir que a variação incremental de 100MW na potência do sistema de baterias, o que corresponde a um incremento de 400MWh na capacidade de armazenamento, provoca maior redução dos índices quanto menor é a capacidade da bateria, em todos os níveis de inserção eólica.

A medida que se aumenta o valor da capacidade da bateria, aproximando-se do ponto de saturação, a redução dos índices vai se tornando menos efetiva, até que o corte

de carga chegue a zero e o incremento adicional de capacidade de armazenamento não provoque quaisquer benefícios para o sistema.

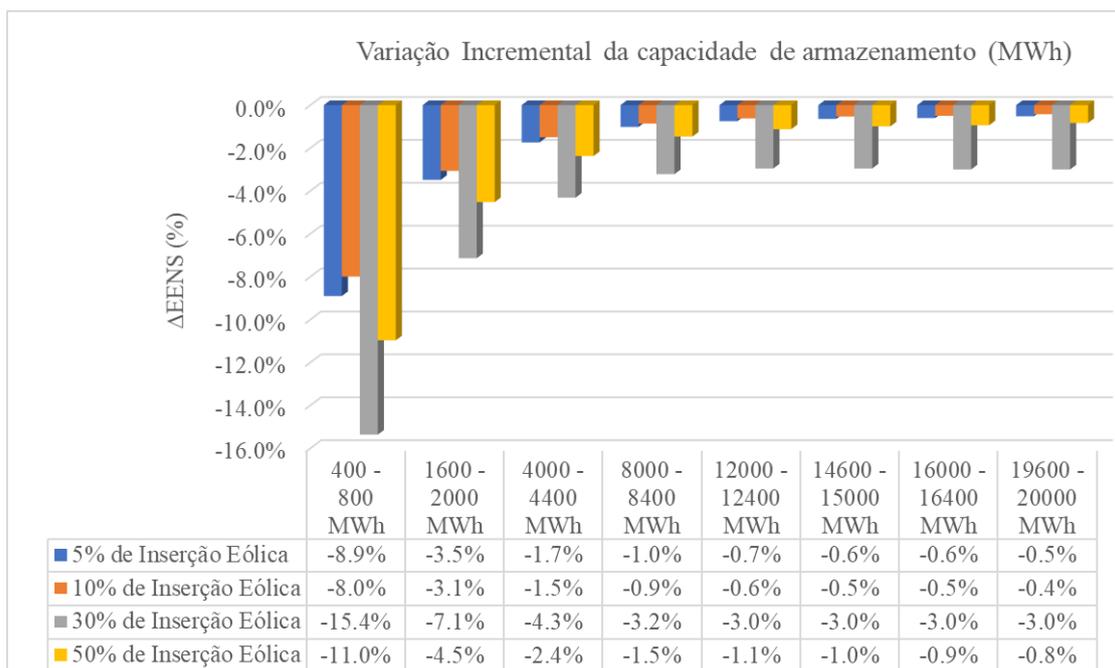


Figura 58 - Variação percentual aproximada do EENS em função do aumento incremental da capacidade de armazenamento

Através das curvas de tendência calculadas para cada nível de inserção eólica, foi feita uma extrapolação dos resultados obtidos através de SMC exibidos na Tabela 21, na Tabela 22, na Tabela 23 e na Tabela 24, para os sistemas com 5%, 10%, 30% e 50% de inserção eólica, respectivamente.

O resultado da extrapolação, exibido na Figura 59, mostra que a redução dos índices ocorre de forma muito mais rápida nos sistemas com maior inserção de eólica, de modo que a partir de 200GWh e 800GWh de armazenamento, para os sistemas com 30% e 50% de inserção eólica, respectivamente, o valor esperado do corte de carga já é zerado, indicando a saturação da capacidade de armazenamento.

No caso dos sistemas com menor inserção eólica a redução dos índices ocorre de forma mais lenta com o incremento da capacidade de armazenamento.

O fato mais interessante que pode ser depreendido do gráfico da Figura 59 é que apesar dos casos com inserção eólica de 10% e 30% de inserção eólica partirem de um caso base com corte de carga inferior aos casos com 30% e 50% de inserção eólica, após o acréscimo de uma quantidade fictícia de 1200GWh de armazenamento, os sistemas com maior inserção eólica atingem um valor esperado de corte de carga nulo, enquanto os

sistemas com menor inserção eólica ainda possuem corte de carga esperado acima de zero.

A explicação deste fenômeno pode ser dada pelo fato de nos sistemas com menor inserção de eólica a disponibilidade de energia excedente, passível de armazenamento, ser menor que a energia excedente armazenável nos casos com maior inserção eólica, uma vez que não só o comportamento dos ventos, mas também a capacidade instalada das usinas influi diretamente na quantidade de energia armazenável.

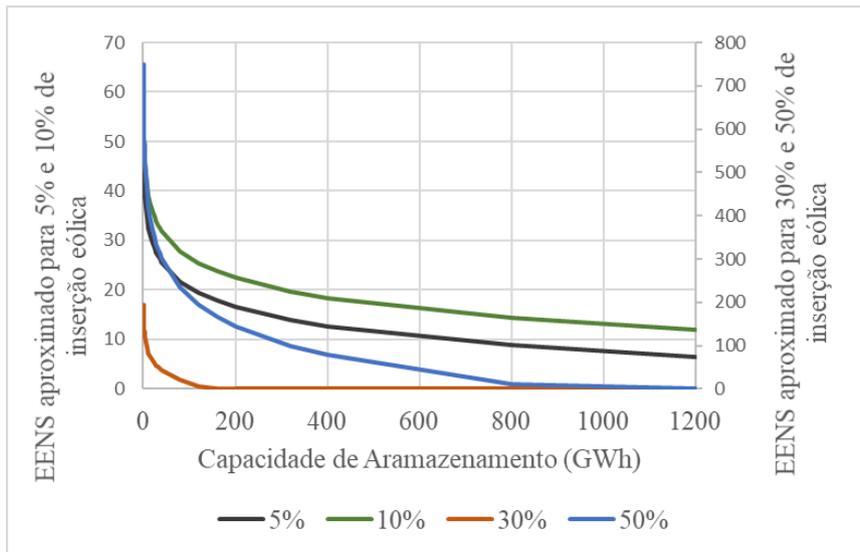


Figura 59 – Extrapolação do resultado dos testes a partir das curvas de tendência

Comparação entre o Uso de Baterias x Usinas Térmicas como Reserva de Energia

Uma comparação do uso de térmicas contra o uso de baterias para constituir a reserva do sistema é exibida da Tabela 26 a Tabela 29, onde são comparados lado a lado, as reduções no valor esperado de energia não suprida quando se utiliza a mesma potência instalada de baterias e de térmicas no sistema.

As principais diferenças entre uma tecnologia e a outra são a característica de suprimento de potência firme da fonte térmica, considerando-se que haja disponibilidade de combustível, enquanto a bateria depende da existência de excedente de recurso eólico armazenado para injetar potência na rede.

A segunda principal diferença entre ambas reside no fato de a usina térmica possuir capacidade de injetar potência de forma ininterrupta na rede enquanto as baterias tem uma limitação temporal de injeção de potência contínua na rede. Nas tecnologias mais atuais de baterias de Íon-Lítio, esse limite é em média igual a 4 horas.

Uma análise dos resultados mostra que as Usinas Térmicas constituem uma reserva mais robusta para o sistema que as baterias, garantindo redução mais acentuada do corte de carga. A Figura 60 mostra que a variação da redução dos índices com o incremento de reserva em forma de energia térmica tem maior inclinação que a curva de variação dos índices em função do incremento da capacidade das baterias.

Nota-se que enquanto para uma redução máxima de aproximadamente 40% na energia não suprida nos sistemas com 5% e 10% de inserção eólica é necessária a instalação de baterias de 750MWx4hs junto às usinas eólicas, a utilização de usinas térmicas de 250MW já provocaria uma redução superior dos índices, na ordem de 65%.

Da mesma forma, no caso do sistema com 30% de inserção eólica, a máxima redução da EENS é de aproximadamente 60.6%, com a utilização de baterias de 750MWx4h, enquanto que a utilização de usinas térmicas de 100MW já reduziriam o índice em aproximadamente 65%.

No caso do sistema de 50% de inserção de geração eólica, a instalação de usinas térmicas de 50MW já é mais efetiva que a instalação de baterias com 750MWx4h, uma vez que a redução dos índices é de 57% contra 49.4%.

As conclusões deste teste mostram que a tecnologia de baterias ainda não é economicamente viável para o propósito de composição da reserva de potência frente a utilização de fontes térmicas, de modo que o uso das baterias só se justificaria como

substituto do recurso térmico pelo fator ambiental, com o objetivo de redução da emissão de gases do tipo estufa, ou em condições de escassez de combustível que limitem a disponibilidade dessa fonte.

Tabela 26 – Comparação do uso de Baterias x Térmicas como reserva – 5% de Inserção Eólica

5% de Inserção Eólica		BATERIAS		USINAS TÉRMICAS		
Potência Nominal (MW)	Constante de Tempo (horas)	EENS (GWh)	Δ EENS (%)	Constante de Tempo (horas)	EENS (GWh)	Δ EENS (%)
12.5	4	64.52	-4.7%	Ilimitado	65.17	-3.8%
50	4	53.43	-21.1%	Ilimitado	55.35	-18.2%
100	4	50.16	-25.9%	Ilimitado	44.55	-34.2%
250	4	48.04	-29.1%	Ilimitado	23.64	-65.1%
750	4	40.16	-40.7%	Ilimitado	7.37	-89.1%

Tabela 27 - Comparação do uso de Baterias x Térmicas como reserva – 10% de Inserção Eólica

10% de Inserção Eólica		BATERIAS		USINA TÉRMICA		
Potência Nominal (MW)	Constante de Tempo (horas)	EENS (GWh)	Δ EENS (%)	Constante de Tempo (horas)	EENS (GWh)	Δ EENS (%)
12.5	4	69.57	-2.4%	Ilimitado	69.03	-3.1%
50	4	63.11	-11.4%	Ilimitado	60.01	-15.8%
100	4	59.74	-16.2%	Ilimitado	47.68	-33.1%
250	4	56.10	-21.3%	Ilimitado	24.90	-65.1%
750	4	44.47	-37.6%	Ilimitado	8.88	-87.5%

Tabela 28 - Comparação do uso de Baterias x Térmicas como reserva – 30% de Inserção Eólica

30% de Inserção Eólica	BATERIAS			USINA TÉRMICA			
	Potência Nominal (MW)	Constante de Tempo (horas)	EENS (GWh)	Δ EENS (%)	Constante de Tempo (horas)	EENS (GWh)	Δ EENS (%)
	12.5	4	246.78	-14.0%	Ilimitado	246.25	-14.1%
	50	4	228.95	-20.2%	Ilimitado	157.51	-45.1%
	100	4	212.19	-26.0%	Ilimitado	100.28	-65.0%
	250	4	168.59	-41.2%	Ilimitado	37.40	-87.0%
	750	4	112.96	-60.6%	Ilimitado	35.42	-87.7%

Tabela 29 - Comparação do uso de Baterias x Térmicas como reserva – 50% de Inserção Eólica

50% de Inserção Eólica	BATERIAS			USINA TÉRMICA			
	Potência Nominal (MW)	Constante de Tempo (horas)	EENS (GWh)	Δ EENS (%)	Constante de Tempo (horas)	EENS (GWh)	Δ EENS (%)
	12.5	4	904.68	-10.8%	Ilimitado	840.08	-17.2%
	50	4	853.21	-15.9%	Ilimitado	436.73	-57.0%
	100	4	790.79	-22.1%	Ilimitado	175.73	-82.7%
	250	4	670.34	-33.9%	Ilimitado	100.30	-90.1%
	750	4	512.92	-49.4%	Ilimitado	100.97	-90.0%

