



AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DA REPRESENTAÇÃO DAS SÉRIES TEMPORAIS
DE GERAÇÃO HIDRELÉTRICA E EÓLICA NA CONFIABILIDADE COMPOSTA DO
SISTEMA ELÉTRICO

Vanessa Stephan Lopes

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 2013

AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DA REPRESENTAÇÃO DAS SÉRIES TEMPORAIS
DE GERAÇÃO HIDRELÉTRICA E EÓLICA NA CONFIABILIDADE COMPOSTA DO
SISTEMA ELÉTRICO

Vanessa Stephan Lopes

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. Julio Cesar Stacchini de Souza, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2013

Lopes, Vanessa Stephan

Avaliação da influência da representação das séries temporais de geração hidrelétrica e eólica na confiabilidade composta do sistema elétrico/ Vanessa Stephan Lopes – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2013.

XVI, 126 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2013.

Referencias Bibliográficas: p. 123 - 126

1. Eólica 2. Confiabilidade Composta 3. Sistema Interligado Nacional. I. Borges, Carmen Lucia Tancredo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

Ao meu querido marido Pedro Henrique e nosso bebê que acompanhou bem de perto os últimos meses dessa dissertação.

AGRADECIMENTOS

Ao meu marido, pelo incentivo e carinho incondicionais nas horas que mais precisei. Além da ajuda emocional e técnica, essenciais para conclusão da minha dissertação.

Aos meu pais, meus eternos apoiadores, pelo exemplo de vida e educação sem os quais jamais chegaria onde cheguei.

Aos meus irmãos pelos momentos de carinho e descontração.

Às minhas avós pelas incansáveis orações.

À minha orientadora, Carmen Lucia Tancredo Borges, pelos valiosos ensinamentos, me acompanhando desde a graduação, e pelo empenho para conclusão do meu mestrado.

Aos professores Djalma Falcão e Julio Stacchini de Souza por se disponibilizarem a participar da Banca Examinadora e pelas valiosas sugestões de melhoria do texto.

Ao Júlio Alberto Dias, pela disponibilização do *software* de simulação e pela paciência e dedicação voluntária para o desenvolvimento da minha dissertação.

À EPE, pela liberação em tempo parcial para conclusão das disciplinas. Agradeço especialmente ao Grupo de Estudos de Transmissão do Sul (GET-SUL) pela disponibilização de informações e apoio.

A todos os meus amigos que me apoiaram. Em especial aos meus amigos de todo dia, Aretha Campos, Fábio Rocha, Priscilla Guarini, Renata Ribeiro e Renato Haddad. Ao meu amigo conselheiro Maxwell Cury. À minha amiga de mestrado Joana Reis que tornou a conclusão das disciplinas mais agradáveis e fáceis.

À UFRJ, por me aceitar novamente como sua aluna. Aos professores pela minha formação acadêmica. Agradeço também à Daniele, funcionária do PEE, pela profissionalismo e rapidez na prestação de informações.

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

AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DA REPRESENTAÇÃO DAS SÉRIES TEMPORAIS DE GERAÇÃO HIDRELÉTRICA E EÓLICA NA CONFIABILIDADE COMPOSTA DO SISTEMA ELÉTRICO

Vanessa Stephan Lopes

Março/2013

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges

Programa: Engenharia Elétrica

Esse trabalho tem como objetivo avaliar o impacto da inserção da geração eólica nos índices de confiabilidade de sistemas elétricos. Devido a intermitência deste tipo de fonte, torna-se necessária a avaliação dos dados de geração e carga ao longo do tempo, de modo a contemplar as sazonalidades inerentes aos processos naturais bem como variáveis relacionadas à operação de sistemas elétricos (despacho das usinas geradoras, injeção de potência reativa e manobra de equipamentos, por exemplo).

Desta forma, o presente trabalho utiliza a Simulação Monte Carlo Sequencial para avaliar a confiabilidade composta em três sistemas (sistema de 4 barras, IEEE-RTS e sistema equivalente do Rio Grande do Sul), procurando preservar, desta forma, todos os aspectos cronológicos necessários às análises.

Os resultados obtidos apontam para a necessidade de uso de uma fonte de energia firme como contraponto ao aumento do suprimento via energia eólica. Além disso, a utilização da Simulação Monte Carlo Sequencial permite avaliar de forma mais precisa o impacto dos reforços previstos para expansão do Sistema de Transmissão.

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

EVALUATION OF REPRESENTING HYDROELECTRIC AND WIND GENERATION
TIME SERIES IN THE COMPOSITE RELIABILITY OF ELECTRICAL SYSTEMS

Vanessa Stephan Lopes

March/2013

Advisor: Carmen Lucia Tancredo Borges

Department: Electrical Engineering

This study aims to evaluate the impact of wind generation integration in the reliability indices of electrical systems. Due to intermittence of this source, it becomes necessary to evaluate the data generation and load over time in order to address the seasonality inherent in natural processes as well as variables related to the operation of electrical systems (coordination of generating plants, reactive power injection and handling equipment, for example).

Thus, this paper uses Monte Carlo simulation to evaluate reliability Sequential composed of three systems (4 bus test system, IEEE-RTS and equivalent system of Rio Grande do Sul), trying to preserve this way, all chronological aspects required in analyzes.

The results point to the need of a firm energy source as opposed to the steady increase in supply through wind energy. Furthermore, the use of Sequential Monte Carlo Simulation allows to assess more accurately the impact of the reinforcements provided for expansion of the transmission system.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I INTRODUÇÃO.....	1
I.1 Descrição do Sistema Brasileiro.....	1
I.2 Geração Hidráulica e Pequenas Centrais Hidrelétricas	3
I.3 Geração Eólica.....	6
I.4 Objetivo da Dissertação.....	15
I.5 Revisão Bibliográfica	16
I.6 Estrutura da Dissertação	19
CAPÍTULO II PLANEJAMENTO DA GERAÇÃO E DA TRANSMISSÃO.....	20
II.1 Papel do Planejamento	20
II.2 Estudos do planejamento	21
II.2.1 Planejamento da Geração	21
II.2.2 Planejamento da Transmissão	23
II.3 Inserção da Confiabilidade no Planejamento	25
II.3.1 Complementaridade entre gerações e a correlação com a carga.....	28
CAPÍTULO III AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE COMPOSTA CONSIDERANDO A SIMULAÇÃO CRONOLÓGICA	31
III.1 Introdução.....	31
III.2 Confiabilidade Composta	34
III.2.1 Algoritmo conceitual da SMC Sequencial	35
III.2.2 Amostragem da Duração dos Estados dos Componentes	35
III.2.3 Análise de Adequação.....	38
III.2.4 Cálculo dos Índices de Confiabilidade.....	38
III.2.5 Análise da Convergência.....	40
III.2.6 Processamento do passo de simulação	41
III.3 Consideração das curvas cronológicas de geração e carga na confiabilidade	41
III.3.1 Geração Eólica	41
III.3.2 Geração Hidráulica.....	43
III.3.3 Criação das Curvas Cronológicas para Simulação Monte Carlo Sequencial ..	45
III.4 Clusterização de Dados	46
III.5 Programa para Avaliação da Confiabilidade Composta.....	48

III.6	Premissas adotadas para o despacho de geração	50
CAPÍTULO IV	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	52
IV.1	Sistema 4 barras	52
IV.1.1	Resultados Sistema 4 barras	57
IV.1.2	Análise da interferência da geração eólica	63
IV.1.3	Clusterização das Séries	68
IV.2	Sistema RTS	72
IV.2.1	Resultados Sistema IEEE RTS.....	75
IV.2.2	Impacto da consideração da confiabilidade no sistema de transmissão planejado.....	80
CAPÍTULO V	ESTUDO DE CASO REAL	87
V.1	Análise do Fluxo de Potência	101
V.2	Corte de Carga calculado pelo Fluxo de Potência Ótimo.....	108
V.3	Consideração das Curvas de Geração e Carga do Verão 2013/2014	112
1.	Cálculo da Geração Térmica Adicional	113
2.	Cálculo da Geração Eólica Adicional	114
V.4	Análise da Confiabilidade Composta – Impacto das Obras de Transmissão	116
CAPÍTULO VI	CONCLUSÃO.....	119
VI.1	Sugestões de Trabalhos Futuros	121
BIBLIOGRAFIA	123

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura I-1 - Mapa representativo da integração eletroenergética do SIN, [1].....	1
Figura I-2 – Percentual tipos de fontes de energia elétrica no Brasil.....	3
Figura I-3– Percentual de participação da Energia hidráulica na produção total de energia elétrica, [4].....	4
Figura I-4 – Marcos no desenvolvimento da energia eólica, século XX, [5].....	6
Figura I-5– Crescimento da Capacidade de Produção Energia Mundial, dados extraídos de [6]	7
Figura I-6 – Capacidade de Produção Energia Eólica nos países Europeus, dados extraídos de [6].....	8
Figura I-7– Capacidade de Produção Energia Eólica nos países da América, dados extraídos de [6].....	8
Figura I-8– Percentual de participação da Energia eólica na produção total de energia elétrica, dados extraídos de [7]	9
Figura I-9 - Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, [5]	10
Figura I-10– Potência Eólica Instalada , acumulada ao final de cada ano (MW), Brasil.....	10
Figura I-11– Usinas eólicas vencedoras dos leilões 2009-2011-	12
Figura I-12– Montante em MW de usinas Eólica contratadas nos leilões de 2009-2011, dados extraídos de [2].....	12
Figura I-13 – Preço médio da energia eólica vendida nos últimos leilões R\$/MWh , dados extraídos de [2]	13
Figura I-14 - Preço médio da energia por tipo de fonte vendida nos últimos leilões R\$/MWh, dados extraídos de [2].....	13
Figura I-15 – Resumo da situação da geração eólica no Brasil, dados extraídos de [2]	14
Figura II-1 – Entidades do setor elétrico brasileiro e suas atribuições, [23]	20
Figura II-2 – Subsistemas e Interligações, [10].....	22
Figura II-3 – Iteração Planejamento da Geração e Planejamento da Transmissão, [10].....	23
Figura II-4 - Etapas do processo de planejamento	26
Figura II-5 - Complementaridade Chuva - Ventos no Território Brasileiro, [25].....	28
Figura II-6 – Curva de Potência (geração eólica x geração hidráulica)	29
Figura III-1 – Avaliação da Confiabilidade NH1	32

Figura III-2 – Avaliação da Confiabilidade NH2.....	32
Figura III-3 – Etapas da Avaliação da Confiabilidade Composta.....	34
Figura III-4 – Amostragem da duração dos estado dos componetes, [26]	37
Figura III-5 – Curva Potência x Velocidade (modelo adotado no trabalho)	43
Figura III-6 – Curva de eficiência turbina Kaplan, [28].....	44
Figura III-7– Exemplo de entrada de dados	45
Figura III-8 – Técnica de clusterização	46
Figura III-9 - Exemplo de Execução do algoritmo <i>k-means</i> , [29].....	47
Figura III-10 – Modelo de simulação Monte Carlo genérico	48
Figura III-11 – Premissa adota para o despacho da geração	51
Figura IV-1– Sistema de 4 barras	52
Figura IV-2 – Geração Mensal de Potência – PCH.....	54
Figura IV-3– Curva Mensal de Potência – PCH e Eólica NE1	54
Figura IV-4 – Curva Mensal de Potência – PCH e Eólica NE2	55
Figura IV-5 – Curva Mensal de Potência – PCH e Carga 1	56
Figura IV-6– Curva Mensal de Potência – PCH e carga 2.....	57
Figura IV-7 – Corte de carga ao longo de um ano considerando ou não a curva de geração eólica e PCH	64
Figura IV-8 – Corte de carga ao longo de um ano considerando apenas a curva de geração eólica e c considerando a complementação Eólica NE1/ PCH	65
Figura IV-9 – Corte de carga ao longo de um ano considerando os casos com eólica e PCH com e sem complementaridade.....	65
Figura IV-10 – Corte de carga ao longo de um ano considerando os casos com eólica e PCH sem complementaridade	66
Figura IV-11 – Corte de carga ao longo de um ano considerando os casos com eólica e PCH com complementaridade	67
Figura IV-12 – Exemplo de resultado de clusterização com o auxilio da função <i>k means</i> do Matlab, [36]	68
Figura IV-13 – Sistema teste IEEE – RTS, [33].....	73
Figura IV-14 – Análise determinística fluxo de potência (MVA) regime permanente sistema IEE-RTS	82

Figura IV-15 – Análise determinística fluxo de potência (MVA) regime permanente sistema IEEE RTS com reforços – Regime Normal.....	83
Figura IV-16 – Análise determinística fluxo de potência (MVA) regime permanente sistema IEEE RTS com reforços - Contingência da LT Gerdcar(13) – SE12(12).....	84
Figura V-1 – Sistema equivalente Rio Grande do Sul.....	88
Figura V-2 – Localização das eólicas e usinas a fio d’água com curvas representadas.....	91
Figura V-3 Regiões com potencial eólico no estado do Rio Grande do Sul	92
Figura V-4 – Correlação potência eólica de Livramento e Osório.....	93
Figura V-5 – Correlação potência eólica de Livramento e Osório e usinas a fio d’água - Janeiro.....	94
Figura V-6– Correlação potência eólica de Livramento e Osório e usinas a fio d’água – Fevereiro.....	95
Figura V-7– Correlação potência eólica de Livramento e Osório e usinas a fio d’água - Março.....	95
Figura V-8– Correlação potência eólica de Livramento e Osório e usinas a fio d’água - Abril.....	96
Figura V-9– Correlação potência eólica de Livramento e Osório e usinas a fio d’água - Maio.....	96
Figura V-10– Correlação potência eólica de Livramento e Osório e usinas a fio d’água – Junho.....	97
Figura V-11– Correlação potência eólica de Livramento e Osório e usinas a fio d’água - Julho	97
Figura V-12– Correlação potência eólica de Livramento e Osório e usinas a fio d’água – Agosto.....	98
Figura V-13– Correlação potência eólica de Livramento e Osório e usinas a fio d’água - Setembro.....	98
Figura V-14– Correlação potência eólica de Livramento e Osório e usinas a fio d’água - Outubro.....	99
Figura V-15– Correlação potência eólica de Livramento e Osório e usinas a fio d’água - Novembro	99

Figura V-16 – Correlação potência eólica de Livramento e Osório e usinas a fio d’água – Dezembro.....	100
Figura V-17 – Sistema de Transmissão - Rio Grande do Sul, [1].....	101
Figura V-18 – Sistema de Transmissão de 525 kV Rio Grande do Sul contendo as obras indicadas em [9] devido a inserção da geração eólica na região	103
Figura V-19 – Sistema Rio Grande do Sul – Verão 2013/2014 – Regime Normal (Sistema Equivalente) – 525 kV	104
Figura V-20 – Sistema Rio Grande do Sul – Verão 2013/2014 – Regime Normal (Sistema Equivalente) – 230 kV	105
Figura V-21 – Sistema Rio Grande do Sul – Verão 2013/2014 – Contingência da LT 525 kV Nova santa Rita – Campos Novos- (Sistema Equivalente) – 525 kV.....	106
Figura V-22 – Sistema Rio Grande do Sul – Verão 2013/2014 – Contingência da LT 525 kV Nova santa Rita – Campos Novos- (Sistema Equivalente) – 230 kV.....	107
Figura V-23– Sistema Rio Grande do Sul – Verão 2013/2014 – Contingência da LT 525 kV Nova santa Rita – Campos Novos- (Sistema Equivalente) – Resultado pós FPO – Sistema 525 kV	109
Figura V-24 – Sistema Rio Grande do Sul – Verão 2013/2014 – Contingência da LT 525 kV Nova santa Rita – Campos Novos- (Sistema Equivalente) – Resultado pós FPO – Sistema 230 kV.....	110
Figura V-25 - EENS considerando térmica adicional na subestação Nova Santa Rita.....	114
Figura V-26 - EENS considerando eólica adicional na subestação Nova Santa Rita	115

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela IV-1– Dados de Geração	53
Tabela IV-2 – Dados do Sistema de Transmissão	53
Tabela IV-3 – Dados Curva de Potência – PCH	54
Tabela IV-4 – Dados Curva de Potência – Eólica NE1	55
Tabela IV-5 – Dados Curva de Potência – Eólica NE2.....	56
Tabela IV-6 – Casos simulados para o sistema de 4 barras.....	57
Tabela IV-7– Índices de Confiabilidade – Caso 1.1.....	58
Tabela IV-8 – Índices de Confiabilidade – Caso 1.2.....	58
Tabela IV-9 – Índices de Confiabilidade – Caso 1.3.....	59
Tabela IV-10 – Índices de Confiabilidade – Caso 1.4.....	60
Tabela IV-11 – Índices de Confiabilidade – Caso 1.5.....	61
Tabela IV-12 – Índices de Confiabilidade – Caso 1.6.....	61
Tabela IV-13 – Comparação dos resultados dos 6 casos analisados	62
Tabela IV-14 – Comparação dos resultados após a clusterização dos dados.....	70
Tabela IV-15 – Comparação dos resultados após a clusterização dos dados considerando apenas geração eólica	71
Tabela IV-16 – Dados de Geração e Carga	74
Tabela IV-17 – Casos simulados para o sistema de IEEE RTS	75
Tabela IV-18 – Índices de Confiabilidade – Caso 2.1.....	76
Tabela IV-19 – Índices de Confiabilidade – Caso 2.2.....	76
Tabela IV-20 – Índices de Confiabilidade – Caso 2.3.....	77
Tabela IV-21 – Índices de Confiabilidade – Caso 2.4.....	78
Tabela IV-22 – Índices de Confiabilidade – Caso 2.5.....	79
Tabela IV-23 – Índices de Confiabilidade – Caso 2.5.....	79
Tabela IV-24 – Casos simulados para o sistema IEEE RTS – verificação do impacto da rede nos índices de confiabilidade.....	81
Tabela IV-25 – Impacto dos reforços nos índices de confiabilidade da rede.....	85
Tabela IV-26 – Redução dos índices de confiabilidade	85
Tabela V-1– Dados de Confiabilidade de Geração	89
Tabela V-2 – Dados de Confiabilidade do Sistema de Transmissão.....	89

Tabela V-3 – Dados de Geração do Sistema	90
Tabela V-4 – Despacho das Térmicas a carvão – Caso equivalente	103
Tabela V-5 – Corte de Carga Verão Rio Grande do Sul – Com e sem geração eólica (Osório e Livramento)	112
Tabela V-6 – Descrição dos Casos – Sistema Rio Grande do Sul	116
Tabela V-7 – Índices de Confiabilidade – Rio Grande do Sul – Ciclo Tarifário 2013/2014	117
Tabela V-8 – Maiores Cortes de Carga Verificado Rio Grande do Sul sem reforços– Ciclo Tarifário 2013/2014.....	118
Tabela V-9 – Maiores Cortes de Carga Verificado Rio Grande do Sul com reforços – Ciclo Tarifário 2013/2014.....	118

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

SIN	Sistema Interligado Nacional;
SMC	Simulação Monte Carlo;
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico;
EPE	Empresa de Pesquisa Energética;
PDE	Plano Decenal de Expansão Energética;
FPO	Fluxo de Potência Ótimo;
UHE	Usina Hidrelétrica de Energia
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
EOL	Central Geradora Eolielétrica
SOL	Central Geradora Solar Fotovoltaica
UTE	Usina Termelétrica de Energia
UTN	Usina Termonuclear

CAPÍTULO I INTRODUÇÃO

I.1 Descrição do Sistema Brasileiro

O Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN) é o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil. O SIN é um sistema hidrotérmico de grande porte apresentando características únicas, como a predominância significativa da energia hidráulica. O sistema interligado conta com a participação de múltiplos proprietários e tem uma malha interligada. A Figura I-1 representa a integração entre os sistemas de produção e transmissão brasileiro.

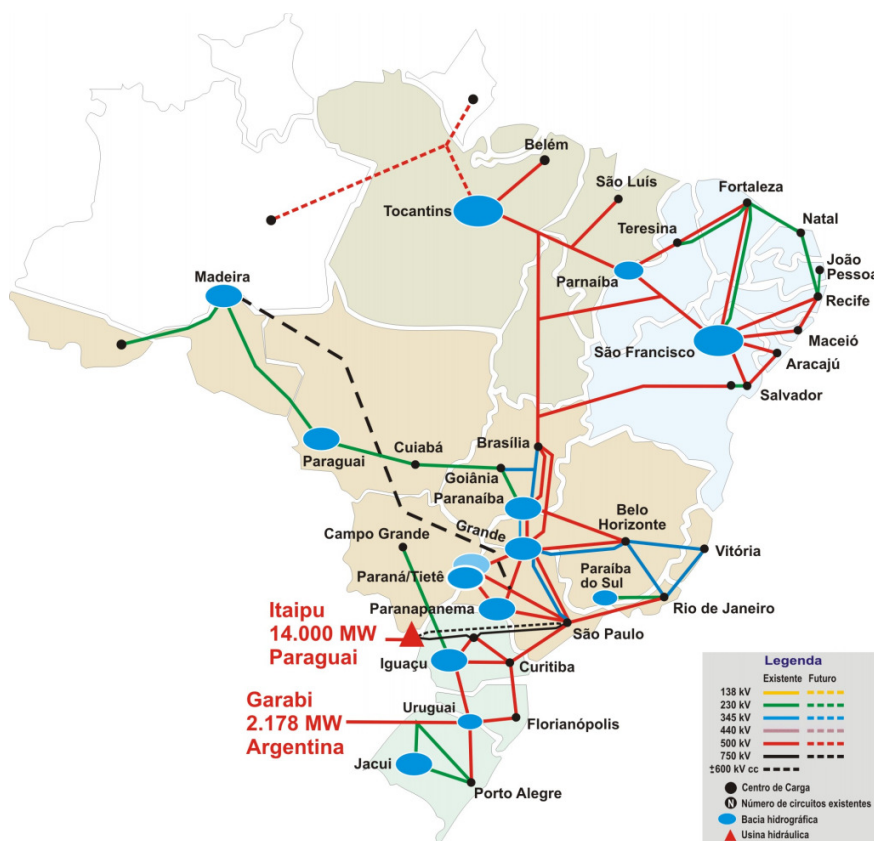


Figura I-1 - Mapa representativo da integração eletroenergética do SIN, [1]

O sistema elétrico brasileiro contou com a expansão da energia elétrica através de grandes reservatórios hidroelétricos durante anos. Entretanto, atualmente os projetos hidráulicos têm dificuldade de sair do papel devido, principalmente, aos impasses socioambientais. Deve-se ressaltar, que o Brasil utiliza apenas um terço do potencial hidráulico total existente no país e uma estratégia energética que se tem utilizado e que vem ganhando espaço na matriz de energia elétrica brasileira são as usinas a fio d'água, que não necessitam dos grandes reservatórios, principais responsáveis pelos impasses ambientais.

Aliado a este fato, nos últimos anos, através das políticas de incentivo, o Brasil tem mostrado um compromisso na diversificação de fontes de geração de energia elétrica. Dentre as fontes de energia renováveis que vem sendo inseridas no sistema elétrico brasileiro, a energia eólica tem crescido de forma substancial. Entre os principais motivos para sua adoção estão o grande potencial deste tipo de fonte no Brasil e o seu baixo impacto ambiental.

A fonte de energia hidráulica, predominante no Brasil como apresentado na Figura I-2, obtida de [2], se difere em muitos aspectos da geração eólica. O Brasil conta com grandes reservatórios hidráulicos na operação do SIN enquanto a energia eólica possui incertezas e dificuldade de armazenamento.

Por outro lado, estudos mostram que existe complementaridade entre o volume útil dos reservatórios e os ventos em algumas regiões brasileiras. A vazão afluyente do reservatório de Sobradinho, por exemplo, apresenta correlação negativa (indicativo de complementaridade) com os ventos da costa do Ceará [3]. Assim, a complementaridade hidráulico-eólica pode representar uma forma de minimizar os riscos de déficit de geração de energia. Outro aspecto interessante de ser analisado é o comportamento do vento em diversas regiões distintas em um mesmo estado, podendo também os diferentes parques eólicos apresentarem complementaridade eólica/eólica.

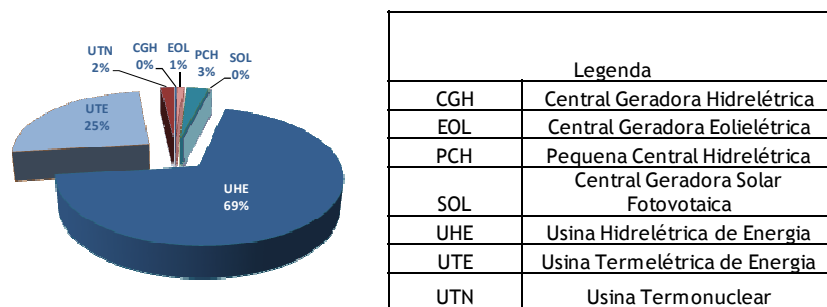


Figura I-2 – Percentual tipos de fontes de energia elétrica no Brasil

A diversificação da fonte de energia elétrica brasileira, contando com a inserção de usinas a fio d'água e eólicas, além de alterar a matriz de energia elétrica também causa impactos na expansão do sistema de transmissão que vem se adequando a inserção das novas fontes.

Neste cenário, o presente trabalho tem por objetivo avaliar o impacto da inserção da geração eólica em um sistema elétrico predominantemente hidrotérmico. Além disso, pretende-se avaliar de que forma a complementaridade da hidráulica com a eólica ou eólica/eólica pode ser utilizada de forma a beneficiar o sistema elétrico, considerando também as séries temporais de carga do sistema e a correlação da mesma com os dois tipos de fonte.

Com o intuito de preservar as características das curvas cronológicas do sistema, dos aspectos aleatórios das fontes de geração, da carga e do sistema de transmissão, as análises realizadas no presente trabalho estão pautadas na confiabilidade de sistemas de potência através da Simulação Monte Carlo Sequencial. As secções a seguir apresentam o histórico de inserção da geração hidráulica e eólica no sistema brasileiro.

I.2 Geração Hidráulica e Pequenas Centrais Hidrelétricas

A geração de energia através das hidrelétricas já é utilizada desde o final do século XIX onde a primeira hidrelétrica do mundo foi construída. No Brasil a primeira hidrelétrica foi construída no reinado de D. Pedro II no município de Diamantina, utilizando as águas do Ribeirão do Inferno, afluente do rio Jequitinhonha, de acordo com [4]. Ainda segundo

[4], a potência instalada das unidades aumentou significativamente em pouco mais de 100 anos mantendo o mesmo princípio de funcionamento, entretanto evoluindo na tecnologia permitindo maior eficiência e confiabilidade.

Apesar de a água ser o recurso natural mais abundante do mundo, a tecnologia da hidroeletricidade ser totalmente desenvolvida e, além de não contribuir para emissão de gases poluentes, a participação da água na matriz elétrica no mundo é baixa. No Brasil, a realidade é diferente onde a participação da energia hidráulica na produção de eletricidade chega a mais de 80%, conforme evidenciado na Figura I-3.

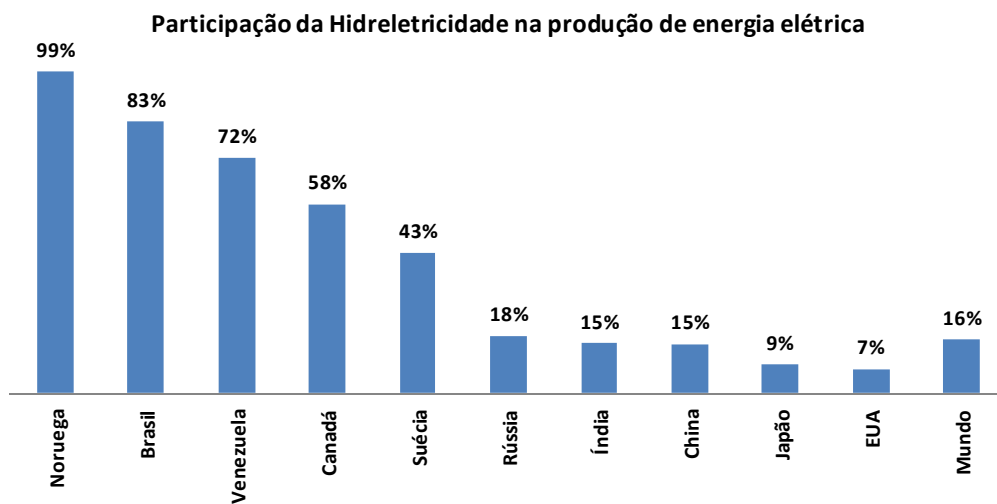


Figura I-3– Percentual de participação da Energia hidráulica na produção total de energia elétrica, [4]

Mesmo assim, a participação das hidrelétricas na matriz elétrica tem apresentando um decréscimo. No Brasil, por exemplo, onde sua participação ainda é alta, a energia hidrelétrica já chegou a representar 90% do total. Um dos principais fatores que levaram a redução de hidrelétricas na matriz elétrica é a questão ambiental. Os grandes reservatórios, bem como o impacto na vida da população e da fauna e da flora durante a construção da usina são fatores significativos em termos ambientais.

Nesse sentido, as usinas a fio d'água tem se apresentado como alternativa por não apresentarem grandes reservatórios. Entretanto, o fato de as usinas a fio d'água não apresentarem grandes reservatórios, elas necessitam de algum outro tipo de fonte complementar nos períodos de seca.

Nos sistemas testes do presente trabalho serão analisadas PCHs a fio d'água, que são usinas com potência igual ou superior a 1 MW e igual o inferior a 30 MW sem reservatório de acumulação. As PCH's tem ganhado força, por terem um custo acessível, menor prazo de implementação que as hidrelétricas e manutenção do investimento; além de facilidades oferecidas pela legislação e disponibilidade de tecnologias eficientes.

Hoje, aproximadamente 69% da energia elétrica no Brasil é proveniente de UHE (Usina Hidrelétrica de Energia) e 3% proveniente de PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas), Figura I-2.

I.3 Geração Eólica

No início dos anos 70, o interesse por fontes renováveis de baixo impacto ambiental aumentou de forma significativa. Este fato deve-se principalmente às duas crises do Petróleo (1973 e 1979 [3]). Assim, a preocupação em reduzir a dependência da matriz energética em relação ao Petróleo e Gás impulsionaram as pesquisas em fontes alternativas.

Neste contexto, o desenvolvimento da tecnologia de geração eólica foi marcante. Embora, este tipo de energia não fosse economicamente competitivo em relação às fontes tradicionais, houve incentivos governamentais para inserção desta fonte a partir dos anos 80, iniciado com o PROINFA [3]. A Figura I-4 [5], apresenta os principais marcos do desenvolvimento da Energia Eólica no século 20.

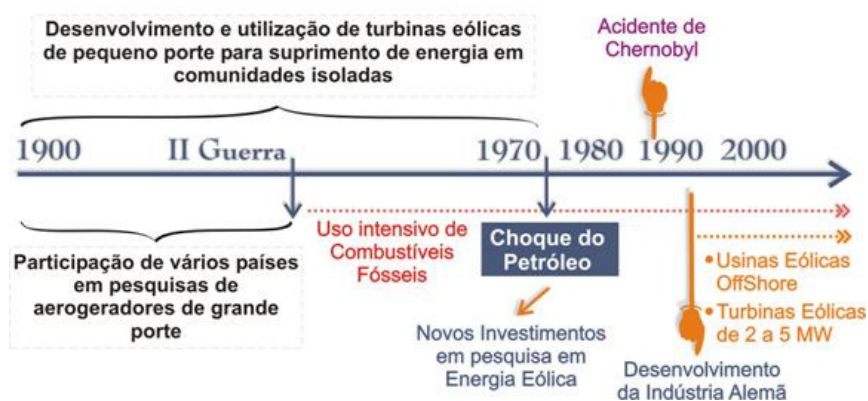


Figura I-4 – Marcos no desenvolvimento da energia eólica, século XX, [5]

A Figura I-4 mostra que a Segunda Guerra Mundial impulsionou o desenvolvimento da tecnologia para transformar a energia dos ventos em energia elétrica e com as crises do petróleo em 70 o desenvolvimento atingiu um nível de maturidade suficiente para hoje fazer parte significativa da matriz energética de muitos países, principalmente os Europeus.

O crescimento da capacidade de produção de energia eólica no mundo é significativo chegando em 2010 a mais de 26 vezes a capacidade instalada de 1997, de acordo com dados extraídos de [6] e apresentados na Figura I-5.

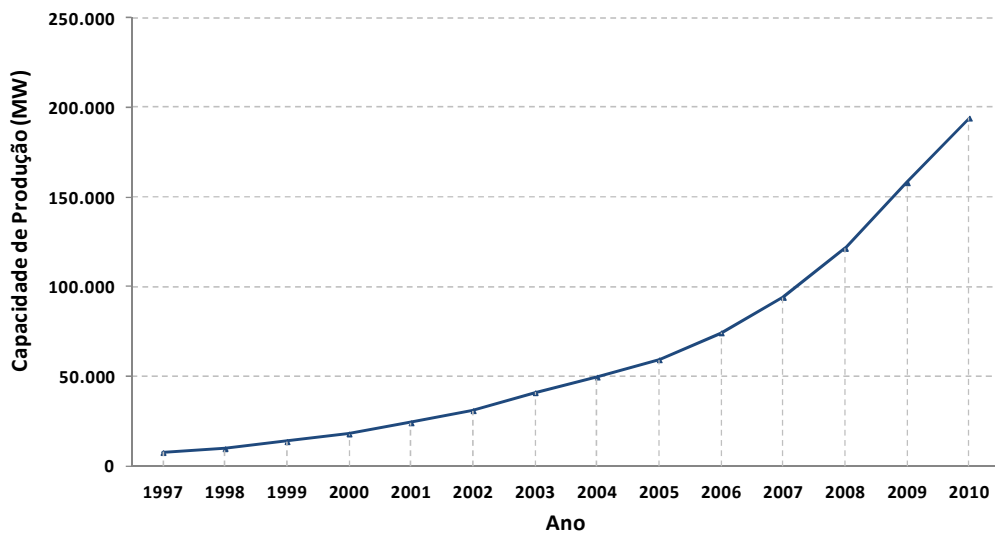


Figura I-5– Crescimento da Capacidade de Produção Energia Mundial, dados extraídos de [6]

A capacidade mundial de geração de energia eólica aumentou em aproximadamente 30% em 2008 em relação ao ano anterior. Neste mesmo ano, os Estados Unidos se tornaram o país com maior capacidade de produção de energia eólica, tomando o lugar da Alemanha, de acordo com os dados extraídos de [6]. Os EUA se mantiveram neste posto até que em 2010 a China se tornou o país com maior capacidade de produção de energia eólica.

A Figura I-6, e Figura I-7, respectivamente, mostram a capacidade de produção de energia eólica em MW dos maiores produtores Europeus e da América nos anos de 2008, 2009 e 2010.

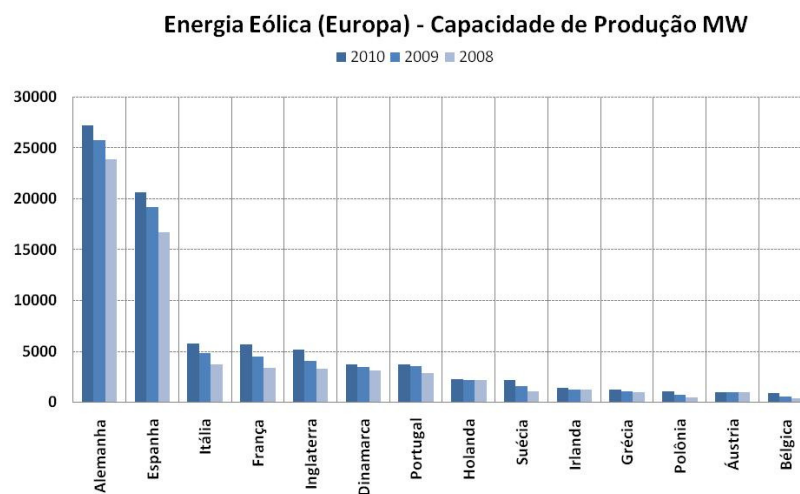


Figura I-6 – Capacidade de Produção Energia Eólica nos países Europeus, dados extraídos de [6]

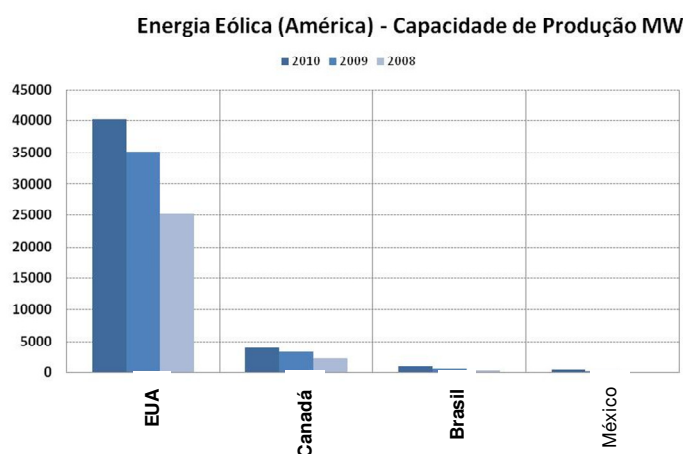


Figura I-7– Capacidade de Produção Energia Eólica nos países da América, dados extraídos de [6]

A capacidade de produção dos países europeus é elevada enquanto no continente Americano apenas os EUA se mostram competitivos, em termos de capacidade de produção, com os países da Europa. Pode-se perceber que todos os países apresentaram crescimento considerável de 2008 a 2010.

A Figura I-8 apresenta o percentual de participação da energia eólica na produção total de energia elétrica dos países no ano de 2008.

