



ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO EÓLICA NA REGULAÇÃO DE FREQUÊNCIA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Leander de Oliveira Rêgo

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: Glauco Nery Taranto

Rio de Janeiro

Março de 2017

ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO EÓLICA NA REGULAÇÃO DE
FREQUÊNCIA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Leander de Oliveira Rêgo

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. Glauco Nery Taranto, Ph.D.

Prof. Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.

Prof. Daniel Dotta, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2017

Rêgo, Leander de Oliveira

Análise do Impacto da Geração Eólica na Regulação de Frequência de Sistemas de Energia Elétrica/Leander de Oliveira Rêgo. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2017.

XVI, 116 p.: il.; 29,7cm.

Orientador: Glauco Nery Taranto

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2017.

Referências Bibliográficas: p. 114 – 116.

1. Geração Eólica.
 2. Controle de Frequência.
 3. Sistemas de Potência.
- I. Taranto, Glauco Nery.
II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*Dedico este trabalho às pessoas
mais importantes de minha vida:
meu pai, Américo, minha mãe,
Maria de Lourdes, e meus
irmãos Anderson e Taíssa.*

Agradecimentos

Aos meus pais, Américo e Maria de Lourdes, meus maiores exemplos, que não mediram esforços para que eu chegasse até esta etapa de minha vida e por me apoiarem em todas as minhas escolhas.

Aos meus irmãos, Anderson e Taíssa, por serem meus verdadeiros amigos e, por estarem ao meu lado nos momentos mais difíceis.

Em memória dos meus inesquecíveis avôs, Bernardino e Manoel, e minhas avós, Judith e Emília, por terem sido muitos importantes na minha infância, me passando diversas experiências e lições de vida, influenciando diretamente em minha formação pessoal.

Aos meus padrinhos, Francisco, Telma, Natália, Eliane e Igor, pela confiança, apoio e incentivos constantes.

Agradeço também a todos os meus tios e tias, primos e primas que formam essa família que tanto amo e, que estiveram presentes durante toda minha vida.

Agradeço a todos os professores do Programa de Engenharia Elétrica da COPPE/UFRJ, em especial ao professor orientador Glauco Nery Taranto, que através de sua paciência e dedicação, foi fundamental para a conclusão deste trabalho. Agradeço também os professores Djalma Falcão e Tatiana por, juntamente a meu orientador, me permitirem participar de projetos de P&D que contribuíram fortemente para minha formação.

Agradeço, em especial, aos meus amigos de curso, Alan de Paula e Oscar Santacruz, que estiveram ao meu lado desde o início do curso. Obrigado pela amizade, ajuda e por compartilharem grandes momentos ao longo destes 3 anos de mestrado.

Aos amigos do Laboratório de Sistemas de Potência - LASPOT, Aline Zimmermann, Camilo Chaves, David Parrini, Hannah Caldeira, João Salvador, Juliana Pardal, Leandro Duarte, Samuel Souza, Tálita Moura, Thassiana Batista, Thiago América, que foram grandes companheiros que fiz ao longo do curso.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), pelo suporte financeiro.

E, por fim, agradeço à Deus, por me iluminar, me dando força e sabedoria ao longo desta caminhada.

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

ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO EÓLICA NA REGULAÇÃO DE FREQUÊNCIA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Leander de Oliveira Rêgo

Março/2017

Orientador: Glauco Nery Taranto

Programa: Engenharia Elétrica

A crescente preocupação com o meio ambiente e com a produção de energia sustentável é caracterizada pela crescente inserção de plantas de geração eólica nas matrizes energéticas de muitos países. Neste trabalho serão apresentados aspectos relacionados a participação de plantas de geração eólica na regulação de frequência de sistemas de energia elétrica após grandes distúrbios na rede. Por intermédio de simulações de transitórios eletromecânicos é avaliado o benefício dos controles de regulação de frequência – presentes nos mais modernos modelos de aerogeradores – em termos da redução das variações de frequência após grandes perturbações. Além disso, são analisados diversos aspectos com relação ao desempenho do gerador eólico frente a tais perturbações.

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

ANALYSIS OF THE IMPACT OF WIND GENERATION ON THE
FREQUENCY REGULATION OF POWER SYSTEMS

Leander de Oliveira Rêgo

March/2017

Advisor: Glauco Nery Taranto

Department: Electrical Engineering

The growing concern about the environment and sustainable energy production is characterized by the increasing penetration of wind power plants in the energy portfolio of many countries. This work presents aspects related to the participation of wind power plants in the frequency regulation of electric power systems after major disturbances in the grid. By means of electromechanical transient simulations, the benefit of the frequency regulation controls - present in the modern models of wind turbines - is evaluated in terms of the reduction of frequency variations after large disturbances. In addition, several aspects are related to the performance of the wind generator against such disturbances.

Sumário

Lista de Figuras	xii
Lista de Tabelas	xvi
1 Introdução	1
1.1 Conexão de Sistemas Eólicos em Sistemas de Potência	1
1.2 Motivação	6
1.3 Objetivos	7
1.4 Revisão Bibliográfica	8
1.5 Organização do Texto	10
2 Fundamentação Teórica de Energia Eólica	12
2.1 Introdução	12
2.2 Turbinas Eólicas	13
2.2.1 Potência do Vento	13
2.2.2 Potência de Turbinas Eólicas	15
2.2.3 Curva de Potência de Turbinas Eólicas	16
2.3 Geradores Eólicos	18
2.3.1 Geradores de Velocidade Fixa	18
2.3.2 Geradores de Velocidade Variável	19
3 Fundamentação Teórica de Controle de Frequência em Sistemas Elétricos de Potência	21
3.1 Introdução	21

3.2	Regulação Inercial	23
3.2.1	Modelos de Controle de Resposta Inercial de Geradores Eólicos	25
3.3	Regulação Primária	27
3.3.1	Modelos de Controle Primário de Geradores Eólicos	28
4	Modelagem Estática e Dinâmica de Geradores Eólicos e seus Con-	
	troles	34
4.1	Introdução	34
4.2	Aproximação na Modelagem de Equivalentes de Plantas Eólicas	35
4.3	Modelo de Fluxo de Potência do Gerador Eólico	36
4.3.1	Condições Iniciais para a Simulação Dinâmica	38
4.4	Modelo Dinâmico do Gerador Eólico	38
4.4.1	Estrutura Geral do Modelo	38
4.4.2	Modelo do Gerador/Conversor	41
4.4.3	Modelo dos Controles Elétricos	42
4.4.4	Modelo da Turbina e seus Controles	47
5	Simulações e Resultados	61
5.1	Sistema Teste 1 - 5 Barras (GE)	61
5.1.1	Introdução	61
5.1.2	Análise Elétrica em Regime Permanente	62
5.1.3	Análise Dinâmica	64
5.2	Sistema Teste 2 - 9 Barras (WSCC)	80
5.2.1	Introdução	80
5.2.2	Análise Elétrica em Regime Permanente	82
5.2.3	Análise Dinâmica	85
5.3	Sistema Teste 3 - Sistema Interligado Nacional (SIN)	104
5.3.1	Caso Base	104
5.3.2	Caso com Aumento da Penetração de Geração Eólica (10%)	108

6	Conclusões e Trabalhos Futuros	111
6.1	Conclusões	111
6.2	Trabalhos Futuros	113
	Referências Bibliográficas	114

Lista de Figuras

1.1	Evolução da capacidade instalada de geração eólica no mundo (Fonte: Adaptado de GWEC Report 2015 [1])	2
1.2	Capacidade Instalada de Geração Eólica (Fonte: Adaptado de GWEC Report 2015 [1])	2
1.3	Evolução da capacidade instalada de geração eólica no Brasil (Fonte: Adaptado de GWEC Report 2015 [1])	3
1.4	Evolução da capacidade instalada por fonte de geração no Brasil (Fonte: Adaptado de GWEC Report 2015 [2])	4
2.1	Fluxo de ar através de uma área transversal	14
2.2	Coeficiente de Potência C_p - Fonte: Adaptado de [3]	16
2.3	Regiões de Operação de uma Turbina	17
2.4	Gerador Eólico de Velocidade Fixa – SCIG	19
2.5	Gerador de Velocidade Variável - DFIG	20
2.6	Gerador de Velocidade Variável - SGFC	20
3.1	Regulação Inercial e Primária	24
3.2	Estrutura do Modelo de Controle KEC I	26
3.3	Estrutura do Modelo de Controle KEC II	26
3.4	Estrutura do Modelo de Controle WindINERTIA	27
3.5	Curva Característica de Regulação (<i>Droop</i>)	28
3.6	Operação com Reserva de Potência Ativa - Controle de Velocidade	29
3.7	Operação com Reserva de Potência Ativa	30