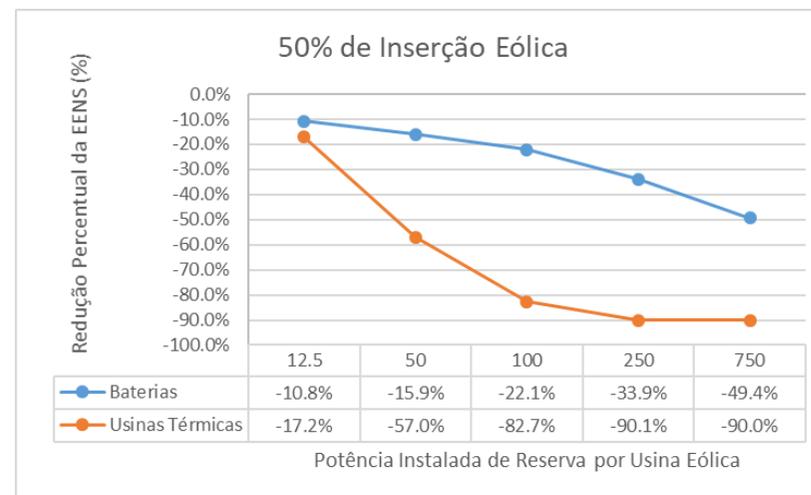
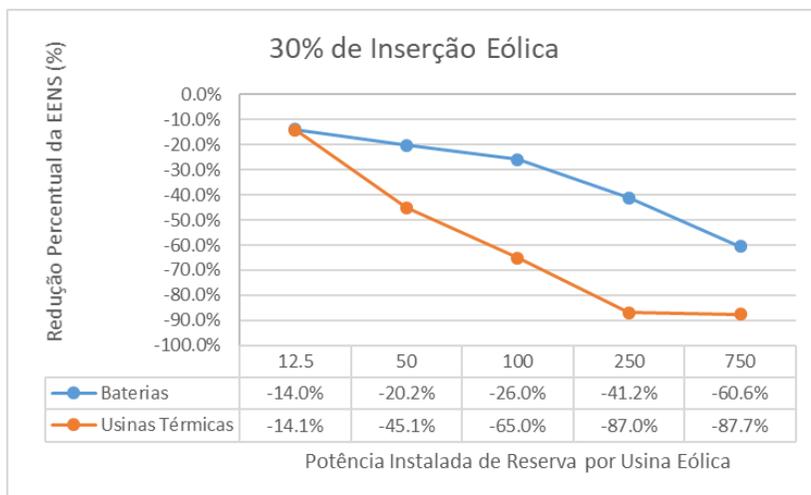
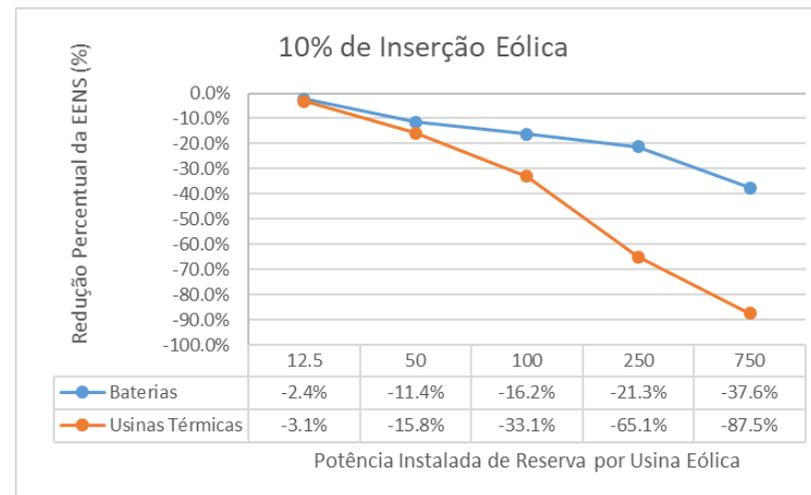
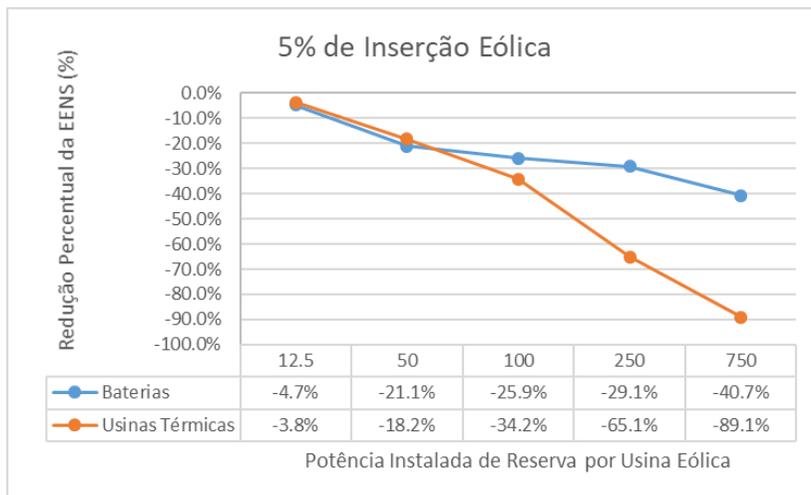


Figura 60 – Comparação do uso de Baterias x Usinas Térmicas para composição da reserva

V.3.3.3 Avaliação da Distribuição de Usinas Eólicas e Granularidade na Inserção de Baterias

Os testes de distribuição das usinas eólicas de forma geoeletrica foram executados com o sistema RTS com 10% de inserção eólica, que originalmente é constituído de 350MW de geração eólica concentrados em uma única barra do sistema (barra 23).

Para a realização dos testes, a potência dessa usina foi pulverizada em outras barras, com a intenção de se verificar quais os eventuais benefícios trazidos ao sistema principalmente por dois motivos:

- Melhor aproveitamento da rede elétrica em virtude do carregamento reduzido dos circuitos de conexão das eólicas a medida que se distribui a potência em várias barras;
- Distribuição geográfica das usinas por diferentes regiões com perfis distintos de velocidade de ventos. Essa distribuição geográfica ajuda a reduzir o risco associado ao déficit de geração horário quando comparado com a concentração das eólicas em determinada região, o que é denominado efeito *Portfolio*. Na Figura 61 é exibido um exemplo de benefício da distribuição geográfica das eólicas. Na primeira janela de tempo destacada, a geração média no litoral atinge fatores de capacidade relativamente baixos, enquanto que a geração no interior atinge Fatores de Capacidade mais elevados, o que indica que a distribuição das eólicas entre as duas regiões seria evidentemente mais segura que a sua concentração na região do litoral. O comportamento oposto ocorre na segunda janela de tempo destacada, indicando que nesse intervalo, a concentração de eólicas no interior seria menos segura do ponto de vista de atendimento a carga.

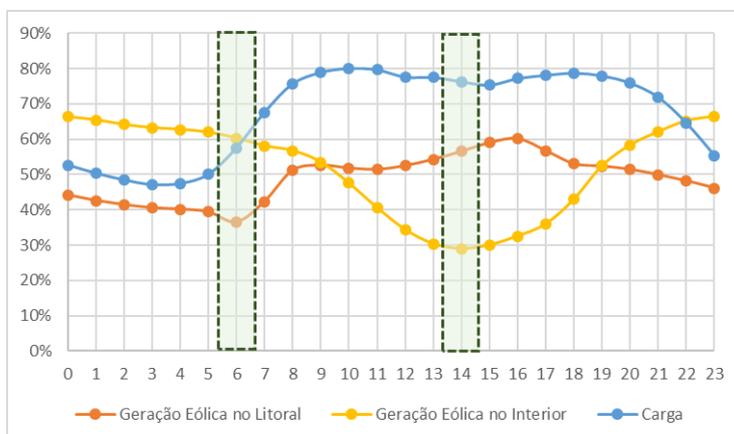


Figura 61 – Efeito *Portfolio*

Efeito da Distribuição das Usinas Eólicas na Rede Elétrica

Para a avaliação dos benefícios trazidos em função do melhor aproveitamento da rede, foram montados os casos de estudos detalhados na Tabela 30, onde a potência da usina eólica originalmente concentrada na barra 23 é distribuída em demais barras do sistema para a verificação da robustez da rede no ponto de conexão.

Nesta seção, considera-se que todo o sistema RTS está contido em uma única região geográfica. Por isso, foram realizadas duas análises paralelas, onde em uma delas considera-se que todas as barras da rede elétrica estão localizadas no interior, sendo atribuídas às usinas eólicas a curva de vento característico do interior do Nordeste e na outra análise considera-se que todas as barras do sistema RTS estão localizadas no litoral do Nordeste, sendo atribuídas às usinas eólicas a curva de vento característico do litoral do Nordeste.

Nota-se, através da Figura 63, que a inserção de eólicas concentradas na barra 13 ou na barra 23 é mais segura que a inserção de eólicas nas barras 16 ou 18, uma vez que os sistemas 5B e 5C possuem um valor esperado de energia não suprida maior que os sistemas 5A e 5D.

Isso se deve às características da rede de transmissão local, detalhada na Figura 77, principalmente em função de elevados carregamentos observados no circuito que liga a barra 16 à barra 14, na emergência do circuito 16-19, o que explica o fato da barra 16 não ser propícia para a instalação adicional de geração. Além disso, como a maior parte da carga do sistema está concentrada na área 2, a barra 18 tem forte dependência da rede de transmissão local para o escoamento de sua geração para o centro de carga, devido a distância elétrica entre carga e geração nessa barra ser maior que a distância elétrica nas demais barras.

As barras 13 e 23 mostram-se mais favoráveis a instalação de geração adicional em virtude de sua menor dependência da rede local para atendimento à carga, visto que estão mais próximas da transformação que conecta o sistema predominantemente gerador (Área 1) ao centro de carga (Área 2).

Pode-se inferir da Figura 63 que a distribuição das usinas eólicas entre as barras 13 e 23 é mais conveniente que a distribuição das eólicas entre as barras 16 e 18, visto que o valor esperado de energia não suprida do sistema 6B é maior que o do sistema 6A.

Nota-se, ainda, que a distribuição das usinas nas quatro barras é mais eficiente que a distribuição das usinas nas barras 16 e 18, porém menos eficiente que a instalação das

usinas nas barras 13 e 23, uma vez que o valor esperado de energia não suprida no sistema 7A é maior que no sistema 6A, porém menor que no sistema 6B.

Esses resultados indicam que os benefícios trazidos pela distribuição das usinas eólicas na rede estão associados ao nível de robustez da transmissão local. Dessa forma, a concentração de geração em um ponto menos carregado da rede pode ser preferível e mais vantajosa que a distribuição da geração numa rede fraca.

Por outro lado, em todos os casos, pode-se inferir que a utilização de curvas de geração características do litoral torna o sistema mais confiável do ponto de vista de suprimento energético que a utilização de curvas de geração características do interior.

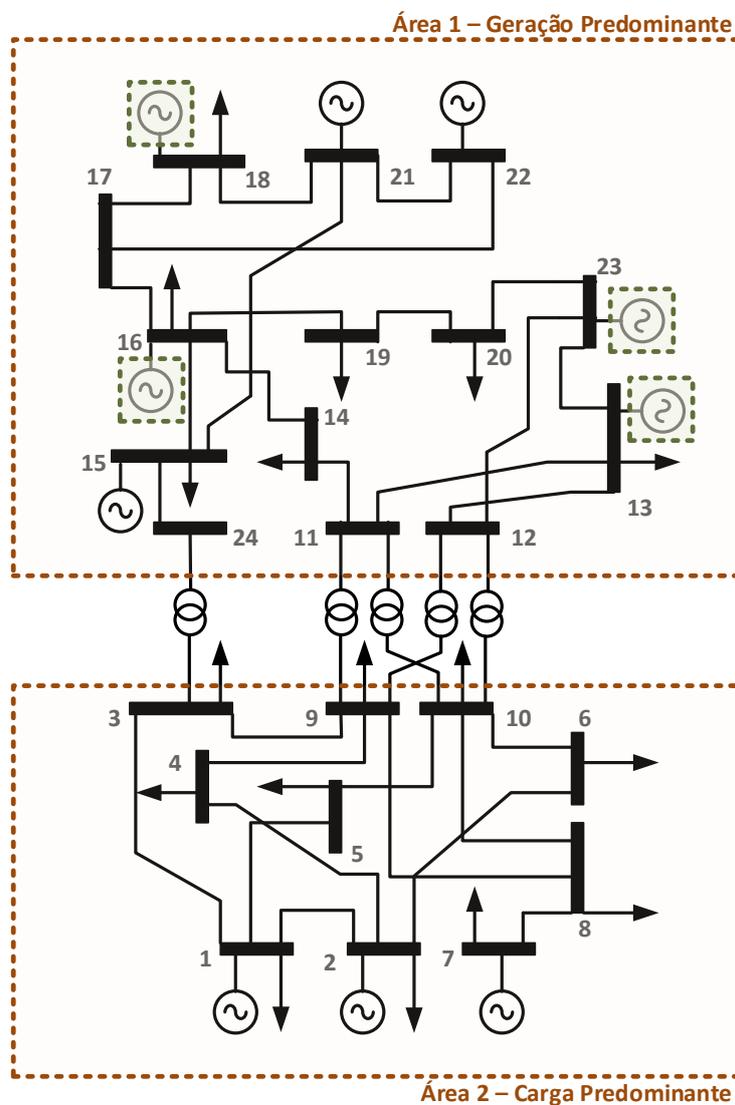


Figura 62 – Sistema RTS com granularidade eólica

Tabela 30 – Descrição dos sistemas para testes com a rede

SISTEMA	SUBSISTEMAS	
	CURVA DE VENTO DO LITORAL	CURVA DE VENTO DO INTERIOR
Sistema 5 (1 vento – 1 barra)	5.A - Eólica na barra 23 5.B - Eólica na barra 16 5.C - Eólica na barra 18 5.D - Eólica na barra 13	5.A - Eólica na barra 23 5.B - Eólica na barra 16 5.C - Eólica na barra 18 5.D - Eólica na barra 13
Sistema 6 (1 vento – 2 barras)	6.A - Eólica nas barras 13 e 23 6.B - Eólica nas barras 16 e 18	6.A - Eólica nas barras 13 e 23 6.B - Eólica nas barras 16 e 18
Sistema 7 (1 vento – 4 barras)	7.A - Eólica nas barras 13, 16, 18 e 23	7. A – Eólica nas barras 13, 16, 18 e 23