Participação da Energia Eólica na produção de energia elétrica

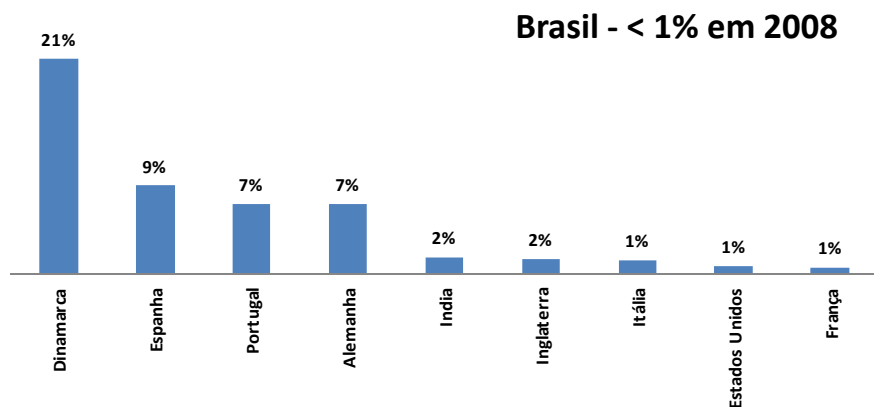


Figura I-8– Percentual de participação da Energia eólica na produção total de energia elétrica, dados extraídos de [7]

Um aspecto interessante dos países com maiores percentuais de participação de geração eólica, como é o caso da Dinamarca, é que a matriz energética conta com uma grande participação de térmicas que são despachadas quando a eólica falha. É importante ressaltar que nesses países as análises de previsão são muito bem feitas, de forma que o operador tenha tempo de redespachar o sistema sempre contando com algum tipo de energia firme, [8].

Os dados acima apresentados mostram que o Brasil no contexto mundial do desenvolvimento da energia eólica, apresenta-se de forma pouco significativa, diante do seu grande potencial. No atlas do potencial eólico, apresentado na Figura I-9, é possível verificar velocidades de vento acima de 6 m/s, propícias para instalação de parques eólicos, desde o nordeste ao sul brasileiro. Destaque-se o litoral do nordeste, interior da Bahia e todo estado do Rio Grande do Sul.

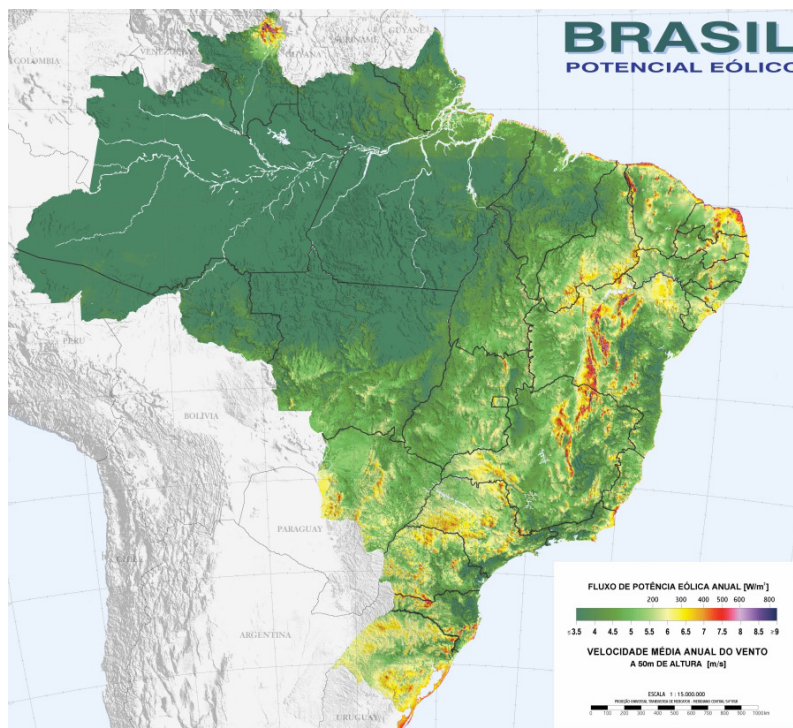


Figura I-9 - Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, [5]

No Brasil, as políticas de incentivos para geração eólica foram iniciadas de forma decisiva em 2002 com o PROINFA (Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia). A Figura I-10, dados retirados de [5], mostra a potência eólica instalada no Brasil. Através do gráfico percebe-se que de 2005 para 2006 a potência eólica instalada cresceu cerca de 830%. Este aumento, provavelmente ocorreu devido à instalação dos parques do PROINFA que somente foram contratados em 2004.

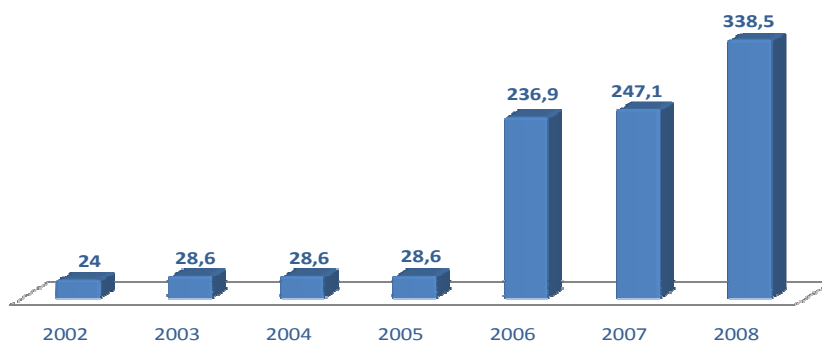


Figura I-10– Potência Eólica Instalada , acumulada ao final de cada ano (MW), Brasil

Uma política recente do governo que possibilitou que muitos empreendimentos de geração eólica se conectassem na Rede de Transmissão é a chamada ICG (Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada), onde diversos empreendedores usufruem e rateiam a conexão para a Rede Básica. Como a maioria dos empreendimentos está distante da Rede Básica, uma opção dos empreendedores é a rede de distribuição. Entretanto, muitas vezes a distribuidora não suporta receber o montante de energia eólica. Assim, o alto custo de se instalar tanto na rede de distribuição quanto na rede de transmissão inibia muitos empreendedores. Assim, a possibilidade de conexão com custos rateados entre os empreendedores através da ICG incentivou a contratação de muitos empreendimentos.

Diante deste cenário, a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, por recomendação do Ministério de Minas e Energia – MME, vem diversificando a matriz energética brasileira com a contratação de energia de fonte eólica no curto e médio prazo. Abaixo são apresentados os processos de contratação de energia eólica marcantes no Brasil, de acordo com informações retiradas de [9]:

- PROINFA
- 2º Leilão de Energia de Reserva – 2º LER – 2009
- 3º Leilão de Energia de Reserva – 3º LER – 2010
- 2º Leilão de Fontes Alternativas – 2º LFA – 2010
- 4º Leilão de Energia de Reserva – 4º LER – 2011
- 12º Leilão de Energia Nova – 12º A-3 – 2011
- 13º Leilão de Energia Nova – 13º A-5 – 2011

Os leilões de energia de 2009-2011 possibilitaram que mais de 6.000 MW de potência instalada de energia eólica fossem contratadas em todo Brasil. A Figura I-11 e a Figura I-12 mostram esses números.

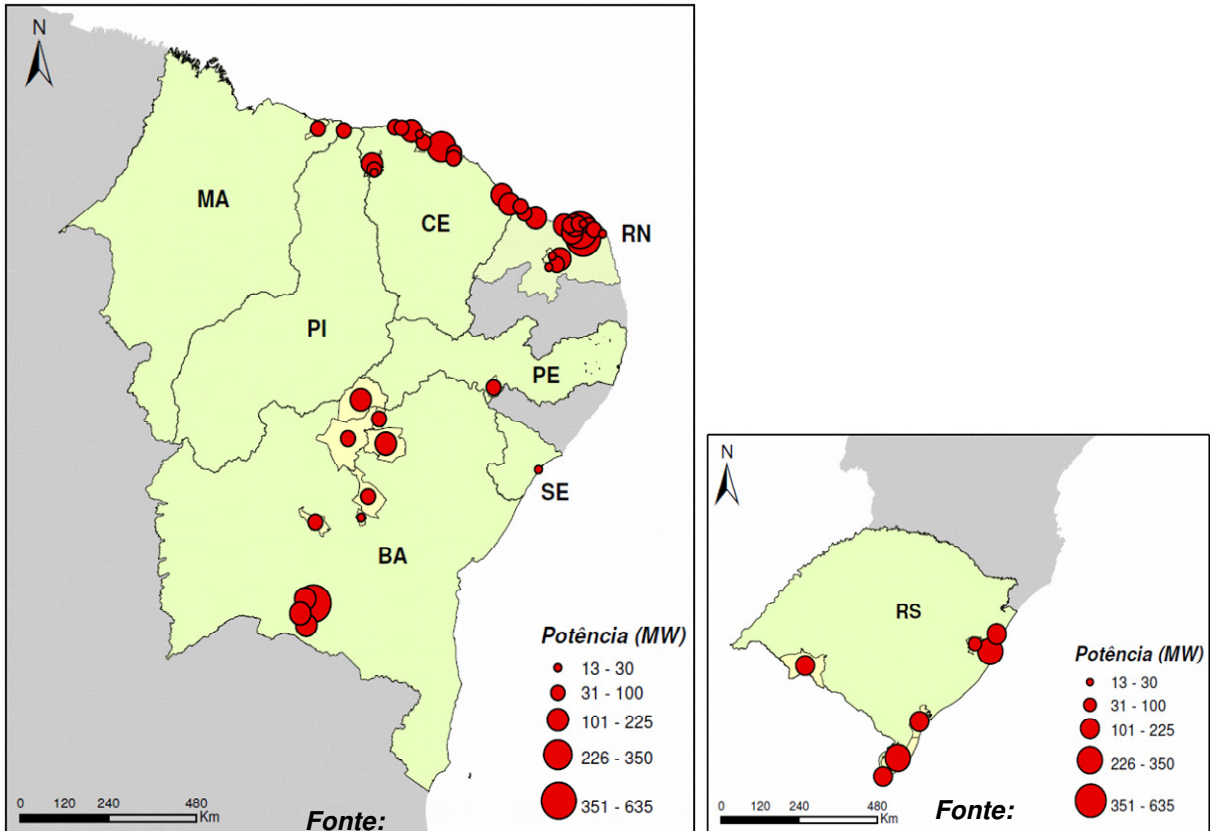


Figura I-11– Usinas eólicas vencedoras dos leilões 2009-2011-
(potência instalada por município), [10]

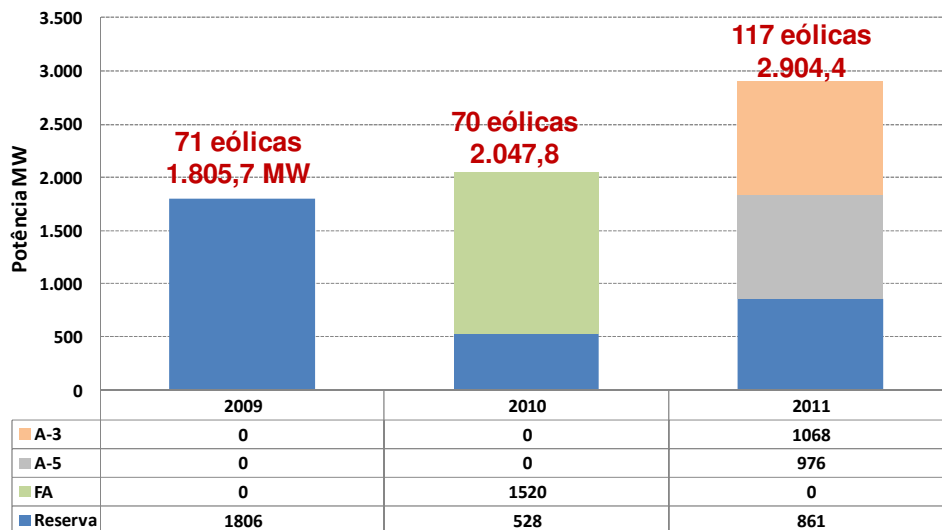


Figura I-12– Montante em MW de usinas Eólica contratadas nos leilões de 2009-2011, dados extraídos de [2]

Além disso, o preço médio da energia eólica diminuiu nos últimos leilões como pode ser observado pela Figura I-13 e a Figura I-14.

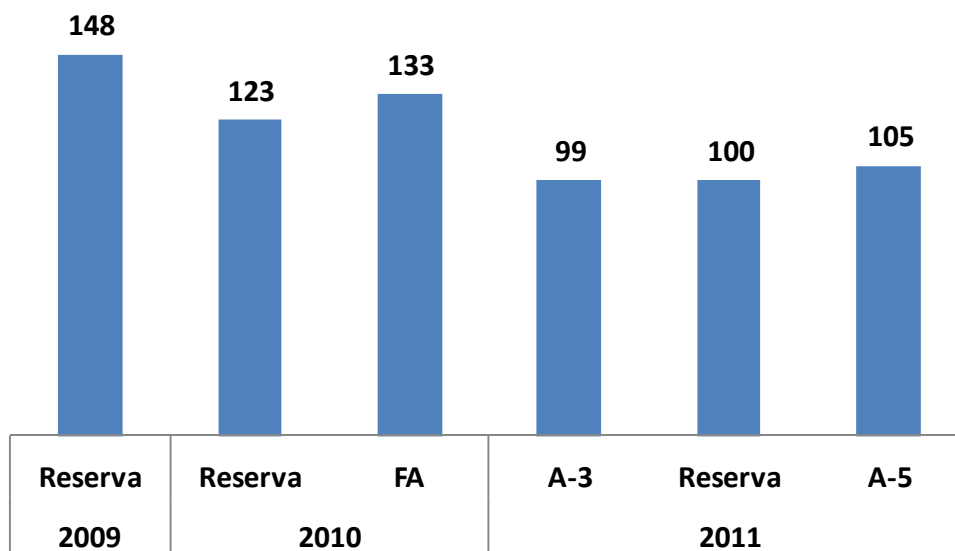


Figura I-13 – Preço médio da energia eólica vendida nos últimos leilões R\$/MWh , dados extraídos de [2]

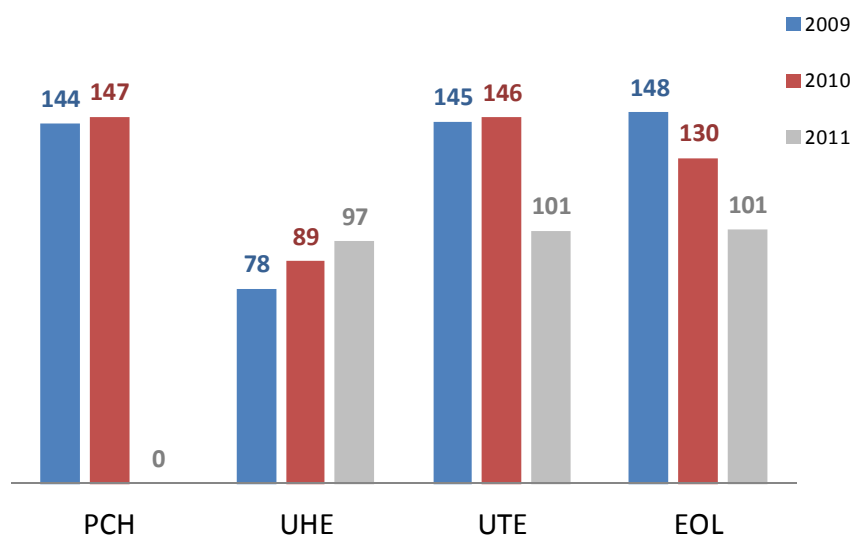


Figura I-14 - Preço médio da energia por tipo de fonte vendida nos últimos leilões R\$/MWh, dados extraídos de [2]

A Figura I-13 e a Figura I-14 mostram que o preço da energia eólica vendida nos últimos leilões vem reduzindo. A Figura I-14 aponta um aumento do preço da energia

hidráulica vendida nos últimos leilões enquanto a energia eólica teve seu preço médio de venda reduzido.

Por fim, a Figura I-15 mostra a atual situação da geração eólica no Brasil, apresentando a quantidade de eólicas em operação, em construção e outorgadas nos estados brasileiros.

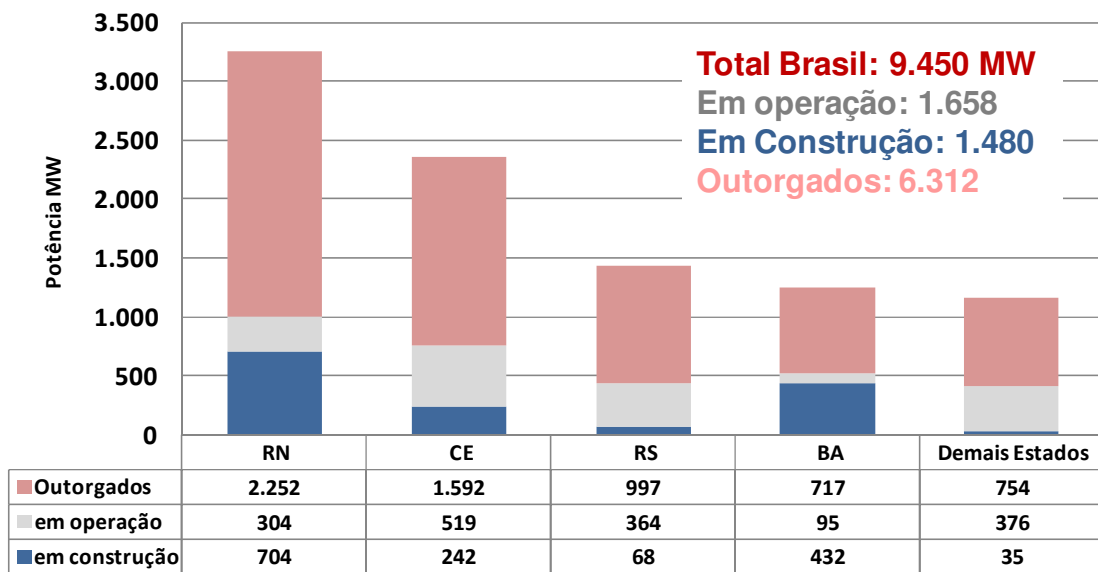


Figura I-15 – Resumo da situação da geração eólica no Brasil, dados extraídos de [2]

Os dados apresentados mostram que a conexão de energia eólica no Sistema Interligado Nacional (SIN) está crescendo de forma substancial.

I.4 Objetivo da Dissertação

O objetivo dessa dissertação é avaliar, através do cálculo dos índices de confiabilidade do sistema, de que forma a incerteza da produção de energia eólica impacta o planejamento e operação do sistema elétrico. Para tanto, a proposta se baseia em simulações de diferentes cenários. Em todos estes cenários, os índices de confiabilidade são computados com e sem a inserção da eólica. São consideradas também, quando existentes, a complementaridade hidráulico-eólica e/ou eólica-eólica. Para inseri-las nas análises, a carga, a oferta de energia e o sistema de transmissão são modelados através de séries temporais. Nesse sentido, os diversos cenários são avaliados através da Simulação Monte Carlo Sequencial, de modo a preservar os aspectos cronológicos das séries temporais.

Na seção I.5 a seguir, é feita uma revisão bibliográfica de trabalhos relacionados à inserção da geração eólica em sistemas de potência considerando a simulação cronológica e que serão utilizados como ponto de partida para o desenvolvimento do trabalho de dissertação proposto.

I.5 Revisão Bibliográfica

O trabalho proposto em [11] apresenta um modelo de simulação sequencial considerando a cronologia do vento, da vazão dos rios e da carga. A proposta é testar a coordenação entre a geração eólica e hidráulica e mostrar o impacto no índice LOLE (número esperado de horas de déficit de potência – horas/ano). Além do índice de confiabilidade LOLE, foram também calculados os chamados AWE e AWS que são, respectivamente, a média da água utilizada para produzir energia e a média da água vertida.

No ano de 2010 foi apresentado [12] um estudo de confiabilidade com a modelagem da térmica além da eólica e hidráulica operando de forma integrada. Neste trabalho foi apresentado um modelo de coordenação entre a hidráulica, térmica e eólica e a capacidade de suprimento da carga. O trabalho utiliza simulação Monte Carlo Sequencial para o cálculo dos índices de confiabilidade associado ao sistema teste IEEE-RTS. Da mesma forma que em [11], foram calculados a LOLE, AWE e AWS.

Outro trabalho utilizando simulação Monte Carlo Sequencial na análise de confiabilidade em sistemas de geração considerando eólica e a cronologia da carga é o apresentado em [13]. Neste trabalho, os índices de confiabilidade são calculados, através da simulação Monte Carlo Sequencial, considerando usinas eólicas, térmicas e hidráulicas sendo despachadas de forma coordenada. Os resultados mostram que a operação coordenada da usina eólica com a hidráulica podem trazer benefícios para o sistema dependendo do número de unidades e dos reservatórios das usinas hidráulicas.

Em [14] foi proposto um modelo de simulação com modelagem orientada a objetos para simulação Monte Carlo não sequencial e sequencial considerando a carga, a geração eólica e o sistema de transmissão. Pretende-se utilizar este modelo computacional para as simulações da dissertação aqui propostas. Neste trabalho, foram calculados os índices de confiabilidade LOLP (probabilidade de perda de carga), EPNS (energia não suprida), EENS (valor esperado de energia não suprida), LOLF (frequência de perda de carga) e LOLD (duração média de perda de carga).

Alguns outros trabalham, embora não utilizem simulação Monte Carlo sequencial, devem ser destacados por tratarem da inserção da eólica e considerarem a confiabilidade composta.

Em 2008 foi apresentado em [15] uma análise com a inserção da geração eólica em um sistema de transmissão considerando dois parques eólicos correlacionados. O método apresentado no trabalho é semelhante ao Monte Carlo Não Sequencial, entretanto, é realizado um sorteio enviesado. Ou seja, quando um dos parques é sorteado o outro é sorteado levando-se em consideração a correlação entre os dois.

Em 2009 o mesmo método proposto em [15] é utilizado em [16] para avaliar o desempenho de dois parques eólicos correlacionados positivamente. Ao fim deste artigo é apresentada uma análise detalhada do sorteio considerando a correlação. Neste trabalho foram feitos testes nos sistemas IEEE-RTS e IEEE-RBTS com modificações, gerando cenários em que os sistemas apresentam deficiências na geração ou na transmissão.

Ainda considerando este método, foi apresentado em [17], uma avaliação da confiabilidade com a inserção de parques com correlação. Neste artigo, o cálculo dos índices de confiabilidade é feito de forma dividida entre as estações inverno e verão. Desta forma, o trabalho apresenta dados de carga e vento tanto para o inverno quanto para o verão e os índices de confiabilidade calculados para esses dois períodos são agregados, gerando assim um resultado anual. No caso analisado, a correlação entre os parques é baixa no verão e alta no inverno. Ainda em [17], foi realizado um teste com correlações iguais tanto no inverno quanto no verão.

O método utilizado nos trabalhos apresentados em [15], [16] e [17] seria uma opção para consideração da complementaridade hidro-eólica sem depender de tanto esforço computacional quanto o método Monte Carlo Sequencial. Da mesma forma que é feito o sorteio considerando a correlação positiva entre os parques poderia ser considerado o sorteio considerando a correlação negativa entre a geração eólica e hidráulica. Entretanto, neste método não é possível o cálculo de índices de frequência e duração (LOLD e LOLF) como na simulação Monte Carlo Sequencial.

Além da simulação sequencial para representação da cronologia existem na literatura algumas técnicas misturando características da simulação sequencial e não sequencial que tratam dos aspectos cronológicos do sistema.

O método de simulação Pseudo – Sequencial, por exemplo, foi proposto por Mello em 1994 [18]. No método pseudo – sequencial, a simulação não - sequencial seleciona os estados de falha do sistema e a sequencial é aplicada somente às subsequências de falha formadas pelos estados de falha vizinhos ao estado sorteado originalmente. Usando este método define-se completamente qualquer interrupção no sistema. E assim como na simulação sequencial, esta técnica representa o comportamento da carga do sistema por uma curva cronológica.

Outro método é simulação Monte Carlo Pseudo – Cronológica [19]. Este método é uma variação do anterior combinando a técnica de amostragem da transição de estados do sistema e a simulação não - sequencial. Este método substitui a curva cronológica da carga por um modelo de Markov não agregado a múltiplos níveis para representar o comportamento da carga também proposto em [19].

Em 2002 foi proposta uma metodologia que utiliza a simulação não - sequencial com o modelo de carga de Markov não - agregado a múltiplos níveis e um novo processo para estimação dos índices de frequência e duração (F&D), denominado Processo de Transição Um Passo a Frente [20]. Seu objetivo é representar diferentes padrões cronológicos de carga para cada área do sistema o que não é possível na simulação não-sequencial.

A dissertação proposta aqui terá como ponto de partida os trabalhos [11], [12], [13] e [14] citados anteriormente. Além da modelagem da eólica, hidráulica e térmica operando de forma coordenada para suprir a carga, pretende-se também incluir o sistema de transmissão da região em análise. Os trabalhos apresentados na revisão bibliográfica calcularam índices de confiabilidade tradicionais como LOLE, LOLP, EPNS, EENS, LOLF e LOLD. Além desses índices, pretende-se calcular também o índice de severidade (IS) para o caso do Rio Grande do Sul. Este índice é utilizado nos estudos de confiabilidade do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) e também foi calculado e analisado no relatório [21] desenvolvido pela EPE.

I.6 Estrutura da Dissertação

Após essa breve introdução, que teve como objetivo contextualizar o problema a ser tratado, o Capítulo 2 apresenta como é realizado o planejamento da geração e da transmissão no Brasil, apontando os atuais problemas encontrados pelos planejadores, contextualizando assim o tema do presente trabalho.

O Capítulo 3 é destinado a teoria de confiabilidade para sistemas de energia elétrica apresentando o modelo de confiabilidade composta com ênfase na simulação Monte Carlo Sequencial. Além disso, é apresentado o modelo computacional utilizado no presente trabalho, bem como os critérios e considerações inseridos na simulação Monte Carlo Sequencial implementada.

Os resultados obtidos são apresentados no Capítulo 4 juntamente com a discussão sobre os mesmos. Já no Capítulo 5 são apresentadas as considerações finais do presente trabalho e as sugestões de trabalhos futuros.

CAPÍTULO II PLANEJAMENTO DA GERAÇÃO E DA TRANSMISSÃO

Este capítulo destina-se a apresentar o processo de trabalho do planejamento da geração e da transmissão brasileiros, indicando em que etapas do processo as análises de confiabilidade propostas no presente trabalho poderiam enriquecer os estudos realizados nesse campo.

II.1 Papel do Planejamento

Primeiramente é importante apresentar o papel do planejamento no novo modelo do setor elétrico, criado em 2004, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. O novo modelo definiu a criação de uma entidade responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE); uma instituição com a função de realizar os estudos de planejamento da expansão da geração e da transmissão [22]. A Figura II-1 apresenta as entidades pertencentes ao novo modelo, suas atribuições e hierarquia.

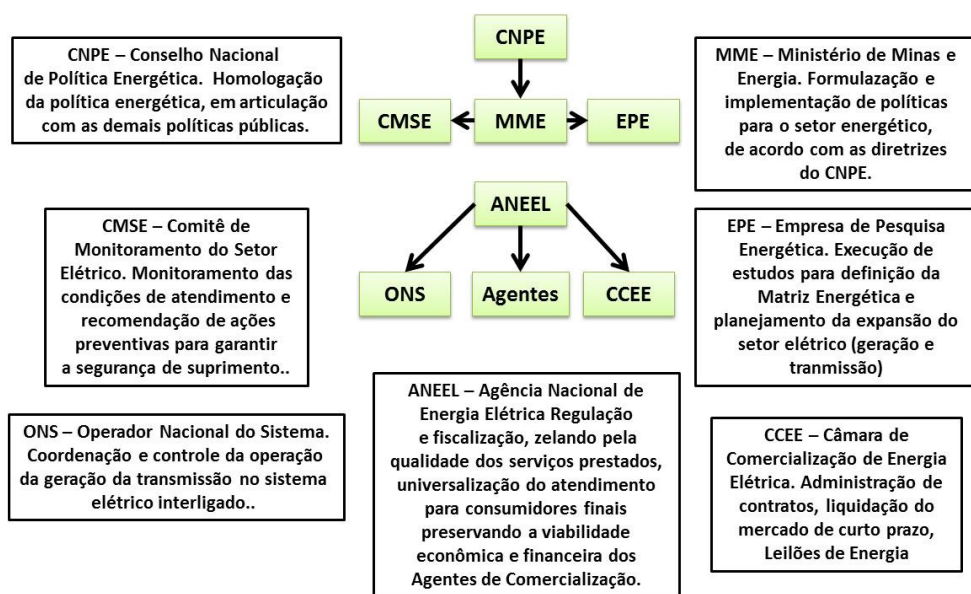


Figura II-1 – Entidades do setor elétrico brasileiro e suas atribuições, [23]

Assim, o papel do planejamento da EPE é elaborar alternativas de expansão da geração e transmissão, respeitando os objetivos do nosso modelo.

O novo modelo visa atingir três objetivos principais: garantia de segurança do suprimento de energia elétrica, modicidade tarifária e inserção social no Setor Elétrico Brasileiro. Desta forma, as alternativas indicadas pela empresa de planejamento, EPE, devem considerar o mínimo custo para um atendimento adequado da carga. Os itens a seguir apresentarão em linhas gerais como é realizado o planejamento da geração e da transmissão pela EPE.

II.2 Estudos do planejamento

Dentro do planejamento da expansão do setor elétrico da EPE existem duas grandes áreas: planejamento da transmissão e planejamento da geração.

Os estudos de planejamento da transmissão de energia tem como intuito avaliar alternativas de expansão da transmissão com o menor custo global e que atendam a carga e escoem a energia gerada, dentro dos limites operativos do sistema. Os estudos de geração de planejamento energético tem como intuito avaliar como será a projeção da matriz energética brasileira em um horizonte de até 10 anos. As secções a seguir detalham a forma como é realizado o planejamento em cada uma dessas áreas.

II.2.1 Planejamento da Geração

O planejamento da oferta de energia elétrica tem por objetivo apresentar a configuração de referência para a expansão da geração e das principais interligações dos sistemas regionais, de forma socioambientalmente sustentável, atendendo aos critérios que asseguram a garantia de suprimento. Essas análises são realizadas considerando a projeção de demanda, últimos resultados de leilões e políticas adotadas pelo governo. Os estudos realizados pela área de Planejamento da Geração utilizam o software

Newave [24], desenvolvido pelo CEPEL, para o planejamento da operação interligada do sistema hidrotérmico brasileiro.

Além disso, as análises consideram apenas os subsistemas, como apresentado na Figura II-2, e os intercâmbios entre os mesmos. É nesta etapa, que existe a comunicação com a área de planejamento da transmissão. Isto é, a área de planejamento da transmissão aponta as interligações existentes e planejadas e a capacidade de escoar energia pelas mesmas. Em contrapartida, a área de planejamento da geração aponta os possíveis intercâmbios máximos e mínimos de acordo com a energia disponível em cada subsistema, indicando quando necessário, a necessidade de expansão das interligações.

Desta forma, a determinação dos limites é feita de modo iterativo, visando atender da melhor forma as necessidades energéticas, considerando os prazos e limites determinados nos estudos elétricos.

Essas informações de intercâmbio são importantes para a área de transmissão de energia montar os casos do Plano Decenal, que será descrito a seguir, e elaborar cenários limites, necessários para realização dos seus estudos.

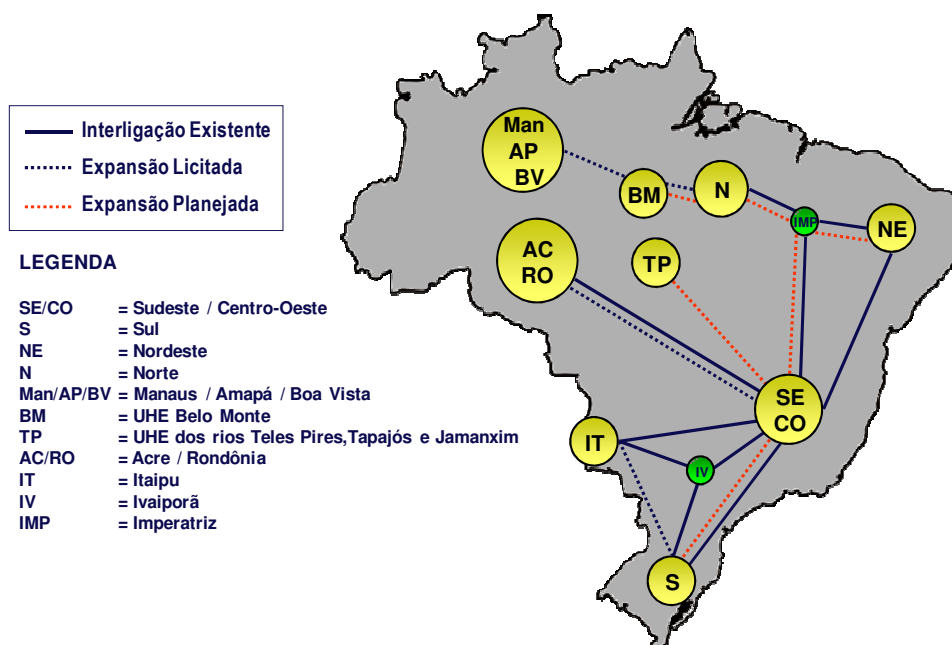


Figura II-2 – Subsistemas e Interligações, [10]

II.2.2 Planejamento da Transmissão

O sistema de transmissão é planejado de forma que seja possível escoar a máxima geração e atender a demanda máxima do sistema. Basicamente existem três tipos de estudos realizados na área de transmissão:

1. Plano Decenal da Expansão da Transmissão: O plano decenal realizado pela área de transmissão, destina-se ao diagnóstico de todo sistema interligado nacional em um horizonte de 10 anos, apontando a necessidade de estudos de expansão da transmissão para cada região. Desta forma, o plano decenal (PD) é a parte inicial de todos os processos realizados pela área de transmissão de energia. Para tanto, a constante montagem e atualização dos casos de referência, é necessária para elaboração dos estudos. O PD tem o importante papel de atualizar as informações dos últimos estudos de planejamento da transmissão e expansão da geração. É neste estudo que existe a iteração com a área de Planejamento da Geração, mantendo os valores de intercâmbio atualizados, Figura II-3.

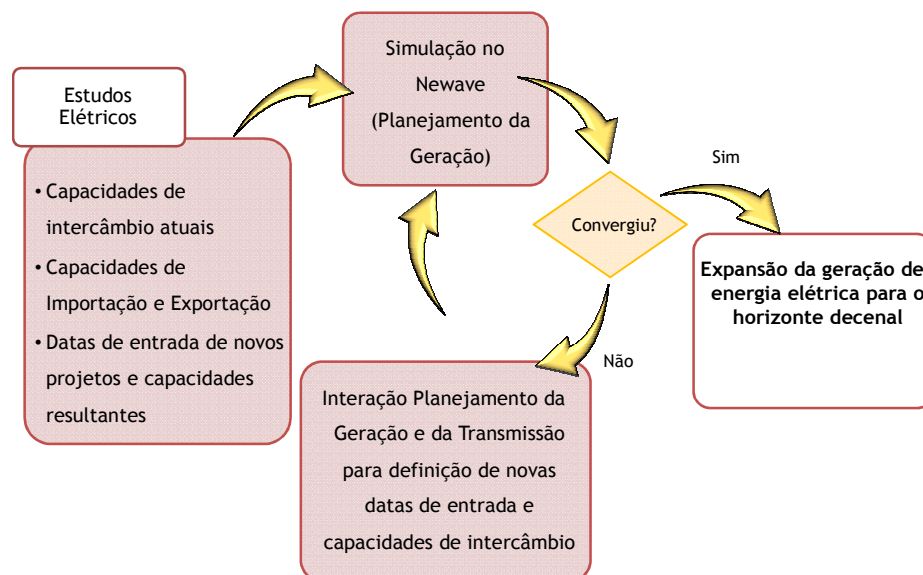


Figura II-3 – Iteração Planejamento da Geração e Planejamento da Transmissão, [10]

2. **Expansão da Geração:** Parques geradores previstos para entrar em operação conectando-se no sistema de transmissão demandam estudos apontando expansões capazes de escoar a energia máxima dos mesmos. As informações dos novos parques geradores são fornecidas pela área de Projetos de Geração. No planejamento, são consideradas carga e geração em um único valor, ou seja, sem avaliar curvas cronológicas. Desta forma, diversos cenários de geração são analisados de acordo com a sazonalidade das fontes de energia. No caso da geração hidráulica, as séries temporais de vazão são utilizadas para definir patamares de potência em cenários de carga leve, média ou pesada. Para os parques eólicos, ainda é difícil encontrar a sazonalidade de cada um deles e desta forma nos diversos cenários analisados são utilizados alguns patamares de potência estipulados pelo planejador.
3. **Aumento da Demanda:** Outro tipo de estudo realizado é a expansão da transmissão devido ao aumento de carga previstos na projeção de mercado. Neste caso, também é realizado um estudo de análise econômica apontando a alternativa de menor custo global e que atenda aos critérios de planejamento, como serão apresentados a seguir. São avaliados patamares de carga média, pesada e leve, sempre considerando um valor de carga para cada patamar (sem avaliações das séries temporais) e para cenários de Norte importador ou Norte exportador, dependendo da região em análise.