3.8	Modelo Tradicional de Controle de Pitch	31
3.9	Modelo Modificado de Controle de Pitch	31
3.10	Modelo de Controle de Velocidade	31
3.11	Exemplo de Curva de Regulação Primária de Geradores Eólicos . . .	32
3.12	Modelo de Controle de Regulação (<i>Droop</i>)	33
4.1	Modelo de Representação de Centrais Eólicas	36
4.2	Representação Esquemática do Modelo Dinâmico do DFIG	39
4.3	Representação Esquemática do Modelo do Gerador/Conversor	39
4.4	Representação Esquemática do Modelo de Controles Elétricos	40
4.5	Representação Esquemática do Modelo da Turbina e seus Controles .	40
4.6	Representação Detalhada do Modelo do Gerador/Conversor	42
4.7	Representação Simplificada do Modelo de Controles Elétricos	43
4.8	Representação do Modo de Controle de Tensão	44
4.9	Representação do Modo de Controle de Fator de Potência	44
4.10	Representação do Modelo de Controles Elétricos	45
4.11	Representação Detalhada do Modelo da Turbina	48
4.12	Representação Detalhada do Modelo dos Controles da Turbina	49
4.13	Representação Detalhada do Modelo Mecânico do Rotor	52
4.14	Representação das Curvas de Coeficiente de Potência da Turbina Eólica	53
4.15	Representação Detalhada do Modelo de Controle de Potência Ativa .	56
4.16	Representação da Curva de Resposta do Controle de Potência Ativa .	57
4.17	Representação Detalhada do Controle de Inércia Sintética	59
5.1	Sistema Teste 5 Barras – GE	62
5.2	Estrutura (Diagrama Unifilar) do Sistema Implementado no ANA- REDE	63
5.3	Simulação de Fluxo de Potência – Condição Inicial para as Simulações Dinâmicas	64
5.4	Representação Detalhada do Controle de Inércia Sintéticas	65

5.5	Frequência – Ajuste do Ganho do Controlador	66
5.6	Frequência – Aumento de Carga	67
5.7	Potência Elétrica – Aumento de Carga	68
5.8	Potência Mecânica – Aumento de Carga	69
5.9	Frequência – Análise de Sensibilidade – Controles de Regulação Inativos (MPPT)	70
5.10	Frequência – Análise de Sensibilidade – Controles de Regulação Ativos (APC/WI)	70
5.11	Frequência – Análise de Sensibilidade	71
5.12	Frequência – Diminuição de Carga	72
5.13	Representação da Curva de Resposta do Controle de Potência Ativa	73
5.14	Frequência – Diminuição de Carga – Controle de Potência Ativa	74
5.15	Potência Elétrica – Diminuição de Carga	75
5.16	Degrau Positivo Unitário	77
5.17	Degrau Negativo Unitário	79
5.18	Sistema Teste WSCC 9 Barras	80
5.19	Analogia com o Sistema Interligado Nacional (SIN)	81
5.20	Inserção de Parques Eólicos no Nordeste	81
5.21	Simulação de Fluxo de Potência – Condição Inicial para as Simulações Dinâmicas	84
5.22	Frequência – Aumento de Carga	86
5.23	Potência Elétrica – Aumento de Carga	87
5.24	Velocidade do Gerador – Aumento de Carga	88
5.25	Potência Ativa dos Geradores Síncronos – Aumento de Carga	89
5.26	Frequência – Diminuição de Carga	90
5.27	Potência Elétrica – Diminuição de Carga	91
5.28	Velocidade do Gerador – Diminuição de Carga	92
5.29	Ângulo de passo das pás da turbina – Diminuição de Carga	92
5.30	Frequência – Perda de Geração	93

5.31	Potência Elétrica – Perda de Geração	94
5.32	Velocidade do Gerador – Perda de Geração	95
5.33	Abertura das Interligações – Ilhamento da região Nordeste	96
5.34	Sistema Nordeste Ilhado	97
5.35	Frequência Subistema Nordeste – Ilhamento	98
5.36	Potência Elétrica do Parque Eólico – Ilhamento	99
5.37	Velocidade do Gerador Eólico – Ilhamento	100
5.38	Frequência – Análise de Sensibilidade – Controles de Regulação Inativos (MPPT)	101
5.39	Frequência – Análise de Sensibilidade – Controles de Regulação Ativos (APC/WI)	101
5.40	Frequência – Análise de Sensibilidade	103
5.41	Diagrama do Sistema Interligado Nacional (Fonte: PDE 2024)	104
5.42	Potencial Eólico Brasileiro (Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro [4])	105
5.43	Frequência – Perda de Geração no SIN – Caso Base	106
5.44	Potência Elétrica Eólicas – Perda de Geração no SIN – Caso Base	106
5.45	Frequência – Perda de Geração no SIN – Caso Modificado	109
5.46	Frequência – Perda de Geração no SIN – Comparativo	109

Lista de Tabelas

4.1	Parâmetros para Modelo de Fluxo de Potência	37
4.2	Parâmetros do Modelo WindCONTROL	46
4.3	Parâmetros do Modelo de Controles Elétricos	46
4.4	Parâmetros do Modelo da Turbina	47
4.5	Parâmetros do Modelo Mecânico do Rotor	51
4.6	Coefficientes $a(i, j)$ da Curva C_p	55
4.7	Parâmetros do Controle de Potência Ativa	58
4.8	Parâmetros do Controle de Inércia Sintética	60
5.1	Dados de Barra / Geração / Carga	62
5.2	Dados das Linhas	63
5.3	Dados dos Transformadores	63
5.4	Resultados da Simulação de Fluxo de Potência	64
5.5	Resumo dos Resultados – Análise de Sensibilidade	71
5.6	Dados de Barra / Geração / Carga	82
5.7	Dados das Linhas	83
5.8	Dados dos Transformadores	83
5.9	Resultados da Simulação de Fluxo de Potência	85
5.10	Resumo dos Resultados – Análise de Sensibilidade	102

Capítulo 1

Introdução

1.1 Conexão de Sistemas Eólicos em Sistemas de Potência

A energia elétrica atualmente apresenta um papel fundamental no desenvolvimento econômico e social de cada país. Seguindo o elevado crescimento econômico, principalmente nos países emergentes, é previsto um aumento do consumo mundial de energia elétrica. Portanto, faz-se necessário um aumento da geração de energia para satisfazer as demandas futuras.

A geração de energia elétrica no mundo está resumida, em sua grande maioria, pelas fontes de energia tradicionais como petróleo, carvão mineral e gás natural, ou seja, por combustíveis fósseis. Tais fontes assumiram a posição de principal fonte de energia primária devido, principalmente, os baixos custos da extração do combustível e ainda os baixos custos da produção de energia associada a tal fonte. Entretanto, nas últimas décadas, com o aumento dos custos dos combustíveis fósseis e da preocupação com o meio ambiente, houve um advento de novas políticas sustentáveis que incentivam a conexão de fontes de energia alternativas na matriz energética global.

Capacidade Instalada Global de Geração Eólica (MW)

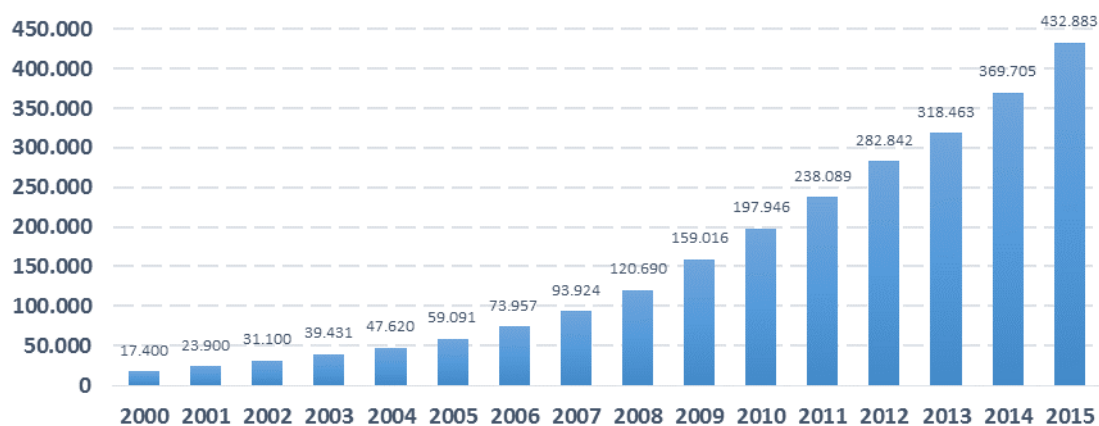
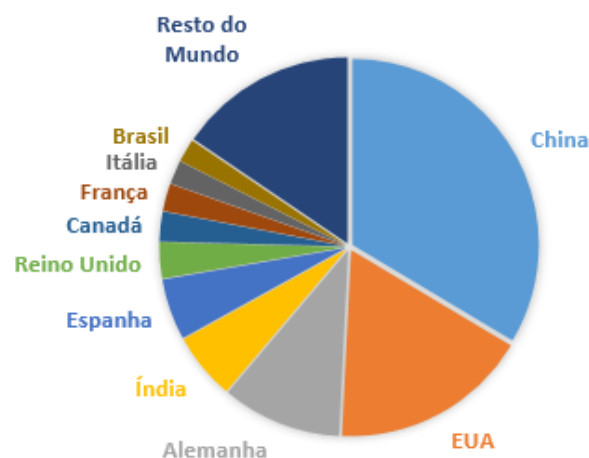