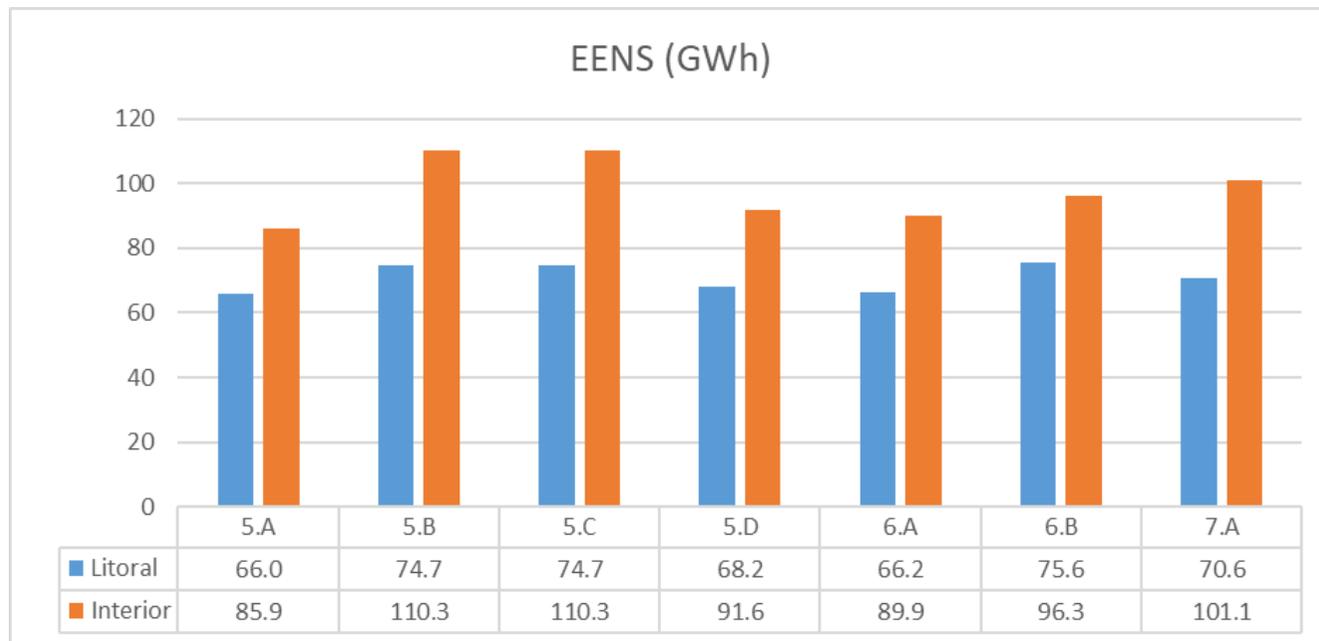


Figura 63 – Valor esperado de energia não suprida nos sistemas 5, 6 e 7

Efeito da Distribuição das Usinas Eólicas por Região Geográfica

Para a avaliação dos benefícios trazidos pela distribuição geográfica das usinas eólicas, proporcionando o aproveitamento de recursos de vento com comportamento distinto e possivelmente complementares ao longo da curva diária, considerou-se a divisão do sistema RTS em duas regiões geográficas, uma com ventos característicos do interior do Nordeste e outra com ventos característicos do litoral do Nordeste, conforme detalhado na Figura 64.

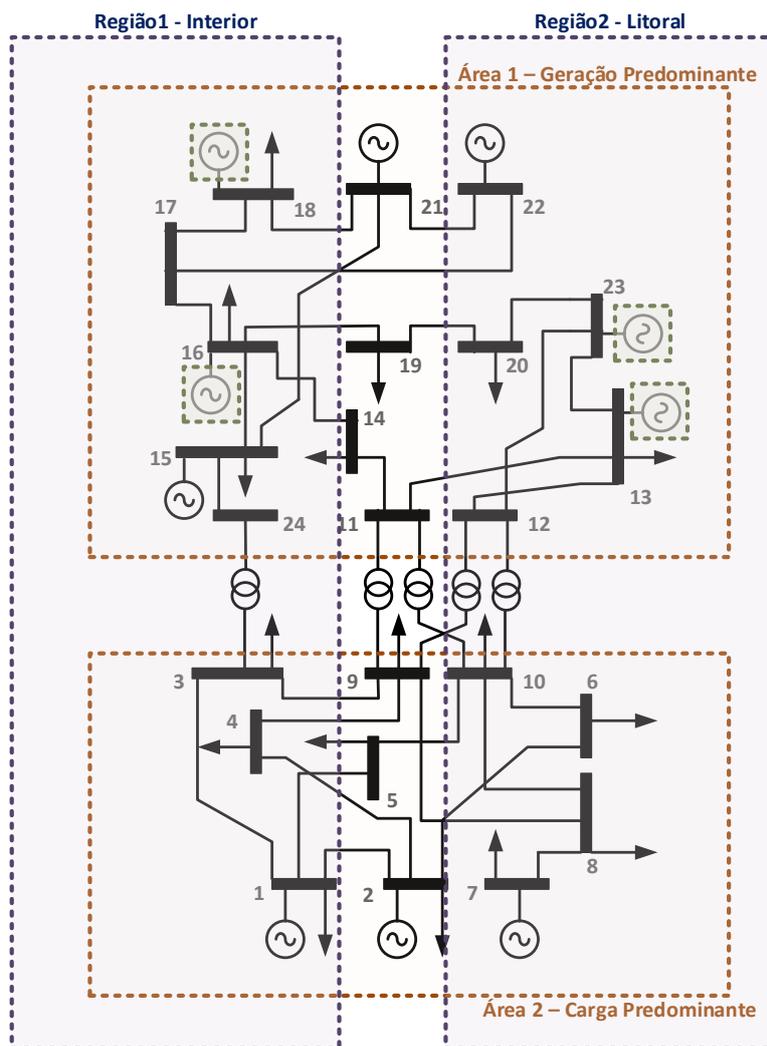


Figura 64 – Divisão do sistema em duas regiões

Os sistemas utilizados para teste são exibidos na Tabela 31 e os resultados da simulação são exibidos na Figura 65.

Tabela 31 – Sistemas teste para avaliação de distribuição de eólicas por região

SISTEMA	Barras de Geração Eólica	Curva de Vento
Sistema 8 (2 ventos – 2 barras)	18	Interior
	23	Litoral
Sistema 9 (2 ventos – 4 barras)	13	Litoral
	16	Interior
	18	Interior
	23	Litoral

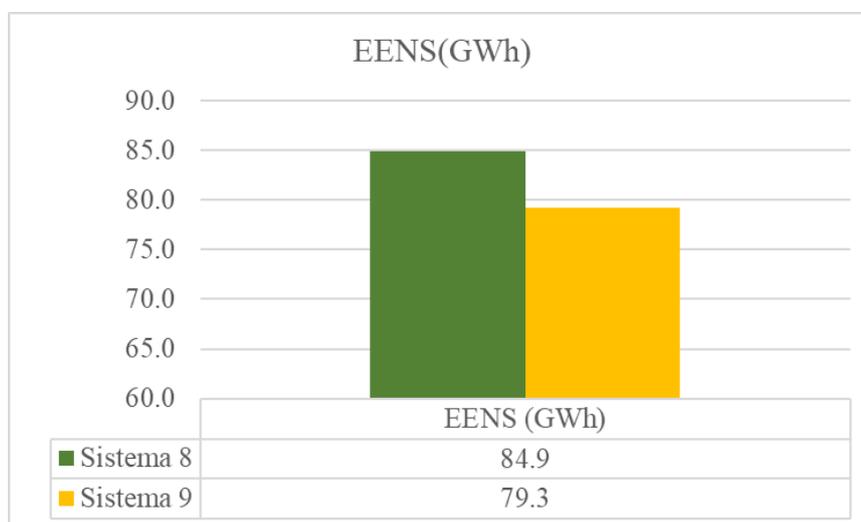


Figura 65 - Comparação da distribuição geoeletrica das usinas eolicas

A partir da Tabela 32, comparando-se os resultados do sistema 7A da seção anterior com o resultado do sistema 9, pode-se concluir que a distribuição de eólicas em duas regiões traz mais segurança para o sistema que a instalação concentrada no interior, apesar de ser menos segura que a instalação concentrada no litoral, já que os ventos dessa região possuem menor variabilidade e correlação positiva com a carga, o que implica em maior confiabilidade no atendimento à demanda.

Tabela 32 – Comparação do sistema 7A com o sistema 9

SISTEMA	Barras de Geração Eólica	Curva de Vento	EENS (GWh)
Sistema 7A	13 / 16 / 18 / 23	Litoral	70.6
Sistema 7A	13 / 16 / 18 / 23	Interior	101.1
Sistema 9	16 / 18	Interior	79.3
	13 / 23	Litoral	

Após concluir que a instalação de geração do litoral é mais promissora para a redução dos índices de confiabilidade do que a instalação de eólicas no interior, a segunda etapa do teste consiste na avaliação de inserção de baterias em cada uma das regiões, de modo a identificar se alguma das curvas de vento é mais susceptível ao armazenamento que a outra.

Efeito da Distribuição das Baterias por Região Geográfica

Nesta etapa do teste, foram alocadas baterias junto às usinas eólicas de forma granular, conforme descrito na Tabela 33. Nos subsistemas do tipo A, são instaladas baterias apenas junto às eólicas da região do Interior, nos subsistemas do tipo B são instaladas baterias apenas junto às eólicas do litoral e nos subsistemas do tipo C são instaladas baterias junto às eólicas em ambas as regiões.

A intenção do teste é verificar através de uma análise de sensibilidade, em qual região um incremento de capacidade instalada de baterias é mais efetivo para a redução do corte de carga.

Tabela 33 - Distribuição granular de baterias por região geográfica

SISTEMA	SUBSISTEMA	Capacidade de Baterias (MW)				Capacidade total instalada em baterias (MW)
		Barra 18		Barra 23		
Sistema 8 (2 ventos – 2 barras)	8.1.A	100		0		100
	8.1.B	0		100		100
	8.1.C	100		100		200
	8.2.A	250		0		250
	8.2.B	0		250		250
	8.2.C	250		250		500
	8.3.A	750		0		750
	8.3.B	0		750		750
	8.3.C	750		750		1500
		Barra 18	Barra 16	Barra 13	Barra 23	Capacidade total instalada em baterias (MW)
Sistema 9 (2 ventos – 4 barras)	9.1.A	50	50	0	0	100
	9.1.B	0	0	50	50	100
	9.1.C	50	50	50	50	200
	9.2.A	125	125	0	0	250
	9.2.B	0	0	125	125	250
	9.2.C	125	125	125	125	500
	9.3.A	375	375	0	0	750
	9.3.B	0	0	375	375	750
	9.3.C	375	375	375	375	1500

O resultado das análises, exibido na Figura 66 e na Figura 67 não deixam clara a existência de uma área mais propícia para a instalação de baterias em detrimento da outra, quando o objetivo é a redução do corte de carga. Ora a instalação de baterias apenas no interior gerou redução maior nos índices de corte de carga, ora a instalação de baterias apenas no litoral gerou resultados mais favoráveis.

Um resultado interessante foi o fato de que em todos os testes, a instalação de baterias distribuídas de forma geométrica em duas regiões foi mais eficaz do que a instalação concentrada em uma região.

Pode-se inferir, por exemplo, que a instalação de 500MW de bancos de baterias distribuídas proporcionalmente entre as barras 18 e 23 no sistema 8.2.C foi mais eficiente que a instalação de um banco de 750MW na barra 18 ou na barra 23 (Sistemas 8.3.A e 8.3.B, respectivamente). Da mesma forma, no sistema 9, a instalação de 200MW distribuídos proporcionalmente entre as barras 13, 16, 18 e 23 foi mais eficiente para a redução do corte de carga que a instalação de 250MW distribuídos apenas entre as barras 16 e 18 ou entre as barras 13 e 23.

O estabelecimento de uma comparação entre os sistemas 8 e 9 não seria adequado, pois a influência da rede, referente a diferente distribuição elétrica das usinas pelas barras do sistema pode enviesar os resultados referentes a distribuição geográfica.

A conclusão dos testes de distribuição granular das baterias no sistema indica, portanto, que não há uma região mais propícia para a instalação de baterias quando o objetivo é a redução do corte de carga, sendo mais efetiva a distribuição das baterias pelo sistema do que sua concentração em uma só região.

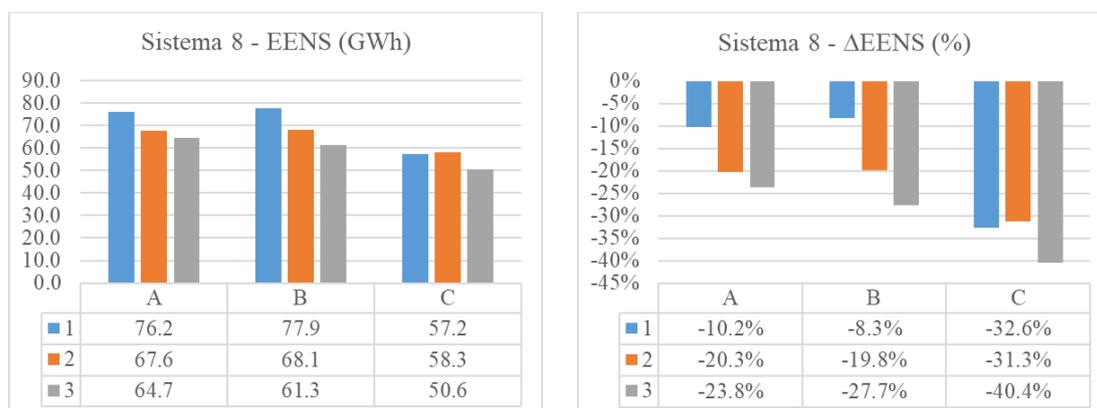


Figura 66 – Resultados de testes com o Sistema 8

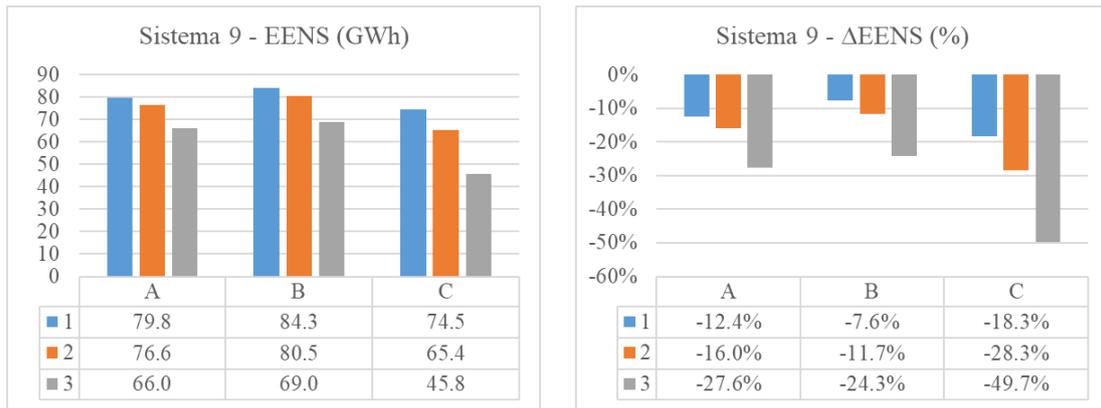


Figura 67 – Resultados de testes com o Sistema 9

CAPÍTULO VI – ESTUDO DE CASO REAL

No presente capítulo serão apresentados os resultados da simulação de um sistema real, que consiste num equivalente da região Nordeste do sistema brasileiro.