Os estudos de planejamento da transmissão consideram somente a análise determinística, através de simulações de fluxo de potência, análise dinâmica e estudos de curto circuito. As análises determinísticas, que servem de base para elaboração da análise econômica, devem contemplar os critérios a seguir:

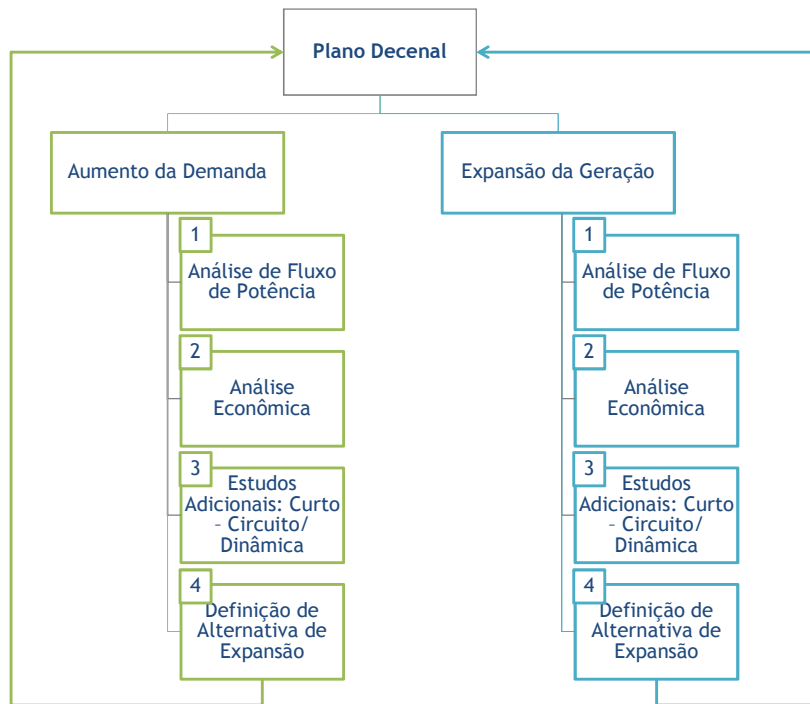
1. Todos os elementos de rede com o fluxo dentro da faixa de regime normal;
2. As tensões nas barras de carga dentro das faixas estabelecidas;

3. Compensadores síncronos e estáticos com a geração de potência reativa aproximadamente no centro de sua faixa;
4. Na existência de compensação fixa *shunt*, a máxima variação de tensão entre as situações pré e pós-chaveamento de elementos *shunt*, deve ser no máximo de 5% em relação à tensão operativa antes do chaveamento, no caso de energização, e de 5% em relação à tensão de regime pós-chaveamento, no caso de desligamento de estágios.
5. Atendimento ao critério N-1: Em todas as condições anteriormente mencionadas, o sistema deverá suportar, sem violação dos critérios estabelecidos, o desligamento não programado, não simultâneo de qualquer um dos seguintes elementos: transformador ou banco de transformadores; linha de transmissão; gerador; reator; banco de capacitores; compensador síncrono ou estático. No caso de linhas de transmissão de circuito duplo, será adotada como filosofia a perda de apenas um circuito. A perda do circuito duplo poderá ser adotada onde, em função de dados estatísticos, ficar evidenciada a ocorrência freqüente dessa contingência.

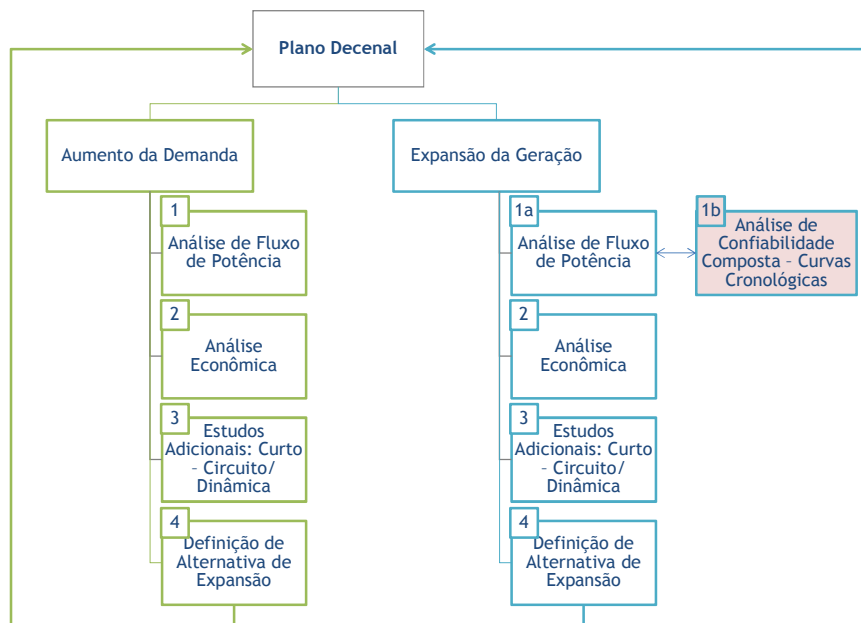
II.3 Inserção da Confiabilidade no Planejamento

Como apresentado no item anterior, as curvas cronológicas de geração e demanda não são utilizadas nos estudos do planejamento da transmissão. Com a inserção da geração eólica, os planejadores começam a perceber a necessidade de avaliar as variações das curvas cronológicas de potência (tendo em vista a variabilidade inerente a esse tipo de energia), dificultando a definição de patamares de geração para utilização nos estudos.

A Figura II-4 apresenta as etapas do planejamento da transmissão atual (a) e de que forma as análises propostas no presente trabalho se enquadrariam nesse processo (b).



(a) Modelo atual



(b) Proposta de análise do presente trabalho

Figura II-4 - Etapas do processo de planejamento

A intenção das análises propostas é calcular os índices de confiabilidade, considerando as séries temporais de carga e geração, e avaliando os impactos dos reforços previstos (etapa 1b) na rede de transmissão através dos estudos determinísticos.

Assim, como primeira etapa do trabalho serão analisadas as séries temporais de geração eólica, geração da PCH e da carga. Através da análise estatística das séries, é possível observar a existência de complementaridade quer seja entre geração eólica e hidráulica ou entre gerações eólicas e/ou a correlação com a carga.

Ainda como escopo do trabalho será observado o impacto da consideração da cronologia do planejamento do sistema, ou seja, será que as obras planejadas irão melhorar de forma significativa os índices de confiabilidade do sistema ou será que quando se considera as curvas cronológicas a melhoria é menor do que a esperada?

Essas perguntas serão inicialmente respondidas através de sistemas testes e curvas cronológicas de geração eólica, hidráulica e de carga do sistema. Mas o objetivo final do trabalho sempre foi a análise de um caso real, considerando-se as curvas cronológicas de carga e geração. Desta forma, como o sistema do estado do Rio Grande do Sul enfrenta alguns problemas energéticos e elétricos, previstos para o verão de 2013/2014, e pelo fato de ser um sistema com parques eólicos em distintas localidades, além de possuir diversas usinas a fio d'água, foi escolhido para análise.

Para tanto, será analisado um sistema equivalente que represente o sistema de transmissão do estado do Rio Grande do Sul, com curvas cronológicas reais de geração eólica, carga e hidráulicas a fio d'água específicas da região.

Ao final, serão extraídas conclusões de como a consideração das curvas cronológicas altera o planejamento e de como a consideração da confiabilidade pode trazer benefícios ao sistema planejado. A idéia é que os resultados deste trabalho sejam considerados como exemplos e os estudos propostos venham a ser considerados dentre as etapas do planejamento no futuro.

II.3.1 Complementaridade entre gerações e a correlação com a carga

Quando existe complementaridade entre a geração eólica e a geração hidráulica, no período de seca, a participação da geração eólica pode ser maior. No Brasil, existe complementaridade hidro-eólica no Nordeste do país, e entre o sistema hidráulico do Sudeste e a produção eólica no Sul [25]. A Figura II-5 mostra o gráfico Complementaridade Sazonal dos Regimes Hidrológicos e Eólico no Brasil.

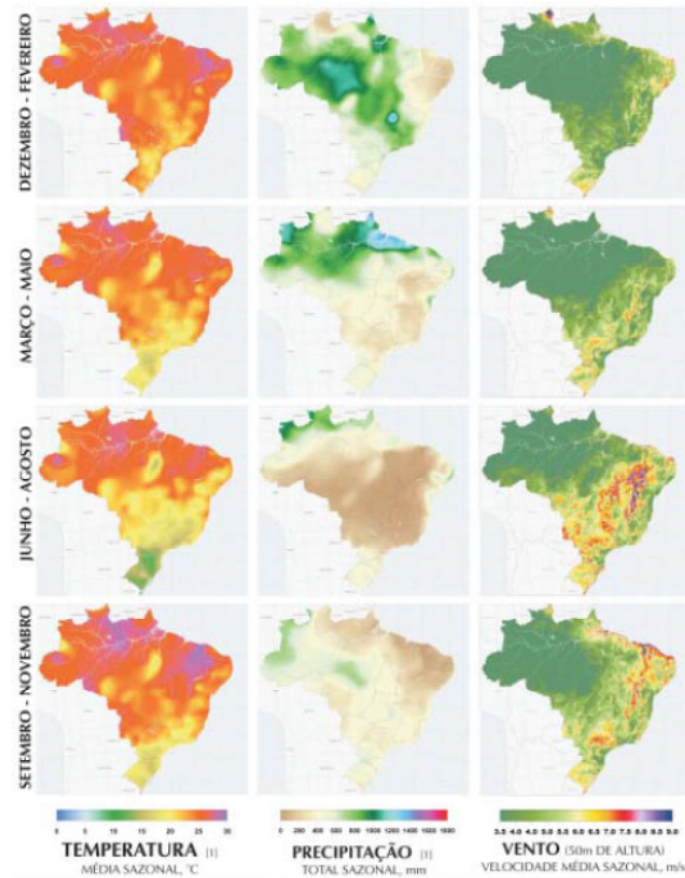


Figura II-5 - Complementaridade Chuva - Ventos no Território Brasileiro, [25]

Um grande problema da inserção da geração eólica é a variabilidade do vento, pois existem situações em que a velocidade do vento gera grandes flutuações de potência. Desta forma, a complementaridade natural da geração eólica com a geração hidráulica pode ser

utilizada de forma a amenizar estas grandes flutuações. A Figura II-6 apresenta uma amostra cronológica de estados da geração eólica e de uma PCH, típicas da região nordeste do Brasil, em MW, ao longo de um ano, de uma em uma hora. Como pode-se observar, as flutuações na geração eólica são grandes, representando muitas incertezas ao sistema, enquanto a PCH sofre variações menos bruscas.

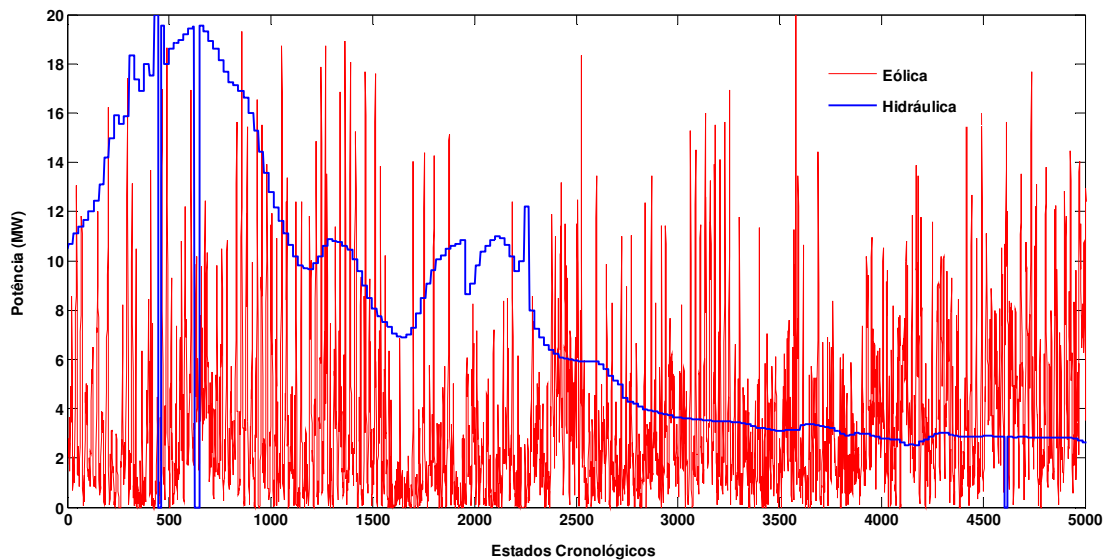


Figura II-6 – Curva de Potência (geração eólica x geração hidráulica)

Deste forma, a inserção da geração eólica no SIN deve ser balizada sobre alguns aspectos, considerando o perfil de geração por ela provido e as opções de complementaridade sem perda da confiabilidade do sistema.

Além disso, como o planejamento da geração e da transmissão é realizado com o intuito de atender à demanda prevista para o sistema, a carga se torna a principal variável do planejamento. Sendo assim, a avaliação do comportamento da carga no tempo e suas flutuações é importante para o diagnóstico do sistema.

O valor da carga depende de diversos fatores, tais como dia da semana, hora do dia e estações do ano. Desta forma, essas variações podem de alguma forma ter relação com as vazões dos rios e/ou mesmo a velocidade dos ventos já que essas também são impactadas pelas estações do ano e mesmo pela hora do dia, como é o caso da velocidade dos ventos.

Portanto, é importante avaliar de que forma a consideração das séries temporais impacta nos índices de confiabilidade do sistema considerando as curvas cronológicas de geração e a relação das mesmas com a carga.

CAPÍTULO III AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE COMPOSTA CONSIDERANDO A SIMULAÇÃO CRONOLÓGICA

III.1 Introdução

Os capítulos anteriores apresentaram o problema abordado no trabalho e um breve panorama das questões relevantes para desenvolvimento do tema. Este capítulo destina-se ao resumo da teoria de confiabilidade composta utilizada no trabalho e necessária para o entendimento das discussões.

Inicialmente é necessário entender o que é a confiabilidade de um sistema elétrico, que é caracterizada pela avaliação do seu desempenho frente a possíveis falhas. Atualmente, com grandes sistemas de energia complexos e malhados, é necessário avaliar de alguma forma o efeito das possíveis falhas no atendimento da carga. Esta é a característica fundamental dos estudos de confiabilidade que trata as mesmas como eventos aleatórios, podendo ocorrer tanto por falha de equipamentos quanto por escassez de geração.

Normalmente, as análises de confiabilidade consideram apenas os aspectos estáticos dos sistemas, sendo estas conhecidas como análises do ponto de vista da adequação. As análises de confiabilidade também podem considerar a dinâmica dos sistemas de potência, levando em conta as perturbações transitórias, neste caso ela é dita como uma análise do ponto de vista de segurança. A dissertação concentrar-se-á na avaliação estática do sistema.

A avaliação da confiabilidade dos sistemas de energia elétrica considerando a geração, a transmissão e a distribuição é dividida em 3 níveis hierárquicos:

- Nível hierárquico 1 (NH1): Avalia a confiabilidade do sistema de geração apenas, Figura III-1.

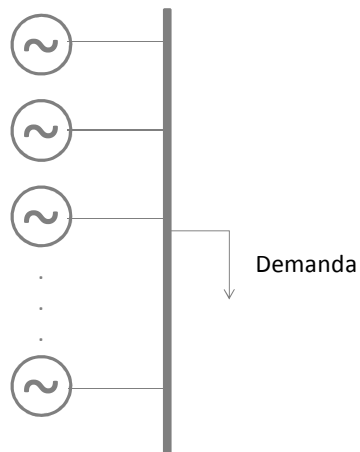


Figura III-1 – Avaliação da Confiabilidade NH1

- Nível hierárquico 2 (NH2): Avalia a confiabilidade composta do sistema de geração e transmissão, Figura III-2.

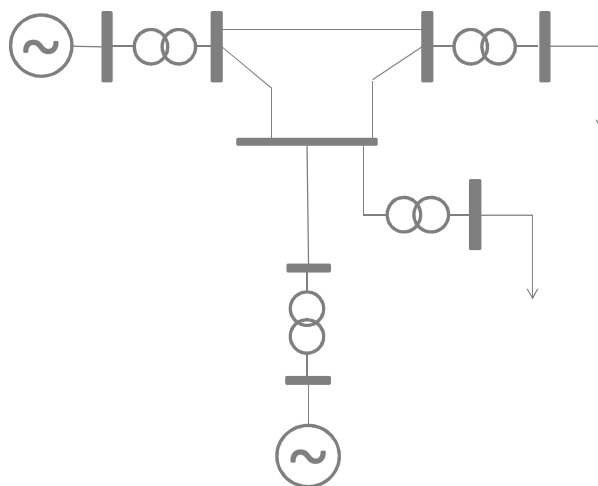


Figura III-2 – Avaliação da Confiabilidade NH2

- Nível hierárquico 3 (NH3): Avalia a confiabilidade do sistema todo, ou seja, da geração até a distribuição.

O presente trabalho pretende analisar a confiabilidade composta (NH2), ou seja, analisar o sistema de geração e transmissão.

Um aspecto importante da avaliação da confiabilidade é que ela pode ser feita de forma determinística ou probabilística. No caso determinístico algumas falhas mais frequentes são listadas para ocorrer enquanto que no caso probabilístico não se sabem as falhas que irão ocorrer e elas são analisadas considerando a probabilidade de falha de cada equipamento. Na presente dissertação será empregada a análise probabilística do sistema.

A representação da falha dos equipamentos pode ser representada através de espaço de estados ou através das séries temporais (representação cronológica). No primeiro caso, os estados são selecionados ou através da enumeração ou através da SMC não sequencial. Por outro lado, no caso do uso de curvas cronológicas que indicam a sequência entre os estados falho ou operativo do sistema, é utilizada a simulação Monte Carlo Sequencial.

Como o presente trabalho pretende avaliar o benefício da existência de correlação geração eólica/geração hidráulica e geração/carga, é necessário representar a cronologia das fontes de energia em questão e da carga. Assim, será utilizada a SMC sequencial.

Cabe ressaltar que, a Simulação Monte Carlo Sequencial demanda muito tempo computacional. Entretanto como pretende-se avaliar o impacto desta fonte de energia no planejamento do sistema a longo prazo, não há necessidade de um método muito rápido de simulação sendo aceitável a utilização da SMC sequencial, tendo em vista a simplicidade para representar séries temporais. Será detalhada a seguir a simulação cronológica no tempo que será utilizada na dissertação.

III.2 Confiabilidade Composta

O estudo de confiabilidade composta se caracteriza pela realização das etapas apresentadas na Figura III-3.

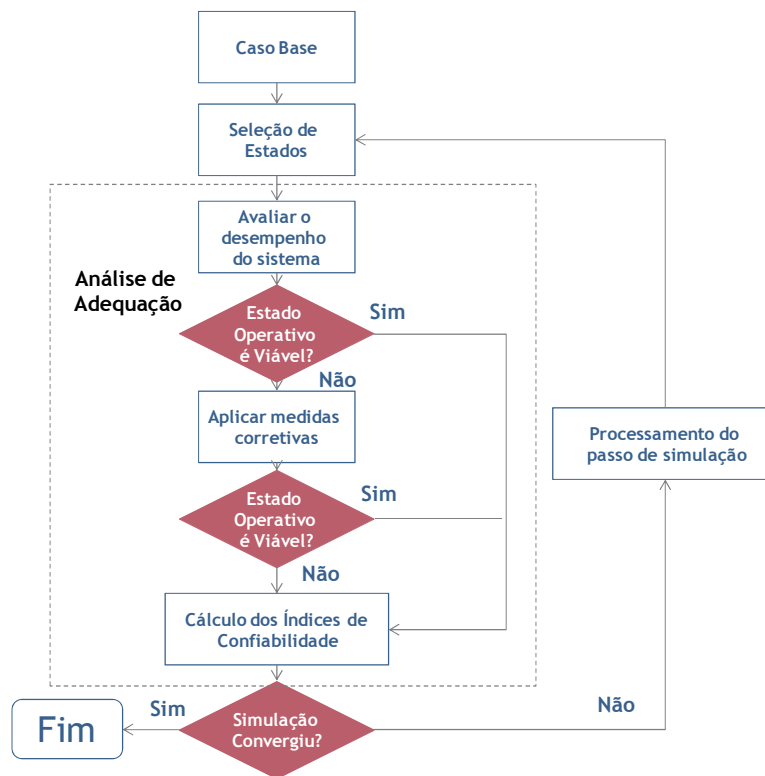


Figura III-3 – Etapas da Avaliação da Confiabilidade Composta

Essas etapas são utilizadas tanto para simulação Monte Carlo Não Sequencial quanto para Simulação Monte Carlo Sequencial. Entretanto elas se diferenciam em alguns aspectos dependendo da abordagem. Desta forma, a seguir são descritas cada uma das etapas da simulação da confiabilidade composta considerando a Simulação Monte Carlo Sequencial.

III.2.1 Algoritmo conceitual da SMC Sequencial

O algoritmo conceitual para avaliação da confiabilidade composta considerando a SMC sequencial é apresentado a seguir [26].

1. **Amostragem da Duração dos Estados dos Componentes:** Gere uma série sintética anual de estados do sistema y_k , isto é, amostre sequencialmente no tempo estados do sistema pela aplicação dos modelos estocásticos dos equipamentos e do modelo cronológico da carga.
2. **Análise de Adequação:** Analise a adequação dos estados x da série y_k gerada, através do cálculo do valor de uma função de avaliação $F(x)$, a qual quantifica o efeito de violações nos limites operativos para cada estado. O efeito de ações corretivas pode ser incluído nesta avaliação. Acumule os resultados relativos ao ano k .
3. **Cálculo dos índices de confiabilidade:** Calcule os índices de confiabilidade anuais relativos ao ano k pela avaliação da função $G(y_k)$ sobre os valores acumulados em (2).
4. **Análise da Convergência:** Atualize a estimativa de $\bar{E}(G)$, ou seja, atualize o valor esperado dos índices de confiabilidade do processo baseado no resultado obtido no passo (3).
5. **Processo do passo de Simulação:** Se a precisão das estimativas é aceitável, o processo é dito convergido. Caso contrário, retorne ao passo (1).

A explicação detalhada de cada um dos passos [26].é apresentada a seguir.

III.2.2 Amostragem da Duração dos Estados dos Componentes

A seleção de estados deve ser feita para todo sistema, desde linhas de transmissão, transformadores e demais equipamentos até o estado da geração e carga naquele momento. Por exemplo, além de ser necessário saber se uma turbina está no modo operativo ou falho, é necessário saber também o quanto de potência aquela usina tem

disponível para gerar naquele momento. Para os equipamentos, a seleção de estados é apresentada a seguir.

A série sintética anual do passo (1) do algoritmo anterior é gerada pela combinação dos processos de transição de estados dos componentes do sistema e a variação cronológica do modelo de carga na mesma base de tempo. O processo de transição de estados dos componentes é obtido pela amostragem sequencial da distribuição de probabilidade da duração dos estados, que pode seguir uma distribuição exponencial ou outra qualquer. Essa abordagem é chamada amostragem da duração dos estados dos componentes e é apresentada a seguir.

O processo de transição cronológica dos estados do sistema é obtido pela combinação dos processos de transição dos estados dos componentes. Considerando um processo estocástico com distribuição de probabilidade exponencial com parâmetro λ para a duração dos estados. A função de probabilidade acumulada é descrita por:

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (3.1)$$

A duração do estado i pode ser amostrada aplicando-se o método da transformação inversa que fornece:

$$t_i = -\frac{1}{\lambda_i} \ln U \quad (3.2)$$

Onde U é a variável aleatória distribuída uniformemente no intervalo $[0,1]$, λ_i é a taxa de transição do estado i e t_i é a duração do estado i .

Desta forma, o processo de amostragem consiste em sortear um número aleatório U , utilizando o algoritmo de geração de números pseudo-aleatórios, e substituir na equação (3.2) para assim, obter uma amostra da duração de estados.

Considerando um modelo a dois estados (*operação e reparo*), o processo consiste em amostrar alternadamente os dois estados, de forma a obter:

$$t_o = -\frac{1}{\lambda} \ln U \text{ e } t_1 = -\frac{1}{\mu} \ln U \quad (3.3)$$

Onde t_o é o tempo de operação, t_1 é o tempo de reparo, λ é a taxa de falha e μ a taxa de reparo.

Para múltiplos estágios a modelagem pode ser estendida através da equação (3.4) a seguir:

$$t_i = -\frac{1}{\sum_{x \in S} \lambda_{is}} \ln U \quad (3.4)$$

Onde S conjunto de estados para os quais o estado i pode transitar e λ_{is} é a taxa de transição do estado i para o estado s .

O processo deve ser repetido para todos os componentes do sistema, sendo assim possível obter uma sequência de operação de cada componente durante um período de tempo pré-especificado. Com a combinação feita constrói-se uma sequência de operação do sistema todo, como exemplificado na Figura III-4. A transição do estado é representada se pelo menos um dos elementos do sistema muda de estado.

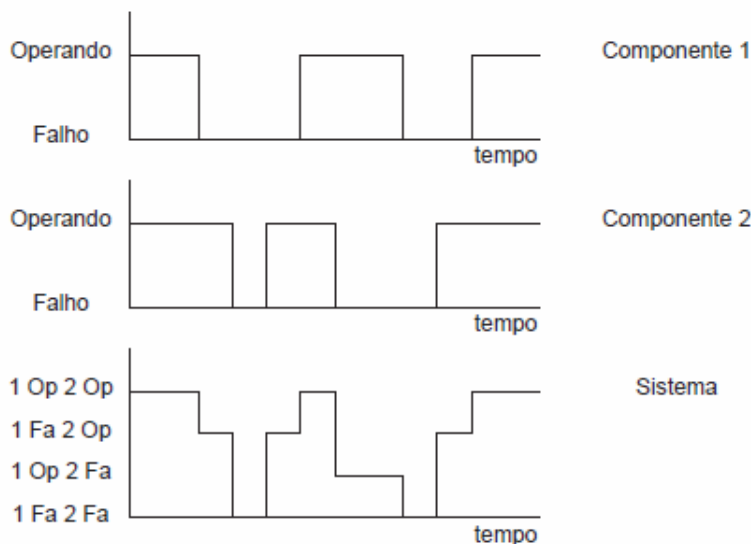


Figura III-4 – Amostragem da duração dos estado dos componentes, [26]

O modelo cronológico de variação da carga e da geração do sistema pode ser combinado com o processo de transição de estados dos componentes a fim de formar uma realização agregada a nível de sistema. O modelo da carga e geração pode ser representado para diferentes discretizações (minuto, hora, semana, mês) e níveis de representação (sistema, área, barra), flexibilidade essa que se constitui numa das grandes vantagens da SMC sequencial. Na obtenção da série sintética agregada a nível de sistema, o instante de tempo em que ocorre uma transição de estados t_i é obtido pela equação (3.5).

$$t_i = \min(t_c, t_g, t_l) \quad (3.5)$$

Onde t_c é o instante da transição do estado atual devido à transição dos componentes, t_l é o instante da transição do estado atual devido à transição das curvas de carga e t_g é o instante da transição do estado atual devido à transição das curvas de geração.

III.2.3 Análise de Adequação

A análise de adequação em estudos de confiabilidade é realizada primeiramente como uma simulação de fluxo de potência, com o objetivo de analisar se existe ou não violação nos limites operativos do sistema (avaliação do desempenho). Caso isso ocorra, existe uma segunda etapa da análise de adequação, chamada de aplicação de medidas corretivas, onde é realizada uma simulação de fluxo de potência ótimo para que sejam adotadas medidas corretivas, com o intuito de que todo sistema opere dentro dos limites operativos. Dentre as medidas analisadas está o corte de carga, que deve ser minimizada.

III.2.4 Cálculo dos Índices de Confiabilidade

Nesta etapa, os resultados obtidos na análise de adequação dos estados são utilizados para estimar os índices de confiabilidade como apresentado na equação (3.6) a seguir:

$$\bar{E}(G) = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N G(y_k) \quad (3.6)$$

onde $\bar{E}(G)$ fornece uma estimativa dos índices de confiabilidade calculados sobre todas as séries sintéticas simuladas, N é o número de séries sintéticas anuais simuladas, y_k é a série sintética anual composta pelos estados amostrados sequencialmente dentro do ano k , G é uma função teste para o cálculo dos índices de confiabilidade anuais.

Abaixo são apresentadas as funções $G(y_k)$ para cada um dos índices de confiabilidade calculados.

- LOLE (Loss of Load Expectation – Número esperado de horas de deficit de potência)

$$G(y_k) = \sum \text{Todos os estados de falha dentro do ano } k \quad (3.7)$$

- LOLP (Loss of Load Probability – Probabilidade de Perda de Carga)

$$G(y_k) = \sum \text{Todos os estados de falha dentro do ano } k / 8760 \quad (3.8)$$

- EPNS (Expected Power Not Supplied – Duração Média de Perda de Carga) MW:

$$G(y_k) = \sum \text{Energia não suprida em todos os estados de falha no ano } k / 8760 \quad (3.9)$$

- EENS (Expected Energy Not Supplied – Valor esperado de energia não suprida) MWh:

$$G(y_k) = \sum \text{Energia não suprida em todos os estados de falha dentro do ano } k \quad (3.10)$$

- LOLF (Loss of Load Frequency – Frequência de perda de carga) – ocorrências/ano:

$$G(y_k) = \text{Número de subsequências de falha dentro do ano } k. \quad (3.11)$$

Onde uma subsequência de falha é definida como uma sequência de estados de falha, correspondente a um corte de carga de duração igual a soma das durações de todos os estados de falha da subsequência.

➤ **LOLD** (Loss of Load Duration– Duração Média de Perda de Carga) – horas:

$$LOLD = \frac{8760 * LOLP}{LOLF} \quad (3.12)$$

III.2.5 Análise da Convergência

Nesta etapa, as incertezas das estimativas dos índices são analisadas segundo o critério que decide pela finalização do processo de simulação. A convergência do processo se dará a partir da tolerância admitida para cada um dos índices calculados.

Inicialmente, é necessária a avaliação de dispersão em torno dos valores calculados já que os valores dos estados, e conseqüentemente das estimativas, são aleatórios. Assim, é calculada a variância em torno da estimativa:

$$V(\bar{E}(G)) = \frac{V(G)}{N} \quad (3.13)$$

Onde V é a variância da função teste G . Por fim, a incerteza em torno das estimativas dos índices é calculada pelo Coeficiente de Variação α definido por (3.14):

$$\alpha = \frac{\sqrt{V(\bar{E}(G))}}{\bar{E}(G)} \quad (3.14)$$

O coeficiente α é usualmente utilizado como critério de convergência da simulação Monte Carlo. No presente trabalho, em todos os casos de simulação, foi adotado como critério de parada $\alpha=5\%$ para todos os índices de confiabilidade calculados.

III.2.6 Processamento do passo de simulação

Esta etapa indica apenas o avanço da simulação. Caso o critério de convergência não tenha sido satisfeito, a simulação prossegue executando-se um avanço no passo de simulação.

III.3 Consideração das curvas cronológicas de geração e carga na confiabilidade

No item anterior foi apresentado o algoritmo utilizado na Simulação Monte Carlo Sequencial. No caso da representação das curvas cronológicas de potência do sistema (objeto de estudo do presente trabalho), é necessária a representação das séries temporais dos geradores eólicos e hidráulicos bem como a série temporal da carga. Ou seja, na seleção de estados, além das séries sintéticas dos estados falhos e operativos do sistema devem ser representadas as séries temporais de geração a partir das vazões afluentes dos reservatórios e da velocidade dos ventos, bem como a série temporal da carga.

As Seções III.3.1 e III.3.2 a seguir apresentam a características da geração eólica e hidráulica levadas em consideração para construção das séries temporais de potência utilizadas.

III.3.1 Geração Eólica

A energia eólica utiliza os ventos para gerar energia elétrica transformando a energia cinética de translação em energia cinética de rotação através das turbinas eólicas, também chamadas de aerogeradores. Ou seja, o vento aciona o rotor da turbina que faz girar o gerador e produzir eletricidade [27].

O aproveitamento dos ventos para geração de energia elétrica depende fortemente de diversos aspectos do meio externo, tais como estação do ano, hora do dia, característica da região (condições climáticas e características do relevo, por exemplo). Por causa disso e devido a impossibilidade de armazenar a fonte primária (o vento), a energia proveniente

dos ventos torna-se intermitente, ou seja, ocorrem variações bruscas com frequência. Além desses aspectos, as características das turbinas eólicas são fundamentais para cálculo da potência gerada.

A turbina eólica é constituída por uma série de componentes, responsáveis pela produção da energia elétrica em três etapas: a captação da energia cinética contida no vento, a conversão da energia cinética em energia mecânica e a transformação da energia mecânica em energia elétrica propriamente dita, ao final do processo, como apresentado em [27].

A potência extraída pela turbina eólica é dada pela expressão:

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A V^3 \quad (3.15)$$

Onde o fluxo de ar de densidade ρ , movendo-se a uma velocidade v , perpendicular a uma seção transversal de área A de um cilindro varrido pelas hélices da turbina gera a potência P e C_p é o Coeficiente de potência da turbina.

Como pode ser observado pela expressão (3.15), a potência gerada pela turbina eólica é proporcional ao cubo da velocidade do vento. Desta forma, as variações de geração de potência eólica podem ser muito grandes.

Existem dois tipos de controle de geração das turbinas, são eles o estol e o de passo, cujos objetivos é otimizar a geração de potência e proteger a turbina. Existem dispositivos de controle que limitam o funcionamento da turbina de acordo com a velocidade do vento. Velocidades muito baixas não são suficientes para dar a partida no gerador, assim as turbinas exigem uma velocidade mínima para gerar energia. Por outro lado, velocidades muito altas podem danificar os componentes da turbina. Desta forma, existe uma velocidade para acionamento, chamada de *cut in*, e outra velocidade de corte, chamada velocidade *cut out*. Para valores fora desse intervalo a potência gerada é nula. Para valores entre a velocidade mínima e a velocidade nominal da turbina, a geração vai depender fortemente da velocidade (potência varia com o cubo da velocidade), expressão (3.15), e do modelo da turbina. A partir da velocidade nominal até a velocidade de corte, a potência gerada é igual à nominal e a rotação é constante. A Figura III-5 mostra a curva característica de potência gerada pela turbina eólica que será utilizada no presente trabalho.

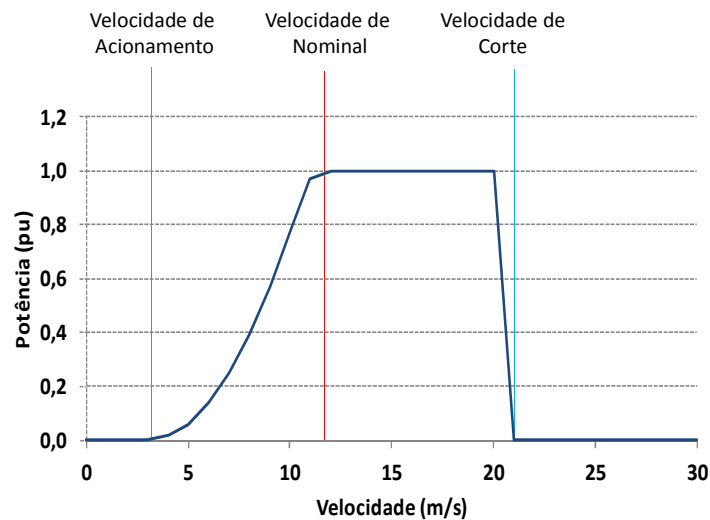


Figura III-5 – Curva Potência x Velocidade (modelo adotado no trabalho)

III.3.2 Geração Hidráulica

A energia hidráulica utiliza o movimento das águas para gerar energia elétrica. A água, armazenada em um reservatório, passa pela turbina fazendo-a girar e o gerador acoplado transforma a energia da turbina em energia elétrica.

Ao contrário da geração eólica, a geração hidráulica pode armazenar a fonte primária (água). Assim, as usinas hidráulicas podem ser basicamente de dois tipos:

- Usinas com reservatório de acumulação: A água é armazenada em reservatórios que regulam a vazão da água que será utilizada para movimentar a turbina. Os grandes reservatórios permitem o acúmulo de água em quantidade suficiente para que a geração de energia elétrica esteja garantida, mesmo que chova em pouca quantidade durante um determinado período.
- Usinas a fio d'água: A turbina é movimentada pelo fluxo afluente do rio, não acumulando água.

A potência gerada por uma hidrelétrica é proporcional à vazão de água disponível para movimentar as turbinas, à queda d'água e a altura da queda. A potência gerada pelas PCHs analisadas será calculada, conforme apresentando [28]:

$$P = \gamma \cdot Q \cdot H \cdot \eta_T \cdot \eta_G \quad (3.16)$$

Onde P é a Potência (w), γ é o calor específico da água (9810 N/m³), Q é a vazão (m³/s), H é a altura da queda (m), η_T é a eficiência da turbina e η_G é a eficiência do gerador.

A potência que uma turbina hidráulica consegue extrair do fluxo de água varia conforme característica da turbina hidráulica. A eficiência típica de uma turbina moderna varia entre 85% e 95%, dependendo da vazão de água e da queda.

O presente trabalho analisará, a inserção de pequenas centrais hidrelétricas (normalmente operam a fio d'água) em conjunto com a geração eólica.

Será considerada uma turbina do tipo Kaplan, cuja curva de eficiência é apresentada na Figura III-6.

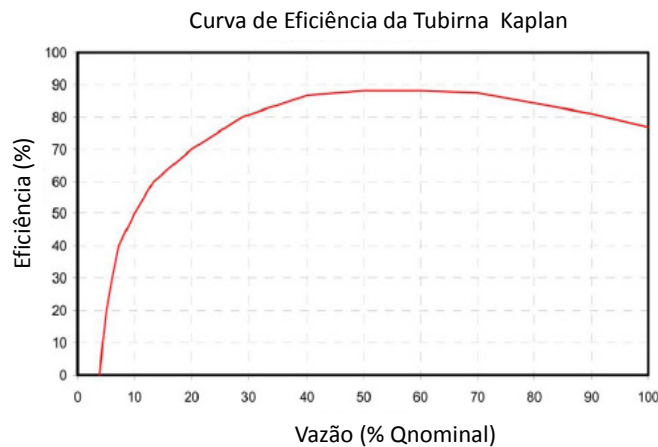


Figura III-6 – Curva de eficiência turbina Kaplan, [28]

III.3.3 Criação das Curvas Cronológicas para Simulação Monte Carlo Sequencial

Abaixo são apresentadas as etapas seguidas para o estudo de confiabilidade de sistemas de potência considerando as curvas cronológicas de geração hidráulica, eólica e carga, juntamente com o sistema de transmissão considerado.