Figura 1.1: Evolução da capacidade instalada de geração eólica no mundo (Fonte: Adaptado de GWEC Report 2015 [1])

Capacidade Instalada de Geração Eólica



País	MW	%
China	145.362	33,6
EUA	74.471	17,2
Alemanha	44.947	10,4
Índia	25.088	5,8
Espanha	23.025	5,3
Reino Unido	13.603	3,1
Canadá	11.205	2,6
França	10.358	2,4
Itália	8.958	2,1
Brasil	8.715	2,0
Resto do Mundo	67.151	15,5
Total	432.883	100,0

Figura 1.2: Capacidade Instalada de Geração Eólica (Fonte: Adaptado de GWEC Report 2015 [1])

Assim, nas últimas décadas tem sido observado um aumento da expansão da geração a partir de novas fontes renováveis de energia, em detrimento de uma diminuição da expansão a partir de fontes tradicionais. Neste sentido, vale destacar o aumento da participação da energia eólica na matriz energética de diversos países.

A Figura 1.1 ilustra a evolução da capacidade instalada de geração eólica no mundo, evidenciando um crescimento exponencial ao longo dos últimos anos, com previsão de crescimento para os próximos anos. Já a Figura 1.2 mostra a capacidade instalada dos principais países geradores de energia eólica do mundo. Destaque para China e Estados Unidos, com mais de 145 GW e mais de 74 GW de capacidade instalada, respectivamente. Além destes, Alemanha, Índia e Espanha, contam com uma expressiva capacidade instalada de geração eólica [1].

Nos últimos anos, no Brasil, observa-se uma evolução considerável no que diz respeito a utilização de energia eólica, conforme ilustra a Figura 1.3. Além disso, para o horizonte dos próximos anos, se projeta o início de um processo de diversificação da matriz de energia elétrica, que embora ainda predominantemente baseada em energia hidráulica, apresenta um crescimento expressivo de outras fontes renováveis, principalmente de energia eólica e energia solar, conforme Figura 1.4 [2].



Figura 1.3: Evolução da capacidade instalada de geração eólica no Brasil (Fonte: Adaptado de GWEC Report 2015 [1])

Participação das Fontes de Geração (Dez/2014)

Participação das Fontes de Geração (Dez/2024)

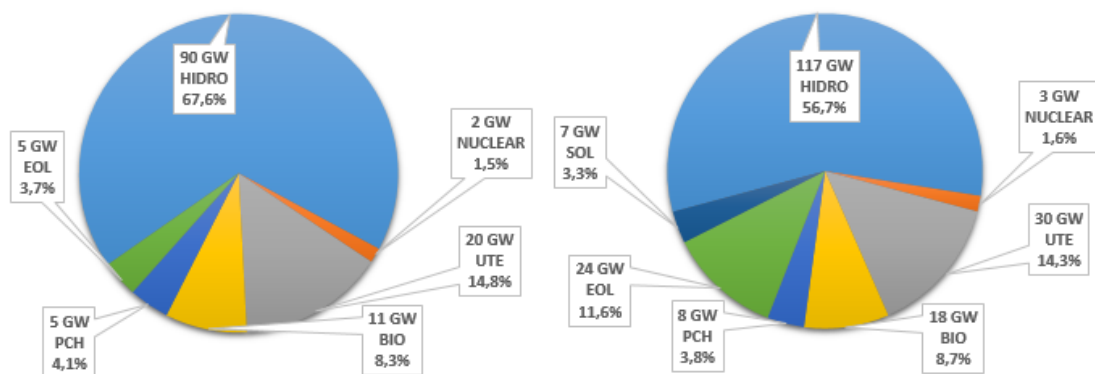


Figura 1.4: Evolução da capacidade instalada por fonte de geração no Brasil (Fonte: Adaptado de GWEC Report 2015 [2])

A geração eólica tem apresentado, desde 2009, uma crescente participação nos leilões de energia elétrica. As contratações dos últimos anos demonstraram que estes empreendimentos atingiram preços bastante competitivos e impulsionaram a instalação de uma indústria nacional de equipamentos para o atendimento deste mercado. Dessa forma, esta fonte, ainda com grande potencial a ser explorado, se consolida como um dos principais componentes para a expansão da matriz de energia elétrica do Brasil.

Seguindo essa perspectiva de crescimento da conexão de geração eólica em sistemas elétricos de potência, diversos estudos têm sido realizados a fim de avaliar os possíveis impactos de tal conexão, principalmente no que diz respeito ao controle e operação dos sistemas elétricos de potência. Com isso, diversos requisitos técnicos têm sido exigidos pelos operadores de sistemas em todo o mundo, com o objetivo de sustentar a expansão da geração eólica e garantir um funcionamento seguro e confiável por parte dos sistemas elétricos de potência. Tais requisitos têm provocado uma intensa mobilização da indústria de geradores eólicos no sentido de desenvolvimento de novas tecnologias e novos controles que possam atender a estes requisitos mínimos exigidos.

Com a crescente conexão de geração eólica nos sistemas elétricos, observa-se que, em alguns países, tal geração já é responsável por uma grande parcela da matriz de energia elétrica. Consequentemente, verifica-se uma tendência de desconexão de

algumas unidades geradoras convencionais de forma a acomodar as novas fontes de energia sustentáveis, principalmente a geração eólica. Entretanto, sabe-se que tais fontes convencionais são as grandes responsáveis pelo suprimento de serviços ancilares à rede. Sendo assim, com a saída de tais fontes, a capacidade de controle dos sistemas elétricos é reduzida. Desta forma, quanto maior for o nível de penetração de geradores eólicos nos sistemas elétricos, maior a necessidade de provimento de certos tipos de serviços ancilares, uma vez que as fontes convencionais se tornam menos econômicas ou disponíveis [5].

Atualmente, um dos principais desafios relacionados à conexão de geração eólica em sistemas elétricos de potência, consiste na capacidade de controle de potência ativa e no controle de frequência por parte dos geradores eólicos. Isso representa uma dificuldade, uma vez que a grande maioria dos geradores eólicos atuais utiliza uma tecnologia que consiste em máquinas de indução de velocidade variável conectadas à rede através de conversores eletrônicos, em conjunto com controles que, em grande parte, buscam maximizar a geração de energia. Além disso, a utilização de conversores, acarreta em um desacoplamento entre a frequência da máquina e a frequência do sistema, fazendo com que o gerador não responda às oscilações ou perturbações sofridas pelo sistema. Desta forma, torna-se necessária a utilização de controles que permitam que os geradores eólicos participem de alguma forma da regulação de frequência do sistema [6].

No Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), órgão responsável pelos Procedimentos de Rede do Sistema Interligado Nacional (SIN), adequou o submódulo 3.6, com o intuito de aperfeiçoar os requisitos técnicos mínimos para a conexão de centrais geradoras eólicas, visando garantir que a crescente conexão de tais centrais não deteriore as condições de segurança sistêmica. Um dos principais itens revistos refere-se ao comportamento dos geradores eólicos em regime de subfrequência ou sobrefrequência, ocasionado por distúrbios no sistema elétrico. Segundo consta na revisão dos Procedimentos de Rede, as centrais geradoras eólicas deverão dispor de controles sensíveis a variações de frequência, de modo a emular,

através da modulação da potência de saída dos geradores eólicos, a contribuição inercial provida pelos geradores convencionais quando da ocorrência de variações de frequência no sistema. Esse recurso, denominado de inércia sintética, frente a eventos de subfrequência, baseia-se na redução temporária da velocidade de rotação da máquina, permitindo uma injeção adicional de potência no sistema elétrico, mediante a transformação de energia cinética em energia elétrica. Enquanto que, frente a eventos de sobrefrequência, um aumento temporário da velocidade de rotação da máquina, mediante a transformação de energia elétrica em energia cinética, permite uma redução temporária da injeção de potência. Tal recurso já é oferecido por diversos fabricantes de geradores eólicos no mercado internacional e é exigido por operadores de sistemas em diversos países, principalmente na Europa, onde a disseminação da geração eólica já alcança patamares consideráveis [7].

Além da inércia sintética, outro recurso bastante utilizado por geradores eólicos consiste no controle de potência ativa ou controle primário de frequência, que baseia-se em operar a máquina em um ponto de funcionamento abaixo do valor máximo de potência que pode ser extraído do vento a cada momento. Desta forma a máquina passa a possuir uma reserva de potência operativa, o que lhe confere a capacidade de auxiliar a regulação de frequência do sistema.