O principal objetivo deste caso de estudo é comparar a redução do corte de carga trazido pela expansão da rede de transmissão com o corte de carga provocado pela instalação de baterias no sistema, utilizando a Estratégia Operativa 3.

VI.1 Descrição do Sistema

O equivalente da região Nordeste foi montado a partir dos casos de referência do ano de 2026 do PDE2026, disponibilizado pela EPE [55].

Nesse ano, a carga média no subsistema Nordeste é de 19.5 GW e a capacidade instalada de geração nesse subsistema é de aproximadamente 36 GW, cuja composição energética é exibida na Figura 68.

Nota-se que a capacidade instalada de geração no Nordeste em 2026 é preponderantemente eólica, seguida das fontes hidráulica e térmica.

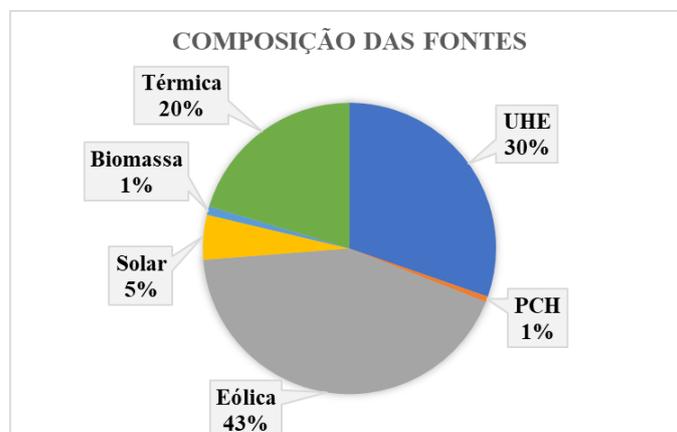


Figura 68 - Composição das fontes de geração do sistema

A configuração da rede planejada para este horizonte é exibida na Figura 69, sendo as principais interligações existentes e planejadas entre os subsistemas Norte e Nordeste detalhadas na Tabela 34 e na Tabela 35 e as interligações existentes e planejadas entre os sistemas Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste detalhadas na Tabela 36 e na Tabela 37.

Tabela 34 – Interligações existentes entre os subsistemas Norte e Nordeste

Linhas Existentes – Interligação N/NE	Extensão	Capacidade Nominal
LT 500kV Teresina (PI) – Presidente Dutra (MA) CD (Seccionada na SE 500kV Graça Aranha (MA))	210 km	4246 MW
LT 500kV Boa Esperança (PI) - Presidente Dutra (MA) CS	207 km	1732 MW
LT 500kV Ribeiro Gonçalves (PI) – Colinas (TO) CD	379 km	3984 MW
LT 230kV Teresina (PI) – Coelho Neto (MA) CS	120 km	233 MW
LT 230kV Ribeiro Gonçalves (PI) – Balsas (MA) CS	95 km	203 MW
Total		10398 MW

Tabela 35 - Interligações planejadas entre os subsistemas Norte e Nordeste

Linhas Planejadas – Interligação N-NE	Extensão	Capacidade Nominal
LT 500kV Parnaíba (PI) – Bacabeira (MA) CD	300 km	5432 MW
LT 500kV Teresina (PI) – Presidente Dutra (MA) CS (Seccionada na SE 500kV Graça Aranha (MA))	209 km	2123 MW
LT 500kV Gilbués (PI) – Miracema (MA) CS	418 km	2466 MW
LT 230kV Ribeiro Gonçalves (PI) – Balsas (MA) CS	95 km	203 MW
Total		10224 MW

Tabela 36 - Interligações existentes entre os subsistemas Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste

Linhas Existentes – Interligação NE-SE/CO	Extensão	Capacidade Nominal
LT 500kV Rio das Éguas (BA) – Serra da Mesa (GO) CS	208 km	1848 MW
LT 500kV Rio das Éguas (BA) – Luziânia (GO) CS	373 km	2078 MW
Total		3926 MW

Tabela 37 - Interligações planejadas entre os subsistemas Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste

Linhas Planejadas – Interligação NE-SE/CO	Extensão	Capacidade Nominal
LT 500kV Rio das Éguas (BA) – Arinos (MG) CS	231 km	2500 MW
LT 500kV Bom Jesus da Lapa (BA) – Janaúba (MG) CS	309 km	2500 MW
LT 500kV Igaporã (BA) – Janaúba (MG) CD	250 km	5000 MW
LT 500kV Poções (BA) – Padre Paraíso (MG) CD	350 km	5000 MW
Total		15000 MW

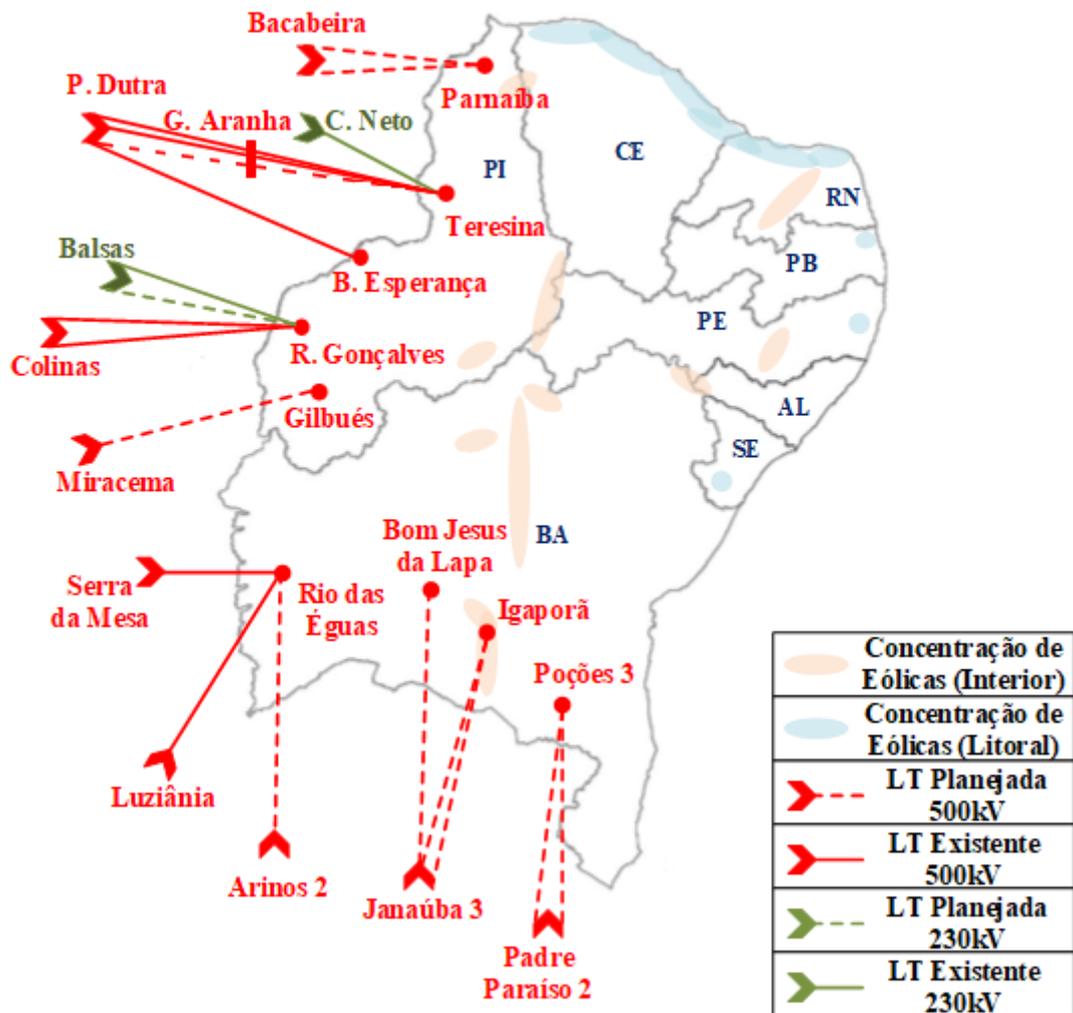


Figura 69 – Detalhamento do sistema de transmissão planejado para 2026

Na elaboração do sistema equivalente, foram eliminadas todas as barras externas à região Nordeste e as linhas de interligação foram substituídas por geradores com capacidades equivalentes nas barras de fronteira, descritas na Tabela 38. Esses geradores podem gerar potência, representando a importação de energia pelo Nordeste, ou absorver potência, representando a exportação de energia do Nordeste para os demais subsistemas.

Tabela 38 – Descrição das Barras de Fronteira e Geradores equivalentes

Barras de Fronteira	Dados de Geração Equivalente	
SE 500kV Parnaíba III	G1	2 unidades de ± 2716 MW
SE 500kV Teresina II	G2	3 unidades de ± 2123 MW
SE 230kV Teresina	G3	1 unidade de ± 233 MW
SE 500kV Boa Esperança	G4	1 unidade de ± 1732 MW
SE 500kV Ribeiro Gonçalves	G5	2 unidades de ± 1992 MW
SE 230kV Ribeiro Gonçalves	G6	2 unidades de ± 203 MW
SE 500kV Gilbués II	G7	1 unidade de ± 2466 MW
SE 500kV Rio das Éguas	G8	1 unidade de ± 1848 MW
	G9	1 unidade de ± 2078 MW
	G10	1 unidade de ± 2500 MW
SE 500kV Bom Jesus da Lapa II	G11	1 unidade de ± 2500 MW
SE 500kV Igaporã III	G12	2 unidades de ± 2500 MW
SE 500kV Poções III	G13	2 unidades de ± 2500 MW

VI.2 Definição dos Dados de Entrada para a Simulação

VI.2.1 Dados de Disponibilidade Energética

Foram associadas curvas de disponibilidade de geração às usinas eólicas e hidrelétricas do sistema equivalente.

A disponibilidade de geração atribuída para as usinas hidrelétricas do sistema equivalente foi baseada na energia natural afluyente na Bacia do Rio São Francisco no ano de 2017, obtida em [56] e ilustrada na Figura 70. Uma vez que a discretização dos dados obtidos é diária, considerou-se que a disponibilidade de geração nas usinas hidrelétricas é constante dentro de um intervalo de 24 horas.

A curva de disponibilidade de geração em por cento foi associada a todas as usinas pertencentes à bacia do Rio São Francisco.

Nota-se que, no período seco, a disponibilidade de energia hidráulica no sistema atinge valores inferiores a 1500 MW médios, os quais são distribuídos proporcionalmente entre as usinas dessa bacia, de acordo com sua capacidade instalada.

A Tabela 39 detalha as usinas às quais foram associadas curvas de disponibilidade de geração, de modo que a cada intervalo de tempo, o valor da curva limita a disponibilidade de geração da usina em um percentual de sua capacidade instalada.