1. Primeiramente, são capturados os dados de confiabilidade do sistema de transmissão em questão. Por exemplo, para os sistemas testes desde trabalho, são considerados dados típicos e para o sistema que representa o Rio Grande do Sul, são considerados os dados estocásticos da base de dados para estudos de confiabilidade do ONS.
2. Como uma segunda etapa, são selecionadas as curvas cronológicas de carga e geração consideradas nas análises. Neste trabalho, para os sistemas testes são usadas séries temporais típicas e/ou apresentadas em outros trabalhos. Para análise do sistema que representa o Rio Grande do Sul, são selecionadas séries temporais reais de carga e geração da região em questão.
3. Essas séries são as entradas para o programa de avaliação da confiabilidade composta utilizado, que será apresentado no item III.5. As curvas cronológicas a serem analisadas são representadas em base horária em múltiplos de 8760 horas (um ano) com valores em pu com base na potência da máquina. A Figura III-7 exemplifica séries temporais de potência de geração eólica, PCH e carga.

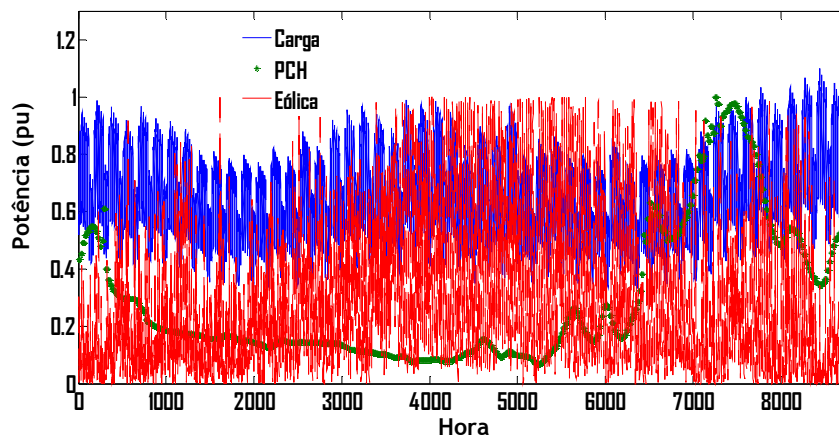


Figura III-7– Exemplo de entrada de dados

4. Através da simulação da confiabilidade são calculados os índices de confiabilidade LOLP, EPNS e LOLF. A partir desses índices serão calculados a EENS e a LOLD .

Cabe ressaltar, que como a análise de confiabilidade sequencial demanda alto esforço computacional, é realizado um tratamento das curvas cronológicas de vento, vazão e carga de forma a reduzir o número de estados representados e consequentemente reduzir o tempo de simulação. Isto é feito através do emprego da técnica de clusterização de dados. A validação dos clusters definidos será feita no sistema teste de 4 barras que será apresentado na seção IV.1.3.

III.4 Clusterização de Dados

A clusterização é o agrupamento de um conjunto de dados em diversas classes ou clusters. Nas diversas técnicas de análise de clusters, os métodos exploram as semelhanças entre padrões do conjunto de dados e agrupa os padrões parecidos em grupos, como ilustrado na Figura III-8.

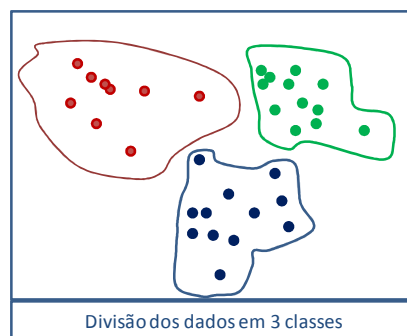


Figura III-8 – Técnica de clusterização

As variações de método para método são as formas como os padrões semelhantes são selecionados. O presente trabalho utilizou a técnica de clusterização denominada *k-means*, que é descrita a seguir.

O método *k-means* é de simples implementação e se baseia no conceito de centróides. O centróide representa o centro de um grupo sendo calculado pela média da

distância de todos os objetos. O objetivo do método é encontrar a melhor repartição de um dado grupo de dados em k partes. O algoritmo *k-means* segue os passos descritos a seguir [29].

1. Atribuem-se valores iniciais para os centróides seguindo algum critério, por exemplo, sorteio aleatório desses valores dentro dos limites de domínio de cada grupo;
2. Atribui-se cada dado ao grupo cujo centróide possua maior similaridade com o objeto;
3. Recalcula-se o valor do centróide de cada grupo, como sendo a média dos dados pertencentes ao grupo;
4. Repete-se os passos 2 e 3 até que os grupos tenham sido identificados;
5. Cada grupo é representado pelo valor final do seu centróide.

A Figura III-9 ilustra uma execução do algoritmo *kmeans*.

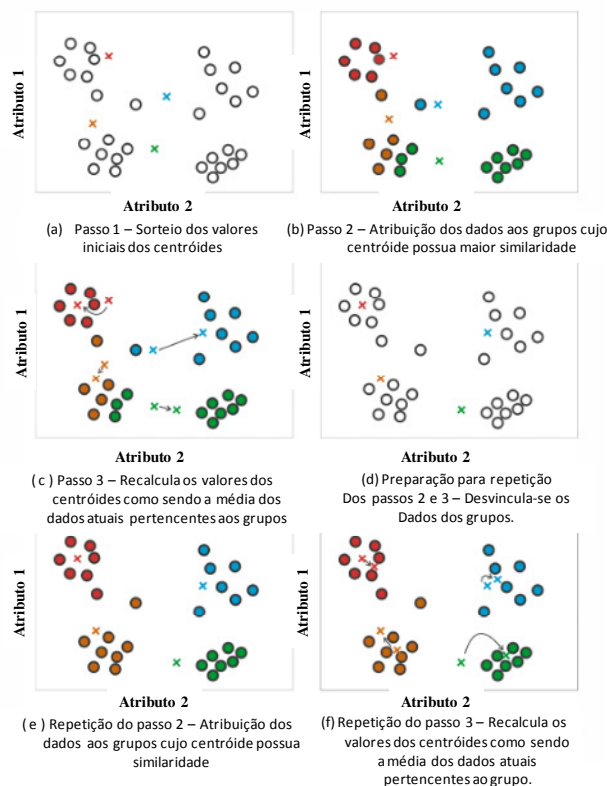


Figura III-9 - Exemplo de Execução do algoritmo *k-means*, [29]

III.5 Programa para Avaliação da Confiabilidade Composta

O programa para avaliação da confiabilidade composta utilizado no presente trabalho foi desenvolvido na dissertação [30] e apresentado nas referências [14] e [31]. O código, implementado em C++, utiliza modelagem orientada a objetos, sendo constituído por um conjunto de classes que conjuntamente descrevem sua estrutura, como apresentado abaixo:

- *Classe base* chamada *classe Simulador Base*: Esta classe implementa as características bases independente do método de simulação.
- *Classes filhas*: São programadas de acordo com o método de simulação Monte Carlo utilizado, o sequencial ou o não sequencial.

A classe base utilizada independe do método de simulação adotado e as classes filhas são utilizadas de acordo com o método de simulação Monte Carlo adotado. A Figura III-10 mostra as etapas bases da simulação Monte Carlo genérica e aponta quais delas estão implementadas na classe base e quais estão nas classes filhas.

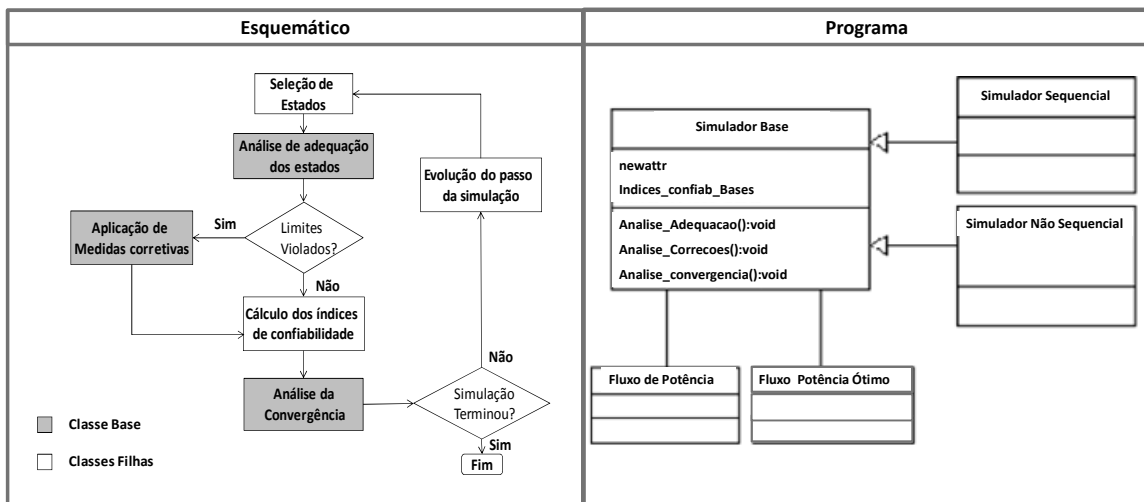


Figura III-10 – Modelo de simulação Monte Carlo genérico

Cada etapa no program é descrita a seguir:

1. **Seleção de Estados:** Nesta etapa os estados dos componentes do sistema, níveis de geração e carga são selecionados.

2. **Análise de Adequação do Estado:** Nesta etapa o estado amostrado para o sistema é avaliado através de alguma função que quantifique os possíveis efeitos de violação nos limites operativos da rede, através de um fluxo de potência não linear.
3. **Análise de Medidas Corretivas:** Esta etapa atua quando a análise de adequação indica que existe algum limite operativo do sistema violado, exigindo-se algumas medidas corretivas para levar o sistema para um estado operativo sem violação, pela solução de um fluxo de potência ótimo..
4. **Cálculo dos Índices de Confiabilidade:** Nesta etapa a avaliação final da adequação do estado selecionado, já considerando as medidas corretivas, é utilizada para a atualização dos índices de confiabilidade.
5. **Análise de Convergência:** Nesta etapa as incertezas das estimativas dos índices são analisadas segundo algum critério de convergência que decide pela finalização ou não do processo de simulação.
6. **Processamento do Passo de Simulação:** Caso o critério de convergência não tenha sido satisfeito, a simulação prossegue executando-se um avanço no passo de simulação.

No presente trabalho só foi utilizada a classe filha referente à simulação Monte Carlo Sequencial. A classe Simulador Seqüencial é específica para as etapas descritas a seguir::

Seleção de Estados: Nesta etapa o simulador atualiza nos modelos de componentes os estados dependentes da hora do ano. O simulador também processa a transição de estados cronológica dos componentes. O programa permite a entrada de quantas séries temporais o usuário necessitar tanto de carga quanto de geração, ponto primordial para realização do presente trabalho.

Cálculo dos Índices de Confiabilidade: Nesta etapa os índices do ano de simulação são calculados e computados nas suas respectivas séries anuais, como apresentado na Seção III.2.4.

Processamento do Passo de Simulação: Nesta etapa a hora do ano é incrementada, sendo que na última hora do ano os índices são computados nas suas respectivas séries anuais, iniciando a primeira hora do próximo ano.

III.6 Premissas adotadas para o despacho de geração

O modelo de despacho da geração utilizado no Brasil é conhecido como *Tight Pool* [32]. Neste modelo, existe uma entidade (ONS-Operador Nacional do Sistema) que define o despacho de forma centralizada com intuito de minimizar os custos de operação considerando as restrições de despacho de cada unidade de geração. Desta forma, é definida uma ordem de prioridade de despacho dos diversos tipos de fonte de modo a suprir a carga do sistema, respeitando os limites de intercâmbio entre os subsistemas e as demais restrições operativas do sistema de transmissão. O custo de cada unidade geradora é definido a partir do tipo de combustível utilizado para gerar energia. As usinas hidrelétricas utilizam água para produção de energia e as usinas eólicas o vento, sendo ambas fontes primárias de custo nulo.

Entretanto, é importante ressaltar que as usinas hidrelétricas com reservatórios podem armazenar água para ser utilizada no futuro, tornando o problema de despacho um pouco mais complexo. Isso decorre do fato de que utilizar todo reservatório disponível pode acarretar um custo alto no futuro. Assim, o problema de planejamento de operação energética deve ser acoplado no tempo, ver [32]. No caso das usinas a fio d'água e das eólicas, fontes analisadas no presente trabalho, por não possuírem reservatório e com fonte primária de custo nulo, considera-se que geram sempre que tiverem energia disponível.

A premissa adotada no presente trabalho para o despacho de geração foi considerar que a eólica gera sempre que tiver energia (vento) disponível, as hidráulicas a fio d'água geram sempre que tiverem vazão disponível, através das séries temporais de potência inseridas como um dos dados de entrada. Por último, as térmicas e as hidráulicas com reservatório (incluindo a barra de folga do sistema) são despachadas de forma que o sistema seja capaz de suprir o restante da carga, balanceando carga e perda com a geração disponível.

Cabe ressaltar que como o intuito do trabalho não era minimizar custo de operação energética, não foi distinguido os custos da geração hidráulica com reservatório e das térmicas. E, por fim, se a soma das potências das eólicas, hidráulicas e térmicas do sistema for menor que a carga acrescida das perdas, a diferença corresponderá ao corte de carga.

Além disso, o corte de carga também pode estar associado a falhas no sistema de transmissão. A Figura III-11 apresenta as premissas utilizadas para o despacho da geração, inserida entre as etapas “Seleção de estados” e “Análise de Adequação dos estados” da Figura III-10.

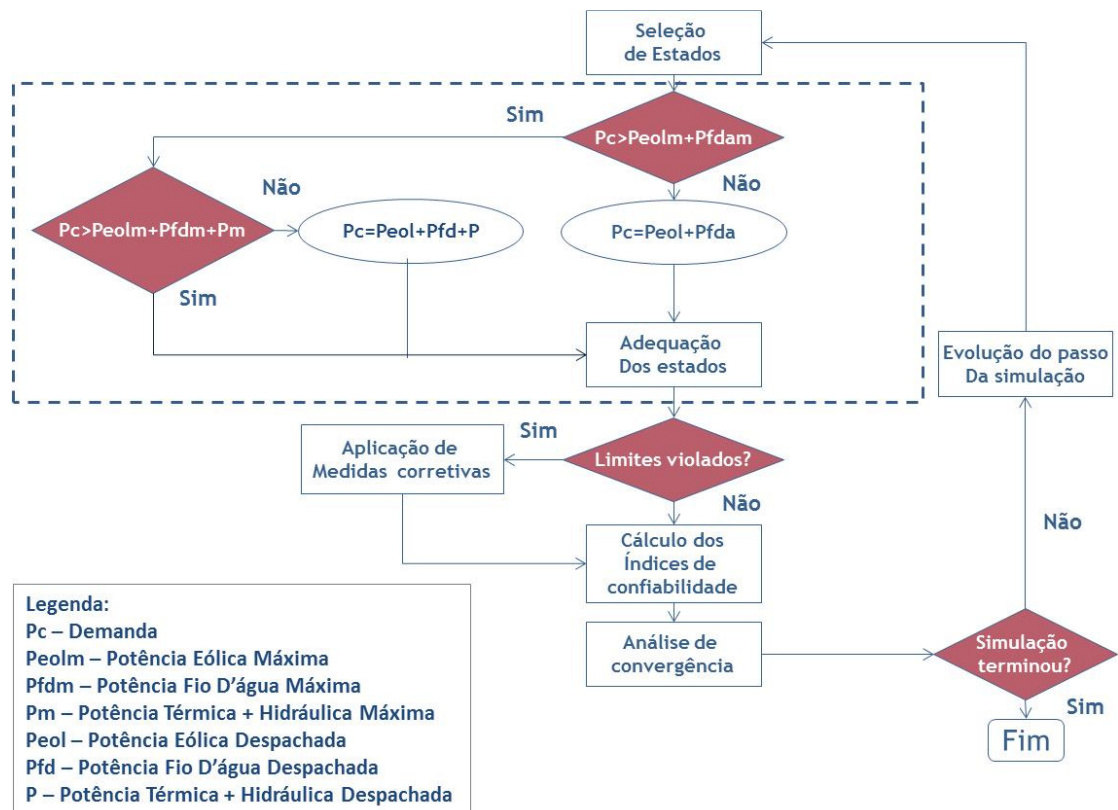


Figura III-11 – Premissa adota para o despacho da geração

CAPÍTULO IV SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Este capítulo destina-se a apresentação dos resultados obtidos com as simulações utilizando sistemas testes. O trabalho considerou dois sistemas testes com o objetivo de capturar a influência da complementaridade entre a geração eólica e hidráulica nos índices de confiabilidade do sistema. Inicialmente, foi considerado um sistema pequeno (4 barras) e posteriormente foi considerado o sistema IEEE-RTS [33].

IV.1 Sistema 4 barras

Inicialmente, foi considerado um sistema exemplo de 4 barras para maior sensibilidade ao efeito das variações das séries temporais de vento e vazão. O sistema de 4 barras estudado foi obtido a partir dos dados do sistema IEEE-RTS [33].

A Figura IV-1 apresenta o diagrama unifilar do sistema. Nas barras 3 e 4 estão conectadas as cargas do sistema e a barra 1 é a barra de referência. A PCH e a eólica foram conectadas na barra 2 do sistema.

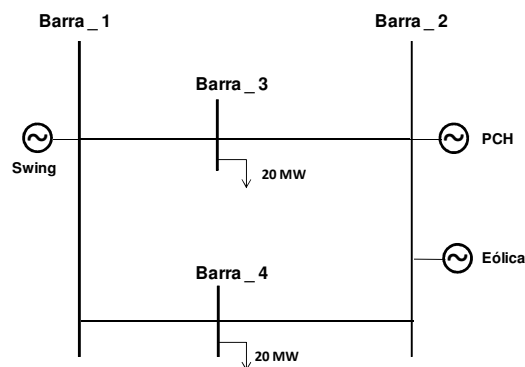


Figura IV-1– Sistema de 4 barras

As tabelas IV-1 e IV-2 apresentam os dados operacionais dos geradores e do sistema de transmissão, respectivamente, onde as taxas de falha e de reparo estão dadas em ocorrências/ano.

Tabela IV-1– Dados de Geração

Usina	Potência	Taxa de Falha (oc/ano)	Taxa de Reparo (oc/ano)	Probabilidade de Falhar
Eólica	20 MW	4,56E-04	0,01	4,36%
PCH	20 MW	1,056E-03	0,02	5,02%
Swing	40 MW	1,056E-03	0,02	5,02%

Tabela IV-2 – Dados do Sistema de Transmissão

Linha de Transmissão	Limite	Taxa de Falha (oc/ano)	Taxa de Reparo (oc/ano)	Probabilidade de Falhar
Barra 2 – Barra 3	25 MVA	5,76E-03	0,1	5,96%
Barra 2 – Barra 4	25 MVA	5,76E-03	0,1	5,96%
Barra 1 – Barra 3	25 MVA	5,76E-03	0,1	5,96%
Barra 1 – Barra 4	25 MVA	5,76E-03	0,1	5,96%

Para o sistema teste de 4 barras e para o sistema IEEE RTS, que será apresentado em seguida, foi considerada uma série temporal de vazão para a PCH e duas séries temporais de vento distintas (NE1 [27] e NE2), com correlações diferentes em relação à PCH analisada. A curva cronológica de potência gerada da PCH foi obtida através da série de vazão como explicado em [28]. A curva cronológica de potência da geração eólica foi obtida considerando o modelo da turbina apresentado na seção III.3.1.

A curva cronológica de geração hidráulica (p.u.) na base da máquina da PCH (20 MW), em base mensal, é apresentada na Figura IV-2.

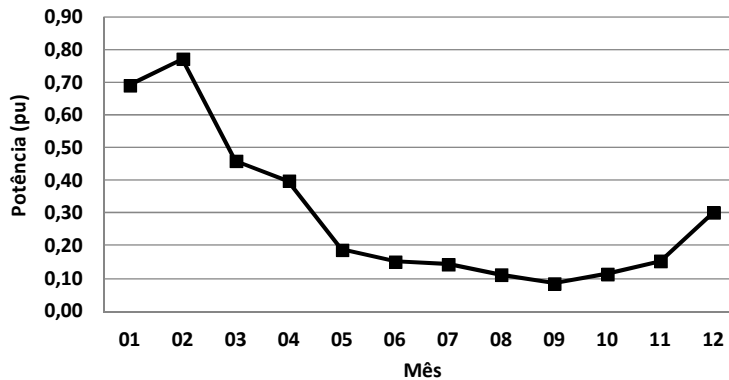


Figura IV-2 – Geração Mensal de Potência – PCH

Como é possível observar pela Figura IV-2, o período de cheia se encontra nos meses de dezembro até março. As características da série temporal da PCH são apresentadas na Tabela IV-3.

Tabela IV-3 – Dados Curva de Potência – PCH

Geração (p.u.)	
Máxima	1,00
Mínima	0,14
Fator de Capacidade	0,44

A curva cronológica da geração Eólica NE1 e da PCH na base das máquinas (20 MW), é apresentada na Figura IV-3.

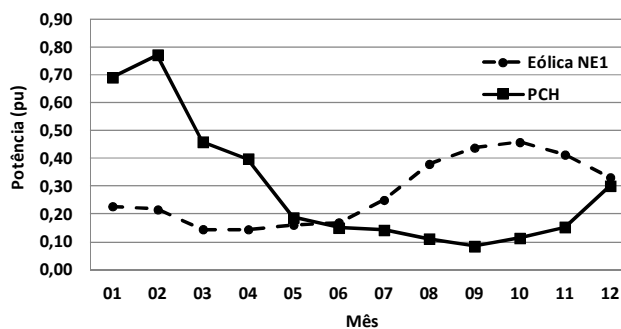


Figura IV-3– Curva Mensal de Potência – PCH e Eólica NE1

As características da série temporal de potência Eólica NE1 estão apresentadas na Tabela IV-4.

Tabela IV-4 – Dados Curva de Potência – Eólica NE1

Geração (p.u.)	
Máxima	1,00
Mínima	0,00
Fator de Capacidade	0,28
Correlação com PCH	-0,22

Neste caso, existe uma pequena complementaridade entre a geração eólica NE1 e a PCH, sendo este caso referencial para comparação com os demais casos analisados.

A série temporal de potência (p.u.) na base das máquinas da Eólica NE2 e da PCH (20 MW) é apresentada na Figura IV-4.

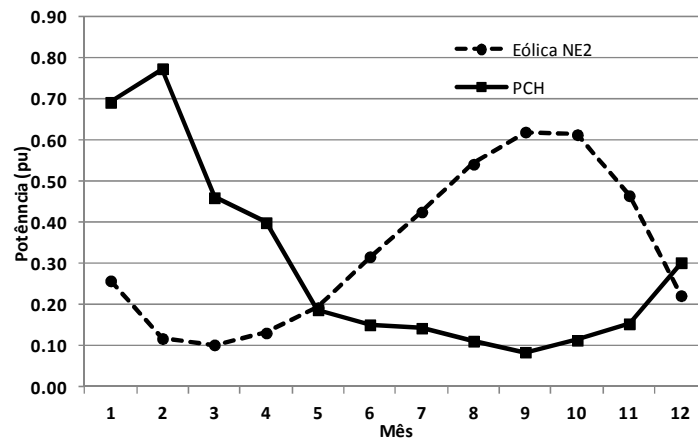


Figura IV-4 – Curva Mensal de Potência – PCH e Eólica NE2

As características da série temporal da geração Eólica NE2 estão apresentadas na Tabela IV-5.

Tabela IV-5 – Dados Curva de Potência – Eólica NE2

Geração (p.u.)	
Máxima	0,98
Mínima	0,02
Fator de Capacidade	0,33
Correlação com PCH	-0,56

Neste caso, existe uma complementaridade alta entre a geração eólica NE2 e a PCH.

Nos primeiros casos analisados, as cargas serão consideradas constantes ao longo de todo o período da simulação. Depois será feita uma análise de sensibilidade considerando a carga variando com o tempo. Serão analisadas duas séries temporais de potência da carga, uma correlacionada positivamente com a geração da PCH e outra não. As curvas cronológicas de carga consideradas serão uma só para todo sistema.

A primeira série temporal da carga (Carga1) utilizada nas simulações segue o procedimento proposto em [34], que determina em percentual as sazonalidades da carga. Esta série quase não apresenta correlação com a PCH, conforme mostrado na Figura IV-5.

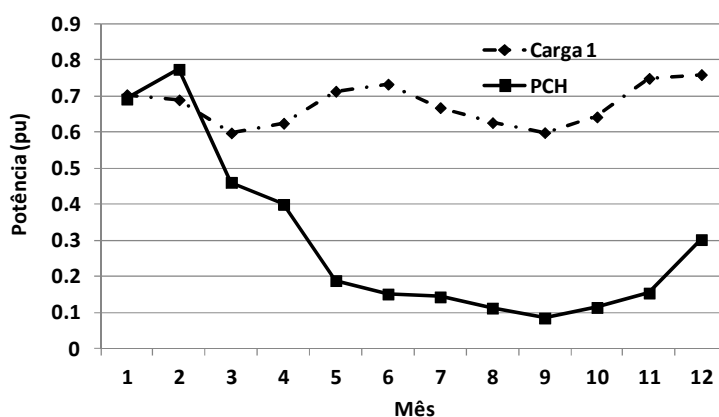


Figura IV-5 – Curva Mensal de Potência – PCH e Carga 1

A segunda série temporal de carga apresenta correlação de 0,65 com a PCH. Isso significa que quando a carga possui um valor elevado, a geração hidráulica também está em um dos seus máximos valores, conforme mostrado na Figura IV-6.

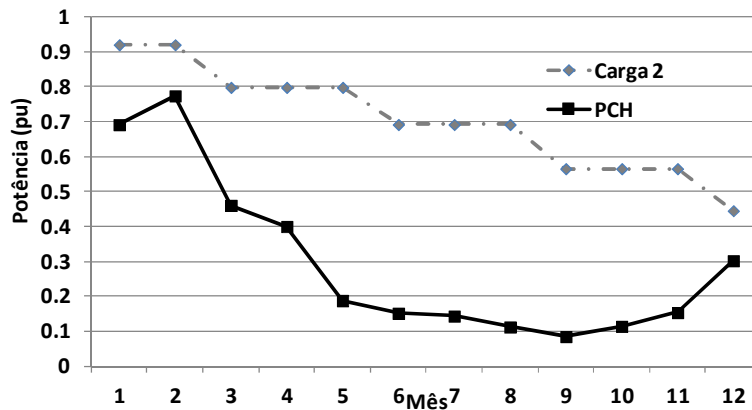


Figura IV-6– Curva Mensal de Potência – PCH e carga 2

Os resultados da simulação com esta série temporal de carga devem mostrar se o benefício da correlação positiva carga/PCH é mais relevante do que o benefício da complementaridade eólica/PCH. Cabe ressaltar que esta segunda curva de carga foi gerada de forma aleatória, não representando nenhuma característica sazonal específica.

IV.1.1 Resultados Sistema 4 barras

A configuração dos casos inicialmente simulados é apresentada na Tabela IV-6 e os resultados são apresentados nos itens a seguir. Esses primeiros casos analisados foram apresentados em [35].

Tabela IV-6 – Casos simulados para o sistema de 4 barras

Caso	Carga	Eólica	Correlação Eólica/PCH	Correlação Carga/PCH
1.1	Patamar Único	NE1	-0,22	-
1.2	Patamar Único	NE2	-0,56	-
1.3	Curva 1	NE1	-0,22	0,06
1.4	Curva 2	NE1	-0,22	0,65
1.5	Curva 1	NE2	-0,56	0,06
1.6	Curva 2	NE2	-0,56	0,65

➤ **Caso 1.1:** PCH /Eólica NE1/Carga Patamar Único

Neste primeiro caso, a complementaridade entre a geração eólica e a geração hidráulica é pequena. A carga foi considerada constante ao longo de todo o período em análise. Os índices finais de confiabilidade calculados para esse caso estão apresentados na Tabela IV-7.

Tabela IV-7– Índices de Confiabilidade – Caso 1.1

LOLP	14,87%
EPNS	1,098 MW
LOLF	25,5 /ano
EENS	9.618,48 MWh
LOLD	51,08 h

Neste cenário, a probabilidade da perda de carga é de aproximadamente 14% com aproximadamente 25 ocorrências de corte por ano. A frequência de corte de carga por ano é alta quando comparado aos demais índices devido a presença da geração eólica, pois a dinâmica do vento faz com que a transição entre estados de falha e de sucesso ocorram várias vezes em um dado intervalo de tempo, mas com curtas durações.

➤ **Caso 1.2:** PCH/Eólica NE1/Carga Patamar Único

Neste segundo caso, a complementaridade entre a geração eólica e a PCH apresenta um valor superior (-0,56) ao do caso anterior (Caso 1.1). Da mesma forma, que no caso anterior, a carga é mantida constante no valor de 20 MW em cada barra. Os índices finais de confiabilidade calculados para esse caso estão apresentados na Tabela IV-8.

Tabela IV-8 – Índices de Confiabilidade – Caso 1.2

LOLP	11,91%
EPNS	0,6846 MW
LOLF	23,75 /ano
EENS	5.997,09 MWh
LOLD	43,93 h

Os índices de confiabilidade reduziram em relação ao Caso 1.1, com a LOLP caindo de aproximadamente 14% para 12%. A EPNS cai de aproximadamente 1 MW para 0,7 MW. A LOLF, EENS e LOLD também são reduzidas. Esses resultados mostram que quanto mais complementar a usina eólica for em relação à PCH, melhores serão os índices de confiabilidade. Isso se deve ao fato de que, nos períodos de seca, a usina eólica consegue gerar mais do que no Caso 1.1, reduzindo a falta de energia média.

➤ **Caso 1.3:** PCH/NE1/ Curva de Carga 1

Neste caso, é incluída a curva cronológica da carga além das séries temporais de geração. Os resultados pretendem mostrar o impacto da consideração da curva cronológica de carga nos índices de confiabilidade do sistema. Os índices finais de confiabilidade calculados para esse caso estão apresentados na Tabela IV-9.

Tabela IV-9 – Índices de Confiabilidade – Caso 1.3

LOLP	2,6%
EPNS	0,1181 MW
LOLF	29,65/ano
EENS	1.034,57 MWh
LOLD	7,68 h

Como pode ser observado em relação aos casos anteriores, a representação da curva cronológica da carga faz com que a probabilidade de perda de carga, a potência e a energia não supridas e a duração média do corte de carga sejam reduzidas de forma significativa, já que neste caso, nem sempre a carga a ser suprida é de 40 MW. Já a frequência de corte de carga por ano apresenta um valor similar e ainda elevado, fato este que pode ser explicado pela presença da geração eólica, com grandes variações ao longo do tempo.

➤ **Caso 1.4:** PCH/NE1/ Curva de Carga 2

Este caso é analisado com o intuito de verificar o benefício da correlação positiva da carga com a geração da PCH quando comparado com o Caso 1.3, quando praticamente não havia correlação entre elas. Os índices de confiabilidade calculados para esse caso estão mostrados na Tabela IV-10.

Tabela IV-10 – Índices de Confiabilidade – Caso 1.4

LOLP	1,49%
EPNS	0,06538 MW
LOLF	5,078/ano
EENS	572,73 MWh
LOLD	25,7 h

Como pode ser observado, os índices LOLP, EPNS, LOLF e EENS reduzem quase que pela metade em relação ao Caso 1.3. A LOLF reduz de forma significativa caindo de 29/ano para aproximadamente 5/ano, já que a frequência do corte de carga é muito menor com a carga variando conforme a geração. Em contrapartida, a LOLD aumenta, uma vez que é dada pela relação LOLP/LOLF. Neste caso, a correlação positiva da carga com a geração hidráulica reduz a frequência de corte de carga em aproximadamente 80% em relação ao Caso 1.3, mas a probabilidade de corte de carga reduz apenas pela metade, o que faz com que a duração média do corte de carga se torne ainda maior. Ou seja, a correlação positiva da carga reduz a frequência com que as cargas são cortadas, mas aumenta o tempo médio de corte das mesmas.

➤ **Caso 1.5:** PCH/NE2 Curva de Carga 1

Este caso é analisado para verificar o benefício da complementaridade entre geração hidráulica e eólica juntamente com o benefício da correlação positiva PCH/carga, comparando-se com os resultados dos dois casos anteriores (Caso 1.3 e Caso 1.4). Os índices de confiabilidade calculados para esse caso estão apresentados na Tabela IV-11.

Tabela IV-11 – Índices de Confiabilidade – Caso 1.5

LOLP	1,81%
EPNS	0,06703 MW
LOLF	20,64/ano
EENS	587,18 MWh
LOLD	7,69 h

Como se pode perceber, através dos Casos 1.4 e 1.5, o benefício da correlação positiva carga/PCH reduz ainda mais os índices LOLP, EPNS, LOLF e EENS do sistema do que o benefício da complementaridade hidro-eólica. Esta afirmativa pode ser explicada devido ao fato dos índices de confiabilidade estarem atrelados à ocorrência de corte de carga. Assim, uma carga reduzida no período de seca é muito positiva para o sistema, enquanto que a complementaridade hidro-eólica não reduz tanto o corte de carga quanto a própria redução da carga neste período.

➤ **Caso 1.6: PCH/NE2 Curva de Carga 2**

Por fim, é analisado o caso com a geração eólica apresentando complementaridade com a PCH (-0,56) e a carga, também, apresentando correlação positiva com a PCH.

Os índices de confiabilidade calculados para esse caso estão apresentados na Tabela IV-12.

Tabela IV-12 – Índices de Confiabilidade – Caso 1.6

LOLP	0,82%
EPNS	0,0331 MW
LOLF	3,083/ano
EENS	289,96 MWh
LOLD	23,3 h

Como é possível observar, os índices de confiabilidade LOLP, EPNS, LOLF e EENS reduzem de forma significativa, sendo os menores apresentados dentre todos os casos analisados. A correlação positiva da carga com a PCH juntamente com o benefício da

complementaridade hidro-eólica reduzem a probabilidade de perda de carga de aproximadamente 3% do Caso 1.3 para 0,82% neste caso. A LOLD é maior no caso 1.6 do que no 1.5 pelo mesmo motivo que do Caso 1.3 para o Caso 1.4.

Nas situações em que existe a correlação positiva com a carga do sistema, a duração média do corte de carga aumenta enquanto a frequência é reduzida, trazendo benefícios por um lado e prejuízos por outro. Nos casos onde existe a complementaridade hidro-eólica, todos os índices do sistema são reduzidos de forma significativa, demonstrando o benefício proporcionado ao se explorar a complementaridade entre a geração eólica e a hidráulica.

A Tabela IV-13 apresenta um resumo dos resultados obtidos para os 6 casos analisados no sistema exemplo de 4 barras.

Tabela IV-13 – Comparação dos resultados dos 6 casos analisados

	Correlação Eólica/PCH					
	Correlação -0,22	Correlação -0,56	Correlação -0,22	Correlação -0,22	Correlação -0,56	Correlação -0,56
	Constante 40 MW		Correlação 0,06	Correlação 0,65	Correlação 0,06	Correlação 0,65
	Carga					
Índice	Caso 1.1	Caso 1.2	Caso 1.3	Caso 1.4	Caso 1.5	Caso 1.6
LOLP	14,87%	11,91%	2,60%	1,49%	1,81%	0,82%
		-20%		-43%		-55%
EPNS	1,098 MW	0,6846 MW	0,1181MW	0,06538 MW	0,0607MW	0,033 MW
		-38%		-45%		-46%
LOLF	25,5 /ano	23,75 /ano	29,65 /ano	5,078 /ano	20,64 /ano	3,083 /ano
		-7%		-83%		-85%
EENS	9.618,48 MWh	5.997,09 MWh	1.034,57 MWh	572,73 MWh	587,18 MWh	289,93 MWh
		-38%		-45%		-51%
LOLD	51,08 h	43,93 h	7,68 h	25,7 h	7,69 h	23,3 h
		-14%				

Os índices dos Casos 1 e 2, quando comparados com os demais casos, são altos pois não é considerada a curva de carga do sistema, permanecendo a carga sempre no seu maior valor. Quando comparados os Casos 1 e 2, a existência da complementaridade hidro-eólica do sistema faz com que os índices de confiabilidade reduzam. A comparação dos Casos 3 e 4, aponta que a existência de alta correlação positiva com a carga do sistema faz com que os índices de confiabilidade reduzam significativamente, à exceção da duração média do corte de carga, que aumenta. Os Casos 4 e 5, mostram que a existência da

complementaridade hidro-eólica não é suficiente para redução dos índices de confiabilidade devido a inexistência de correlação positiva carga/geração no caso 5. Por fim, quando comparados os Casos 4 e 6, onde há correlação entre geração e carga, a confiabilidade do sistema melhora significativamente quando a complementaridade entre a geração hidráulica e a eólica aumenta em 154%.

IV.1.2 Análise da interferência da geração eólica

Atualmente, a grande preocupação do ONS e da EPE, no que tange à geração eólica, reside em sua intermitência e incerteza. Muitos geradores eólicos tem previsão de entrar em operação (como apresentado na seção I.3) e nenhuma exigência tem sido feita com relação às grandes variações de potência inseridas na rede elétrica em função da natureza desse tipo de energia.

Como visto na seção IV.1.1, do ponto de vista energético, a complementaridade hidro-eólica pode trazer ganhos à confiabilidade do sistema e, nesse sentido, o impacto negativo da geração eólica poderia ser minorado.