1.2 Motivação

Atualmente, a crescente preocupação com o meio ambiente e com a produção de energia sustentável é acompanhada pela crescente inserção de plantas de geração eólica nas matrizes energéticas de diversos países. O desenvolvimento da tecnologia de geradores eólicos, assim como o desenvolvimento da eletrônica de potência, permitiram um avanço acelerado da exploração da energia eólica, com perspectiva de crescimento exponencial, da penetração de geração eólica nos próximos anos [1].

Em geral, os geradores eólicos que se encontram operando nos mais diversos sistemas de energia atuais, utilizam máquinas de indução de velocidade variável, conectadas a rede através de conversores eletrônicos. Entretanto, a utilização de tal

tecnologia promove um desacoplamento entre a frequência da máquina e a frequência do sistema, impedindo uma resposta natural por parte da máquina às oscilações de frequência ocorridas na rede.

Além disso, em muitos países, o crescimento da geração eólica é acompanhado do desligamento de plantas de geração convencional. Sabe-se que tais plantas são de fundamental importância para a capacidade de controle de sistemas de energia elétrica, principalmente no que se refere ao controle de potência ativa ou frequência. Desta forma, a tendência de crescimento de penetração de geração eólica pode ser entendida como uma tendência de redução da inércia global do sistema, provocando uma redução na capacidade de controle de potência ativa ou frequência. Assim, faz-se necessário o desenvolvimento de novas tecnologias de controle que permitam que os geradores eólicos participem do controle ou regulação de sistemas elétricos [6].

Nos últimos anos, a indústria de geradores eólicos tem se empenhado bastante no desenvolvimento de controles de potência ativa. Além disso, mais recentemente, tem sido estudada uma nova funcionalidade de controle que consiste em permitir que os geradores eólicos emulem a resposta inercial, similar a resposta de geradores convencionais, fazendo com que os mesmos tenham uma contribuição na regulação de frequência de sistemas. Esta funcionalidade de inércia sintética, bem como o controle de potência ativa, tem se tornado importantes requisitos – exigidos em diversos procedimentos de rede de operadores de sistemas – para a conexão de geradores eólicos em sistemas de energia elétrica [7].

1.3 Objetivos

O objetivo deste trabalho é analisar os impactos da geração eólica na regulação da frequência de sistemas de energia elétrica, focando nos efeitos provocados pelos controles de potência ativa e de inércia sintética. Para tanto, serão realizadas simulações dinâmicas utilizando o programa de estudos de transitórios eletromecânicos utilizado no setor elétrico nacional (ANATEM), desenvolvido pelo Centro de Pes-

quisas de Energia Elétrica (CEPEL).

Serão estudados os modelos estáticos e dinâmicos de um gerador eólico, que contém as funcionalidades analisadas neste trabalho, o controle de potência ativa e de inércia sintética.

No âmbito das simulações realizadas, buscou-se avaliar efeitos de tais controles, principalmente sobre o desvio de frequência da rede frente a grandes perturbações. Além disso, serão estudadas algumas das principais características e aspectos de desempenho de geradores eólicos em três exemplos de sistemas de potência.

1.4 Revisão Bibliográfica

A literatura possui inúmeras referências que discorrem sobre a questão da participação de geradores eólicos na regulação da frequência de sistemas de energia, através das mais diversas tecnologias. De maneira geral, os autores concordam que a utilização dos diversos mecanismos de controle de geradores eólicos é uma importante ferramenta no âmbito da regulação de frequência de sistemas de energia.

A seguir, é apresentada uma breve revisão bibliográfica sobre o estado-da-arte da participação de geradores eólicos na regulação de frequência de sistemas elétricos, destacando os principais pontos abordados nas mais importantes referências sobre o assunto.

Em geral, na literatura, a questão dos geradores eólicos participando do controle de frequência de sistemas de energia elétrica leva em conta dois tipos de regulação: regulação inercial e regulação primária. A primeira é comumente chamada de inércia sintética, devido a seu princípio de funcionamento. Enquanto a segunda é normalmente relacionada a controles primários de potência ativa. Ambos controles serão detalhados na sequência deste trabalho.

Na referência [3], um relatório tutorial desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), são abordados aspectos gerais dos diversos tipos de controles utilizados em geradores eólicos no contexto da regulação de frequência de sistemas. São apresentados os principais modelos de controle de inércia sintética e

de controle primário de frequência utilizados no mercado de energia eólica.

Em [8], os autores apresentam uma visão geral sobre o controle de frequência em sistemas de potência com penetração de geração eólica. O trabalho contempla métodos de controle de frequência em 3 níveis: controle a nível local, controle a nível de planta e controle a nível sistêmico. O controle local envolve métodos de controle que permitem que geradores eólicos, particularmente os de velocidade variável, contribuam para a regulação de frequência a partir de mecanismos de controle de resposta inercial e controle primário.

Em [9], os autores analisam e comparam a resposta de frequência de geradores eólicos de velocidade fixa e de velocidade variável. São demonstrados mecanismos que permitem que geradores eólicos de velocidade variável contribuam para a regulação de frequência, tais como, os controles de inércia sintética e controles primários de potência ativa. As simulações mostram os efeitos destes controles sob o desempenho da frequência do sistema.

Em [10], os autores utilizam uma análise de pequenos sinais e simulações dinâmicas para estudar a frequência de sistemas de energia elétrica e investigar como geradores eólicos do tipo III (Gerador de Indução Duplamente Alimentado - GIDA ou *Doubly Fed Induction Generator* - DFIG) podem impactar na regulação da frequência de sistemas. A regulação é feita a partir de um controle de ângulo de passo das pás da turbina, enquanto o gerador eólico opera com uma reserva de potência ativa (*deload mode*).

Em [11], é introduzido um método que propicia uma contribuição dos geradores eólicos na regulação da frequência de sistemas. Novamente, utiliza-se o conceito de reserva de potência ativa (*deload mode*). Entretanto, desta vez, é proposto um controle de *droop* variável que fornece uma melhoria na resposta dinâmica do sistema durante oscilações de frequência.

Em [12], os autores propõem 3 diferentes métodos de controle que permitem que geradores eólicos, conectados à rede via conversores, participem da regulação de frequência de sistemas. O primeiro método utiliza um controle de ângulo de

passo das pás da turbina, enquanto o gerador eólico opera com uma reserva de potência ativa (*deloaded mode*). Os demais métodos exploram a estratégia de utilizar a energia cinética dos geradores para fornecer um suporte de regulação de frequência durante alguns segundos após a perturbação.

Em [13], os autores apresentam um esquema de controle que permite que os geradores eólicos participem da regulação de frequência de sistemas. O esquema consiste em operar os geradores com reserva de potência ativa (*deloaded mode*), permitindo que a potência ativa seja aumentada ou diminuída durante oscilações de frequência no sistema. Além disso, o esquema utiliza uma estratégia de controle que ajusta a velocidade do rotor e, conseqüentemente, a potência ativa, segundo uma curva ótima de reserva de potência (*deloaded optimum power extraction curve*).

O relatório [14] refere-se a documentação completa do modelo da turbina/gerador eólico da *General Electric International Inc.* (GE). Neste documento são apresentadas, detalhadamente, as principais características do modelo utilizado neste trabalho, incluindo os modelos de controle de resposta inercial (WindINERTIA) e de potência ativa (*Active Power Control - APC*). Em [15], este modelo é validado através do software de simulação PSFL, da GE. Em [16] e [17], são apresentados estudos de casos reais, enfatizando os efeitos dos controles no desempenho da frequência. Estes modelos são detalhados no Capítulo 4 e são utilizados nas simulações dinâmicas apresentadas no Capítulo 5.

1.5 Organização do Texto

O Capítulo 1 refere-se a introdução da dissertação. Neste capítulo é dado um panorama geral sobre o crescimento da geração eólica em sistemas de energia elétrica, os desafios associados a tal crescimento e a proposta apresentada neste trabalho. Além disso, é feita uma breve revisão bibliográfica sobre o tema, apresentando o estado-da-arte dos impactos da geração eólica na regulação de frequência de sistemas de energia elétrica.

No Capítulo 2 são discutidos alguns aspectos teóricos a respeito da geração de energia eólica, destacando aspectos – tanto da turbina quanto do gerador – que influenciam na regulação de frequência do sistema.

No Capítulo 3 são discutidos aspectos gerais da teoria de controle de frequência em sistemas de energia elétrica, destacando os mecanismos de controles de frequência utilizados por geradores eólicos.

As principais características do modelo estático e dinâmico de gerador eólico utilizado neste trabalho são mostradas no Capítulo 4. São detalhados os principais pontos do modelo dinâmico, abrangendo desde a modelagem do conjunto turbina-gerador até a modelagem dos principais controles associados.