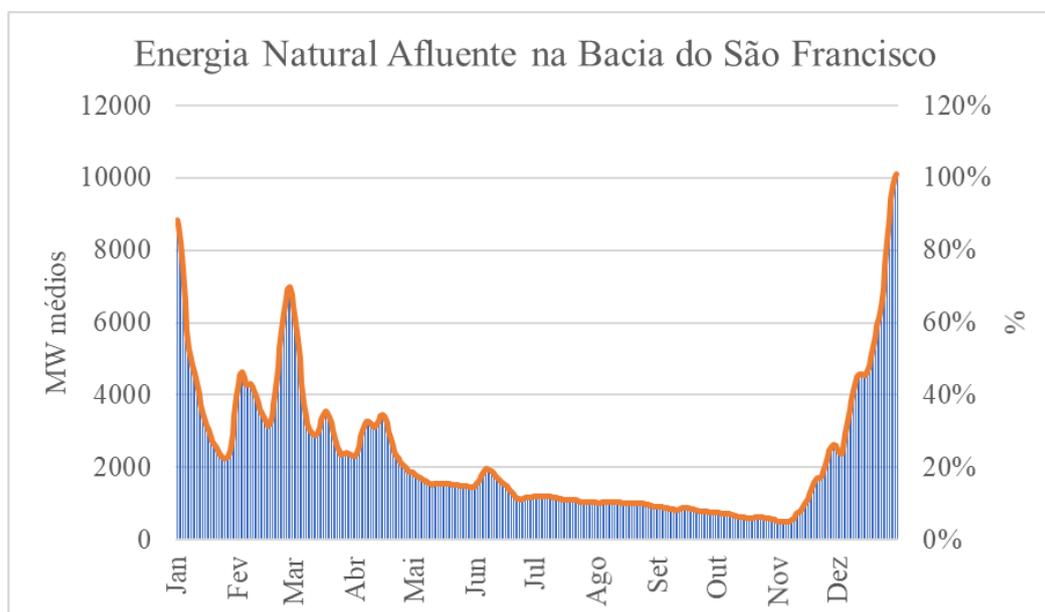


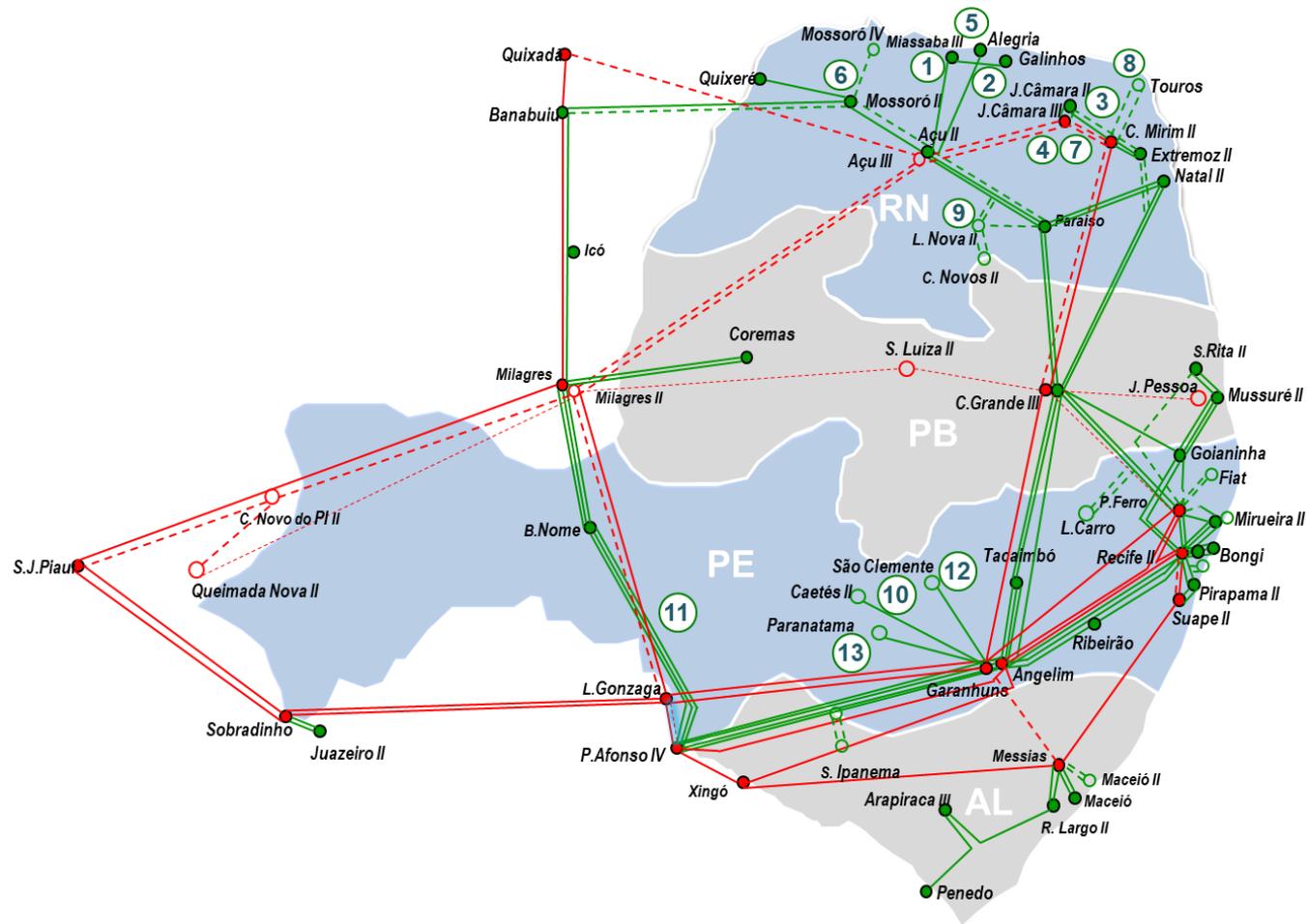
Figura 70 – Energia Natural Afluyente na Bacia do Rio São Francisco

Tabela 39 – Usinas hidrelétricas da bacia do rio São Francisco

Usina	Capacidade Nominal (MW)
UHE Paulo Afonso I	180
UHE Paulo Afonso II	443
UHE Paulo Afonso III	794
UHE Paulo Afonso IV	2462
UHE Apolônio Sales	400
UHE Luiz Gonzaga	1480
UHE Xingó	3162
UHE Sobradinho	1050
Total	9971

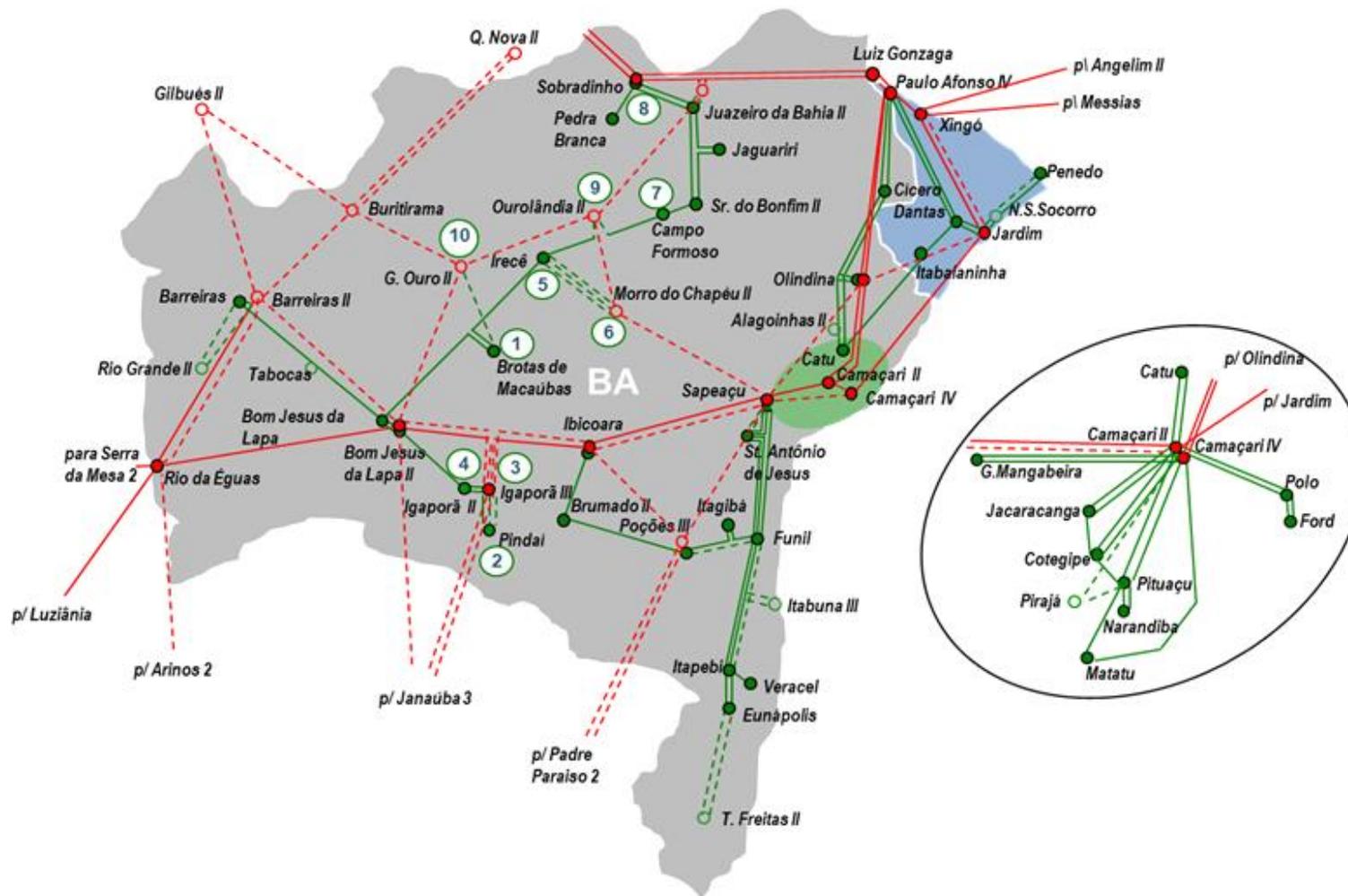
A disponibilidade de geração atribuída para as usinas eólicas do sistema equivalente foi baseada nas curvas de geração eólica média do interior e do litoral do Nordeste no ano de 2016, exibidas na Figura 10.

A localização das usinas eólicas, às quais foram atribuídas curvas de disponibilidade de geração, é exibida na Figura 71, na Figura 72 e na Figura 73, que detalham as regiões norte, leste e sul do sistema Nordeste.



Fonte: EPE

Figura 72 – Área leste do sistema Nordeste



Fonte: EPE

Figura 73 – Área sul do sistema Nordeste

Para as usinas eólicas do estado do Ceará e Rio Grande do Norte, foram atribuídas as curvas de geração média do litoral. Para as usinas dos estados do Piauí, Pernambuco e Bahia, foram atribuídas as curvas de geração média do interior, conforme descrito na Tabela 40, na Tabela 41 e na Tabela 42.

Tabela 40 – Ponto de conexão de usinas eólicas na área norte do sistema

Área Norte			
Ponto de Conexão das Eólicas		Capacidade Instalada (MW)	Curva de disponibilidade de geração associada
1	Ibiapina II	220	Litoral
2	Aracati	140	Litoral
3	Icaraizinho	140	Litoral
4	Aracau	257	Litoral
5	Pecém II	400	Litoral
6	Russas II	179	Litoral
7	S. J. Piauí	195	Interior
8	Chapada I	210	Interior
9	Chapada II	119	Interior
10	Chapada III	231	Interior
11	Chapada IV	251	Interior

Tabela 41– Ponto de conexão de usinas eólicas na área leste do sistema

Área Leste			
Ponto de Conexão das Eólicas		Capacidade Instalada (MW)	Curva de disponibilidade de geração associada
1	Miassaba III	104	Litoral
2	Galinhos	119	Litoral
3	Riachão	145	Litoral
4	J. Câmara II	690	Litoral
5	Alegria	80	Litoral
6	Mossoró	183	Litoral
7	J. Câmara III	1245	Litoral
8	Touros	288	Litoral
9	Lagoa Nova II	362	Interior
10	Caetés	182	Interior
11	Tacaratu	152	Interior
12	São Clemente	216	Interior
13	Paranatama	90	Interior

Tabela 42– Ponto de conexão de usinas eólicas na área sul do sistema

Área Sul			
Ponto de Conexão das Eólicas		Capacidade Instalada (MW)	Curva de disponibilidade de geração associada
1	B. Macaúbas	95	Interior
2	Pindaí	295	Interior
3	Igaporã III	102	Interior
4	Igaporã II	724	Interior
5	Irecê	264	Interior
6	M. do Chapéu II	795	Interior
7	Campo Formoso	180	Interior
8	Sobradinho	180	Interior
9	Ourolândia II	355	Interior
10	Gentil d'Ouro II	496	Interior

Para a representação da variação horária da carga, foi utilizada a curva de carga horária média da região Nordeste para o ano de 2016, obtida em [56].

A Figura 74 apresenta a média horária das séries históricas anuais de fator de capacidade e carga inseridas como dados de entrada na simulação dos casos da região Nordeste.

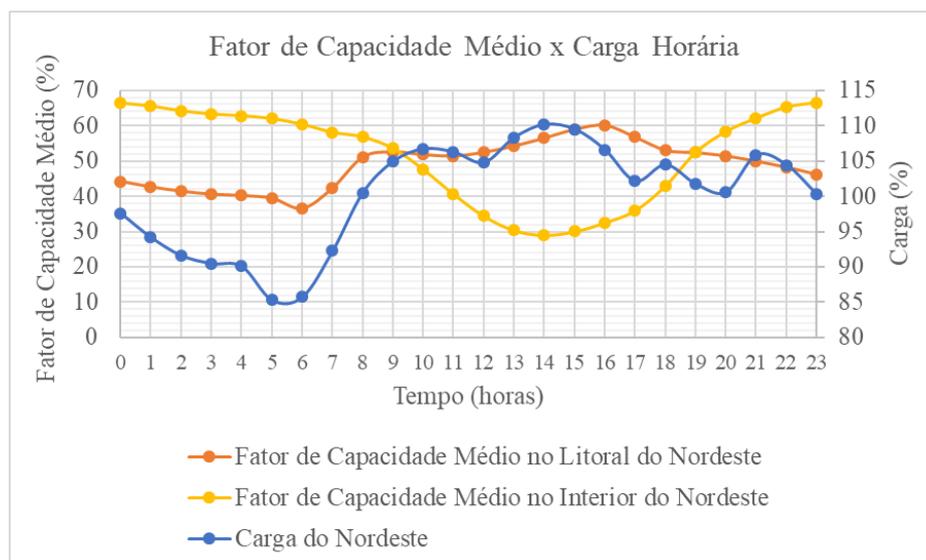


Figura 74 – Fator de Capacidade no Litoral e no Interior e Curva de Carga Horária Média

VI.2.2 Taxas de Falha e Retorno de Equipamentos

Foram associadas taxas de falha e de retorno apenas aos geradores e linhas de interligação, as quais são representadas como geradores equivalentes. Deste modo, durante a Simulação Monte Carlo, não é considerada a indisponibilidade de circuitos internos da região Nordeste na etapa de amostragem de estados.

Foram considerados valores de taxas de falha e retorno típicas provenientes de uma base de dados de confiabilidade [54]. As taxas de falha e retorno de geradores são definidas em função do tipo de geração e da potência nominal do equipamento, conforme Tabela 43. Já as taxas de falha das linhas de interligação são definidas em função de sua faixa de tensão e do comprimento do circuito, conforme Tabela 44.