O objetivo desta seção, portanto, é apresentar os impactos causados pela intermitência eólica em sistemas teste que, de forma simplificada, representem o problema real. Ou seja, verificar se de fato a complementaridade hidro-eólica ameniza os efeitos da intermitência eólica e de que forma isso ocorre ao longo do tempo. Para tanto, foram simulados os seguintes cenários:

- Cenário 1: 40 MW de geração eólica NE1
- Cenário 2: 40 MW de PCH
- Cenário 3: 40 MW de energia sem séries temporais
- Cenário 5: 20 MW de geração eólica NE1 e 20 MW de PCH (menor complementaridade)
- Cenário 6: 20 MW de geração eólica NE2 e 20 MW de PCH (maior complementaridade)

A Figura IV-7 apresenta os cortes de carga encontrados nas simulações ao longo do ano, considerando a carga total de 40 MW (20 MW na barra 3 e 20 MW na barra 4) e os cenários 1, 2 e 3 de geração.

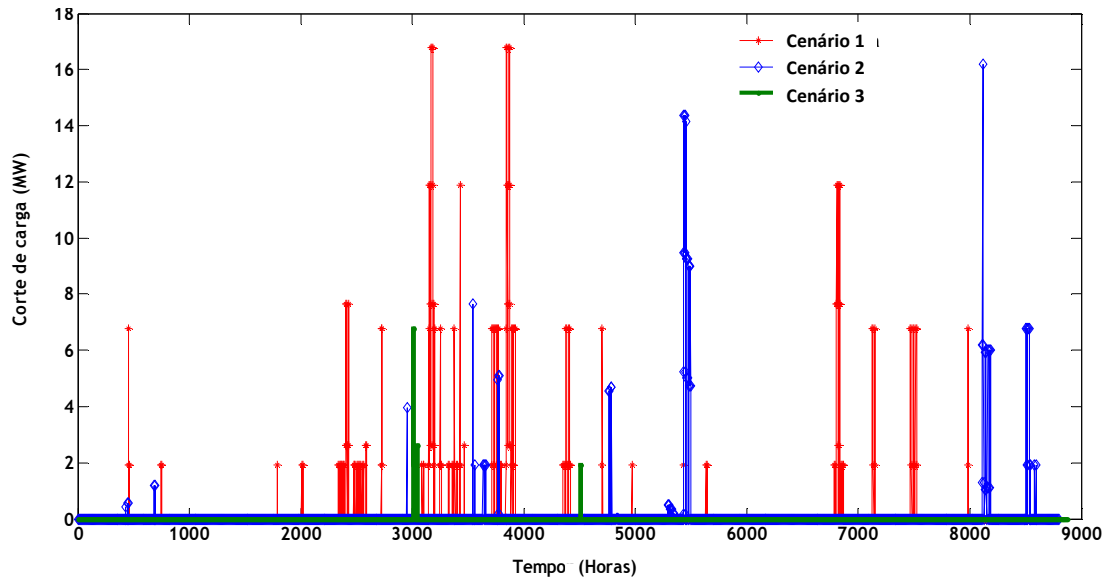


Figura IV-7 – Corte de carga ao longo de um ano considerando ou não a curva de geração eólica e PCH

Como pode ser observado pela Figura IV-7, o corte de carga, bem como a frequência de corte sem considerar as curvas cronológicas de geração no tempo (cenário 3), são menores do que quando se considera as curvas cronológicas de geração eólica NE1 (cenário 1) e da PCH (cenário 2), pois no cenário 3 está se considerando geração firme.

Outro aspecto interessante de se observar é que o caso contemplando apenas a geração eólica (cenário 1) apresenta picos de corte de carga maiores e maior frequência de ocorrência do que o caso considerando apenas a geração da PCH (cenário 2), devido às grandes flutuações do vento.

Com o intuito de verificar o impacto do corte de carga, considerando a geração eólica e PCH operando conjuntamente, foi analisado o cenário 5. A Figura IV-8 apresenta o corte de carga considerando os cenários 1 e 5.

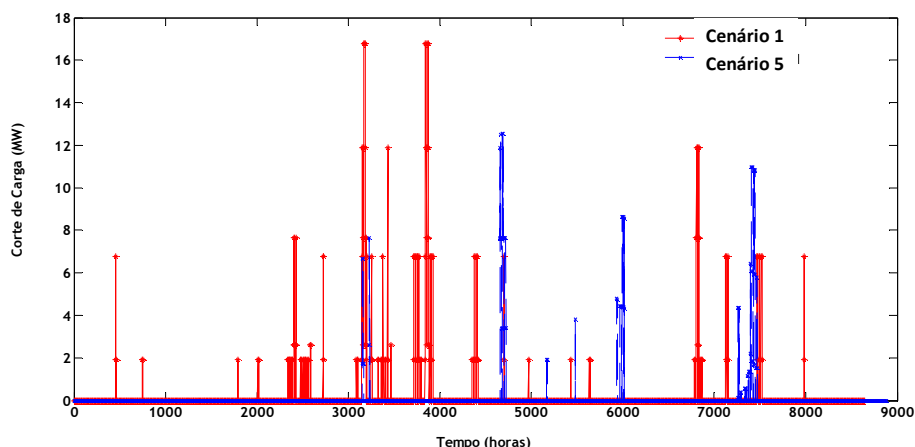


Figura IV-8 – Corte de carga ao longo de um ano considerando apenas a curva de geração eólica e considerando a complementação Eólica NE1/ PCH

A Figura IV-8 mostra que a operação conjunta da geração eólica com a PCH reduz tanto o valor máximo do corte de carga quanto a frequência com que o mesmo ocorre. Desta forma, conclui-se que combinação da variação da geração eólica com as usinas a fio d'água reduzem o valor e a frequência de corte de carga, apesar de pontualmente o valor do corte pode aumentar certos instantes.

A mesma análise anterior foi realizada considerando o cenário 6, com a geração eólica NE2 e a PCH conforme mostrado na Figura IV-9. Esta comparação foi realizada com o intuito de verificar se de fato a complementaridade contribui para amenizar o efeito da intermitência da geração eólica.

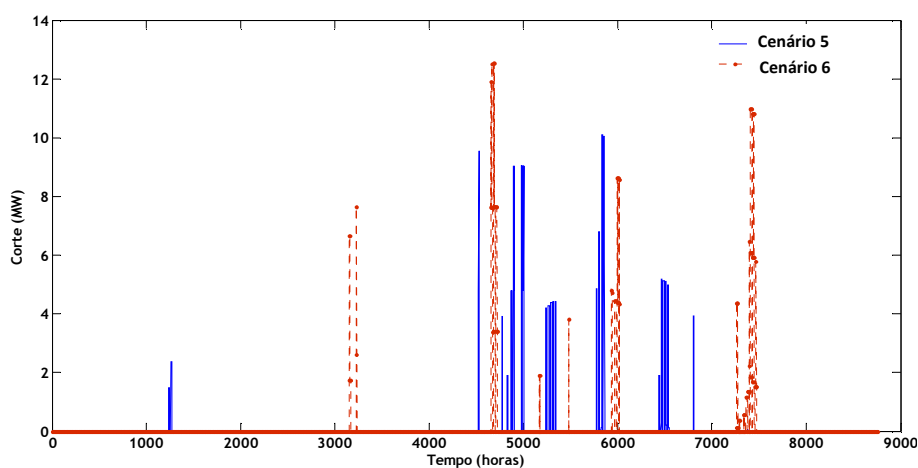


Figura IV-9 – Corte de carga ao longo de um ano considerando os casos com eólica e PCH com e sem complementaridade

Como pode ser observado, mesmo quando existe maior complementaridade hidro-eólica (cenário 6) ainda existem variações bruscas nos valores de corte e alguns deles com valores até maiores do que no caso em que a eólica e PCH não apresentam complementaridade. A Figura IV-10 e a Figura IV-11 mostram a curva cronológica de potência eólica (NE1 e NE2 respectivamente) e PCH em conjunto com a curva de corte de carga para permitir uma melhor análise dos estados de cada gerador e do respectivo corte de carga.

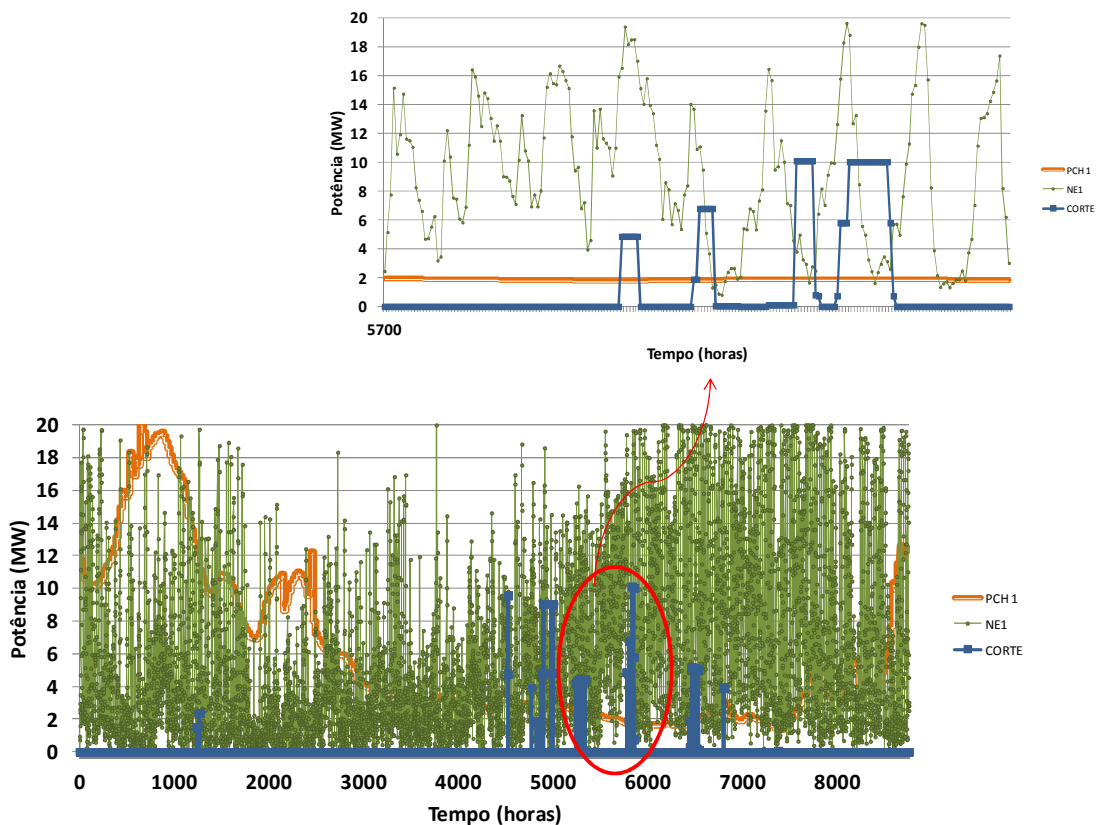


Figura IV-10 – Corte de carga ao longo de um ano considerando os casos com eólica e PCH sem complementaridade

A Figura IV-10 e a Figura IV-11 mostram que os maiores cortes de carga ocorrem quando a PCH está gerando seus menores valores de potência (período de seca), tanto quando a PCH opera conjuntamente com a geração eólica complementar (NE2), como quando a PCH opera com a geração eólica não complementar (NE1). Através do zoom da Figura IV-10 e da Figura IV-11 pode-se perceber que os elevados cortes de carga estão

atrelados a variação do vento no período de seca, já que quando o valor de potência eólica cai, a PCH possui pouca potência disponível e assim o corte de carga é elevado.

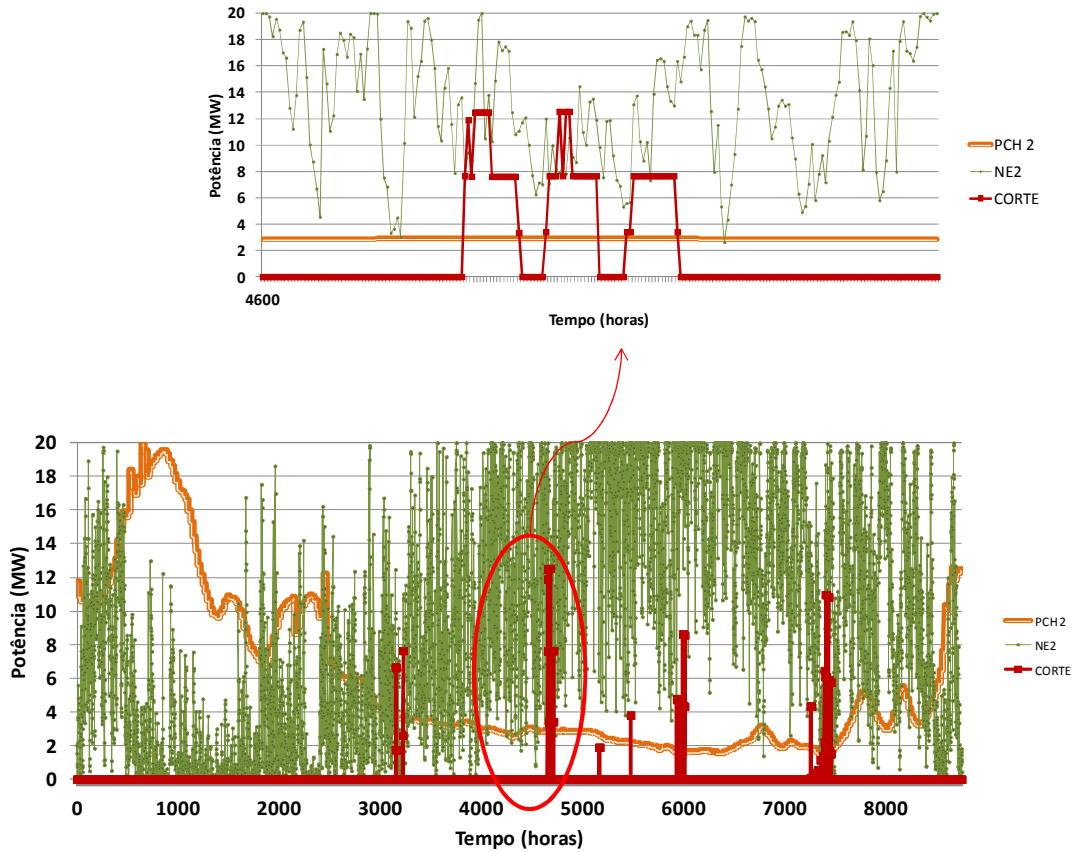


Figura IV-11 – Corte de carga ao longo de um ano considerando os casos com eólica e PCH com complementaridade

Em ambos os cenários 5 e 6 estudados (eólica complementar e não complementar operando conjuntamente com a PCH), os cortes de carga ocorrem no período de seca. Ou seja, a geração eólica quando complementar a PCH só irá auxiliar em alguns momentos e, devido à intermitência eólica, não haverá garantia de suprimento total da carga.

Diante disso, pode-se concluir que as variações bruscas da geração eólica não poderão ser evitadas mesmo na presença da PCH. Isso ocorre porque, mesmo a complementaridade hidro-eólica sendo benéfica para a confiabilidade média do sistema, os danos causados pela intermitência eólica combinada a picos na demanda por energia, causam cortes de carga inevitáveis.

Nessa perspectiva, para que não haja perdas significativas, o sistema deve prover alguma fonte de energia firme, que compense as quedas de disponibilidade de potência eólica.

IV.1.3 Clusterização das Séries

Nessa seção será apresentado o número mínimo de estados de geração eólica necessários para manter os índices de confiabilidade dentro do intervalo de confiança como explicado a seguir.

a) Auxílio do Matlab

Para a clusterização dos dados foi utilizado o programa Matlab, versão 7.8.0. A sintaxe: “ $[IDX,C] = kmeans(X,k)$ ” utilizada retorna o centróide dos k clusters. A matriz C recebe o valor do centróide de cada um dos k grupos. A matriz IDX especifica o grupo de cada um dos dados analisados.

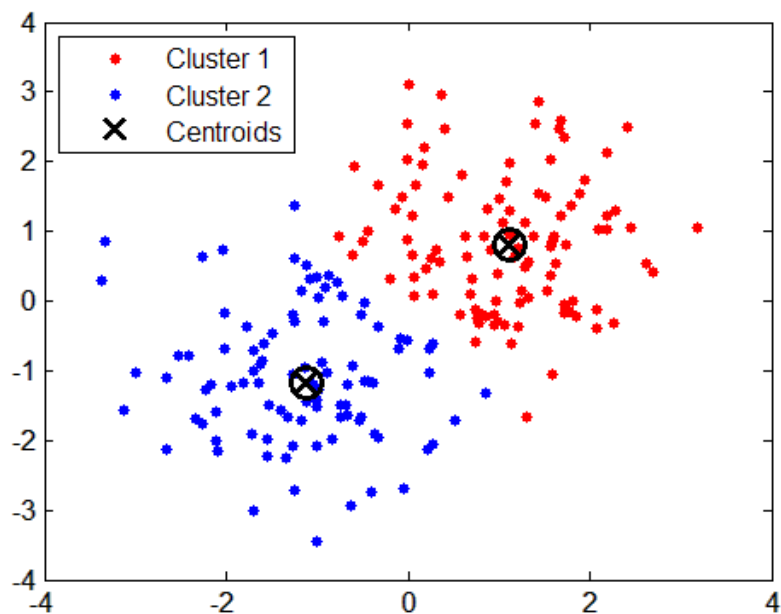


Figura IV-12 – Exemplo de resultado de clusterização com o auxílio da função k means do Matlab, [36]

b) Validação dos resultados obtidos

Para a validação do resultado das clusterizações dos dados de vento, os casos inicialmente simulados com as séries originais, sem agrupamento, foram simulados novamente com as curvas cronológicas de potência obtidas através dos dados de vento clusterizados.

Para validar os índices calculados com as séries agrupadas, foi analisado o intervalo de confiança do novo resultado obtido. Tendo como base o Teorema Central do Limite que diz que uma amostra suficientemente grande de dados aleatórios tende a possuir uma distribuição de probabilidades Normal, é possível calcular os limites superior e inferior para o valor verdadeiro, com um determinado grau de confiança. Para uma estimativa com 95% de probabilidade, o valor verdadeiro de $E(F)$ está no intervalo da expressão (5.1).

$$[\check{E}(F) - 1.96\sqrt{V(\check{E}(F))}; \check{E}(F) + 1.96\sqrt{V(\check{E}(F))}] \quad (5.1)$$

Onde:

$\check{E}(F)$ – Média dos índices anuais obtidos na simulação com a curva original

$V(\check{E}(F))$ – Variância dos índices anuais obtidos na simulação com a curva original

Com base no intervalo de confiança, os resultados obtidos com as séries agrupadas foram validados, sendo considerados adequados se estivessem dentro do intervalo de confiança dos índices calculados na simulação sem agrupamentos.

O objetivo da redução do número de estados na representação da série cronológica de potência eólica foi obter a redução no tempo de simulação, já que com menos transições de estado a simulação pode se tornar mais rápida. O número de estados foi testado até se obter o resultado desejado. Para as duas séries de vento (NE1 e NE2) 16 estados se mostraram suficientes para os valores médios dos índices de confiabilidade se encontrarem dentro do intervalo de confiança, quando comparados com os resultados utilizando as séries cronológicas originais (NE1 com 703 estados e NE2 com 957 estados), como apresentado a seguir.

Inicialmente, as curvas cronológicas de potência eólica, reduzidas a um número menor de estados, foram consideradas no sistema de 4 barras, junto com a curva cronológica da PCH sem redução de estados já que o intuito era apenas reduzir o tempo devido as grandes flutuações da geração eólica. Neste caso, mesmo considerando apenas 5 estados de vento os valores médios ficaram dentro do intervalo de confiança e iguais conforme mostrado na Tabela IV-14.

Tabela IV-14 – Comparação dos resultados após a clusterização dos dados

Índice	Série Original (703 ESTADOS)	Limite Inferior (Intervalo de Confiança)	Limite Superior (Intervalo de Confiança)	Clusterizadas	
				10 ESTADOS	5 ESTADOS
LOLP	0.149	0.135	0.1620	0.149	0.149
EPNS	1.098	0.992	1.204	1.098	1.098
LOLF	25.5	24.106	26.894	25.27	25.27
Tempo	04 min e 2 s	--	--	02 min e 26 s	01 min e 39 s

(a) Caso 1 – Eólica NE 1 e PCH

Índice	Série Original (957 ESTADOS)	Limite Inferior (Intervalo de Confiança)	Limite Superior (Intervalo de Confiança)	Clusterizadas	
				10 ESTADOS	5 ESTADOS
LOLP	0.119	0.111	0.127	0.119	0.119
EPNS	0.685	0.618	0.751	0.685	0.685
LOLF	23.75	22.734	24.766	23.75	23.75
Tempo	05 min e 34 s	--	--	02 min e 26 s	01 min e 21 s

(b) Caso 2 – Eólica NE 2 e PCH

Os resultados, considerando a geração hidráulica com a série temporal completa e a geração eólica com série clusterizadas em 5 estados, foram semelhantes ao do caso considerando as duas séries temporais (PCH e eólica) completas. Ou seja, a redução do número de estados de potência eólica não interferiu nos índices médios, apesar do tempo de simulação ser inferior ao do caso com todos os estados.

Os resultados apresentados na Tabela IV-14 para os casos clusterizados encontram-se dentro do intervalo de confiança dos índices calculados pela série original. Entretanto, esse número de estados é muito pequeno e foi suficiente apenas nessas simulações, corroborando com a análise da intermitência eólica que demonstrou que os cortes de carga

estão relacionados mais fortemente ao estado da PCH do que da geração eólica. Desta forma, com o intuito de verificar o real número de estados que deverá ser utilizado, para representar essas séries de vento, foram realizadas simulações com a presença apenas da série temporal de geração eólica. A Tabela IV-15 mostra que 16 estados de potência eólica (tanto NE1 quanto NE2) são suficientes para que os índices calculados fiquem dentro do intervalo de confiança dos índices calculados para as séries completas.

Tabela IV-15 – Comparação dos resultados após a clusterização dos dados considerando apenas geração eólica

Índice	Série Original (703 ESTADOS)	Limite Inferior (Intervalo de Confiança)	Limite Superior (Intervalo de Confiança)	Clusterizadas	
				10 ESTADOS	16 ESTADOS
LOLP	0.160	0.147	0.173	0.146	0.160
EPNS	1.166	1.059	1.273	0.943	1.182
LOLF	86.571	78.178	94.962	97.267	86.231
Tempo	01 min e 53 s	--	--	01 min e 12 s	01 min e 17 s

(a) Caso 1 – Eólica NE 1

Índice	Série Original (957 ESTADOS)	Limite Inferior (Intervalo de Confiança)	Limite Superior (Intervalo de Confiança)	Clusterizadas	
				10 ESTADOS	16 ESTADOS
LOLP	0.152	0.140	0.163	0.132	0.153
EPNS	1.012	0.915	1.110	0.759	1.012
LOLF	60.467	56.461	64.467	64.846	60.600
Tempo	01 min e 48 s	--	--	01 min e 13 s	01 min e 25 s

(b) Caso 2 – Eólica NE 2

Como pode-se observar pela Tabela IV-15, as curvas cronológicas de potência eólica NE1 e NE2 podem ser representadas com apenas 16 estados de potência, mantendo os índices de confiabilidade dentro do intervalo de confiança estipulado e com tempo de simulação ligeiramente reduzido. Assim, para o próximo estudo, serão utilizados 16 estados para representar essas séries de vento.

IV.2 Sistema RTS

O sistema de 4 barras anteriormente analisado é um sistema simplificado, onde apenas existem as duas fontes de geração em análise (a eólica e a PCH) e desta forma os índices de confiabilidade são impactados fortemente pelo comportamento das séries temporais de vazão e vento e menos pelo sistema de transmissão de energia.

Assim, com o intuito de se avaliar um sistema mais próximo da realidade, foi avaliado o sistema IEEE-RTS [33], que contém diversas fontes de geração e um sistema de transmissão com dados estocásticos.

O sistema IEEE-RTS é base para testes de novas metodologias relacionadas ao estudo de confiabilidade. Para este sistema são definidos, além dos dados estocásticos típicos de confiabilidade, dados relacionados à capacidade de geração, limites da transmissão e carga.

O sistema IEEE-RTS utilizado como base para as simulações considerou os valores de geração e carga como apresentados nas tabelas a seguir. Os dados estocásticos considerados foram os mesmos do sistema originalmente proposto.

O diagrama unifilar do sistema IEEE-RTS base é apresentado na Figura IV-13.

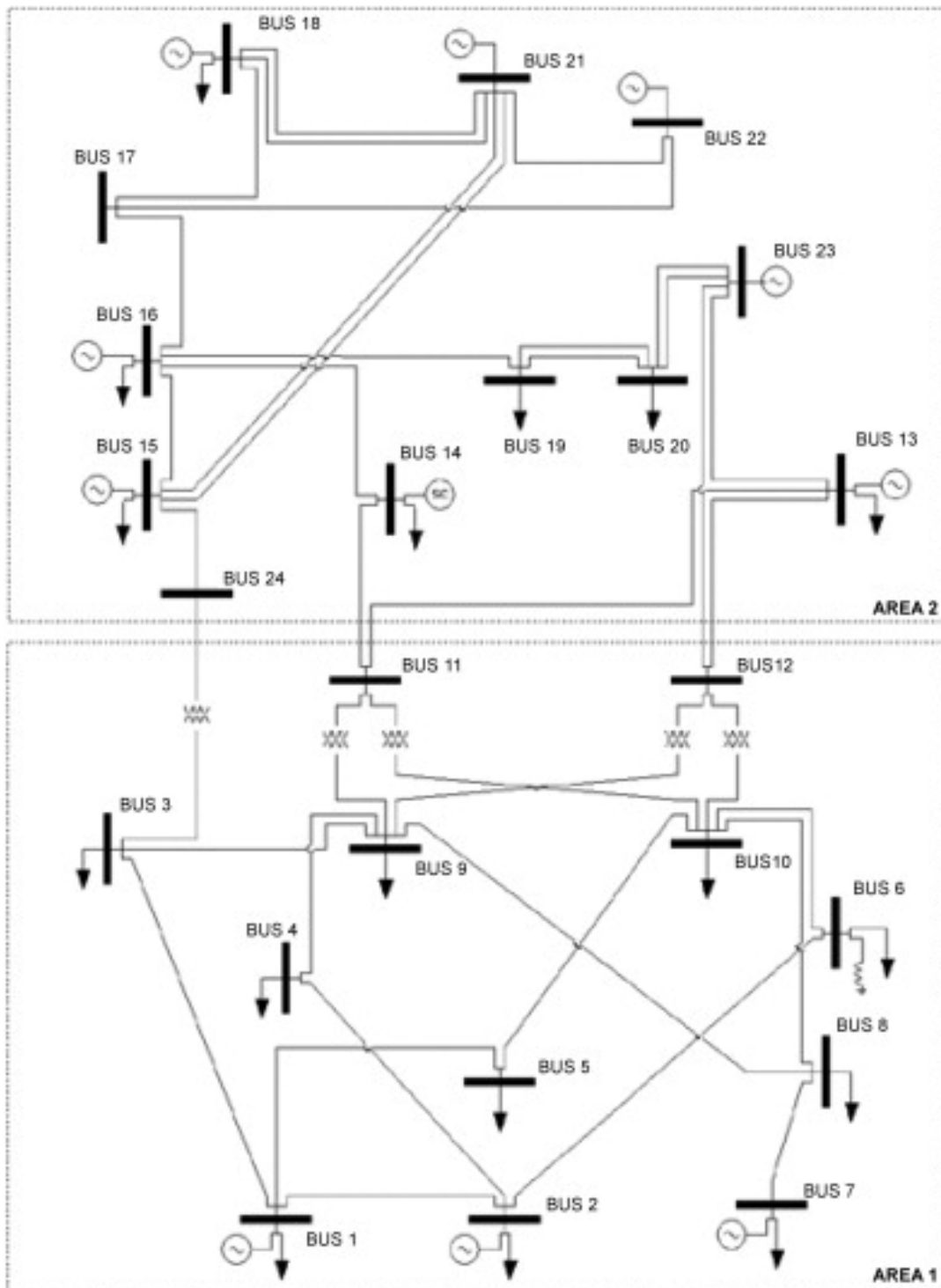


Figura IV-13 – Sistema teste IEEE – RTS, [33]

A Tabela IV-16 apresenta os dados de geração e carga do sistema IEEE-RTS utilizado.

Tabela IV-16 – Dados de Geração e Carga

Barra	Carga		Geração	
	P (MW)	Q (MVar)	Pmax (MW)	Tipo
1	108	22	192	PV
2	97	20	192	PV
3	180	37	-	-
4	74	15	-	-
5	71	14	-	-
6	136	28	-	-
7	125	25	300	PV
8	171	35	-	-
9	175	36	-	-
10	195	40	-	-
13	265	54	591	V θ
14	194	39	-	Síncrono
15	317	64	215	PV
16	100	20	155	PV
18	333	68	400	PV
19	181	37	-	-
20	128	26	-	-
21	-	-	400	PV
22	-	-	300	PV
23	-	-	660	PV
Total	2850	580	3405	-

IV.2.1 Resultados Sistema IEEE RTS

As simulações realizadas no sistema IEEE-RTS consideraram as curvas cronológicas apresentadas na seção IV.1. Inicialmente, foram simulados casos com o intuito de mostrar a interferência das séries temporais de geração eólica e da PCH e a série temporal da carga para um sistema mais próximo da realidade. A Tabela IV-17 apresenta a configuração dos casos inicialmente analisados para o sistema IEEE RTS.

Tabela IV-17 – Casos simulados para o sistema de IEEE RTS

Caso	Descrição do caso
2.1	Caso referencial (sem curvas cronológicas)
2.2	Caso referencial (com curva cronológica da carga)
2.3	Caso referencial (carga de 120% com curva cronológica da carga)
2.4	Carga em 120% e Curva + Eólica 40 MW – NE1 e PCH 40 MW (Com curvas cronológicas)*
2.5	Carga em 120% e Curva + Eólica 40 MW – NE2 e PCH 40 MW (Com curvas cronológicas)*
2.6	Carga em 120% e 80 MW adicionais de energia firme

*a geração eólica e PCH foram acrescentadas na barra 6, por ser uma barra próxima da região mais afetada pela pior contingência.

A seguir são apresentados os resultados para essas primeiras análises.

➤ **Caso 2.1:** Caso Referencial

Neste primeiro caso é mantido o sistema original, sem acréscimo de geração eólica e PCH e sem considerar a curva de carga do sistema. O intuito desta simulação é ter um caso referencial para as demais simulações. Os índices finais de confiabilidade calculados para esse caso estão apresentados na Tabela IV-18.

Tabela IV-18 – Índices de Confiabilidade – Caso 2.1

LOLP	9,55%
EPNS	17,45 MW
LOLF	20,8 /ano
EENS	152.857,62 MWh
LOLD	40,13 h

Neste cenário, a probabilidade da perda de carga é de aproximadamente 10% com aproximadamente 21 ocorrências de corte por ano. A EPNS é de aproximadamente 18 MW.

➤ **Caso 2.2:**

Neste segundo caso, foi considerada a curva de carga do sistema IEEE-RTS, para todas as cargas é considerada a mesma curva cronológica. Este será o caso base para as análises das curvas cronológicas de geração, sendo o ponto de partida para as análises de cronologia das curvas no tempo. Os índices finais de confiabilidade calculados para esse caso estão apresentados na Tabela IV-19.

Tabela IV-19 – Índices de Confiabilidade – Caso 2.2

LOLP	0,66%
EPNS	0,8313 MW
LOLF	8,13 /ano
EENS	7.282,19 MWh
LOLD	7,11 h

A representação da curva de carga faz com os índices de confiabilidade reduzam de forma significativa, já que neste caso, nem sempre a carga a ser suprida se encontra em seu máximo valor. Em relação ao Caso 2.1, a LOLP cai de aproximadamente 10% para 1%. A EPNS cai de aproximadamente 17 MW para 1 MW. A LOLF, EENS e LOLD também são reduzidas. Esses resultados mostram que o comportamento da carga influencia bastante nos índices de confiabilidade do sistema, assim como apresentado no sistema de 4 barras.

➤ **Caso 2.3:** Curva de Carga e carga aumentada em 120%

Neste caso, a carga é aumentada em 20% e o sistema não é alterado. Ou seja, a carga máxima passa de 2850 MW para 3420 MW, sendo a geração disponível de 3405 MW.

O objetivo desse caso foi criar um cenário com uma carga máxima maior que a geração disponível, indicando necessidade de expansão da geração. Posteriormente, nos casos seguintes serão incluídas as gerações eólicas e PCH para suprir o acréscimo de carga do sistema. Os índices finais de confiabilidade calculados para esse caso estão apresentados na Tabela IV-20.

Tabela IV-20 – Índices de Confiabilidade – Caso 2.3

LOLP	6,13%
EPNS	14,38 MW
LOLF	68,63/ano
EENS	125.968,9 MWh
LOLD	7,82 h

Como era de se esperar, os índices de confiabilidade aumentam de forma significativa em relação ao Caso 2.2, já que o sistema de geração e transmissão permanecem inalterados e a carga sofre um aumento de 20%.

- **Caso 2.4:** Carga: 120% + 40 MW de geração eólica NE1 + 40 MW de geração hidráulica (PCH) na barra 6

Este caso considerou a expansão da geração em 80 MW divididos em 40 MW de geração eólica e em 40 MW de geração hidráulica, ambas inseridas na barra 6 do sistema, representando 2% da geração total do sistema. Os índices de confiabilidade calculados para esse caso estão mostrados na Tabela IV-21.

Tabela IV-21 – Índices de Confiabilidade – Caso 2.4

LOLP	5,87%
EPNS	11,41 MW
LOLF	68,23/ano
EENS	99.951,6 MWh
LOLD	7,53 h

Como pode ser observado, a LOLP reduz em aproximadamente 4% enquanto a EPNS reduz em 20% e a LOLF em apenas 1%, fato que pode ser explicado pelas variações grandes da geração eólica, em relação ao Caso 2.3. A energia não suprida é reduzida de forma significativa enquanto a frequência de corte de carga é praticamente a mesma. Este fato pode ser explicado pelo fato do tipo de geração acrescentado ser bastante variável, e neste caso a eólica e a PCH não se complementam.

O Caso 2.5, apresentado a seguir, analisará a curva de geração eólica complementar a PCH, mostrando o efeito da complementaridade nos índices para o caso em que o sistema de transmissão impacta de forma mais relevante nos índices de confiabilidade do que no sistema de 4 barras.

- **Caso 2.5:** Carga: 120% + 40 MW de geração eólica NE2 + 40 MW de geração hidráulica (PCH) na barra 6

Os índices de confiabilidade calculados para esse caso estão apresentados na Tabela IV-22.

Tabela IV-22 – Índices de Confiabilidade – Caso 2.5

LOLP	5,81%
EPNS	10,78 MW
LOLF	67,44/ano
EENS	94.432,8 MWh
LOLD	7,55 h

Os índices de confiabilidade reduziram um pouco mais em relação ao Caso 2.3 do que o Caso 2.4, com a LOLP caindo de 6,13% para 5,8%. A EPNS caiu de aproximadamente 14 MW para 11 MW. A frequência de corte de carga é reduzida também, mostrando que a complementaridade hidro-eólica reduz um pouco as incertezas de geração do sistema. A EENS e LOLD também são reduzidas.

Entretanto, os índices de confiabilidade apresentam pouca melhoria se comparados aos índices obtidos no Caso 2.4. Esses resultados mostram que a complementaridade hidro-eólica é pouco significativa para melhoria dos índices de confiabilidade, quando o sistema de transmissão é considerado.

➤ **Caso 2.6:** Carga: 120% + 80 MW de energia firme

Este caso foi analisado para se verificar o benefício de instalar uma fonte firme no lugar da PCH e da geração eólica, variantes no tempo. Os índices de confiabilidade calculados para esse caso estão mostrados na Tabela IV-23.

Tabela IV-23 – Índices de Confiabilidade – Caso 2.5

LOLP	5,58%
EPNS	8,97 MW
LOLF	64,47/ano
EENS	78.557,9 MWh
LOLD	7,58 h

Assim como era esperado, os índices de confiabilidade são reduzidos em relação aos casos 2.4 e 2.5. A probabilidade de perda de carga é reduzida em 4%, em relação ao Caso 2.5, enquanto a energia não suprida é reduzida em aproximadamente 17%. A frequência de perda de carga é reduzida em 4,4%, já que as fontes de geração não sofrem variações com o tempo.

O impacto da complementaridade hidro-eólica na redução dos índices de confiabilidade no sistema IEEE-RTS são menores do que no sistema de 4 barras. Este fato pode ser explicado pelos seguintes fatores: o sistema de 4 barras é menor e a geração eólica e PCH representavam todo o sistema de geração, as linhas de transmissão do sistema de 4 barras quase não impactavam os índices de confiabilidade do sistema.

Entretanto, pode-se observar que mesmo com um sistema maior e mais próximo da realidade a complementaridade hidro-eólica traz benefícios aos índices médios de confiabilidade do sistema, ainda que pequenos. Neste caso, foi considerada a PCH mais a eólica em apenas 2% da geração total do sistema, entretanto na seção a seguir será analisado um caso com valor percentual mais próximo da realidade.

IV.2.2 Impacto da consideração da confiabilidade no sistema de transmissão planejado

O intuito desta seção é avaliar a expansão da transmissão e seu efeito na confiabilidade do sistema. O sistema IEEE – RTS apresenta um sistema de transmissão bem representado possibilitando tal tipo de análise. Desta forma, foi observado o impacto da consideração da cronologia no planejamento do sistema, sendo avaliados reforços na rede, aumentando a capacidade de transmissão do mesmo.

Para tanto, o sistema IEEE-RTS original foi modificado de forma a se tornar um sistema com problemas de carregamento e tensão, indicando a necessidade de reforços. Sendo assim, os limites das linhas, originalmente elevados, foram reduzidos e ainda foi considerado o aumento da carga e a inserção de mais uma usina eólica e uma PCH,

representando desta vez 10% da geração total do sistema. A Tabela IV-24 detalha os 4 casos analisados.