No Capítulo 5 são apresentadas as simulações e os principais resultados obtidos. Foram utilizados 3 sistemas de teste e, em cada um deles, buscou-se analisar os impactos da geração eólica na regulação de frequência de sistemas de energia elétrica.

Finalmente, no Capítulo 6, estão descritas as conclusões gerais e propostas de trabalhos futuros.

Capítulo 2

Fundamentação Teórica de Energia Eólica

2.1 Introdução

A crescente preocupação em limitar a utilização de fontes de combustíveis fósseis, como também a preocupação em reduzir os impactos destas fontes no meio ambiente, proporcionou o surgimento de um interesse contínuo na utilização de fontes renováveis, de forma a suprir o constante crescimento de demanda de eletricidade do planeta.

Nesse cenário, nos últimos anos, as fontes renováveis têm ganhado força e, dentre elas, a energia eólica ganhou certo destaque mundial, principalmente pela boa experiência ocorrida em países como Dinamarca e Alemanha [18].

O desenvolvimento tecnológico propiciou a utilização da energia eólica em larga escala, alcançando níveis de potência da ordem de megawatts. Com isso, foi observada uma crescente conexão de parques eólicos em diversos sistemas de energia elétrica.

Além disso, o progresso da geração eólica, aliado ao desenvolvimento tecnológico e à economia de geração em larga escala, provoca uma queda relevante no custo por MWh. Com relação ao mercado, observa-se que, nos últimos anos, a energia

eólica alcançou certo nível de competitividade em preço, acompanhado por políticas estatais que apoiam e promovem sua participação no mercado [18].

Portanto, devido a todos os fatores mencionados anteriormente, a energia eólica é uma das formas de geração de energia que mais cresce no planeta.

Na sequência desta seção, serão mostrados alguns aspectos relacionados à turbina e ao gerador eólico, que influenciam diretamente a forma de operação destes equipamentos e os reflexos da geração eólica na regulação de frequência de sistemas de energia elétrica.

2.2 Turbinas Eólicas

Dentro do contexto da geração de energia eólica, a turbina eólica é o principal elemento a ser analisado. As turbinas eólicas são equipamentos responsáveis por absorver parte da energia cinética do vento e, converte-la em energia mecânica. Posteriormente, essa energia mecânica é entregue ao gerador eólico, que a converte em energia elétrica [19].

2.2.1 Potência do Vento

A energia cinética do ar em movimento é chamada de energia eólica. Devido à natureza estocástica do vento, existe uma variação constante da sua direção e sua velocidade. Considerando um fluxo de ar, movendo-se à velocidade v , perpendicular à seção transversal de um cilindro, conforme mostrado na Figura 2.1. Considerando que toda massa de ar m ultrapassa o cilindro, a energia cinética é dada pela equação 2.1.

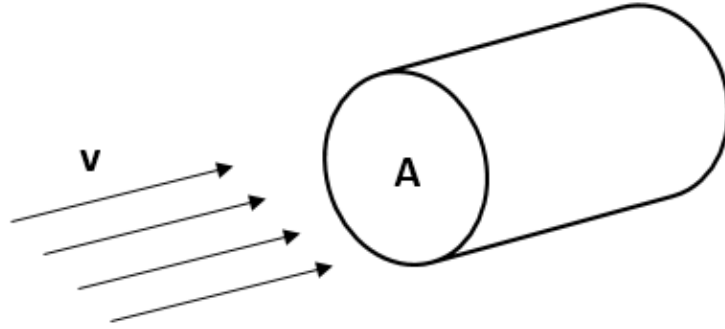


Figura 2.1: Fluxo de ar através de uma área transversal

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2.1)$$

Onde:

E_c é a energia cinética (J);

m é a massa de ar (kg);

v é a velocidade da massa de ar em movimento (m/s).

A potência disponível no vento é definida como a derivada da energia no tempo, conforme a equação 2.2.

$$P = \frac{\partial E_c}{\partial t} = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2.2)$$

Substituindo a massa m por um fluxo de massa ρAv na equação 2.2, resulta na equação 2.3.

$$P = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (2.3)$$

Onde:

P é a potência disponível no vento (W);

ρ é a massa específica do ar (kg/m^3);

A é a área da seção transversal (m^2);

v é a velocidade da massa de ar em movimento (m/s).

2.2.2 Potência de Turbinas Eólicas

As turbinas eólicas não são capazes de extrair na totalidade a potência disponível no vento. Desta forma, a potência de uma turbina eólica é a potência disponível pelo vento limitada por um fator chamado de coeficiente de potência [18]. A potência de uma turbina eólica é dada pela equação 2.4.

$$P_t = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \quad (2.4)$$

Onde:

P_t é a potência da turbina eólica (W);

C_p é o coeficiente de potência (adimensional);

ρ é a massa específica do ar (kg/m^3);

A é a área da seção transversal (m^2);

v é a velocidade da massa de ar em movimento (m/s).

O coeficiente de potência C_p de uma turbina eólica é a relação entre a potência extraída do vento e a potência disponível pelo vento. Modificando a equação 2.4, chegamos a equação 2.5.

$$C_p = \frac{P_t}{\frac{1}{2} \rho A v^3} \quad (2.5)$$

Em condições ideais, a teoria clássica de Betz prevê que o valor máximo teórico para C_p é $16/27 = 0,593$. Em outras palavras, teoricamente, uma turbina eólica é capaz de extrair apenas 59,3% da potência disponível no vento. Em condições reais – incluindo perdas aerodinâmicas na turbina, perdas no gerador e na caixa de engrenagem – C_p atinge valores ainda menores, da ordem de 0,45 [18]. A Figura 2.2 mostra uma curva típica de coeficiente de potência de uma turbina eólica. Nota-se que o coeficiente de potência C_p varia com o ângulo de passo das pás da turbina e com a relação de velocidade λ (*Tip Speed Ratio* ou *TSR*).

A relação de velocidade λ (*Tip Speed Ratio* ou *TSR*) é definida como a razão entre a velocidade da ponta da pá da turbina e a velocidade do vento e é dada pela equação 2.6.

$$\lambda = \omega R/v \quad (2.6)$$

Onde:

ω é a velocidade do rotor (*rad/s*);

R é o raio do rotor (*m*);

v é a velocidade do vento (*m/s*);

Portanto, a potência fornecida por uma turbina eólica é diretamente proporcional ao cubo da velocidade do vento e ao diâmetro do rotor do turbina. Além disso, a potência é função do coeficiente de potência, que por sua vez, é função da relação de velocidades λ e do ângulo de passo das pás da turbina β [20].

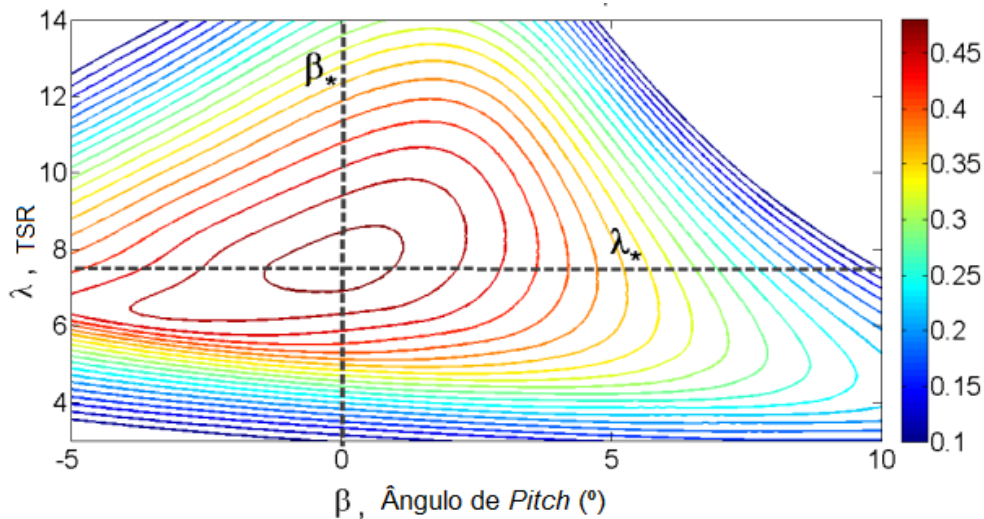


Figura 2.2: Coeficiente de Potência C_p - Fonte: Adaptado de [3]

2.2.3 Curva de Potência de Turbinas Eólicas

O controle de turbinas eólicas é tipicamente dividido em 4 regiões, como visto na Figura 2.3. Ao longo destas regiões, a velocidade e a potência são controladas variando o torque do gerador e o ângulo de passo das pás da turbina [3].

A região 1 representa um curto espaço operativo que cobre o início do vento até que sua velocidade atinja valor suficiente para começar a produção de energia. Essa velocidade de entrada é chamada de *cut-in*.