Tabela 43 – Taxas de falha e retorno típicas em unidades geradoras

Tipo de Geração	Faixa de Potência	Taxa de Falha (ocorrência/hora)	Taxa de Retorno (ocorrência /hora)
Hidrelétrica	1–29MW	0.00019	0.44757
Hidrelétrica	30–59MW	0.00020	0.03731
Hidrelétrica	60–199MW	0.00021	0.02814
Hidrelétrica	200–499MW	0.00015	0.05773
Termelétrica	10–59MW	0.00018	0.02302
Termelétrica	60–89MW	0.00077	0.04952
Termelétrica	90–129MW	0.00064	0.02096
Termelétrica	130–199MW	0.00311	0.02262
Termelétrica	200–389MW	0.00005	0.04321

Tabela 44 – Taxas de falha e retorno típicas em linhas de transmissão

Linhas/Classe de tensão (kV)	Taxa de Falha (ocorrência/km.hora)	Taxa de Retorno (ocorrência/hora)
138	0.0000044	0.6175127
230	0.0000028	0.7549449
345	0.0000026	0.7259001
440	0.0000016	0.2693530
500	0.0000018	0.4359578
750	0.0000018	0.2376482

Os valores de taxa de falha e de retorno calculados para os geradores equivalentes em função do comprimento das linhas de interligação e seu nível de tensão são exibidos na Tabela 45.

Tabela 45 – Taxas de falha e retorno calculadas para os geradores equivalentes em função do comprimento das interligações

Barras de Fronteira	Gerador Equivalente	Taxa de Falha (ocorrências/h)	Taxa de Retorno (ocorrências/h)
SE 500kV Parnaíba III	G1	0.000551	0.43596
SE 500kV Teresina II	G2	0.000384	0.43596
SE 230kV Teresina	G3	0.000337	0.75494
SE 500kV Boa Esperança	G4	0.00038	0.43596
SE 500kV R. Gonçalves	G5	0.000697	0.43596
SE 230kV R. Gonçalves	G6	0.000267	0.75494
SE 500kV Gilbués II	G7	0.000768	0.43596
SE 500kV Rio das Éguas	G8	0.000382	0.43596
	G9	0.000686	0.43596
	G10	0.000425	0.43596
SE 500kV B. J. Lapa II	G11	0.000459	0.43596
SE 500kV Igaporã III	G12	0.000459	0.43596
SE 500kV Poções III	G13	0.000643	0.43596

VI.3 Simulação de Casos de Estudo

Foram analisados dois casos de estudo distintos com o sistema equivalente da região Nordeste, os quais são descritos na Tabela 46.

O primeiro caso de estudo foi analisado em dois cenários.

No primeiro cenário, considera-se a disponibilidade completa de toda a interligação existente e planejada, bem como a disponibilidade total de recursos energéticos nos demais subsistemas caso haja necessidade de importação de energia pelo Nordeste. A importação de energia pelo Nordeste, neste caso, fica limitada apenas pela capacidade das interligações (representada como um limite mínimo e máximo de geração equivalente).

No segundo cenário, considera-se que as interligações planejadas encontram-se indisponíveis em 100% do tempo, o que limita a capacidade de importação e exportação do Nordeste, tornando-o mais dependente de seus recursos de geração internos.

No segundo caso de estudo, as interligações planejadas permanecem indisponíveis em 100% do tempo, porém, são instaladas baterias junto as usinas eólicas do interior e do litoral, na tentativa de formação de reserva operativa para suprimento de eventuais déficits de geração.

Tabela 46 – Descrição dos sistemas Teste

Caso de Estudo	Descrição	
1	Cenário 1	Disponibilidade total das interligações (Existentes + Planejadas)
	Cenário 2	Disponibilidade parcial das interligações (Não considera transmissão planejada)
2	Disponibilidade parcial das interligações + Instalação de baterias (Não considera transmissão planejada)	

VI.3.1 Caso de Estudo 1

Foram criados dois cenários que se distinguem entre si pela configuração da rede elétrica. No primeiro cenário é representada 100% da rede de transmissão existente e planejada para o ano de 2026.

Neste cenário, do ponto de vista energético é considerada uma disponibilidade de 100% da capacidade dos geradores equivalentes, o que significa dizer que o Nordeste conta com um mecanismo de importação e exportação de energia com capacidade igual a capacidade total das interligações (± 39548 MW) para fechar seu balanço energético interno.

No segundo cenário, é representada apenas a rede de transmissão existente, o que limita a capacidade de importação e exportação do Nordeste (± 14324 MW), tornando-o mais dependente de seus recursos de geração internos.

No Cenário 2, cabe destacar que a baixa afluência nos rios da Bacia do São Francisco, representada nas curvas de geração associadas às usinas hidráulicas dessa

região, somada à variabilidade do recurso eólico predominantemente presente no Nordeste, podem influenciar no aumento do corte de carga em relação ao Cenário 1.

Do ponto de vista elétrico, a indisponibilidade das interligações é relacionada, também, ao processo de amostragem de estados da Simulação Monte Carlo Sequencial, onde são definidos os estados operativos dos equipamentos. Dessa forma, quando um ou mais geradores equivalentes representados na simulação encontram-se no estado de falha (indicando a contingência de linhas da interligação), a capacidade de importação e exportação de energia pelo Nordeste é reduzida por um valor igual a capacidade do equipamento em falha.

Os resultados da simulação dos dois cenários via SMC sequencial são exibidos na Tabela 47.

Tabela 47 – Resultado da SMC sequencial para os cenários 1 e 2

Cenário	LOLP	EENS (GWh)
1	0.0000	0.00
2	0.0321	241.88

A simulação do Cenário 1 resultou em um corte de carga nulo, o que indica que o sistema de transmissão planejado é robusto o suficiente para suprir qualquer déficit interno de energia do Nordeste quando há disponibilidade energética nos demais subsistemas, tanto em situação normal quanto em situação de emergência de quaisquer das linhas da interligação.

Os resultados da simulação do Cenário 2 mostram que com a rede degradada, sem as linhas de interligação planejada, pode ocorrer um déficit médio de energia na ordem de centenas de GWh no sistema Nordeste. Neste cenário, foram contabilizados cortes de carga, cujo valor máximo de potência atingiu 591MW, em um sistema radial, nas proximidades da SE 230kV Bongí, localizada na área leste do sistema Nordeste. Os maiores cortes de carga ocorreram no período seco, principalmente nos meses de outubro e novembro e cortes de carga menos frequentes ocorreram também durante o período úmido, principalmente entre os meses de março e abril.

A maior parte dos cortes de carga (67%, no total) foram resultantes de baixa disponibilidade de recurso hídrico concomitante com a ocorrência de falhas em usinas térmicas, o que mostra que, nesses casos, o sistema fica fortemente dependente da

importação de energia, via interligação, para compensar a variação da geração eólica local.

VI.3.2 Caso de Estudo 2

Neste caso de estudo, as interligações planejadas permanecem indisponíveis em 100% do tempo, porém, são instaladas baterias junto as usinas eólicas do interior e do litoral, na tentativa de formação de reserva operativa para suprimento de eventuais déficits de geração.

No Cenário 3 foram instalados aproximadamente 13 GW de baterias distribuídas pelo interior e litoral da região Nordeste, valor correspondente a metade da capacidade normal das linhas de transmissão planejadas que encontram-se indisponíveis.

No Cenário 4 foram instalados aproximadamente 26 GW de baterias distribuídas pelo interior e litoral da região Nordeste, valor que corresponde a capacidade total das linhas de interligação planejadas que encontram-se indisponíveis.

A Tabela 48 exhibe a forma de distribuição das baterias no sistema em cada um desses cenários. Nos casos do tipo L, as baterias são alocadas apenas junto às eólicas do litoral, nos casos do tipo I, as baterias são alocadas apenas junto às eólicas do interior e nos casos do tipo LI, as baterias são distribuídas pelo interior e litoral do Nordeste.

Tabela 48 – Distribuição granular de baterias pelo sistema Nordeste

Cenário		Instalação de Baterias no Interior (GWh)	Instalação de Baterias no Litoral (GWh)	Total Instalado (GWh)
3	Caso 3.L	0	13	13
	Caso 3.I	13	0	13
	Caso 3.LI	6.5	6.5	13
4	Caso 4.L	0	26	26
	Caso 4.I	26	0	26
	Caso 4.LI	13	13	26

Os resultados da simulação são exibidos na Tabela 49 e uma comparação dos resultados considerando as diferentes distribuições das baterias na rede é apresentada na Figura 75 e na Figura 76.

Tabela 49 – Resultados da Simulação dos Cenários 3 e 4

Cenário		LOLP	EENS (GWh)
3	Caso 3.L	0.0165	151.52
	Caso 3.I	0.0131	121.05
	Caso 3.LI	0.0108	104.88
4	Caso 4.L	0.0095	87.76
	Caso 4.I	0.0054	65.59
	Caso 4.LI	0.0034	42.06

A Figura 75 mostra a comparação do valor esperado de energia não suprida nos cenários 3 e 4, para cada forma de distribuição das baterias no sistema. É plotada, também, uma curva que relaciona a redução percentual no índice EENS provocado pelo aumento de 100% na capacidade instalada de baterias do Cenário 3 para o Cenário 4.

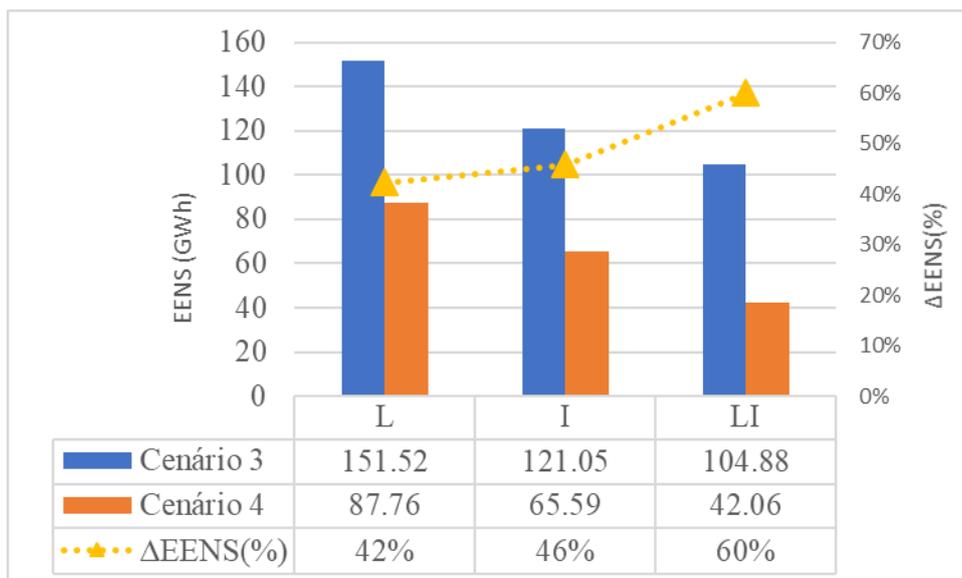


Figura 75 – Valor esperado de energia não suprida

Os resultados exibidos na Figura 75 mostram que o aumento da capacidade instalada em baterias do Cenário 3 para o Cenário 4 proporciona uma redução média de aproximadamente 50% no índice EENS, o que representa uma relação de custo benefício médio de 2 para 1, uma vez que um aumento de 100% na capacidade instalada de baterias proporciona uma redução média de 50% nos índices de confiabilidade.

Pode-se inferir, também da Figura 75, que a instalação incremental de baterias distribuídas proporcionalmente entre o interior e o litoral mostra-se a melhor forma de investimento, uma vez que esta forma de distribuição foi a que proporcionou maior redução do valor esperado de energia não suprida em ambos os cenários simulados.

A Figura 76 mostra, para cada caso, a variação percentual da energia não suprida em relação ao Cenário 2 (onde não há instalação de baterias na rede).

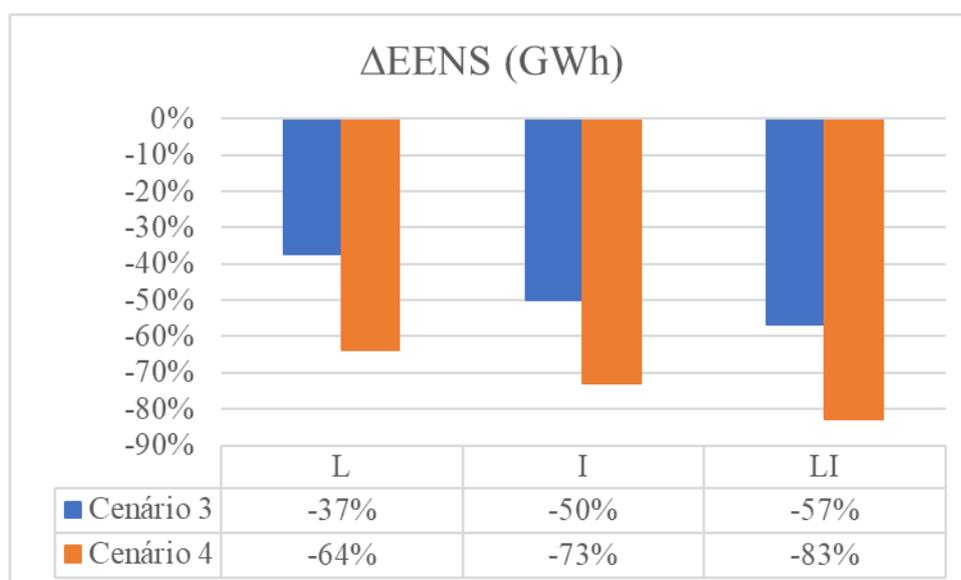


Figura 76 – Variação percentual do valor esperado de energia não suprida em relação ao Cenário 2

Os resultados exibidos na Figura 76 mostram que a instalação de baterias junto às eólicas foi capaz de reduzir o valor da energia não suprida de 241.88 GWh no Cenário 2 para até 42.06 GWh no Cenário 4.LI, indicando uma redução percentual de até 83%.