Tabela IV-24 – Casos simulados para o sistema IEEE RTS – verificação do impacto da rede nos índices de confiabilidade

Caso	Carga total	Geração Eólica	Geração PCH	Sistema de Transmissão
2.7	Patamar único	Barra 6 – 40 MW Barra 11 – 80 MW Patamar único	Barra 6 – 40 MW Barra 17 – 80 MW Patamar único	Limite de linhas reduzido
2.8	Curva IEEE-RTS	Barra 6 – 40 MW Barra 11 – 80 MW Curva NE2	Barra 6 – 40 MW Barra 17 – 80 MW Curva PCH	Limite de linhas reduzido
2.9	Patamar único	Barra 6 – 40 MW Barra 11 – 80 MW Patamar único	Barra 6 – 40 MW Barra 17 – 80 MW Patamar único	Sistema Reforçado - Linhas Recapitadas
2.10	Curva IEEE RTS	Barra 6 – 40 MW Barra 11 – 80 MW Curva NE2	Barra 6 – 40 MW Barra 17 – 80 MW Curva PCH	Sistema Reforçado - Linhas Recapitadas

* As barras 6 e 11 foram escolhidos para alocação da geração adicional por serem as barras mais próximas do maior corte de carga da região.

Antes de apresentar os resultados de confiabilidade o diagrama abaixo mostra a simulação de fluxo de potência (determinística) considerando a carga e a geração em seu máximo valor e o limite de carregamento das linhas reduzido. A Figura IV-14 mostra os fluxos nas linhas em regime normal (já apresentando problemas de carregamento) para o sistema IEEE-RTS com o incremento de carga e geração (Caso 2.7).

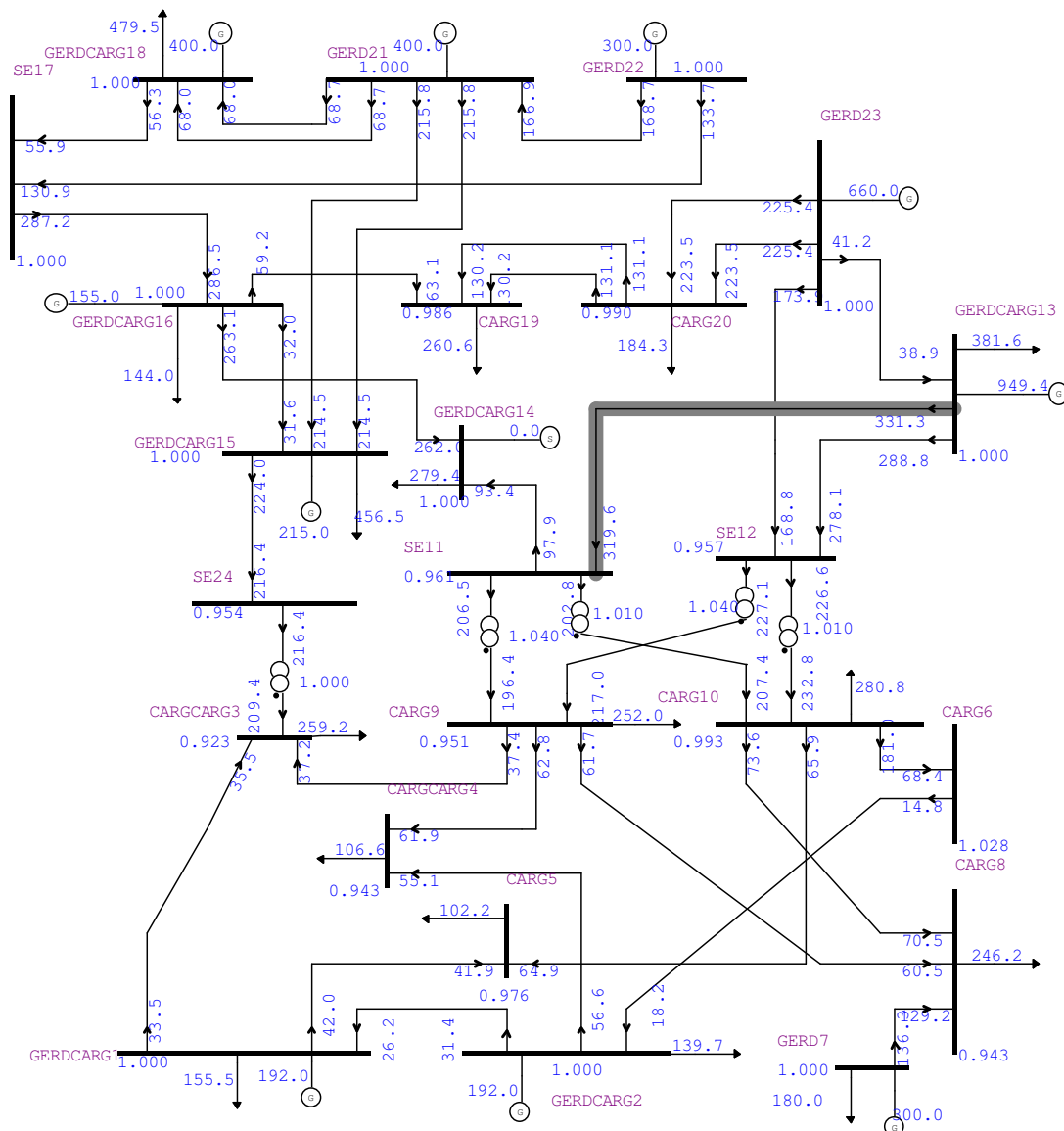


Figura IV-14 – Análise determinística fluxo de potência (MVA) regime permanente sistema IEE-RTS

O sistema apresentado na Figura IV-14 se encontra fora dos limites mesmo em regime normal, necessitando portanto de reforços. A Figura IV-15 mostra os resultados do fluxo de potência considerando os reforços no sistema IEEE RTS em regime normal e a Figura IV-16 mostra o fluxo de potência na contingência da LT Gerd carg – SE12 (contingência crítica do sistema IEEE-RTS modificado).

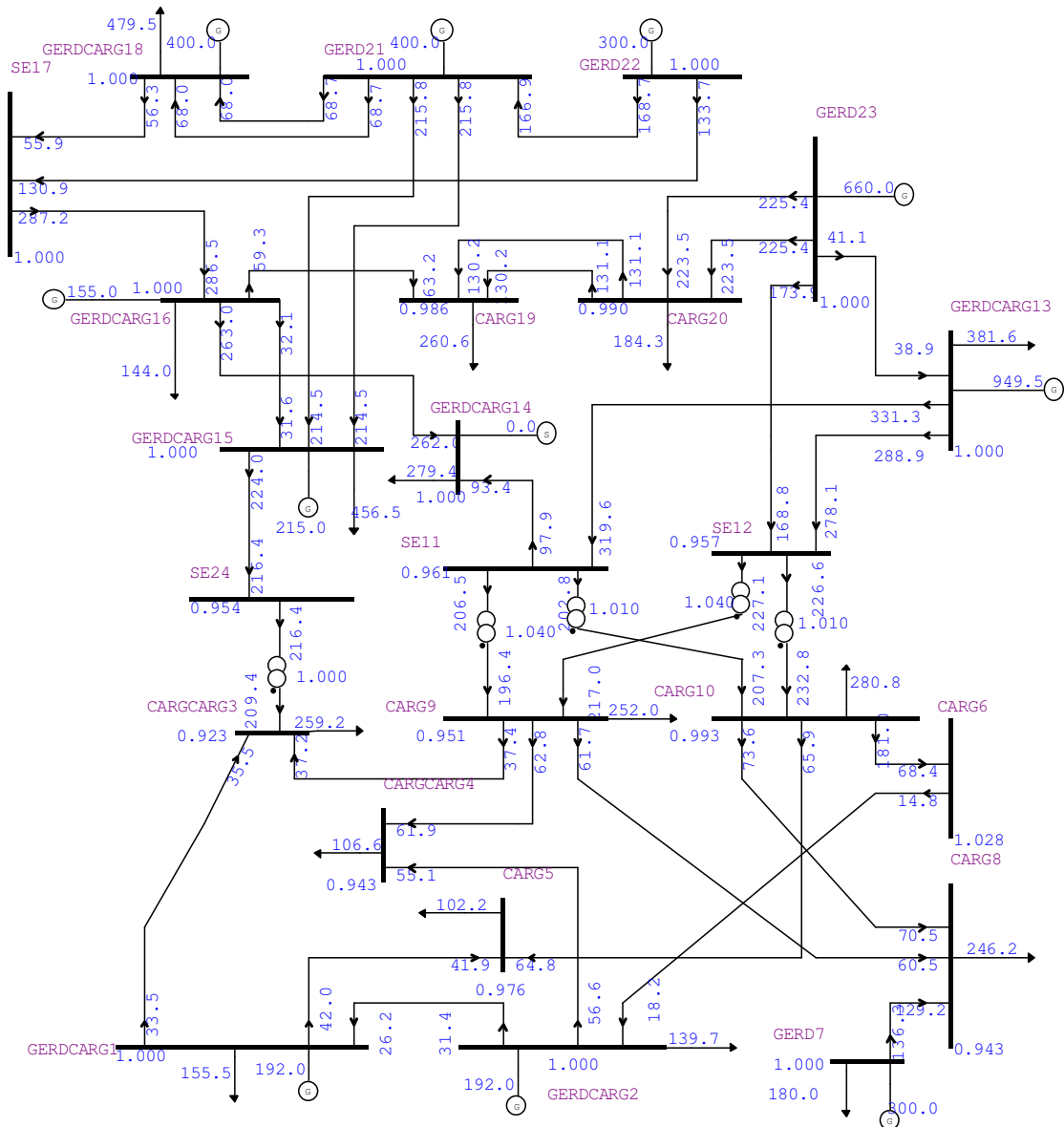


Figura IV-15 – Análise determinística fluxo de potência (MVA) regime permanente sistema IEEE RTS com reforços – Regime Normal

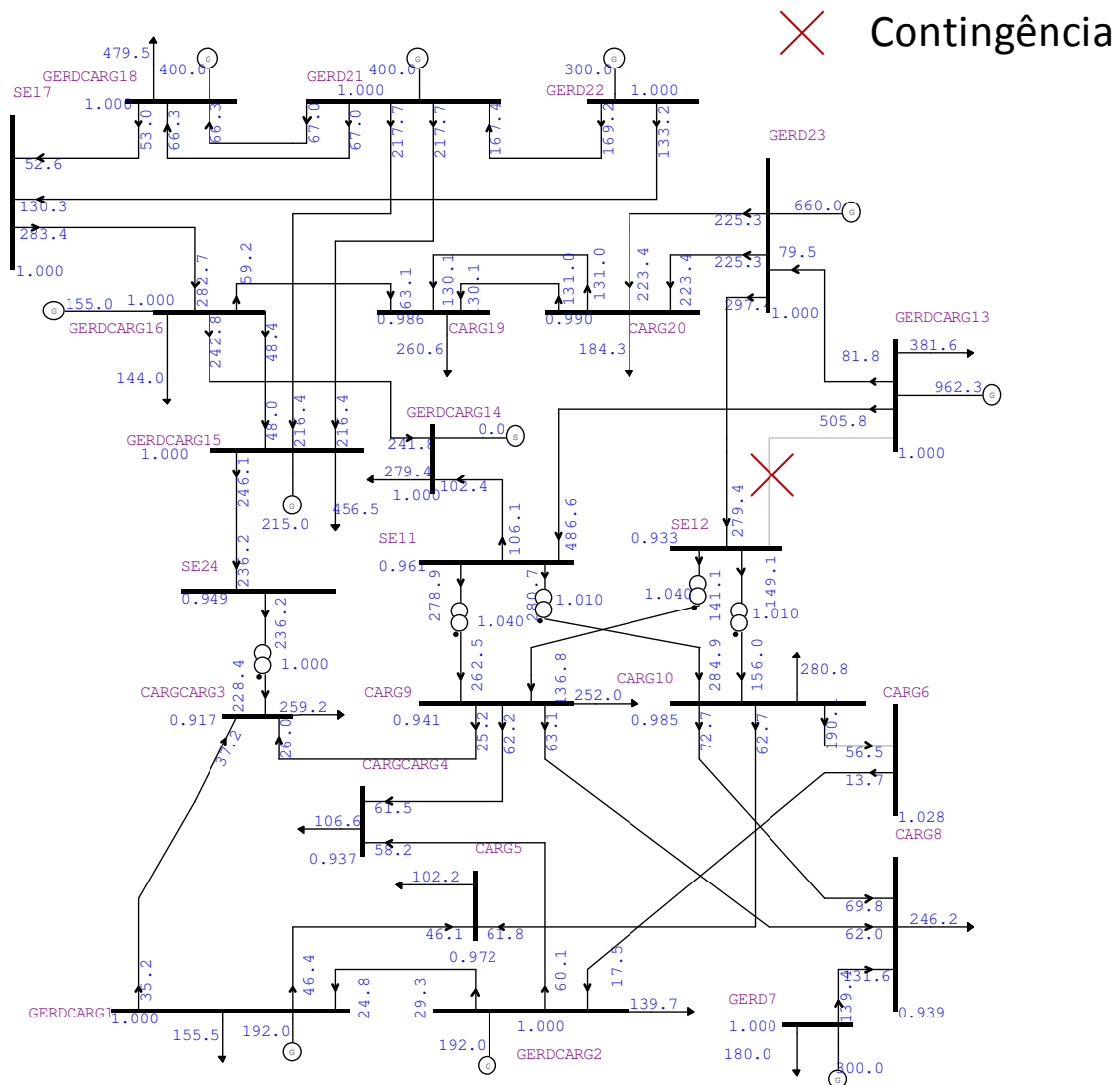


Figura IV-16 – Análise determinística fluxo de potência (MVA) regime permanente sistema IEEE RTS com reforços - Contingência da LT Gerdcarg(13) – SE12(12)

Como pode ser observado pela Figura IV-14, antes da expansão da transmissão o sistema se encontra fora dos limites de operação. Porém, após os reforços, pelos critérios atuais de planejamento (apenas análise determinística), o sistema se encontra dentro dos limites operativos, tanto em regime normal como considerando a contingência mais crítica, conforme Figura IV-15 e Figura IV-16.

Com o objetivo de avaliar o efeito de considerar a confiabilidade no planejamento, conforme proposto nesse trabalho, a Tabela IV-25 apresenta o resumo dos índices obtidos com as simulações de confiabilidade, considerando as séries temporais de geração e carga do sistema.

Tabela IV-25 – Impacto dos reforços nos índices de confiabilidade da rede

Índice	Antes da Expansão		Após Reforços	
	Caso 2.7	Caso 2.8	Caso 2.9	Caso 2.10
LOLP	33,31%	2,28%	25,52%	1,84%
EPNS	41,45	3,38	38,30	3
LOLF	28,38	37,29	23,32	28,2
EENS	363.102,00	29.643,84	335.508,00	28.137,12
LOLD	102,82	5,36	95,86	5,72

Quando consideradas as séries temporais de eólica, PCH e carga, os índices de confiabilidade antes da expansão são menos severos (quase 2,5% de probabilidade de perda de carga) do que quando não se considera as curvas cronológicas (quase 35%). Além disso, o reforço no sistema de transmissão reduz os índices de confiabilidade de forma distinta quando considerando as séries temporais de carga e geração em relação a não considerá-los. A Tabela IV-26 apresenta a redução percentual em cada um dos índices de confiabilidade.

Tabela IV-26 – Redução dos índices de confiabilidade

Índice	Redução sem considerar as curvas cronológicas	Redução considerando as curvas cronológicas
	(compara Caso 2.7 com Caso 2.9)	(compara Caso 2.8 com Caso 2.10)
LOLP	-23,39%	-19,30%
EPNS	-7,60%	-11,24%
LOLF	-17,83%	-24,38%
EENS	-7,60%	-5,08%
LOLD	-6,77%	6,72%

Quando as curvas cronológicas são consideradas, a redução percentual dos índices LOLP e EENS devido aos reforços no sistema é menor do que quando não são

consideradas as curvas. Entretanto, a redução percentual dos índices EPNS e LOLF é maior. Já a LOLD por ser calculada pela relação entre a LOLP e LOLF, e assim depende da proporção em que esses índices são alterados.

Quando consideradas as curvas cronológicas, mesmo com a redução dos índices de confiabilidade LOLP, EPNS, LOLF, EENS, a LOLD aumenta, apenas marginalmente, mas chega a aumentar. Conclui-se, portanto, que os reforços previstos no planejamento do sistema de transmissão trazem folga para o sistema de uma forma geral, não garantindo, no entanto, a redução da duração média de corte de carga, se a análise for feita considerando as séries temporais de geração. Essa conclusão pode não ser verdade para todos os cenários e sistemas analisados, porém demonstra que a consideração das séries de geração e carga pode realçar problemas que não são considerados em outras análises.

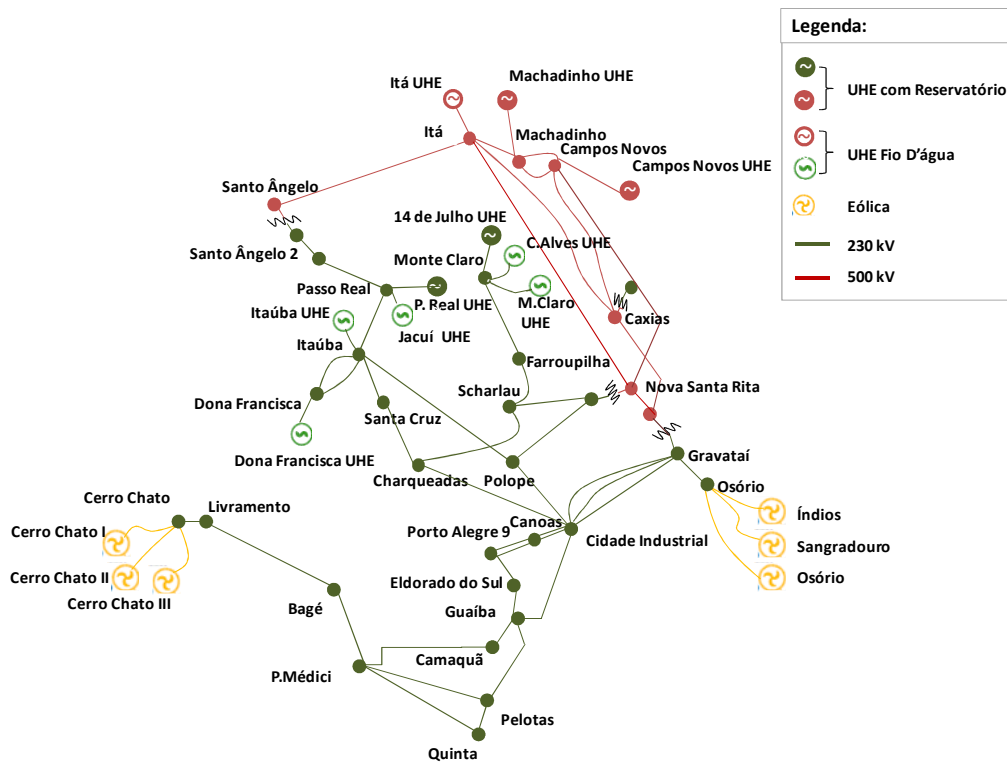
CAPÍTULO V ESTUDO DE CASO REAL

No decorrer do trabalho, pretendia-se a análise de um caso real, considerando-se as curvas no tempo de geração e carga. Desta forma, como o sistema do Rio Grande do Sul enfrenta alguns problemas elétricos e energéticos, previsto para o verão de 2013/2014, e pelo fato de ser um sistema com parques eólicos em distintas localidades, além de diversas usinas a fio d'água, foi escolhido para análise.

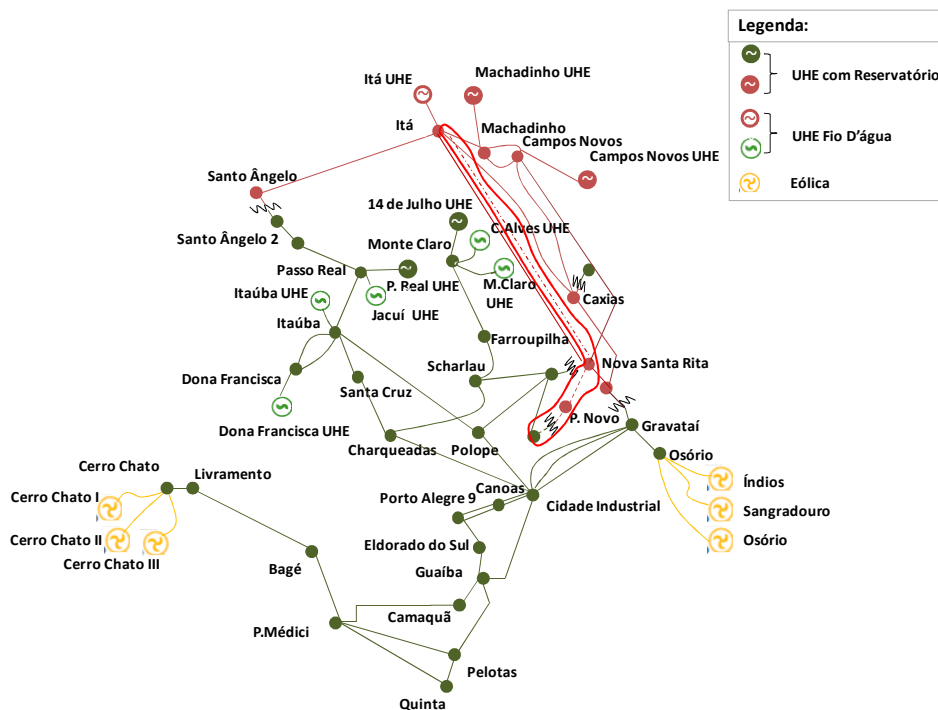
Para análise do caso do Rio Grande do Sul foi utilizado um sistema equivalente de forma a representar hidrelétricas a fio d'água e a geração eólica de Osório e Livramento.

Este sistema é composto de 9 barras de 525 kV, 31 barras de 230 kV e mais 21 barras representando geração e carga. Além disso, 49 linhas de 230 kV, 14 linhas de 525 kV, 10 transformadores de 525/230 kV e mais 27 transformadores de fronteira (230 kV para tensão inferior) compuseram o sistema para atender uma carga de 6000 MW com geração total disponível de 6690 MW (400 MW de térmica, 240 MW de eólica, 2394 MW de fio d'água, 1398 MW hidrelétricas com reservatório e 2240 MW de injeção equivalente).

O sistema equivalente foi obtido através da injeção de potência equivalente nas barras de fronteira da região e validado através de simulações no Anarede (software do Cepel para estudos de fluxo de potência em regime permanente) [37] e no NH2 (software do Cepel para estudos de confiabilidade) [38], sempre comparando os resultados com o caso brasileiro completo. A Figura V-1 (a) e (b) apresentam o diagrama unifilar do sistema equivalente utilizado, sem considerar os reforços previstos e considerando a entrada em operação dos reforços, respectivamente.



(a) Sistema Rio Grande do Sul sem reforços



(b) Sistema Rio Grande do Sul com reforços considerados

Figura V-1 – Sistema equivalente Rio Grande do Sul

Os seguintes reforços foram considerados na Figura V-1 (b):

- Nova subestação de 525/230 kV Povo Novo
- Transformador Povo Novo 525/230 kV
- Seccionamento da LT 230 kV Camaquã 3 - Quinta através da nova SE Povo Novo
- LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita
- Segunda LT 525 kV Nova Santa Rita – Itá

Os dados de confiabilidade considerados para as linhas de transmissão e geração hidráulica tiveram como referência a base BDconf do ONS [39]. O dado de confiabilidade para geração eólica foi retirado da dissertação [27]. A Tabela V-1 e a Tabela V-2 apresentam os dados de confiabilidade considerados no sistema equivalente do Rio Grande do Sul:

Tabela V-1– Dados de Confiabilidade de Geração

Usina	Taxa de falha [falhas/unidade.ano]	Tempo médio de reparo (horas)
Eólica	2,7453	30,83
Hidrelétricas	3,99	100

Tabela V-2 – Dados de Confiabilidade do Sistema de Transmissão

Tensão	Taxa de Falhas [falhas/km.ano]	Tempo médio de reparo (horas)
Linhas 230 kV	0,0146	1,27
Linhas 525 kV	0,0141	2,01
Transformadores 525/230 kV	0,3369	35,84

As usinas representadas, bem como a capacidade de geração e limite de reativo, estão apresentadas na Tabela V-3.

Tabela V-3 – Dados de Geração do Sistema

CAPACIDADE GERAÇÃO				
Nome da Usina	Tipo	Pmax (MW)	Qmin (Mvar)	Qmax (Mvar)
14 de Julho	UHE Reservatório	100 (2 unidades geradoras)	-38	30
Monte Claro	UHE Fio d'água	132 (2 unidades geradoras)	-43	30
Machadinho	UHE reservatório	1140 (3 unidades geradoras)	-344	310
Machadinho	Síncrono	--	-334	220
Dona Francisca	UHE fio d'água	126 (2 unidades geradoras)	-33	30
Itaúba	UHE fio d'água	500 (4 unidades geradoras)	-120	122
Passo Real	UHE reservatório	158 (2 unidades geradoras)	-31	45
Jacuí	UHE Fio d'água	186 (6 unidades geradoras)	-24	39
Osório	Eólica	150 (75 aerogeradores)	0	0
Livramento	Eólica	90 (45 aerogeradores)	0	0
Itá	UHE Fio d'água	1450 (5 aerogeradores)	-285	285

Neste sistema foram consideradas as curvas cronológicas de potência dos parques eólicos de Osório e Livramento, bem como as curvas cronológicas de potência das usinas hidrelétricas a fio d'água de Monte Claro, Dona Francisca, Castro Alves, Itaúba e Jacuí. A Figura V-2 apresenta a localização das eólicas e hidrelétricas a fio d'água analisadas.

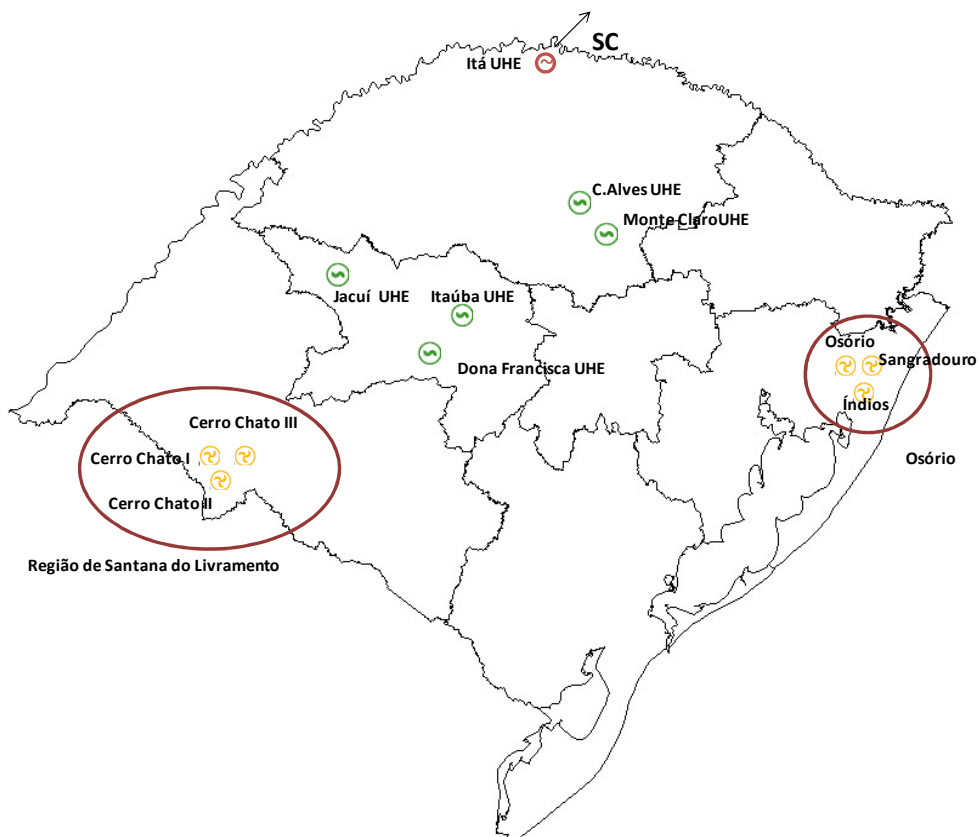


Figura V-2 – Localização das eólicas e usinas a fio d’água com curvas representadas

Os tópicos a seguir apresentarão algumas das relações existentes entre as séries temporais analisadas.

➤ Eólicas de Livramento x Eólicas de Osório

O Rio Grande do Sul possui eólicas localizadas tanto no litoral como no interior do estado. A Figura V-3 mostra as regiões com potencial eólico no estado.

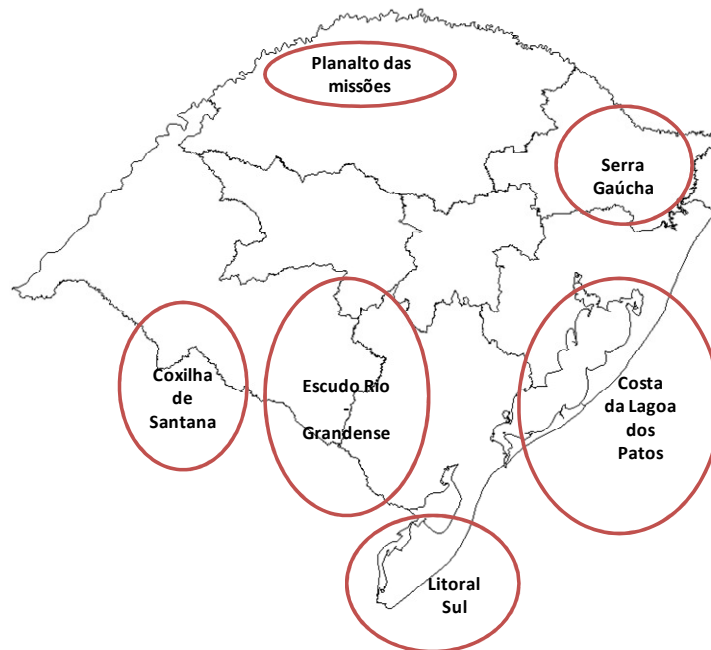


Figura V-3 Regiões com potencial eólico no estado do Rio Grande do Sul

Como pode ser observado, pelo mapa apresentado na Figura V-3, a região da costa da Lagoa dos Patos (Éolica de Osório) está localizada próximo ao litoral, enquanto a região de Coxilha de Santana (Eólica de Livramento) está no interior, divisa com Uruguai. Devido a diferença climática entre essas duas regiões, são esperados comportamentos distintos dos ventos, podendo assim ocorrer algum tipo de complementaridade entre eles.

Atualmente, essas duas regiões possuem usinas eólicas em operação. As séries temporais de potência verificada no último ano de operação dessas usinas foram utilizadas de forma a verificar as possíveis correlações entre os estados de vento dessas regiões.

A Figura V-4 a seguir apresenta as correlações existentes e a média móvel das séries temporais de vento de Osório e Livramento divididas por mês do ano.

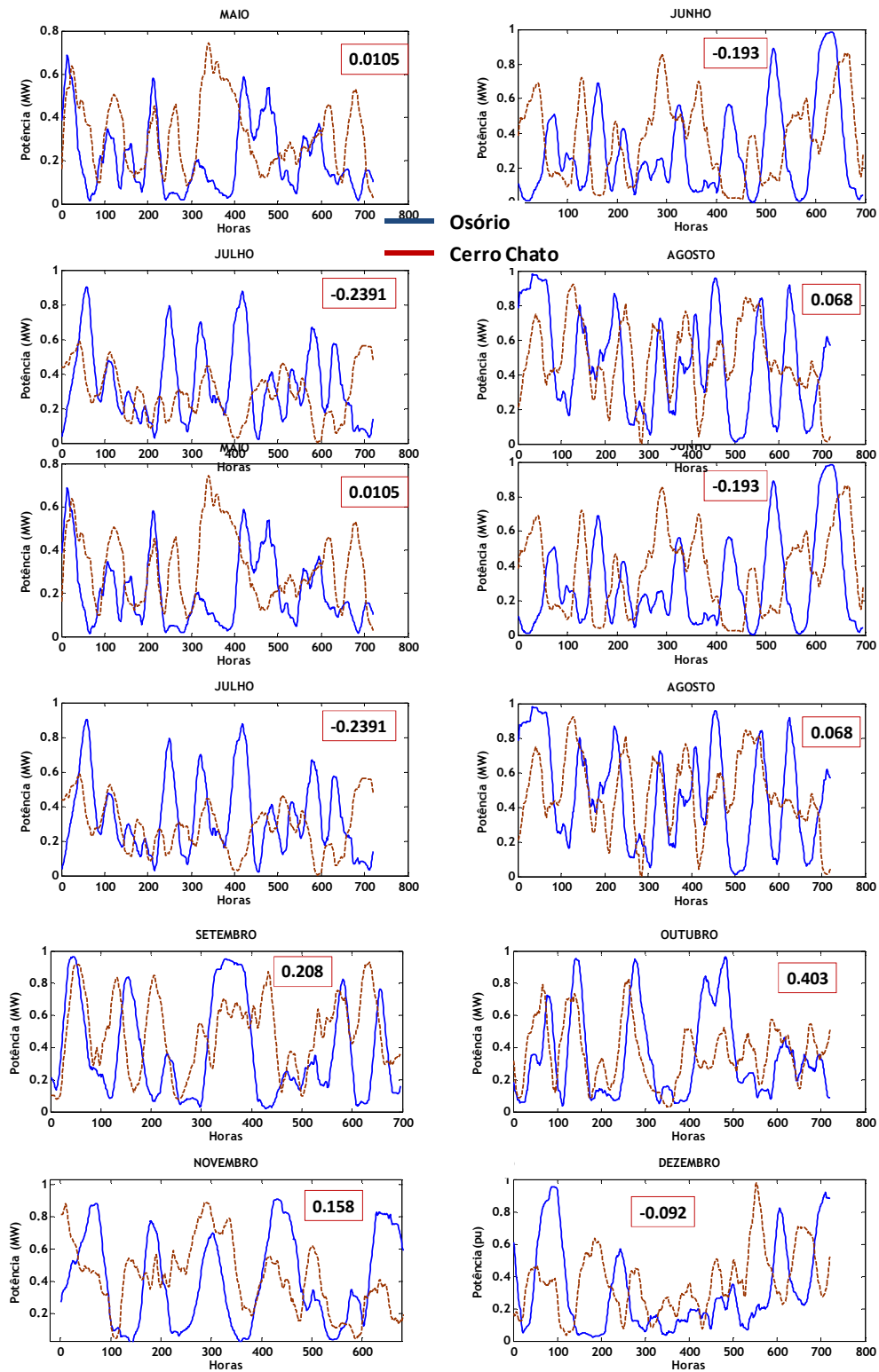


Figura V-4 – Correlação potência eólica de Livramento e Osório

Como pode-se observar não existe uma correlação específica entre as séries de potência eólica de Livramento e de Osório, como esperado. Entretanto, a correlação pode ocorrer em alguns meses do ano, na média. Outro aspecto observado é que as correlações médias das séries temporais não podem indicar correlações pontuais, assim como dito anteriormente. E desta forma, haver correlação entre as séries de vento não necessariamente é um aspecto positivo para o sistema.

➤ Eólicas x Hidrelétrica

No Rio Grande do Sul não existe correlação significativa entre as usinas eólicas e hidrelétricas a fio d'água da região. As figuras a seguir apresentam a correlação entre as usinas eólicas de Cerro Chato e Osório com as usinas a fio d'água do Rio Taquari-Antas (usina Monte Carlo), do Rio Jacuí (usina Jacuí) e do Rio Uruguai (usina Itá).