Quando a velocidade do vento é superior a velocidade *cut-in*, porém menor que a velocidade nominal, capaz de produzir a máxima potência, a turbina se encontra operando na região 2. Nesta região, também chamada *below rated*, o controle tem como objetivo maximizar a eficiência aerodinâmica para extrair a máxima potência possível disponível no vento. Tipicamente, o controle busca manter o ângulo de *pitch* em seu valor ótimo β_* , e variar a velocidade do rotor proporcionalmente à velocidade do vento, de forma a manter a relação de velocidade em seu valor ótimo λ_* (Figura 2.2). Desta forma, a turbina maximiza o coeficiente de potência C_p e, conseqüentemente, a extração de energia do vento.

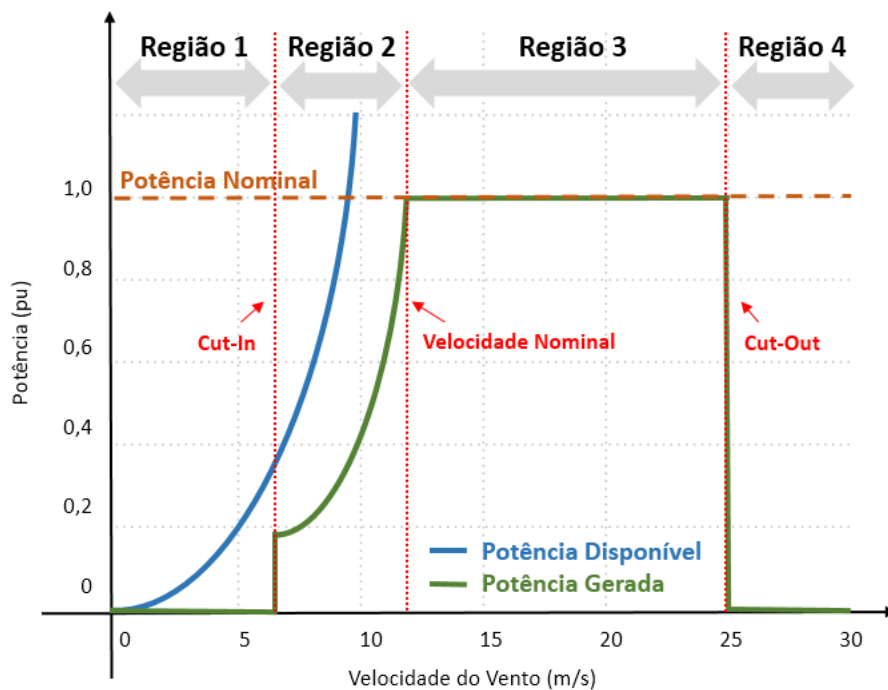


Figura 2.3: Regiões de Operação de uma Turbina

Na região 3, a velocidade do vento é suficiente para a turbina operar com potência nominal. Nesta região, também chamada *above rated*, o controle tem como objetivo regular a velocidade do gerador e a potência de forma a manter a turbina operando dentro de limites toleráveis. A regulação da velocidade do gerador é feita através do controle de ângulo de *pitch*, que propicia uma perda aerodinâmica da turbina,

de forma a provocar uma espécie de vertimento da energia disponível no vento.

A região 4 é caracterizada por altas velocidades de vento. Nesta região, a turbina é tirada de operação quando a velocidade do vento supera a velocidade de corte, também chamada de *cut-out*, para evitar danos a sua integridade física.

2.3 Geradores Eólicos

Outro equipamento de extrema importância no processo de geração de energia eólica é o gerador eólico. Como dito, ele é o responsável por receber a energia mecânica, entregue pela turbina, convertendo-a em energia elétrica [18].

Os aerogeradores podem ser classificados basicamente em dois tipos, de acordo com sua velocidade de operação. São eles: geradores de velocidade fixa e geradores de velocidade variável [19].

2.3.1 Geradores de Velocidade Fixa

Os primeiros, geradores de velocidade fixa, são caracterizados por ter um gerador de indução gaiola de esquilo (*Squirrel Cage Induction Generator - SCIG*) conectado diretamente à rede elétrica, conforme mostra a Figura 2.4. A velocidade constante é fixada pela frequência do sistema e pelo número de par de polos do gerador. Neste caso, o gerador sempre opera com velocidade constante, independente da velocidade do vento. Apesar disso, uma alteração da velocidade do vento afeta o torque eletromagnético e, portanto, a energia elétrica gerada [19].

As principais características deste modelo de gerador são:

- Ausência de controle de velocidade, sendo o controle decidido pela frequência da rede;
- Excitação do gerador através da rede;
- Necessidade de compensação de potência reativa;
- Rígido acoplamento com a rede.

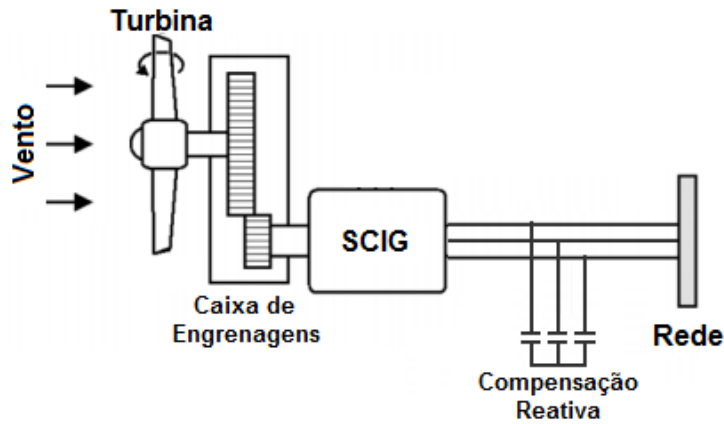


Figura 2.4: Gerador Eólico de Velocidade Fixa – SCIG

No âmbito da participação dos geradores de velocidade fixa na regulação da frequência do sistema, podemos dizer que tais geradores, por estarem conectados diretamente à rede elétrica, são sensíveis às variações de frequência do sistema e, portanto, possuem uma capacidade de resposta inercial, semelhante à capacidade típica de geradores convencionais [21, 22].

2.3.2 Geradores de Velocidade Variável

Os geradores de velocidade variável, quando comparados com os geradores que operam à velocidade constante, permitem uma maior taxa de extração da energia do vento, devido à sua maior capacidade de controle, proporcionando uma melhor qualidade na geração de energia. Os geradores de velocidade variável utilizados atualmente nos sistemas elétricos, apesar de possuírem diferentes aspectos relacionados a seus modos de operação, são caracterizados pela conexão à rede através de conversores eletrônicos.

Em geral, nos atuais sistemas de energia elétrica, são encontradas duas configurações principais de geradores de velocidade variável. As principais diferenças, quanto a estrutura apresentada nessas duas configurações, diz respeito à tecnologia utilizada no gerador e a forma como o conversor encontra-se conectado [19].

Na primeira configuração, utiliza-se um gerador de indução duplamente alimentado (DFIG). O estator encontra-se conectado diretamente à rede elétrica, enquanto o rotor encontra-se conectado ao conversor, que por sua vez se conecta à rede.

A Figura 2.5 apresenta um esquema da configuração de gerador de indução duplamente alimentado.

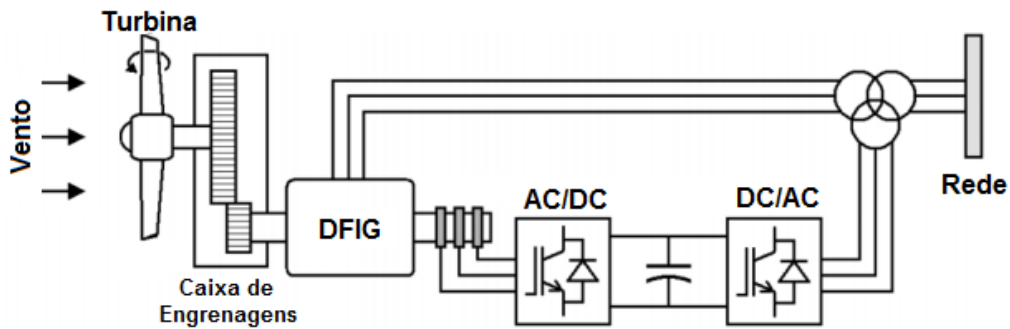


Figura 2.5: Gerador de Velocidade Variável - DFIG

Já na segunda configuração, em geral, utiliza-se um gerador síncrono conectado à rede através de um conversor eletrônico (*Synchronous Generator Full Converter - SGFC*), conforme mostra a Figura 2.6.