Comparando-se o resultado do Cenário 4.LI com o resultado do Cenário 1, que reduz o corte de carga a zero, nota-se que a rede de transmissão planejada é mais eficaz na redução do corte de carga do sistema que a instalação de baterias de mesma capacidade.

VI.4 Resumo dos Resultados

A principal conclusão que se pode inferir da comparação entre os Casos de Estudo 1 e 2 é que as baterias não fornecem robustez ao sistema equiparada àquela trazida pela expansão da transmissão, quando se considera a existência plena de recursos energéticos disponíveis para importação de energia, visto que o montante de 25.2 GWh planejado em interligações é capaz de zerar o corte de carga do sistema, enquanto a instalação de um montante de 26 GWh em forma de baterias reduz esse corte em apenas 83%.

Nos testes realizados neste Capítulo, considerou-se uma disponibilidade energética de 100% nos subsistemas Norte e Sudeste/Centro-Oeste, o que limita a importação de energia do Nordeste apenas pela capacidade das interligações.

Uma análise mais criteriosa, envolvendo uma representação de todo o sistema interligado seria conveniente para avaliar se mediante restrições energéticas para a

importação de energia, as baterias mostrariam-se atrativas para compensar eventuais desbalanços entre carga e geração interna do Nordeste que não pudessem ser supridos via interligação.

Nesse caso, as baterias poderiam ser utilizadas como um complemento aos recursos de geração local e interligação e certamente agregariam benefícios para a confiabilidade do sistema.

CAPÍTULO VII - CONCLUSÕES

O presente trabalho propôs a modelagem da utilização de baterias em sistemas com alta inserção de geração eólica, atuando no gerenciamento da energia através de compensações da variação dessa geração intermitente.

Foram modelados os principais aspectos operativos referentes às baterias de Íon-Lítio, dando-se destaque ao sistema de monitoramento da bateria, o qual representa papel fundamental para a garantia de uma operação mais eficiente e duradoura do equipamento.

A modelagem do processo de envelhecimento das baterias através do monitoramento do número de ciclos de descarga equivalentes, em conjunto com a aplicação de mecanismos de proteção contra altas profundidades de descarga, determinadas pela manutenção de um estado de carga mínimo, tornam o modelo mais verossímil e capaz de representar as reais limitações da tecnologia.

Foram propostas três estratégias operativas para o uso do armazenamento, que diferem entre si pela abrangência do benefício de sua aplicação. A Estratégia operativa 1 visa o atendimento de um objetivo puramente local, garantindo menor variação da geração eólica através da redução de sua dependência com a disponibilidade instantânea do recurso de vento. A Estratégia Operativa 2, derivada da descrita anteriormente, atende a objetivos locais, porém respeitando restrições do sistema interligado do qual faz parte. A Estratégia Operativa 3, por outro lado, visa o atendimento de um objetivo mais abrangente, que consiste na redução do corte de carga global do sistema, atendendo, assim, aos interesses de todos os agentes participantes da estrutura do sistema interligado.

A conclusão dos principais testes realizados com a utilização das Estratégias 1 e 2 foi que as baterias não tem capacidade de tornar a geração eólica constante dentro de uma faixa especificada, uma vez que a variabilidade diária e sazonal do recurso eólico exigiria uma capacidade exorbitante de armazenamento para o atendimento desse objetivo. Em contrapartida, observa-se que o uso das baterias é eficiente no sentido de garantir o provimento de uma potência firme do conjunto ‘Usina Eólica + Banco de Baterias’, o que pode ser utilizado para diferentes finalidades comerciais, principalmente num ambiente de redução de incentivos a operação dessas fontes.

O aumento da garantia física de usinas eólicas pode ser visto como benéfico a medida que proporciona a comercialização de montantes de potência mais elevados via contratos de disponibilidade e pode reduzir o pagamento de multas por geração abaixo do

valor declarado caso seja implementada a modalidade de contratação por quantidade de energia para esse fonte.

Para o operador do sistema, o estabelecimento de uma energia firme garantida para a geração eólica pode ser visto, também, como um instrumento de mitigação para os problemas de previsão da geração no curto prazo, reduzindo principalmente a ocorrência de déficit de potência despachada em relação a demanda.

No que concerne a Estratégia Operativa 3, os testes realizados mostraram que a utilização de baterias como reserva operativa é promissora, uma vez que possui capacidade elevada de redução no corte de carga do sistema.

Embora, em virtude de limitações tecnológicas, ainda não seja economicamente competitiva com as soluções atuais para redução do corte de carga, tais como a expansão da rede de transmissão e o investimento em tecnologias atuais de composição da reserva, tais como as usinas hidráulicas e térmicas, o uso das baterias mostra-se atrativo em situações ambientais adversas, caracterizadas por baixa afluência de recursos hídricos, alta poluição ambiental e entraves ambientais que dificultem a aquisição fundiária, tais como as vivenciadas hoje e que futuramente poderão atingir níveis mais alarmantes.

A utilização de baterias, nesse contexto, permite a composição de uma reserva flexível e de impacto ambiental inferior ao causado pelo alagamento de grandes áreas para construção de reservatórios hidráulicos, pela emissão de gases do tipo estufa gerados pela queima de combustível fóssil em usinas térmicas e pelo desmatamento em áreas de proteção ambiental para construção de linhas de transmissão longas.

A redução das limitações tecnológicas alinhada a uma redução de custo de instalação constituem fatores determinantes para a larga aplicação comercial de baterias em sistemas de potência.

VII.1 – Trabalhos Futuros

Este trabalho apresentou uma análise técnica do uso de baterias, abordando as principais características e limitações operacionais da tecnologia.

Análises de sensibilidade foram feitas no sentido de comparar os benefícios trazidos ao sistema na redução do corte de carga, pelo uso de baterias, com os benefícios trazidos pelo uso de recursos amplamente utilizados em sistemas de potência atualmente, tais como as usinas térmicas e a expansão da rede de transmissão.

De forma comparativa, o benefício trazido ao sistema pela aplicação dos recursos utilizados atualmente para a redução do corte de carga é muito maior que o proporcionado pelo uso de baterias, o que numa análise comparativa de custo x benefício relativo, induz a conclusão de que as baterias não são economicamente competitivas frente às demais alternativas citadas.

Uma análise econômica mais detalhada, levando em conta os custos de instalação e de operação de usinas térmicas e sistemas de baterias, mostra-se fundamental para o correto diagnóstico de viabilidade econômica.

Nos casos de estudo simulados para o sistema Nordeste, foi considerada uma disponibilidade energética de 100% nos demais subsistemas do SIN, de modo que quando ocorria déficit de geração interna, a importação de potência era limitada apenas no aspecto elétrico, pela capacidade e disponibilidade das interligações.

Seguindo a mesma linha de pesquisa, a simulação de um caso do SIN, com a representação de toda a sua rede, viabilizaria uma análise energética mais consistente, a medida que a importação de energia em cada subsistema seria limitada não apenas pela disponibilidade elétrica das interligações, como também pela disponibilidade de recursos energéticos no parque gerador.

Neste trabalho, os sistemas de armazenamento via baterias foram utilizados somente junto à fonte eólica, sendo a tecnologia aplicável, também, às demais fontes de geração intermitente. A mesma linha de pesquisa desenvolvida neste trabalho poderia ser seguida para a investigação dos benefícios trazidos pela instalação de baterias junto a sistemas de geração fotovoltaica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ONS. O que é o SIN, 2018. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 12 janeiro 2018.
2. ANEEL. **Nota Técnica nº 0043/2010-SRD/ANEEL**. [S.l.]. 2010.
3. DUTRA, R. M.; SZKLO, A.. A Energia Eólica no Brasil: Proinfa e o Novo Modelo do Setor Elétrico. **Anais do XI Congresso Brasileiro de Energia - CBE**, v. II, p. 842-868, 2006.
4. EPE, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 / Ministério de Minas e Energia**. Brasília: MME/EPE. 2017.
5. ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Procedimentos de Rede - Submódulo 23.3 - Diretrizes e critérios para estudos elétricos, Rio de Janeiro, 16 dezembro 2016. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 2018.
6. SARDINHA, S. L. A. et al. Improvement of Technical Requirements for Connecting Wind Plants in the Brazilian Interconnected Power System. **EletroEvolução - Sistemas de Potência**, v. 87, p. 59 - 66, 2017.
7. ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Procedimentos de Rede - Submódulo 10.6 - Controle da geração, 16 dezembro 2016. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 12 janeiro 2018.
8. ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Reserva de Potência Operativa face ao crescimento da geração eólica no Sistema Interligado Nacional – SIN**. Workshop RPO. Rio de Janeiro: [s.n.]. 2017.
9. ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Chamada nº 21/2016 - Projeto Estratégico: "Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro"**. Brasília. 2016.
10. ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **DESPACHO Nº 864, 28 março 2017**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp2017864_1.pdf>. Acesso em: 16 janeiro 2018.

11. BORGES, C. L. T. **Avaliação da Confiabilidade Composta de Sistemas de Potência em Ambientes Computacionais Paralelos e Distribuídos**. Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro. 1998.
12. DIAS, J. A. S.; BORGES, C. T. Object Oriented Model for Composite Reliability Evaluation Including Time Varying Load and Wind Generation. **IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems**, Singapore, 2010. 767 - 772.
13. ROBYNS, B. et al. **Energy Storage in Electric Power Grids**. United States: John Wiley & Sons, Inc., 2015.
14. IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Technology Roadmap - Energy storage**. Relatório Técnico. Paris. 2014.
15. HU, X. et al. Technological Developments in Batteries. **IEEE Power & Energy Magazine**, v. 15, p. 20 - 31, 2017.
16. ABAQUE. **Visão Geral de Mercado para os Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica no Brasil**. Relatório Técnico. Belo Horizonte. 2016.
17. IRENA, I. R. E. A. **Electricity Storage and Renewables: Costs and markets to 2030**. Relatório Técnico. Abu Dhabi. 2017.
18. EPRI JOURNAL. Ensuring a Clean Grid - Batteries Not Excluded, 18 janeiro 2016. Disponível em: <www.eprijournal.com>. Acesso em: 17 janeiro 2018.
19. BILLINTON, R.; CHEN, H.; GUAJAR, R. A Sequential Simulation Technique for Adequacy Evaluation of Generating Systems Including Wind Energy. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 11, dezembro 1996. 728-734.
20. BILLINTON, R.; BAGEN. **Reliability Considerations in the Utilization of Wind Energy, Solar Energy and Energy Storage in Electric Power Systems**. 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. Estocolmo: [s.n.]. 2006.
21. HUSSEIN, I.; ALMUHAINI, M. **Reliability Assessment of Integrated Wind-Storage Systems using Monte Carlo Simulation**. 13th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD). Dhahran: [s.n.]. 2016.
22. XU, Y.; SINGH, C. Power System Reliability Impact of Energy Storage Integration With Intelligent Operation Strategy. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 5, março 2014. 1129 - 1137.

23. RIFFONNEAU, Y. et al. Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems With Batteries. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, 2, julho 2011. 309 - 320.
24. ZHANG, Y.; ZHU, S.; CHOWDHURY, A. A. Reliability Modeling and Control Schemes of Composite Energy Storage and Wind Generation System With Adequate Transmission Upgrades. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, 2, outubro 2011. 520 - 526.
25. RAMOS, G. A. et al. **Power Quality Study of Large-Scale Wind Farm with Battery Energy Storage System**. 2017 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting. [S.l.]: [s.n.]. 2017. p. 1 - 6.
26. ZHANG, Y. et al. **Voltage Regulation in Distribution Network Using Battery Storage Units via Distributed Optimization**. IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON). [S.l.]: [s.n.]. 2016.
27. WANG, Y. et al. Coordinated Control of Distributed Energy-Storage Systems for Voltage Regulation in Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 31, junho 2016. 1132 - 1141.
28. LEBRE, J. R.; BORGES, C. L. T. **Chronological Evaluation of the Benefit of Storage Systems on Wind Generation Reliability**. CIRED Workshop. Helsinki: [s.n.]. 2016.
29. TIAN, Y. et al. **Reliability and Environmental Benefits of Energy Storage Systems in Firming up Wind Generation**. 2017 North American Power Symposium (NAPS). [S.l.]: [s.n.]. 2017. p. 1-6.
30. CRESESB. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasília. 2001.
31. AMARAL, B. M. **Modelos VARX para geração de cenários de vento e vazão aplicados à comercialização de energia**. Dissertação de Mestrado, PUC Rio. Rio de Janeiro. 2011.
32. EPE. **Caracterização do Recurso Eólico e Resultados Preliminares de sua Aplicação no Sistema Elétrico**. Relatório Técnico. Rio de Janeiro. 2013.
33. DIAS, J. A. S. **Avaliação da Confiabilidade Composta baseada em Simulação de Monte Carlo com Representação da Geração Eólica**. Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro. 2008.