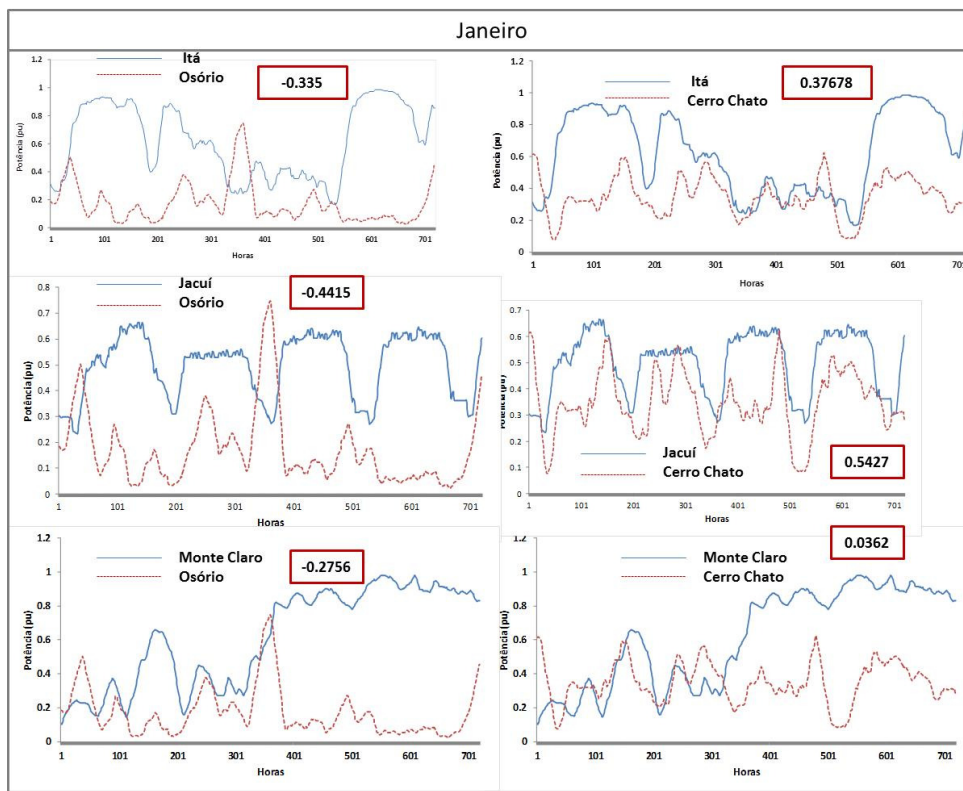


Figura V-5 – Correlação potência eólica de Livramento e Osório e usinas a fio d'água - Janeiro

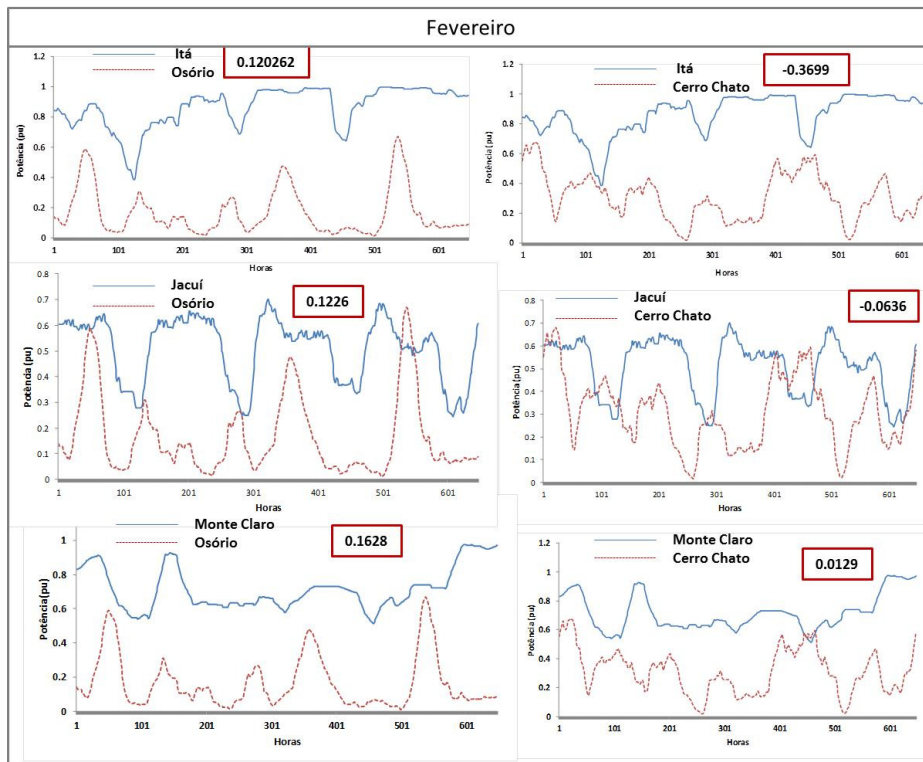


Figura V-6– Correlação potência eólica de Livramento e Osório e usinas a fio d’água – Fevereiro

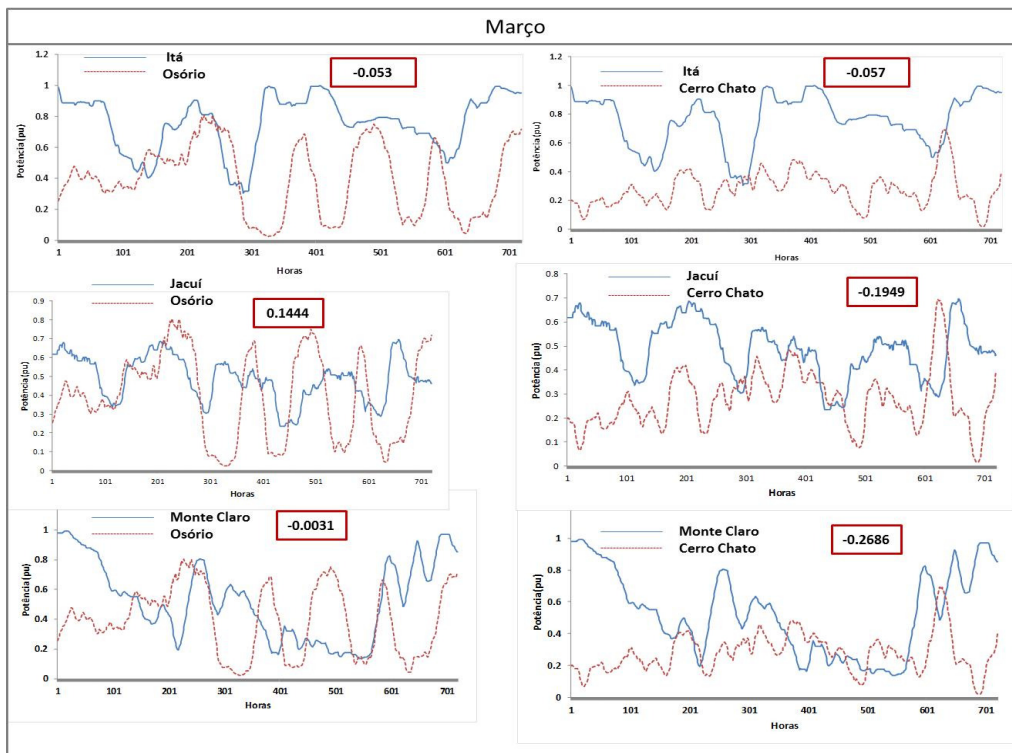


Figura V-7– Correlação potência eólica de Livramento e Osório e usinas a fio d’água - Março

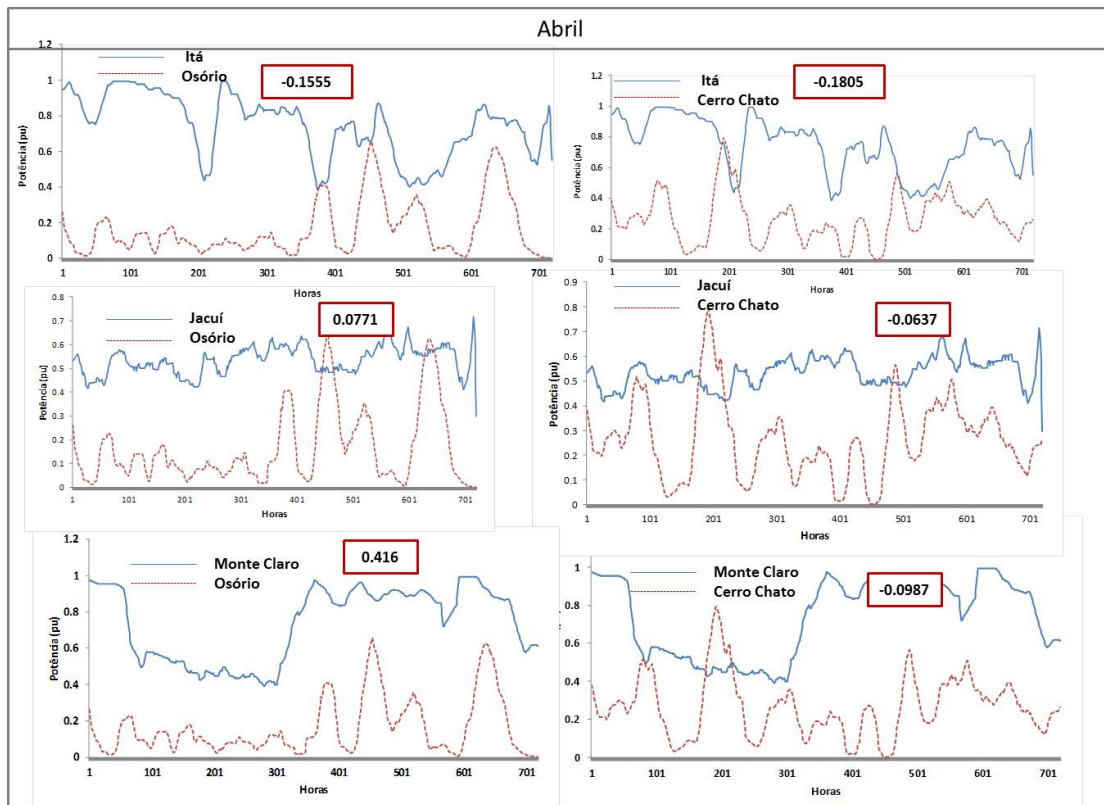


Figura V-8- Correlação potência eólica de Livramento e Osório e usinas a fio d'água - Abril

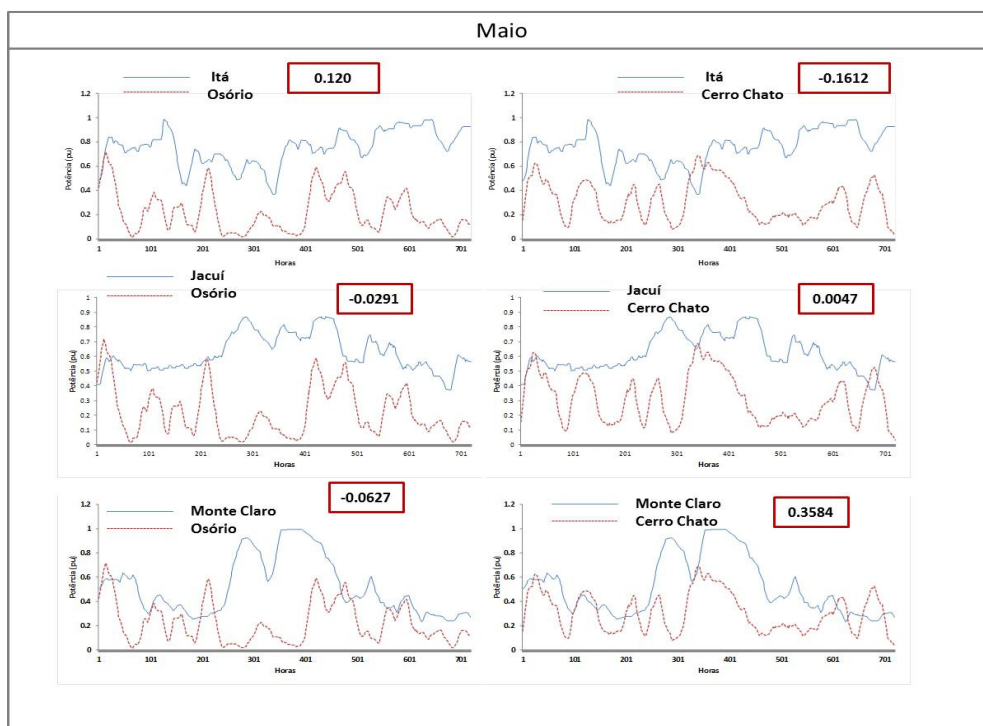


Figura V-9- Correlação potência eólica de Livramento e Osório e usinas a fio d'água - Maio

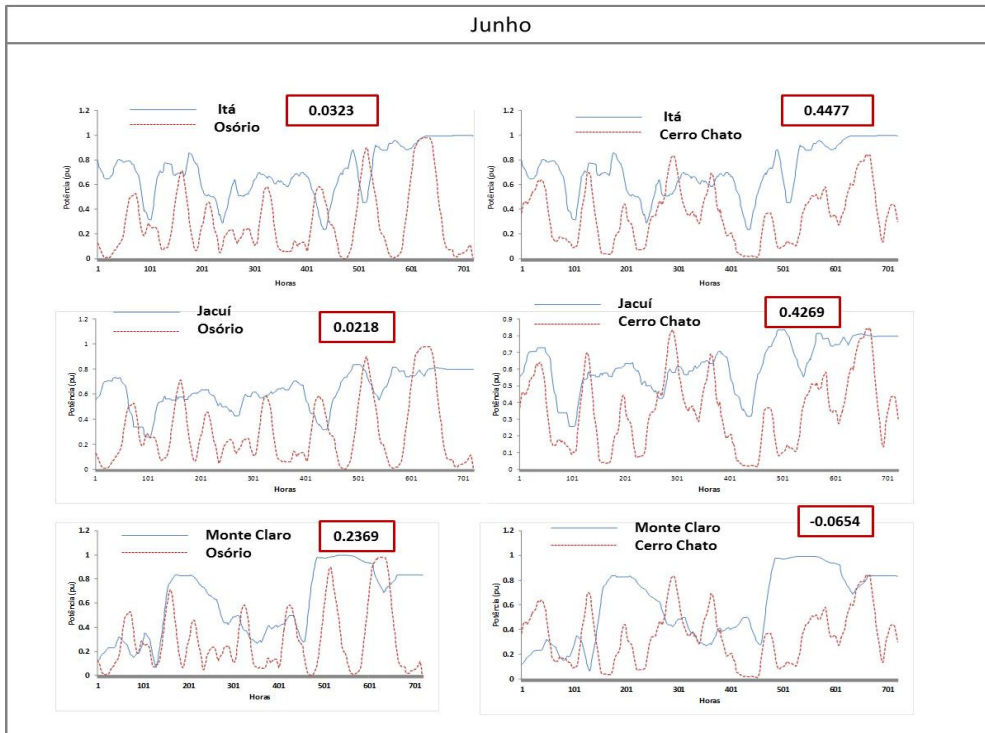


Figura V-10– Correlação potência eólica de Livramento e Osório e usinas a fio d’água – Junho

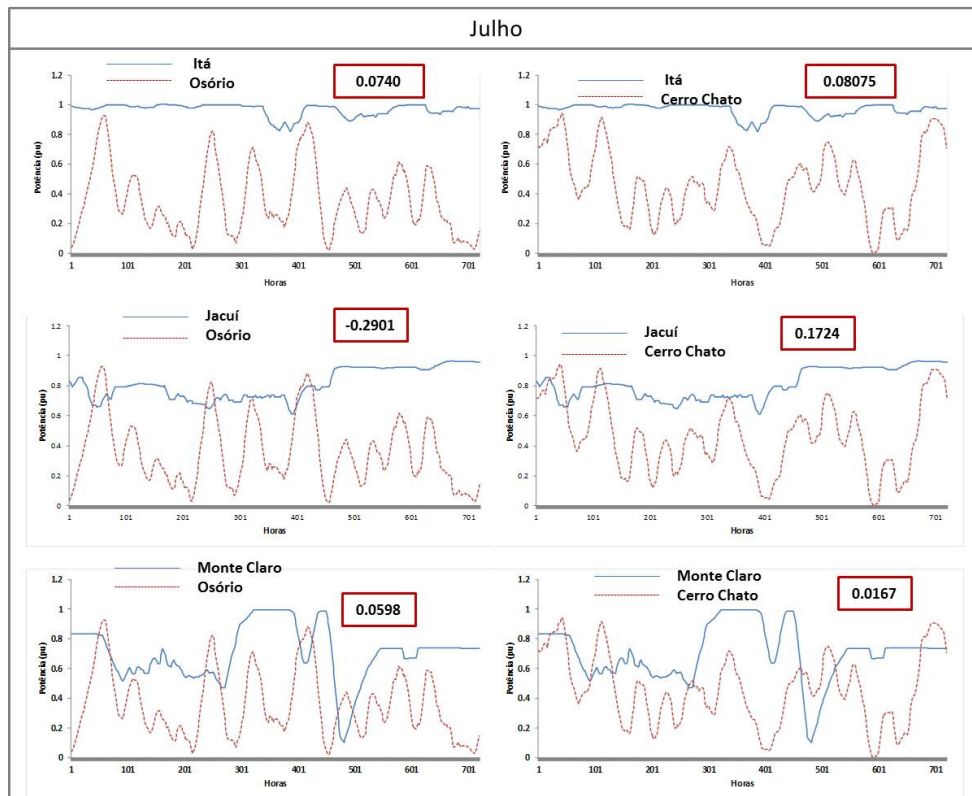


Figura V-11– Correlação potência eólica de Livramento e Osório e usinas a fio d’água - Julho

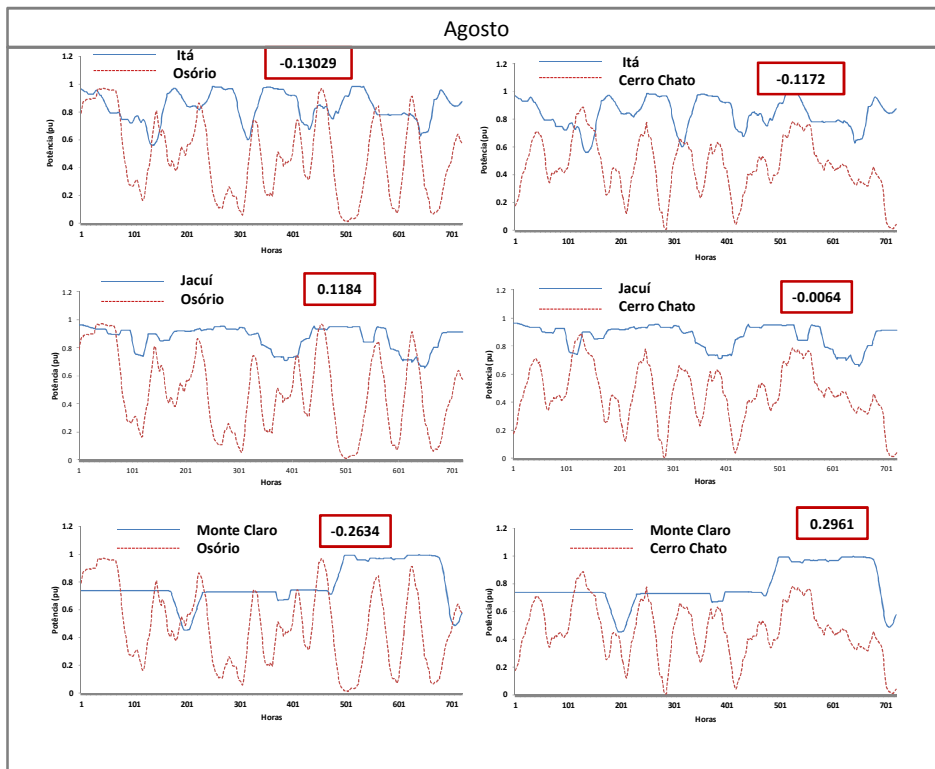


Figura V-12- Correlação potência eólica de Livramento e Osório e usinas a fio d'água – Agosto

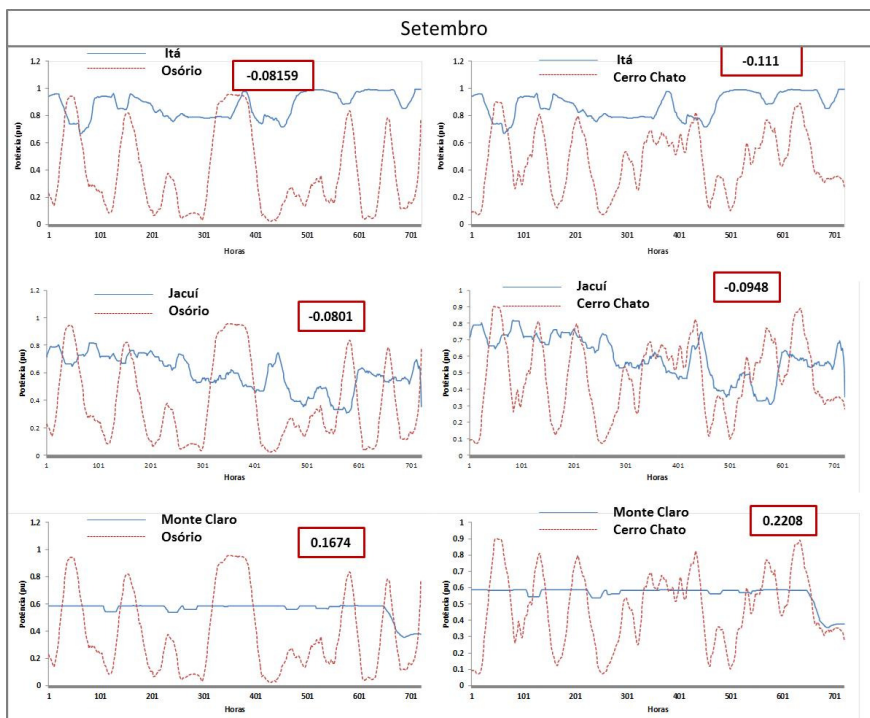


Figura V-13- Correlação potência eólica de Livramento e Osório e usinas a fio d'água - Setembro

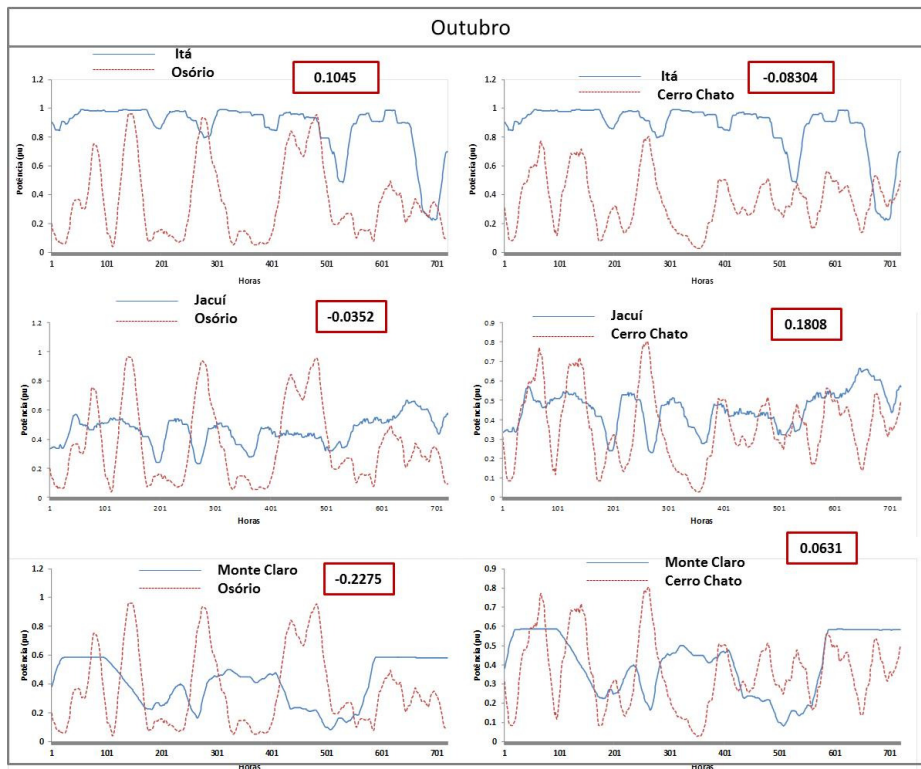


Figura V-14– Correlação potência eólica de Livramento e Osório e usinas a fio d’água - Outubro

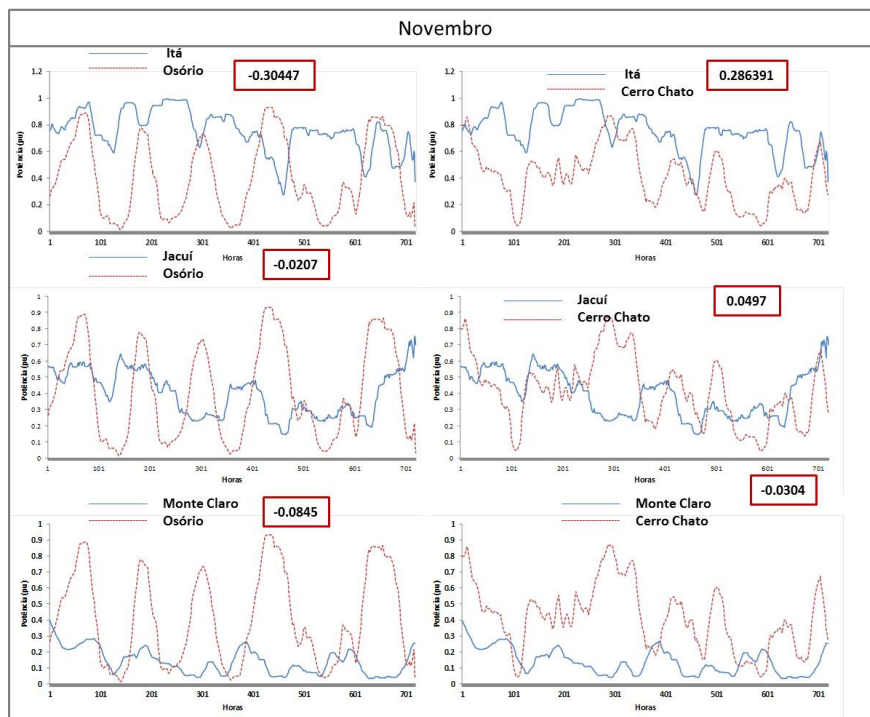


Figura V-15– Correlação potência eólica de Livramento e Osório e usinas a fio d’água - Novembro

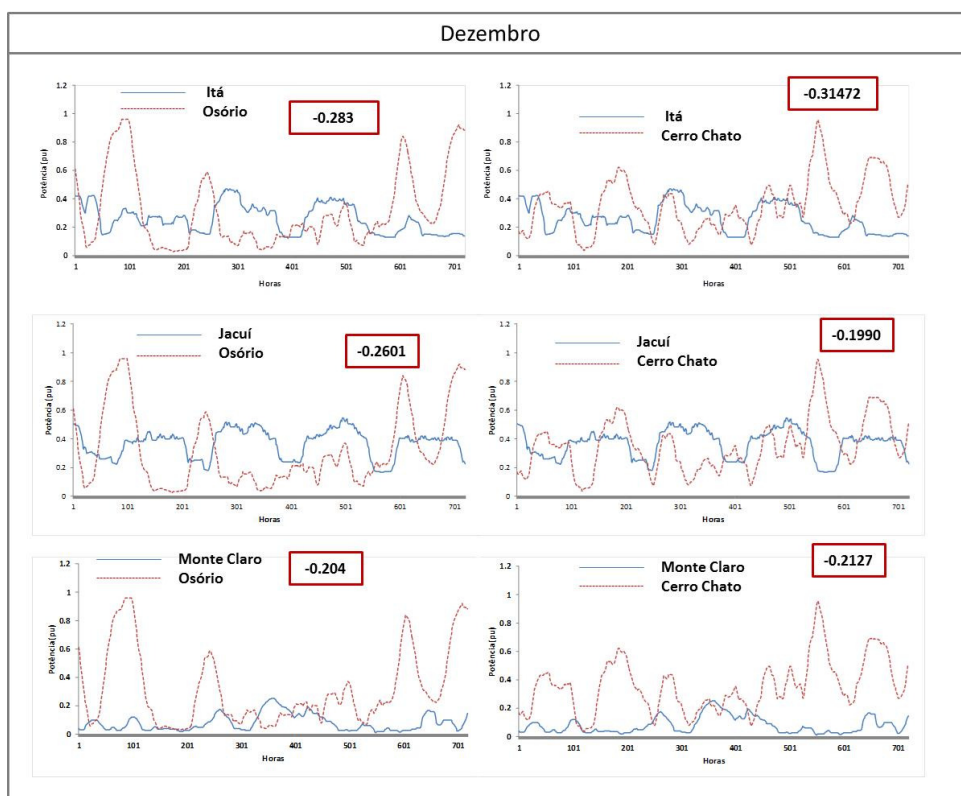


Figura V-16 – Correlação potência eólica de Livramento e Osório e usinas a fio d’água – Dezembro

Na região sul do país não se esperava encontrar correlação entre a geração eólica e fio d’água da região. Entretanto, existe mensalmente uma pequena complementaridade em determinados meses, assim como as correlações entre as gerações eólicas de Livramento e Osório.

É importante ressaltar que as correlações apresentadas são dados estatísticos médios, não representando as características cronológicas completa. Ou seja, mesmo sem encontrar complementaridade entre as fontes de geração analisadas, a análise das séries temporais ainda é importante, já que cada instante analisado pode trazer resultados além do esperado. Este fato foi apresentado no sistema de 4 barras que mostrou que os dados estatísticos de correlação não captam a possibilidade de picos de corte de carga momentâneos ainda maiores, mesmo com séries complementares de geração.

V.1 Análise do Fluxo de Potência

Atualmente, o Rio Grande do Sul é atendido pelas linhas de transmissão de 525 kV apresentadas na Figura V-17, que são responsáveis pelo suprimento da maior parcela do mercado consumidor do Estado.

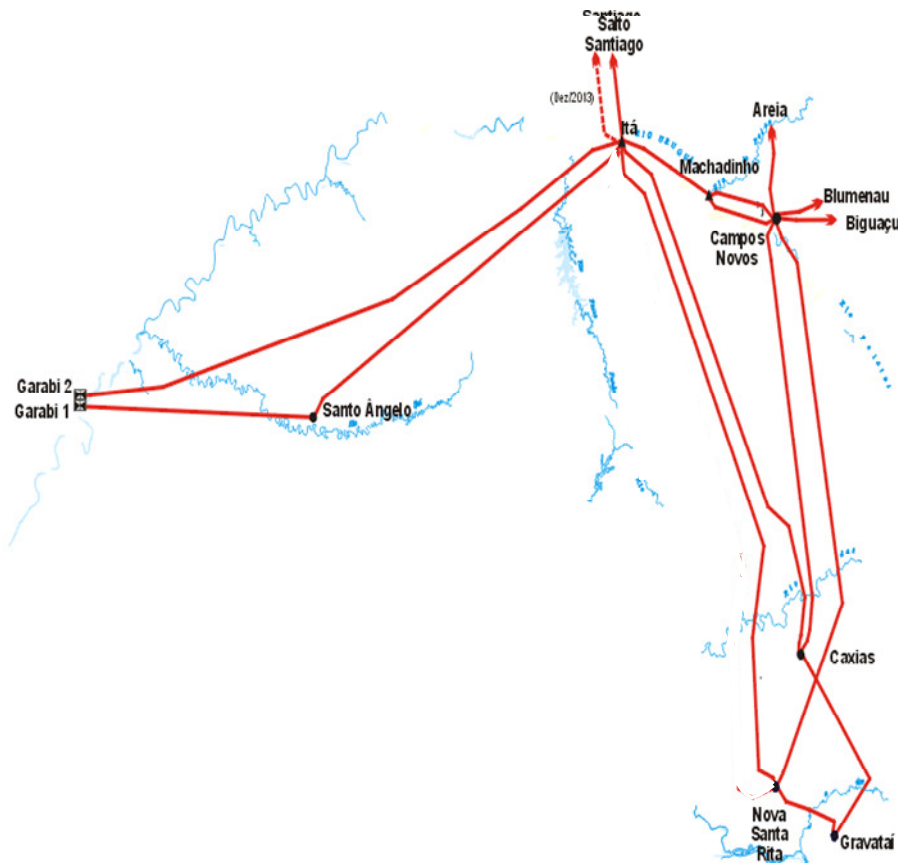


Figura V-17 – Sistema de Transmissão - Rio Grande do Sul, [1]

Dentre as contingências simples no sistema de 525 kV que atende ao Rio Grande do Sul, a mais severa é a perda da LT 525 kV Campos Novos – Nova Santa Rita. O pior cenário para esta contingência é o de recebimento pelo sul, que tem as seguintes características:

- Hidrelétricas em 45% da capacidade instalada,
- Conversora de Garabí com despacho nulo;
- Termelétricas a carvão despachadas de acordo com a inflexibilidade informada ao ONS pelos agente;
- Termelétricas a gás com despacho nulo;
- Carga do Rio Grande do Sul maximizada no verão;
- Eólicas zeradas.

No ciclo do PEL (Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo) 2013/2014 e PAR (Plano de Ampliações e Reforços) 2013/2015, ambos desenvolvidos pelo ONS, as avaliações de desempenho apontam a necessidade de despacho das térmicas de Presidente Médici e Candiota (ambas localizadas na subestação Presidente Médici 230 kV) para suportar a contingência LT 525 kV Campos Novos – Nova Santa Rita, evitando o corte de carga no verão de 2011/2012 e de 2012/2013.

Entretanto, no verão de 2013/2014, mesmo com o despacho dessas unidades térmicas, ocorrerá corte de carga no sistema para a situação de contingência da LT 525 kV Nova Santa Rita – Itá e critérios de despacho anteriormente apresentados.

Cabe ressaltar que a necessidade de geração térmica preventiva para evitar corte de carga em contingência simples no sistema de 525 kV que atende ao Rio Grande do Sul deverá ser mitigada com a implantação da LT 525 kV Itá – Nova Santa Rita C2, com extensão de 314 km, a ser licitada até o final de 2011 e portanto não entrando em operação antes do verão de 2013/2014, conforme proposto no relatório “Consolidação de Obras da Rede Básica – Período 2011 a 2013”, emitido pelo MME em março de 2011.

Além disso, obras de expansão da transmissão devido a inserção da geração eólica no Rio Grande do Sul entram em operação a partir de 2014, como indicado no estudo apresentado no relatório [9] e mostrado na Figura V-18.

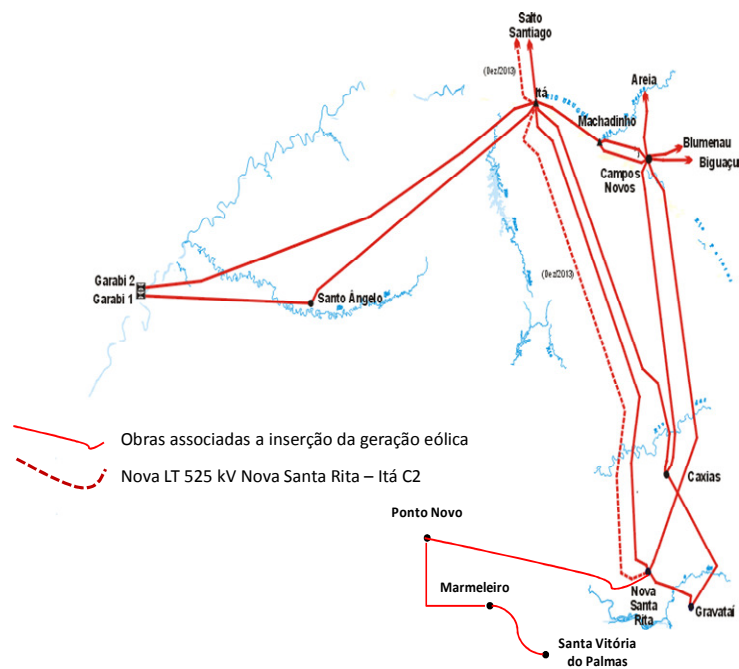


Figura V-18 – Sistema de Transmissão de 525 kV Rio Grande do Sul contendo as obras indicadas em [9] devido a inserção da geração eólica na região

A Figura V-19, Figura V-20, Figura V-21 e Figura V-22 apresentam a simulação de fluxo de potência tradicional (não-linear), no cenário crítico apresentado anteriormente (verão de 2013/2014 sem os reforços previstos para o sistema e despacho de térmicas a carvão), em operação normal e na contingência da LT 525 kV Campos Novos – Nova Santa Rita, respectivamente, considerando o sistema equivalente utilizado no presente trabalho.

As simulações foram realizadas com software Anarede, desenvolvido pelo CEPEL. A Tabela V-4 apresenta o despacho das térmicas consideradas no sistema equivalente.