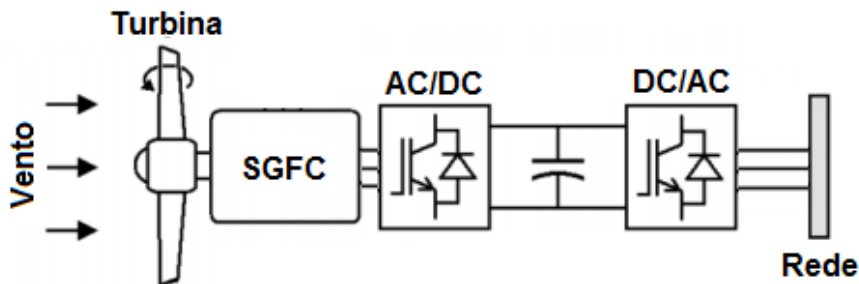


Figura 2.6: Gerador de Velocidade Variável - SGFC

Devido ao melhor desempenho apresentado pelas máquinas de velocidade variável, atualmente os principais fabricantes de geradores eólicos têm utilizado estas tecnologias. Entretanto, no âmbito da participação destes geradores na regulação da frequência do sistema, podemos dizer que tais geradores, por estarem conectados à rede elétrica através de conversores, não são sensíveis às variações de frequência do sistema e, portanto, não possuem uma capacidade de resposta inercial intrínseca conforme àquela apresentada por geradores convencionais. Assim, faz-se necessária a utilização de controles adicionais que permitam que os mesmos participem da regulação de frequência de sistemas de energia elétrica [21, 22].

Capítulo 3

Fundamentação Teórica de Controle de Frequência em Sistemas Elétricos de Potência

3.1 Introdução

Em estudos de regime permanente de sistemas de energia elétrica são analisadas suas principais características para condições de carga e geração em um dado instante. Idealmente, nestes estudos, adota-se uma premissa que considera o instante em análise em um estado de equilíbrio de carga e geração. Desta forma, considera-se a frequência do sistema constante em seu valor nominal (60 Hz no caso brasileiro).

Sabe-se que, na prática, a carga e a geração de sistemas de energia elétrica são grandezas dinâmicas e estão em constante mudança ao longo do tempo. Além disso, sabe-se que, um desbalanço entre as cargas do sistema e a geração total suprida pelos geradores conectados a este sistema está diretamente relacionado aos desvios de frequência da rede. Como a frequência é um fator comum em todo o sistema, uma mudança de demanda de potência ativa em um determinado ponto, é refletida como uma oscilação de frequência em todo o sistema. Desta forma, podemos concluir que a frequência é dependente do balanço de potência ativa em sistemas de

energia elétrica. Os sistemas de energia elétrica estão sujeitos a constantes variações de frequência e, portanto, a prática de operação dos mesmos está condicionada à necessidade de sistemas de controle que atuem constantemente de forma a alcançar o restabelecimento do estado de equilíbrio original [23, 24].

Geradores convencionais utilizam sistemas de controle que regulam a fonte de energia primária, provocando um aumento ou uma diminuição de sua potência de saída, de forma a restabelecer o estado de equilíbrio entre carga e geração. No caso dos geradores eólicos, a regulação não pode ser feita a nível da fonte primária, uma vez que o vento tem seu próprio comportamento, fortemente caracterizado pela sua intermitência, não sendo possível regular sua velocidade. Desta forma, a regulação da potência de geradores eólicos é feita por sistemas de controles auxiliares, que podem operar de diferentes maneiras.

No âmbito da participação de geradores eólicos na regulação de frequência de sistemas de energia elétrica, destaca-se a capacidade de regulação inercial e a capacidade de regulação primária. Ambas as regulações, associadas à tecnologia existente de geradores eólicos, permitem uma modulação da potência ativa de saída, contribuindo para o restabelecimento do balanço carga-geração e, portanto, para o controle de frequência de sistemas [3, 8].

A regulação inercial é normalmente associada a controles de inércia sintética. O termo “inércia sintética” se justifica pelo fato da utilização de controles que emulam a resposta inercial de geradores convencionais. Por se tratar de uma contribuição inercial, tais controles atuam imediatamente, nos primeiros segundos após a ocorrência de uma perturbação, reduzindo as oscilações de frequência, tanto em seus valores absolutos (*Nadir / Zenith*¹), quanto em suas taxas de variação (*Rate of Change of Frequency – RoCoF*).

¹*Nadir e Zenith* são os termos utilizados para se referir, respectivamente, aos mínimos e máximos valores absolutos de frequência atingidos durante uma oscilação no sistema.

Por sua vez, a regulação primária é normalmente associada a controles primários de potência ativa. Em geral, os controles exigem que a planta de geração eólica opere com uma reserva de potência ativa, possibilitando uma modulação da potência de saída frente a oscilações de frequência na rede.

3.2 Regulação Inercial

As máquinas rotativas conectadas aos sistemas de energia elétrica, inerentemente armazenam energia cinética em suas massas girantes. Esta energia cinética é mantida constante quando há um equilíbrio entre o torque mecânico e o torque elétrico. Qualquer perturbação que altere essa condição de equilíbrio resulta em uma transferência de energia cinética, culminando em um aumento ou uma redução da velocidade angular da massa girante, até que ações de controles externos recomponham o equilíbrio.

Desprezando-se o amortecimento, a equação de oscilação de uma máquina elétrica é dada em 3.1 com respeito à variação de velocidade angular em função da inércia e do equilíbrio entre potência mecânica e elétrica do sistema [25].

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_0}{2H}(P_m - P_e) \quad (3.1)$$

Como a frequência de um sistema de energia elétrica está diretamente relacionada à velocidade angular ω das máquinas, a equação 3.1 pode representar o efeito do equilíbrio carga-geração sobre a variação da frequência do sistema, sendo H a representação da inércia agregada do conjunto de máquinas em operação.

Uma perturbação que provoque um desbalanço no estado de equilíbrio carga-geração, provoca uma oscilação de frequência, conforme mostra a Figura 3.1. Nota-se que a variação da frequência nos primeiros segundos após a ocorrência da perturbação no sistema, é fortemente influenciada pela natureza da perturbação e pela inércia total das máquinas conectadas ao sistema. Neste período inicial, denominado resposta inercial, a transferência de energia cinética envolvendo os geradores

conectados à rede é o fator decisivo para limitar a variação da frequência do sistema, tanto em seus valores absolutos quanto em sua taxa de variação. Portanto, conclui-se que, quanto maior a inércia total do sistema, menor as variações de frequência após perturbações.

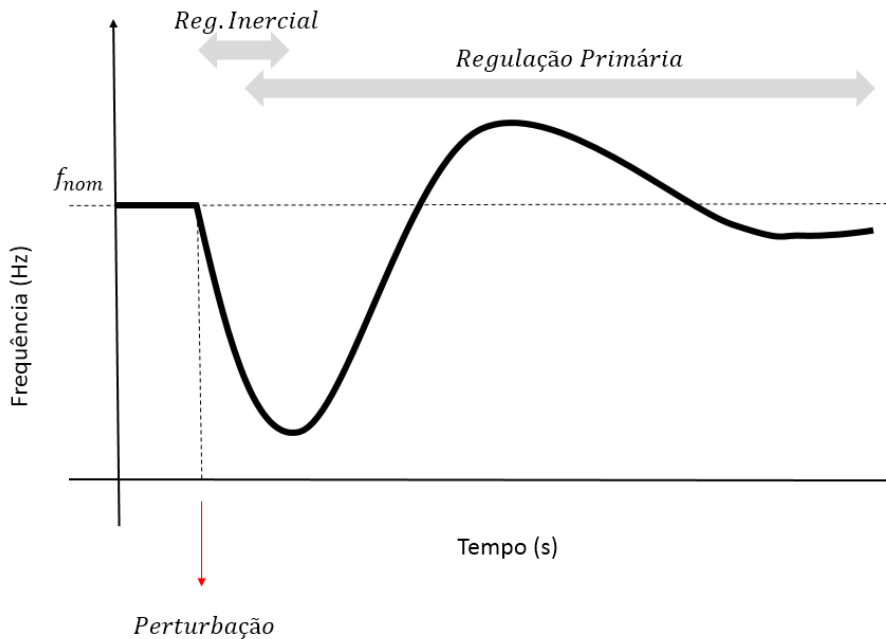


Figura 3.1: Regulação Inercial e Primária

Em sistemas elétricos, os geradores síncronos convencionais - diretamente conectados à rede - respondem naturalmente às perturbações no equilíbrio carga-geração, fornecendo ou absorvendo energia cinética. Entretanto, os geradores eólicos, em sua grande maioria, são conectados à rede através de conversores eletrônicos, que desacoplam a frequência da máquina e a frequência do sistema, impedindo uma resposta inercial natural. Assim, faz-se necessário o desenvolvimento de novas tecnologias de controle que permitam que os geradores eólicos possuam capacidade de resposta inercial, de modo a contribuir para a regulação de frequência de sistemas de energia elétrica.

3.2.1 Modelos de Controle de Resposta Inercial de Geradores Eólicos

Os modelos de controle de resposta inercial encontrados nos geradores eólicos atualmente, permitem que a energia cinética armazenada nas massas girantes dos geradores sejam transformadas em energia elétrica ou vice-versa. Portanto, estes controles, denominados inércia sintética, permitem que os geradores eólicos participem da regulação de frequência de sistemas de energia elétrica.