34. P. Z. PEEBLES, J. **Probability, Random Variables, and Random Signal Principles**. 4^o. ed. [S.l.]: McGraw-Hill, 2000.
35. BILLINTON, R.; LI, W. **Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods**. Nova Iorque: Plenum Press, 1994.
36. MONTICELLI, A.; PEREIRA, M. V. F.; GRANVILLE, S. Security-Constrained Optimal Power Flow With Post-Contingency Corrective Rescheduling. **IEEE Transactions on Power System**, Vol. PWRS-2, fevereiro 1987. 175 - 180.
37. MONTICELLI, A. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. 1 Ed. ed. São Paulo: Edgard Blücher Ltda, 1983.
38. MELLO, J. C. D. O. **Determinação do valor da confiabilidade em sistemas compostos de geração e transmissão**. Tese de Doutorado, PUC Rio. Rio de Janeiro. 1994.
39. EPE. **Expansão da Geração Eólica no Brasil**. Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2009.
40. CCEE. Ambiente Livre e Regulado. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado>. Acesso em: fevereiro 2018.
41. CCEE. Contratação de Energia de Reserva. **Regras de Comercialização**, 2015. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras>.
42. MME. **NOTA TÉCNICA Nº 5/2017/AEREG/SE - Aprimoramento do marco legal do setor elétrico**. Ministério de Minas e Energia. Brasília, p. 12 - 14. 2017.
43. BRASIL ENERGIA. EPE estuda adoção de contratos por quantidade para renováveis, 2018. Disponível em: <<https://brasilenergia.editorabrasilenergia.com.br/>>. Acesso em: 22 fevereiro 2018.
44. LEMAIRE-POTTEAU, E. et al. **Assesment of storage ageing in different types of PV systems**: Technical and economical aspects. 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Valencia: [s.n.]. 2008. p. 2765 - 2769.
45. DELOITTE DEVELOPMENT LLC. **Energy storage: Tracking the technologies that will transform the power sector**. Relatório Técnico. [S.l.]. 2015.
46. TER-GAZARIAN, A. G. **Energy Storage for Power Systems**. 2. ed. London: The Institution of Engineering and Technology, 2011.

47. SCOTT, I.; LEE, S.-H. **Large Energy Storage Systems Handbook**. Nova Iorque: CRC Press & Taylor & Francis Group, 2011.
48. JONGERDEN, M. R.; HAVERKORT, B. R. H. M. Battery Modeling. **CTIT Technical Report Series**, Enschede, no. TR-CTIT-08-01, 2008.
49. D., R.; S., V. **An Analytical High-Level Battery Model for Use in Energy Management of Portable Electronic Systems**. Proceedings of the 2001 IEEE/ACM International Conference on Computer-Aided Design. [S.l.]: [s.n.], 2001. p. 488-493.
50. NREL. **Technoeconomic Modeling of Battery Energy Storage in SAM**. National Renewable Energy Laboratory. Denver West Parkway, p. 8. 2015. (NREL/TP-6A20-64641).
51. LEITE, A. P. Probabilistic Wind Farms Generation Model for Reliability Studies applied to Brazilian Sites. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 4, p. 1493 - 1501, Novembro 2006.
52. RTS TASK FORCE SUBCOMMITTEE. IEEE Reliability Test System. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Vol. PAS-98, Nov./Dez. 1979.
53. EPE. **Considerações sobre as taxas de indisponibilidade para cálculo de recálculo de Garantia Física de Projetos Eólicos**. Relatório Técnico. Rio de Janeiro. 2016.
54. LABPLAN/UFSC. **Sistema BDCConf – Volume I**. Universidade Federal de Santa Catarina. Santa Catarina. 2006. Relatório Técnico.
55. EPE. **Dados para Simulações Elétricas do SIN**, 2017. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-transmissao/dados-para-simula%C3%A7%C3%B5es-el%C3%A9tricas-do-sin>>. Acesso em: 04 fev. 2018.
56. ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Histórico da Operação, 2018. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>>. Acesso em: 12 janeiro 2018.
57. DUTRA, R. M.; SZKLO,. Hydro-Wind Power Complementarity: A Way to Implementing Wind Power in Brazil. **10th World Renewable Energy Congress - WREC X**, Glasgow, p. 2344-2349, 2008.
58. ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Manual de Procedimentos da Operação - Módulo 10 - Áreas do Controle Automático de Geração

do Sistema Interligado, 2017. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>>. Acesso em: 13 janeiro 2018.

59. ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Manual de Procedimentos da Operação - Módulo 10 - Conceitos Básicos de Controle Automático de Geração, 2017. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>>. Acesso em: 13 janeiro 2018.
60. SCHILLING, M. T.; SOUZA, J. C. S. D.; FILHO, M. B. D. C. **Procedimentos e Critérios para Análise Computacional de Confiabilidade Preditiva Composta Probabilística de Sistemas Elétricos de Potência de grande porte**. Relatório Técnico. Niterói. 2004.

ANEXO A – DADOS DO SISTEMA RTS

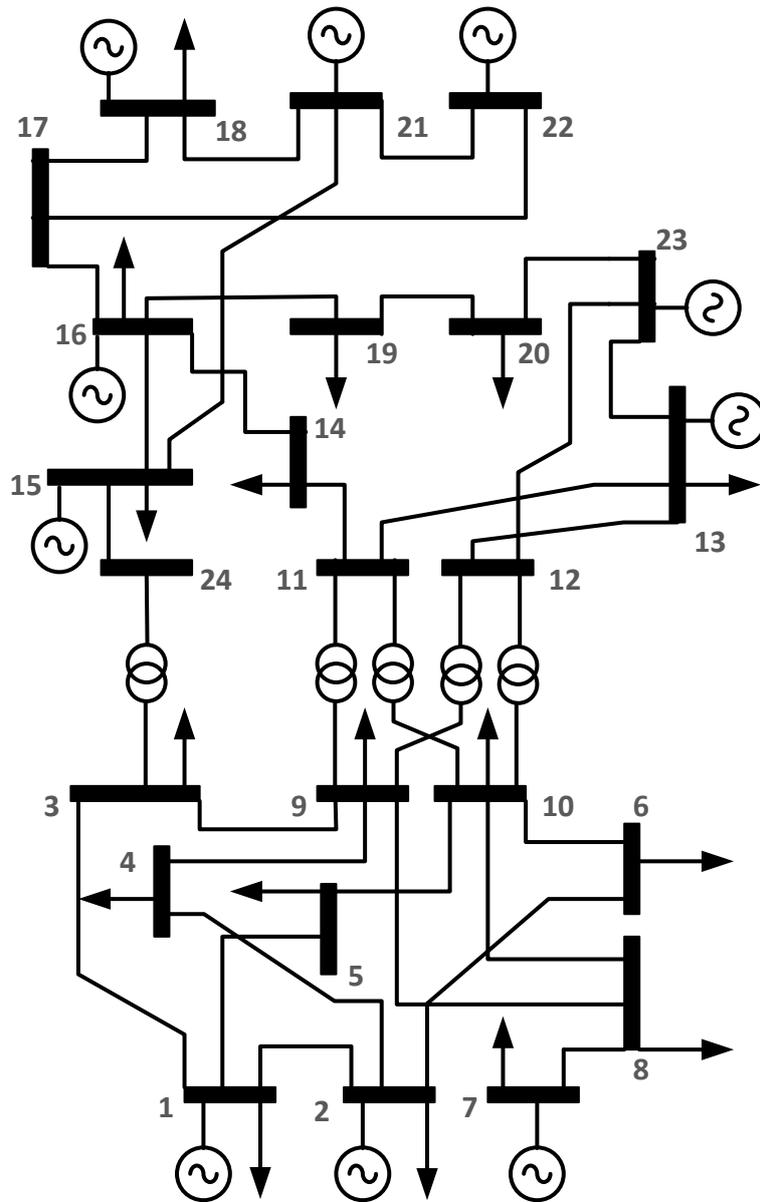


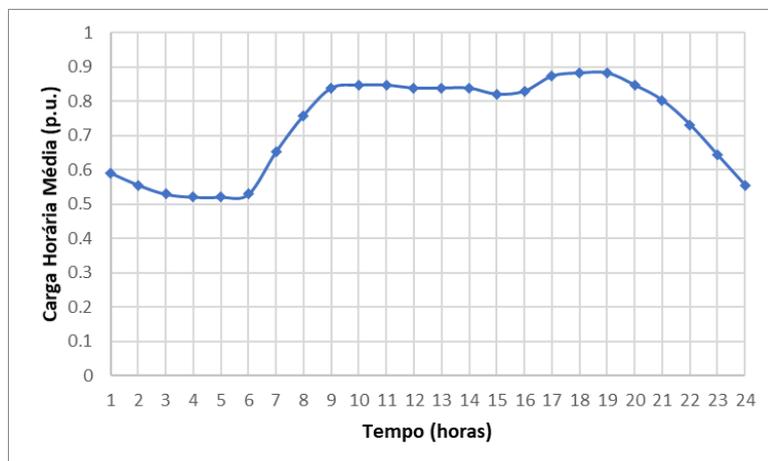
Figura 77 – Sistema RTS

Tabela 50 – Dados de geração

Barra	Nome	Unidades	Potência Máxima (MW)	Taxa de Falha (oc./hora)	Taxa de Retorno (hora ⁻¹)
1	USINA-01_1	2	20	0.002222	0.020000
1	USINA-01_2	2	76	0.000510	0.025000
2	USINA-02_1	2	20	0.002222	0.025000
2	USINA-02_2	2	76	0.000510	0.025000
7	USINA-07_1	3	100	0.000833	0.020000
13	USINA-13_1	3	197	0.001053	0.020000
15	USINA-15_1	5	12	0.000340	0.016667
15	USINA-15_2	1	155	0.001042	0.025000
16	USINA-16_1	1	155	0.001042	0.025000
18	USINA-18_1	1	400	0.000909	0.006667
21	USINA-21_1	1	400	0.000909	0.006667
22	USINA-22_1	6	50	0.000505	0.050000
23	USINA-23_1	2	155	0.001042	0.025000
23	USINA-23_2	1	350	0.000870	0.010000

Tabela 51 - Carga nominal e perfil horário médio

Barra	Carga nominal (MW)
1	108
2	97
3	180
4	74
5	71
6	136
7	125
8	171
9	175
10	195
13	265
14	194
15	317
16	100
18	333
19	181
20	128



Carga nominal do sistema: 2850 MW
Capacidade de geração instalada: 3405 MW
Reserva Estática = 20%

Tabela 52 – Dados de Circuito

Barra (de)	Barra (para)	Número do circuito	Resistência (%)	Reatância (%)	Susceptância (MVAR)	Tap	Tap min	Tap max	Capacidade (MW)	Taxa de Falha (oc./hora)	Taxa de Retorno (hora ⁻¹)
1	2	1	0.26	1.39	46.11				262	0.000027	0.062500
1	3	1	5.46	21.12	5.72				262	0.000058	0.100000
1	5	1	2.18	8.45	2.29				262	0.000038	0.100000
2	4	1	3.28	12.67	3.43				262	0.000045	0.100000
2	6	1	4.97	19.20	5.20				262	0.000055	0.100000
3	9	1	3.08	11.9	3.22				262	0.000043	0.100000
3	24	1	0.20	8.40	0	1.04	0.8	1.1	600	0.000002	0.001302
4	9	1	2.68	10.37	2.81				262	0.000041	0.100000
5	10	1	2.28	8.83	2.39				262	0.000039	0.100000
6	10	1	1.39	6.05	245.9				262	0.000038	0.028571
7	8	1	1.59	6.14	1.66				262	0.000034	0.100000
8	9	1	4.27	16.51	4.47				262	0.000050	0.100000
8	10	1	4.27	16.51	4.47				262	0.000050	0.100000
9	11	1	0.20	8.39	0	1.04	0.8	1.1	600	0.000002	0.001302
9	12	1	0.20	8.39	0	1.04	0.8	1.1	600	0.000002	0.001302
10	11	1	0.20	8.39	0	1.04	0.8	1.1	600	0.000002	0.001302
10	12	1	0.20	8.39	0	1.04	0.8	1.1	600	0.000002	0.001302
11	13	1	0.61	4.76	9.99				500	0.000046	0.090909
11	14	1	0.54	4.18	8.79				750	0.000045	0.090909
12	13	1	0.61	4.76	9.99				750	0.000046	0.090909
12	23	1	1.24	9.66	20.30				750	0.000059	0.090909

Barra (de)	Barra (para)	Número do circuito	Resistência (%)	Reatância (%)	Susceptância (MVAR)	Tap	Tap min	Tap max	Capacidade (MW)	Taxa de Falha (oc./hora)	Taxa de Retorno (hora ⁻¹)
13	23	1	1.11	8.65	18.18				750	0.000056	0.090909
14	16	1	0.50	3.89	8.18				750	0.000043	0.090909
15	16	1	0.22	1.73	3.64				750	0.000038	0.090909
15	21	1	0.63	4.90	10.30				750	0.000047	0.090909
15	21	2	0.63	4.90	10.30				750	0.000047	0.090909
15	24	1	0.67	5.19	10.91				750	0.000047	0.090909
16	17	1	0.33	2.59	5.45				750	0.000040	0.090909
16	19	1	0.30	2.31	4.85				750	0.000039	0.090909
17	18	1	0.18	1.44	3.03				750	0.000037	0.090909
17	22	1	1.35	10.53	22.12				750	0.000062	0.090909
18	21	1	0.33	2.59	5.45				750	0.000040	0.090909
18	21	2	0.33	2.59	5.45				750	0.000040	0.090909
19	20	1	0.51	3.96	8.33				750	0.000043	0.090909
19	20	2	0.51	3.96	8.33				750	0.000043	0.090909
20	23	1	0.28	2.16	4.55				750	0.000039	0.090909
20	23	2	0.28	2.16	4.55				750	0.000039	0.090909
21	22	1	0.87	6.78	14.24				750	0.000051	0.090909