Tabela V-4 – Despacho das Térmicas a carvão – Caso equivalente

Térmica	Despacho (MW)
P.Médici A	25
P.Médici B	90
Candiota	270
Charqueadas	15
Total	400

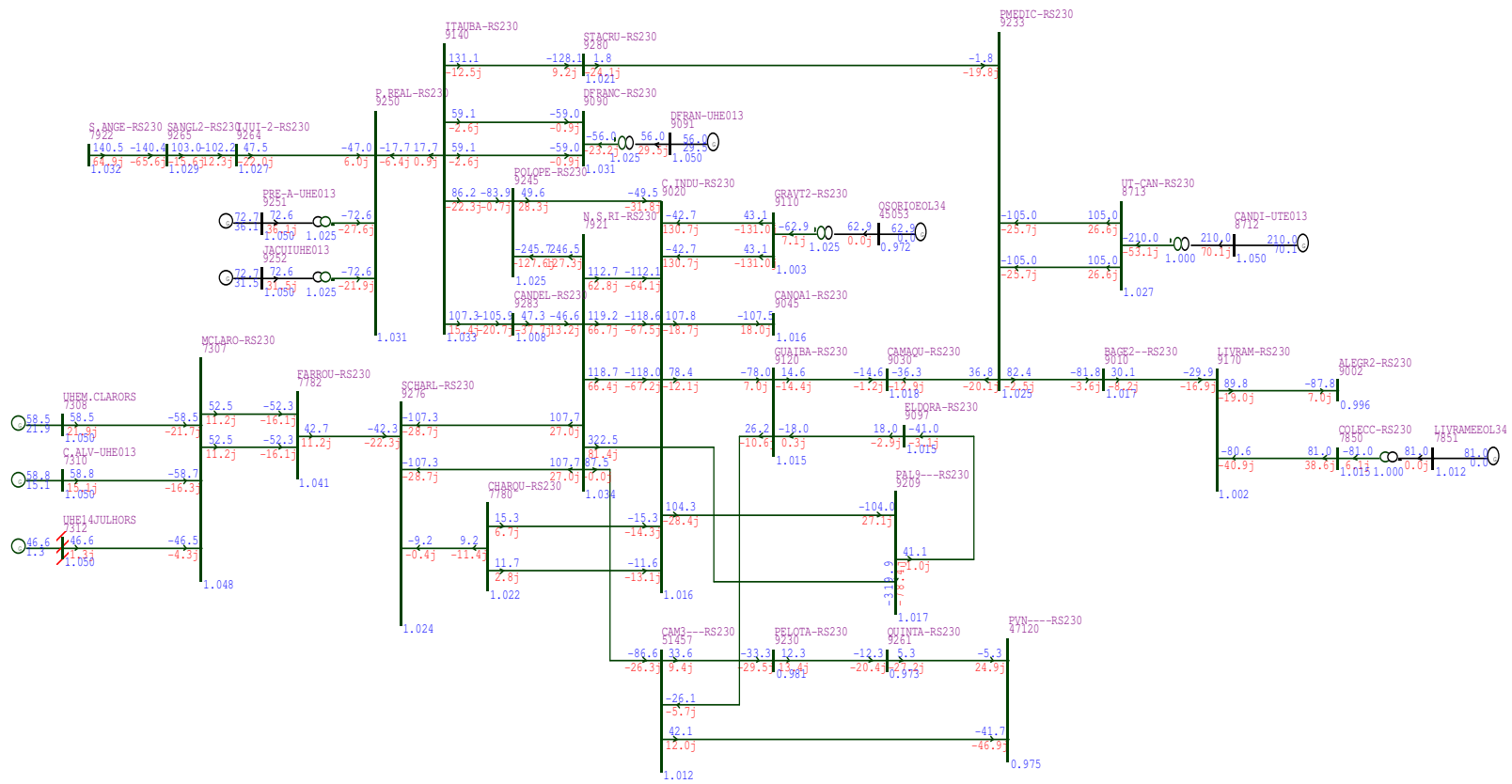


Figura V-20 – Sistema Rio Grande do Sul – Verão 2013/2014 – Regime Normal (Sistema Equivalente) – 230 kV

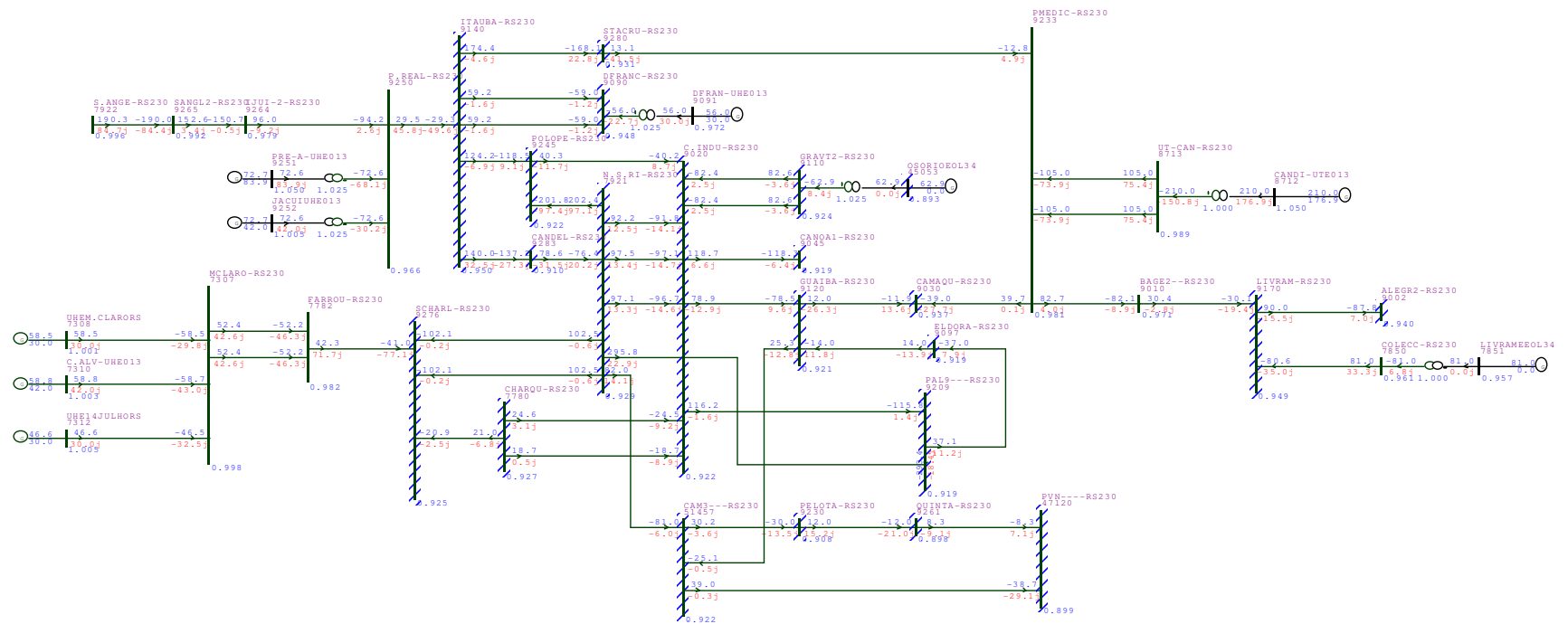


Figura V-22 – Sistema Rio Grande do Sul – Verão 2013/2014 – Contingência da LT 525 kV Nova santa Rita – Campos Novos- (Sistema Equivalente) – 230 kV

Como pode-se perceber pela Figura V-21 e pela Figura V-22 o sistema de transmissão de 230 kV e de 525 kV apresentam violações severas na contingência da LT 525 kV Campos Novos – Nova Santa Rita. A Figura V-22 e a Figura V-24 contemplam um síncrono fictício, na subestação de Nova Santa Rita 500 kV, já que sem ele o caso não converge. Tendo em vista que seria necessário corte de carga para que o sistema se encontrasse dentro dos limites de operação.

A simulação de fluxo de potência não permite calcular o corte de carga de forma otimizada, já que seria necessário a redução de carga manual das subestações em análise até que o sistema atingisse um ponto de operação sem violação. Por esse processo, seria necessário o corte de aproximadamente 300 MW neste sistema equivalente, retirando carga apenas na subestação Nova Santa Rita.

V.2 Corte de Carga calculado pelo Fluxo de Potência Ótimo

Esta seção destina-se ao cálculo do corte de carga através do FPO (fluxo de potência ótimo) realizado como parte de uma análise de confiabilidade considerando os critérios adotados pelo planejamento da transmissão apresentados anteriormente.

Para isso, foi considerada apenas a taxa de falha para LT 525 kV Nova Santa Rita – Campos Novo, para que apenas essa linha falhasse ao longo de toda simulação. Entretanto, nesta análise o corte de carga encontrado foi nulo, indicando que após otimizado pelo FPO o sistema não apresenta cortes de carga.

Para comprovar que o FPO encontra um bom ponto de operação, foram extraídas as condições operativas apontadas pelo FPO e aplicadas na simulação de fluxo de potência tradicional, realizada no Anarede. Como apresentado na Figura V-23 e na Figura V-24, o sistema mesmo frente a contingência da LT 525 kV Campos Novo – Santa Rita, encontra-se com tensões e fluxos dentro dos limites operativos.

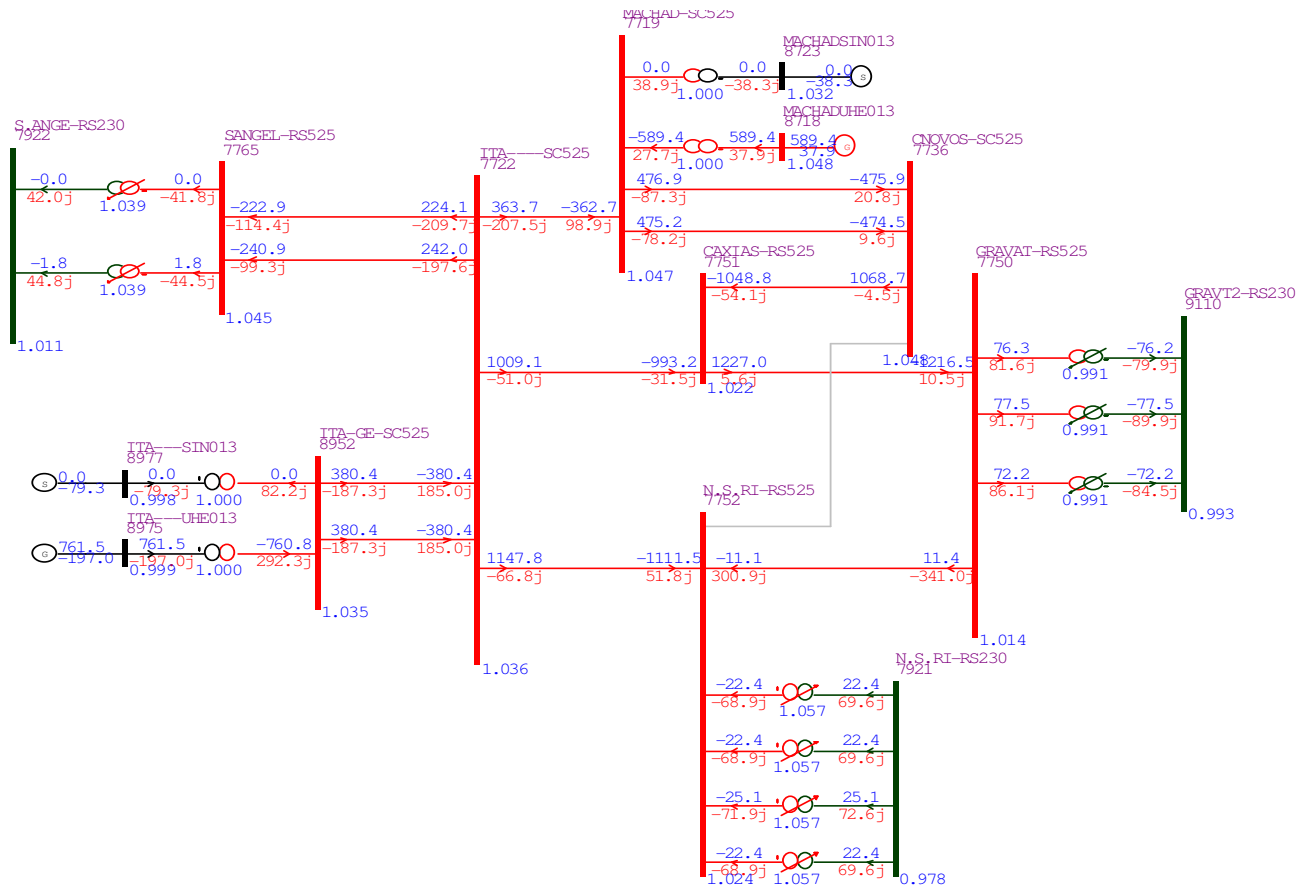


Figura V-23– Sistema Rio Grande do Sul – Verão 2013/2014 – Contingência da LT 525 kV Nova santa Rita – Campos Novos- (Sistema Equivalente) – Resultado pós FPO – Sistema 525 kV

Desta forma, não há como comparar o corte de carga previsto nos estudos do planejamento com o corte de carga encontrado após o FPO.

Com o intuito de realizar as análises de confiabilidade considerando as curvas cronológicas de geração e verificar o impacto das mesmas no corte de carga do Rio Grande do Sul, foi necessário utilizar um artifício para obtermos o corte de carga previsto nas avaliações do planejamento da transmissão.

Para tanto, foi verificado o valor do fluxo máximo que poderia escoar pela LT 525 kV Nova Santa Rita – Itá sem que houvesse queda de tensão, já que a queda de tensão no sistema ocorre quando da contingência da LT 525 Nova Santa Rita – Campos Novos, acarretando um fluxo elevado na LT 525 kV Nova Santa Rita – Itá. Assim, a capacidade da LT Nova Santa Rita – Itá foi reduzida para aquém do seu fluxo máximo e com isso gerar corte de carga . Todas as análises apresentadas a seguir consideraram a capacidade desta linha alterada.

O corte de carga calculado pelo Fluxo de Potência Ótimo para o sistema modificado serviu como base de comparação com os resultados previstos nos estudos de planejamento da transmissão. E foi analisado considerando os mesmos critérios de despacho da seção anterior, entretanto considerando a capacidade da LT 525 kV Nova Santa Rita – Itá reduzida. O corte de carga previsto foi calculado através do programa de confiabilidade, considerando o fluxo de potência ótimo e taxa de falha apenas para a LT 525 kV Nova Santa Rita – Itá. Desta forma, o corte de carga calculado nesta situação foi de aproximadamente 116 MW.

V.3 Consideração das Curvas de Geração e Carga do Verão 2013/2014

O objetivo dessa seção é verificar o impacto da consideração das curvas cronológicas no cálculo do corte de carga previsto para o sistema do Rio Grande do Sul.

Desta forma, foi avaliado o cenário considerando a contingência da LT 525 kV Campos Novos – Nova Santa Rita ao longo do verão 2013/2014, considerando as curvas no tempo de carga e geração para que fosse avaliado o real corte de carga esperado.

Inicialmente, a geração eólica foi considerada nula, assim como é feito nos estudos de planejamento atuais. Como um segundo cenário, foram contempladas as séries temporais da geração eólica de Livramento e Osório. As curvas analisadas consideraram um ciclo tarifário e assim elas se iniciam em Julho de 2013 e terminam em Junho de 2014.

A Tabela V-5 apresenta a média do corte de carga por mês do verão, quando da contingência da LT 525 kV Campos Novos – Nova Santa Rita, com e sem a geração eólica sendo despachada.

Tabela V-5 – Corte de Carga Verão Rio Grande do Sul – Com e sem geração eólica (Osório e Livramento)

Mês	Corte de carga (considerando eólica) MW	Corte de carga (sem eólica) MW	Diferença (%)	Diferença (MW)
12/2013	43,79805939	57,08540786	23,28%	13,3
01/2014	105,909121	127,8259912	17,15%	21,9
02/2014	125,2651389	126,3876591	0,89%	1,13
03/2014	56,43060964	81,61667104	30,86%	25,18

Como se pode observar, pela Tabela V-5, o corte de carga, quando da contingência da LT 525 kV Campos Novos – Nova Santa Rita, só irá ocorrer nos meses de verão e com picos nos meses de Janeiro e Fevereiro, como já previsto nos estudos de planejamento. Os demais meses não foram expostos na tabela Tabela V-5 pois não apresentam corte de carga para esta. Já pela comparação entre a diferença em MW do corte de carga devido à geração eólica, percebe-se que a geração eólica tem maior impacto no meses de Março e Dezembro, infelizmente nos meses em que os valores dos cortes são menores.

Além disso, pode-se dizer que o impacto da utilização da geração eólica é pequeno para o corte de carga do sistema. Este fato não se deve somente às variações bruscas de potência eólica, mas também ao fato da geração eólica representar apenas 3% da geração total do estado.

Destas análises conclui-se que, considerando-se as curvas no tempo, o corte de carga realmente ocorre nos meses de verão, com maior pico em Janeiro e Fevereiro. Porém, houve uma modificação no maior corte de carga encontrado que foi de aproximadamente 126 MW no mês de fevereiro (sem considerar a eólica) e conseqüentemente superior ao valor estimado anteriormente de 116 MW.

Afim de calcular o adicional de geração térmica ou eólica a ser instalado no estado para evitar corte de carga previsto para o verão 2013/2014, foram feitas as análises a seguir.

1. Cálculo da Geração Térmica Adicional

Ainda considerando os casos de falha da LT 525 kV Campos Novos – Nova Santa Rita ao longo de todo ciclo tarifário, foi calculado o quanto de térmica adicional que seria necessário para evitar corte de carga no sistema.

O incremento de geração térmica foi feito de 50 em 50 MW na barra que representa a subestação 230 kV Nova Santa Rita. A Figura V-25 mostra o quanto de térmica adicional seria necessária para que o corte de carga fosse nulo. Os dados representam a EENS para cada quantidade adicional de térmica.

Através do gráfico pode-se perceber que a partir de 300 MW adicionais de geração térmica não ocorrerá mais corte de carga para a contingência da LT 525 kV Campos Novos – Nova Santa Rita ao longo de todo ciclo tarifário 2013/2014.

Adicional (MW)	EENS (MW)
100	84,96
150	31,986
200	9,578
250	3,528
300	0

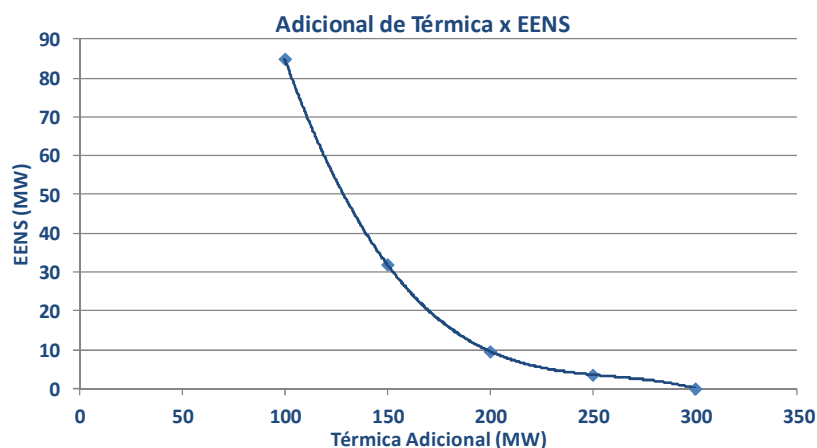


Figura V-25 - EENS considerando térmica adicional na subestação Nova Santa Rita

2. Cálculo da Geração Eólica Adicional

Considerando o mesmo cenário da análise anterior, foi calculado o quanto de eólica adicional seria necessária para evitar corte de carga no sistema.

A Figura V-26 mostra o quanto de eólica adicional seria necessária para que o corte de carga fosse nulo. Os dados representam a EENS para cada quantidade adicional de eólica.

Através do gráfico pode-se perceber que mesmo com uma montante de eólica grande instalado no estado, ainda ocorrerá corte de carga para a contingência da LT 525 kV Campos Novos – Nova Santa Rita ao longo de todo ciclo tarifário 2013/2014. O gráfico tende a zero, mas jamais chegará em corte de carga nulo.

Adicional (GW)	EENS (MW)
2,4	195,192
45,60	19,8
14,56	10,296
27,76	7,92
35,76	6,84

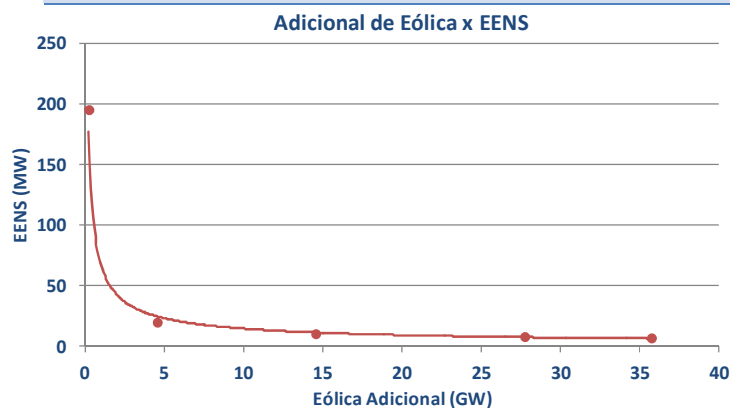


Figura V-26 - EENS considerando eólica adicional na subestação Nova Santa Rita

Cabe ressaltar que as séries temporais consideradas representaram apenas o comportamento do vento para as regiões de Osório e Livramento. Entretanto, está prevista a entrada em operação de geração eólica em outras regiões com potencial no estado. Essa diversidade de pontos de conexão da eólica poderia auxiliar na redução do corte de carga.

O estado do Rio Grande do Sul conta com muitas usinas eólicas e hidrelétricas a fio d'água que, além de não possuírem reservatório, variam bastante ao longo do tempo. Desta forma, o corte de carga da região é bastante sensível ao incremento de geração térmica.

Entretanto, um montante superior a 1000 MW de geração eólica está previsto para entrar em operação no estado, se fazendo cada vez mais importante a análise cronológica da confiabilidade a fim de analisar se esse montante será suficiente para suprir os problemas energéticos do estado.

Além disso, as obras de transmissão planejadas, não considerando as curvas cronológicas da geração eólica, podem não ser suficientes para evitar o corte de carga. Assim, é importante que o planejamento de longo prazo comece a considerar essas questões.

A inserção de um montante alto de geração eólica, em conjunto com diversas obras de transmissão, podem não ser suficientes para suprimir cortes de carga, acarretando em despacho adicional de térmica. Este fato, além de encarecer o custo da energia, utiliza uma fonte de energia não renovável, contrapondo os benefícios propostos pelo uso da geração eólica.

A seção a seguir apresenta uma análise de confiabilidade completa onde todos os elementos de rede podem falhar, analisando os benefícios trazidos pelos reforços da transmissão.

V.4 Análise da Confiabilidade Composta – Impacto das Obras de Transmissão

Nesta seção serão realizadas as análises de confiabilidade completas, ou seja, considerando as taxas de falha e reparo de todo sistema. Ao longo das simulações de confiabilidade diversas contingências podem ocorrer, com um ou mais equipamentos falhados simultaneamente, representando como na prática seria a probabilidade de corte de carga.

Foram simulados os casos considerando os reforços planejados e sem considerar os mesmos. Pretende-se responder de que forma as obras de transmissão planejadas impactam os índices de confiabilidade do sistema do Rio Grande do Sul e como esta análise se difere da análise determinística utilizada nos estudos de planejamento da transmissão. Os cenários analisados são resumidos na Tabela V-6.

Tabela V-6 – Descrição dos Casos – Sistema Rio Grande do Sul

Caso	Descrição do caso
3.1	Caso sem reforços – Séries temporais de carga, geração hidráulica e eólica
3.2	Caso com reforços – Séries temporais de carga, geração hidráulica e eólica

A Tabela V-7 apresenta os índices de confiabilidade calculados para o sistema com e sem os reforços previstos para região.

Tabela V-7 – Índices de Confiabilidade – Rio Grande do Sul – Ciclo Tarifário 2013/2014

Índice	Caso 3.1	Caso 3.2	Diferença Caso 3.1/Caso 3.2
LOLP	0,14%	0,14%	0%
EPNS	0,042	0,041	-0,24%
LOLF	4,7376	4,6358	-2,15%
EENS	369,796	367,92	-0,24%
LOLD	2,558	2,645	2,20%

Como pode ser observado, os índices reduzem muito pouco devido às obras dos reforços da transmissão com um impacto maior na frequência de corte de carga.

Entretanto, a duração de perda de carga LOLD chega a aumentar, já que a redução da LOLF é superior a redução da LOLP ($LOLD = \frac{8760 * LOLP}{LOLF}$). Ou seja, os reforços no sistema propiciam a redução da probabilidade e frequência do corte de carga, entretanto, não garantem a redução da duração média cortes de carga.

Os índices médios, no entanto, não captam a situação mais restritiva, principal interesse do planejamento da transmissão. Desta forma, a Tabela V-8 e a Tabela V-9 mostram os maiores corte de carga encontrados, para o caso sem reforços e com reforços, respectivamente.

As tabelas mostram que, no caso sem reforços as contingências do 500 kV são mais críticas, gerando cortes de carga em torno de 250 MW, ocorridos principalmente no mês de dezembro.

Com os reforços, as contingências do 500 kV são sanadas, sendo as contingências de linhas de transmissão de 230 kV que implicam em maiores corte de carga (em torno de 140-152 MW), pricipalmente no mês de fevereiro. Ou seja, os maiores corte de carga são sanados com os reforços planejados, mas as contingências no sistema 230 kV, aliadas às contingências das usinas ainda geram corte de carga de porte relevante.

Tabela V-8 – Maiores Cortes de Carga Verificado Rio Grande do Sul sem reforços– Ciclo Tarifário 2013/2014

Mês	Duração (h)	Corte de Carga (MW)	Usinas Falhadas	Circuitos Falhados
10	0,415119	324,38	Eólicas e hidráulicas Jacuí e Presidente Médici	1 LT 525 kV
10	1	288,73	Eólicas e hidráulicas Jacuí e Presidente Médici)	1 LT 525 kV
12	0,320844	281,66	Eólica Osório e hidráulica Monte Claro	1 LT 525 kV
12	0,447873	281,39	Eólica Osório e hidráulica Monte Claro	1 LT 525 kV
10	1	242,38	Eólicas e hidráulicas Jacuí e Presidente Médici	1 LT 525 kV
12	1	237,24	Eólicas	1 LT 525 kV
12	1	231,03	Eólicas	1 LT 525 kV
12	0,844996	230,53	Eólicas	1 LT 525 kV
12	0,769774	229,95	Eólicas e hidráulica Dona Francisca	1 LT 525 kV
1	0,582207	206,67	Eólicas	1 LT 525 kV

Tabela V-9 – Maiores Cortes de Carga Verificado Rio Grande do Sul com reforços – Ciclo Tarifário 2013/2014

Mês	Duração (h)	Corte de Carga (MW)	Usinas Falhadas	Circuitos Falhados
2	0,465196	152,06	Eólicas	1 LT 230 kV
2	1	145,18	Eólicas	1 LT 230 kV
2	0,703599	145,12	Eólicas	1 LT 230 kV
9	1	144,42	Eólicas	1 LT 230 kV
8	0,236525	143,24	Eólicas	1 LT 230 kV
11	0,085315	143,04	Eólicas	1 LT 230 kV
11	0,27668	142,38	Eólicas	1 LT 230 kV
1	1	141,67	Eólicas e hidráulica Itaúba	1 LT 230 KV e um transformador 525/230 kV
11	0,433552	140,15	Eólica Osório	1 LT 230 kV
9	0,110381	139,78	Eólicas	1 LT 230 kV

CAPÍTULO VI CONCLUSÃO

Diante do atual cenário do sistema de energia elétrico brasileiro, onde pondera-se modicidade tarifária e diversificação das fontes de energia elétrica com aspectos técnicos, a inserção da geração eólica tem ganhado força motivando o tema do presente trabalho.

Neste contexto, o objetivo foi investigar os impactos da inserção da geração eólica no sistema elétrico brasileiro, que tem crescido de forma substancial sem que se saiba o real impacto de sua intermitência.

Para isso, o histórico da inserção da geração eólica no Brasil e no mundo foi traçado, bem como a forma que o planejamento da geração e transmissão referentes a este tipo de fonte é realizado no Brasil. Em seguida, foi apresentada a avaliação da confiabilidade composta cronológica, utilizada no trabalho, que tem como o intuito avaliar os impactos da variação temporal tanto da geração quanto da carga do sistema elétrico, aspecto este que não é tratado atualmente nos estudos de planejamento.

Em um primeiro momento, deu-se destaque à análise das curvas de geração e carga de um sistema teste para avaliação mais detalhada da intermitência da geração eólica. Nesta análise, pôde-se concluir que a intermitência eólica precisa de uma fonte que armazene energia, já que mesmo se as fontes fossem complementares não seriam suficientes para evitar os cortes de carga nos momentos de pico da carga e queda da geração eólica.

Em um segundo momento, ainda em um sistema teste (este considerando a malha de transmissão – IEEE RTS) foram analisados os impactos dos reforços do sistema nos índices de confiabilidade, quando consideradas as curvas de geração e carga do sistema. Neste caso, pôde-se perceber que a consideração das curvas do sistema produzem índices de confiabilidade menos severos e que os reforços não se mostram tão impactantes.

Como última etapa, foi analisado o sistema equivalente do Rio Grande do Sul, retratando o atual problema do estado e assim podendo-se aplicar o trabalho realizado para uma situação real. Os resultados obtidos foram comparados com os resultados atuais do planejamento determinístico da operação deste sistema, que aponta corte de carga para o verão de 2013/2014. Além disso, foi feita uma avaliação do quanto de geração eólica ou

térmica seriam necessárias a mais para que o sistema não apresentasse corte de carga algum.

As análises de confiabilidade mostram que, caso ocorra a contingência da LT 525 kV Nova Santa Rita – Campos Novos, haverá um corte de carga no sistema que poderá ser contornado, através da otimização da operação (calculado pelo FPO) para que apresentasse corte de carga mesmo após o FPO.

Com o sistema equivalente do Rio Grande do Sul modificado, para que os cortes de carga médio foram estimados por mês do ano. Os resultados mostraram que o corte só ocorrerá nos meses de verão (dezembro, janeiro, fevereiro e março), como previsto no planejamento determinístico. Além disso, o impacto de se considerar a geração eólica é irrelevante no mês de fevereiro, onde ocorre o maior corte. O maior benefício da geração eólica está nos meses de dezembro e março, onde a geração eólica reduz o corte de carga em aproximadamente 30%, porém esses são os meses do verão com menor valor de corte carga.

As análises de geração eólica e térmica adicionais mostram que a adição da geração eólica apenas nas regiões analisadas não seriam suficientes para evitar corte de carga. Porém 300 MW de térmica adicional seria suficiente para que não ocorresse corte de carga no verão 2013/2014 diante da contingência da LT 525 kV Nova Santa Rita – Campos novos, sem os reforços de transmissão planejados.

Ainda, é importante ressaltar que, todos os reforços propostos deixam o sistema de transmissão com folga mas sem evitar cortes de carga. Entretanto, a questão energética (balanço entre oferta e demanda de energia) precisa ser estudada a longo prazo para que a inserção de um montante grande de geração eólica não sobredimensione o sistema sem evitar possíveis cortes de carga.

Além disso, é importante frisar que a inserção da geração eólica sem uma fonte firme para suprir sua indisponibilidade envolve risco de déficit, pois onde a complementação em conjunto com uma fonte sem reservatório não é suficiente para eliminar os problemas de corte de carga causados pelas variações bruscas da geração eólica como apresentado neste trabalho.

VI.1 Sugestões de Trabalhos Futuros

As análises realizadas no presente trabalho apresentaram alguns problemas relativos à inserção da geração eólica no sistema brasileiro. Entretanto, algumas análises ainda devem ser realizadas, com o intuito de dar respaldo a instalações da geração eólica. Os itens a seguir apresentam as sugestões de trabalhos futuros.

1. **Análise da Região Nordeste do país:** A região nordeste do Brasil apresenta complementaridade entre a geração eólica e hidráulica, que na presente dissertação só foi analisada para um sistema teste. Desta forma, a avaliação deste complementaridade na região nordeste do Brasil é um ponto de interesse aos planejadores do sistema.
2. **Aplicação no planejamento da Transmissão:** Outra abordagem do tema aqui apresentado é considerar no planejamento da transmissão a avaliação da confiabilidade. Ou seja, a análise preliminar da inserção da geração em determinada região, deve ser avaliada, considerando os tipos de fontes na região que irão complementar a geração eólica em regime normal e na contingência, e se serão suficientes para redução de todos os índices de confiabilidade.
3. **Aplicação no planejamento da Geração:** A análise de regiões que são propícias à inserção da geração eólica se torna cada vez mais necessária. O despacho das usinas eólicas, considerando suas variações no tempo, devem ser avaliados em conjunto com os outros tipos de geração existentes na região. Tal análise é necessária para verificar se a complementação será suficiente e se a instalação de térmicas irá compensar apesar dos custos.

4. **Consideração dos Reservatórios Hidráulicos:** Outro ponto interessante de se analisar é a modelagem dos reservatórios na análise de confiabilidade. As curvas cronológicas das usinas com reservatório, e a capacidade de armazenamento para os períodos seguintes, se torna interessante na medida em que o armazenamento da água pode ser um grande aliado na complementação da geração eólica. Este fato pode ser bem explorado na região nordeste que conta com usinas hidráulicas com grandes reservatórios e geração eólica abundante.

Em suma, a geração eólica está se inserido no sistema elétrico brasileiro de forma acelerada e o planejamento da geração e da transmissão devem se adequar, de forma a considerar os aspectos intermitentes da geração eólica no sistema. Nos países com um percentual de participação da geração eólica alto, os modelos de previsão de vento são muito bem feitos e as usinas térmicas são utilizadas para complementar a falta da geração eólica.

Desta forma, o aspecto mais importante para avaliação do impacto da intermitência eólica é um modelo de previsão elaborado e preciso, e para tanto o início primordial é uma base de dados de vento sólida. Com um modelo de previsão adequado, o despacho de usinas para complementar a geração eólica pode ser otimizado, de forma a minimizar custos e reduzir o déficit de energia.

BIBLIOGRAFIA

- [1] **Site do Operador Nacional do Sistema**. Disponível em: <www.ons.gov.br>. Acesso em: Dezembro 2010.
- [2] **Site da Agência Nacional de Energia Elétrica**. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: Dezembro 2010.
- [3] DUTRA, R. M. *Propostas de políticas específicas para energia eólica no Brasil após a primeira fase do PROINFA*. Tese de D. Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2007.
- [4] **Atlas de Energia Elétrica do Brasil - Energia Hidráulica**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro_atlas.pdf>. Acesso em: jan. 2012.
- [5] **Centro de Referência para Energia Solar e Eólica**. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em: 10 Dezembro 2010.
- [6] **Site do Wind Energy Database**. Disponível em: <<http://www.thewindpower.net/>>. Acesso em: Agosto 2011.
- [7] **Site da IEA (International Energy Agency)**. Disponível em: <<http://www.iea.org/>>. Acesso em: Junho 2011.
- [8] JONES, L. E. *Strategies and Decision Support Systems for Integrating Variable Energy Resources in Control Centers for Reliable Grid Operations*. Agency of United States Government, Washington, D.C., 2004.
- [9] EPE. *Análise Técnica da Integração das Usinas Eólicas no Sul do Rio Grande do Sul*. Relatório, Rio de Janeiro, 2012.
- [10] Material Interno. EPE - Empresa de Pesquisa Energética, [S.l.], 2012.
- [11] HU, P.; BILLINTON, R. "Development of an Interactive Reliability Model for Wind and Hydro Power Systems". *IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC)*, Março 2010.
- [12] KARKI, R.; HU, P. . B. R. "Reliability Assessment of A Wind Integrated Hydro-Thermal Power System". *IEEE International conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, 2010.
- [13] BILLINTON, R.; CHEN, H.; GHAJAR, R. "A sequential simulation technique for

- adequacy evaluation of generation systems including wind energy". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, pp. 728-734, Dezembro 1996.
- [14] DIAS, J. A.; BORGES, C. L. 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 (PMAPS)*, Julho 2010.
- [15] GAO, Y.; BILLINTON, R.; KARKI, R. "Composite Generation and Transmission System Reliability Evaluation Incorporating Two Wind Energy Facilities Considering Wind Speed Correlation". *IEEE Power Symposium. NAPS '08. 40th North American*, 2008.
- [16] BILLINTON R.; GAO, Y.; KARKI R. "Composite System Adequacy Assessment Incorporating Large-Scale Wind Energy Conversion Systems Considering Wind Speed Correlation". *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1375-1382, Agosto 2009.
- [17] GAO, Y.; BILLINTON, R.; KARKI, R. "Composite Generation and Transmission System Adequacy Assessment Considering Wind Energy Seasonal Characteristics". *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Outubro 2009.
- [18] MELLO, J. C. O. 1994, *Determinação do Valor da Confiabilidade em Sistemas Compostos de Geração e Transmissão*. Tese de D.Sc., PUC/RJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- [19] MANSO, L. A. F.; SILVA, A. M. L.; MELLO, J. C. O. "Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Geração e Transmissão Considerando Cargas Variantes no Tempo". *Anais do XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Foz do Iguaçu, 17-22 Outubro 1999.
- [20] MANSO, L. A. F.; SILVA, A. M. L. "Modelagem de Cargas Variantes no Tempo na Avaliação de Confiabilidade Composta via Simulação Monte Carlo Não-Sequencial". *Anais do XIV Congresso Brasileiro de Automática*, Natal, Setembro 2002.
- [21] EPE. *Análise dos índices de confiabilidade do SIN*. Relatório, Rio de Janeiro, 2007.
- [22] ROMERA, R. S. *Análise do Novo Modelo do Setor Elétrico a partir de 2003*. Monografia bacharel em Ciências Econômicas, Centro Universitário Santo André,

Sandro André, SP, 2005.

- [23] SITE da Copel (Companhia Paranaense de Energia). Disponível em: <<http://www.copel.com>>. Acesso em: Fevereiro 2013.
- [24] CEPTEL. *Manual do Usuário Newave*. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2010.
- [25] SICILIANO, G. C. D. C. S. 2010, *Estratégias de Compra de Contratos em Leilões*. Dissertação de M.Sc., PUC-Rio, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- [26] BORGES, C. L. T. *Confiabilidade de Sistemas de Potência*. Apostila, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2005.
- [27] LEITE, A. P. *Modelagem de Fazendas Eólicas para Estudos de Confiabilidade*. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2005.
- [28] BORGES, C. L.; PINTO, R. J. "Small Hydro Power Plants Energy Availability Modeling for Generation Reliability Evaluation. *IEEE Transactions on Power Systems*". *Power Systems, IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1125 - 1135, Agosto 2008.
- [29] ALVES, W. F. *Proposição de sistemas teste para análise computacional de sistemas de potência*. Dissertação de M.Sc., Universidade Federal Fluminense (UFF), Niterói, RJ, Brasil, 2007.
- [30] DIAS, J. A. S. *Avaliação da Confiabilidade Composta Baseada em Simulação Monte Carlo com Representação da Geração Eólica*. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2008.
- [31] DIAS, J. A.; BORGES, C. L. T. "Modelo Orientado a objetos para avaliação da confiabilidade composta por simulação Monte Carlo com representação da geração eólica". *Revista Controle & Automação/Vol.20*, Julho, Agosto e Setembro 2009.
- [32] MARZANO, L. G. B. *Otimização de Portfólio de Contratos de Energia em Sistemas Hidrotérmicos com Despacho Centralizado*. Tese de D.Sc., PUC-Rio, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2004.
- [33] IEEE RTS Task Force of APM Subcommittee, "IEEE Reliability Test System". **IEEE PAS**, v. 98, n. 6, p. 2047-20654, Nov/Dez 1979.
- [34] IEEE RTS Task Force of APM Subcommittee, "IEEE Reliability Test System - 1996".

- IEEE PAS**, p. vol. 14, no.3, pp. 1010-1020, August 1999.
- [35] LOPES, V. S.; BORGES, C. L. T. "Impacto da Complementaridade entre Geração Eólica e Hidráulica na Confiabilidade Composta". *Anais do SBSE 2012 - IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, Goiânia, pp. 1-6, 2012.
- [36] **Site do MathWorks - Matlab**. Disponível em: <www.mathworks.com/help/toolbox/stats/kmeans.html>. Acesso em: novembro 2012.
- [37] CEPEL. *Manual do Usuário Anarede*. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2010.
- [38] CEPEL. *Manual do Usuário NH2*. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2011.
- [39] LABORATÓRIO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA. *Desenvolvimento de uma Base de Dados Aplicada a Estudos de Confiabilidade para Sistemas de Geração e Transmissão*. UFSC, Santa Catarina, RS, Brasil, 2006.