Associado à utilização desta estratégia de controle, está o risco da redução ou da elevação da velocidade de rotação do gerador, podendo levar a máquina a um ponto de operação fora da faixa de operação estável. Assim, o suporte de frequência normalmente é limitado a um curto período de tempo. Além disso, a energia disponível é limitada pela inércia do gerador eólico e pela velocidade do rotor, imediatamente antes da atuação do controle. Após a atuação do controle, a velocidade do rotor deve ser restabelecida à condição normal de operação, anterior a perturbação.

Na literatura [3, 5, 12] sobre o tema de resposta inercial em geradores eólicos, são encontradas três estratégias de controle de inércia sintética. São elas:

- KEC I;
- KEC II;
- WindINERTIA.

O modelo de controle KEC I, cuja estrutura é mostrada na Figura 3.2, implementa um sinal de potência adicional ΔP na malha de controle do gerador eólico, sensível à variação de frequência do sistema. O modelo utiliza um filtro *wash-out* a fim de evitar uma atuação do controle para mudanças lentas de frequência, comuns em sistemas de energia elétrica. O controle propriamente dito é feito por um compensador *lead-lag*. O modelo conta ainda com uma banda morta que limita o sinal de potência adicional ΔP . O princípio de funcionamento do controle é intuitivo e segue o mesmo raciocínio da resposta inercial de geradores convencionais, conforme explicado anteriormente [3].

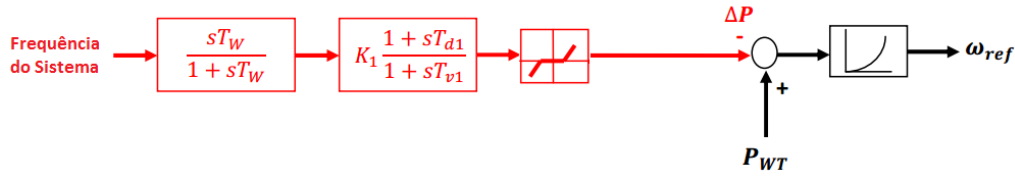


Figura 3.2: Estrutura do Modelo de Controle KEC I

Enquanto que, no modelo KEC II, cuja estrutura é mostrada na Figura 3.3, o controle permite que o rotor acelere inicialmente, antes do aumento da injeção de potência. Em termos de estrutura, as únicas diferenças em relação ao modelo KEC I é o sinal positivo da potência adicional ΔP e o ajuste dos parâmetros do controlador. O benefício do modelo KEC II em relação ao modelo KEC I é que o período de recuperação da velocidade do rotor é eliminado e evita-se a operação em baixas velocidades. Entretanto, a velocidade do rotor pode ser temporariamente elevada, o que pode não ser uma solução desejável. Além disso, a resposta inercial pode ser atrasada devido ao processo de prévia aceleração e, com isso, o sistema fica sujeito a oscilações de frequência de maior magnitude [3].

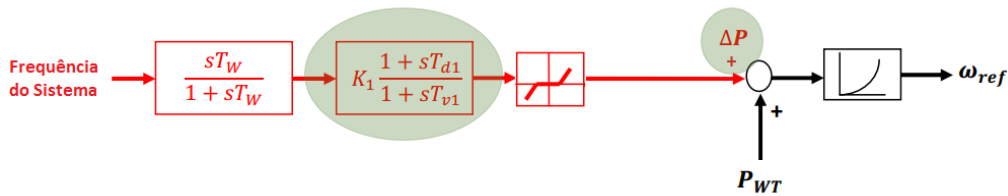


Figura 3.3: Estrutura do Modelo de Controle KEC II

Já o modelo WindINERTIA, encontrado nos geradores eólicos da GE, cuja estrutura é mostrada na Figura 3.4, possui funcionamento semelhante ao modelo KEC I, emulando a resposta inercial típica de geradores convencionais. O modelo WindINERTIA será detalhado no Capítulo 4 e utilizado nas simulações dinâmicas apresentadas no Capítulo 5.

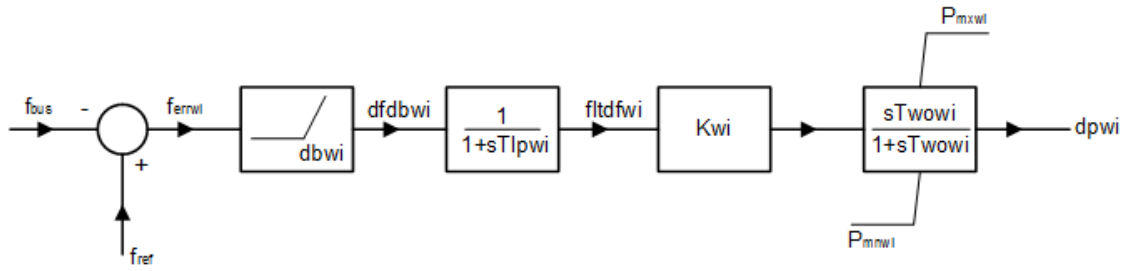


Figura 3.4: Estrutura do Modelo de Controle WindINERTIA

3.3 Regulação Primária

Sabe-se que a frequência de sistemas de energia elétrica é dependente do balanço de potência ativa. Com isso, um desbalanço entre a carga e a geração total do sistema, resulta em uma variação de frequência na rede. Portanto, faz-se necessária a utilização de mecanismos de controle que atuem no sentido de elevar ou reduzir a potência elétrica de unidades geradoras, sempre que a frequência se afasta de seu valor nominal. Assim, podemos concluir que o controle de frequência em sistemas de energia elétrica é feito através de variações de potência ativa das máquinas conectadas ao sistema, indicando a correlação entre as grandezas f (frequência) e P (Potência Ativa).

Foi visto que nos primeiros segundos após a ocorrência de uma perturbação que provoque um desbalanço de carga-geração no sistema, uma resposta inercial por parte dos geradores conectados diretamente à rede busca restabelecer a condição de equilíbrio, através da energia cinética armazenada em suas massas girantes. Sabe-se que a frequência de sistemas de energia elétrica está diretamente relacionada à velocidade angular das máquinas rotativas conectadas ao sistema. Portanto, uma variação da energia cinética armazenada nas massas girantes provoca, conseqüentemente, uma variação de frequência no sistema.

Nesse sentido, a regulação primária está relacionada a ações de controles, que busquem estabelecer uma nova condição de equilíbrio do sistema, sem que seja utilizada a energia cinética das máquinas rotativas. A regulação nos geradores convencionais é feita por controles, sensíveis a variações de frequência, que atuam sobre a fonte de energia primária [23].

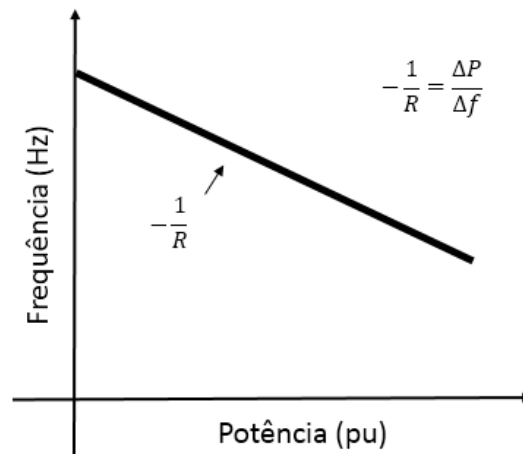


Figura 3.5: Curva Característica de Regulação (*Droop*)

A Figura 3.5 representa uma curva característica de regulação (*droop*) típica de geradores elétricos. É possível notar que para uma situação de afundamento da frequência, há uma solicitação adicional de potência, de forma a restabelecer o estado de equilíbrio do sistema e, por consequência, o controle de frequência. O contrário ocorre para uma situação de aumento da frequência, onde há uma solicitação de redução da potência.

3.3.1 Modelos de Controle Primário de Geradores Eólicos

Os modelos de controle primário encontrados nos geradores eólicos atualmente, assim como os geradores convencionais, utilizam controles sensíveis a variações de frequência. Entretanto, como a energia eólica tem como uma de suas principais características a intermitência do vento, não é possível utilizar mecanismos de controles que atuem a nível da fonte primária. Porém, apesar desta limitação, é possível fazer com que tais controles atuem de forma a modular a potência ativa dos geradores

eólicos frente a oscilações de frequência.

Vale lembrar que a energia eólica utiliza o vento como combustível para a produção de energia. Isso torna a energia relativamente barata e assim, em geral, as estratégias de controle de plantas de geração eólica tendem a otimizar a extração de energia disponível no vento, de forma a maximizar a geração de energia.

Contudo, como sabemos, o controle de frequência está diretamente ligado ao controle de potência ativa. Desta forma, é necessário que, associada à utilização de mecanismos de controle primário em geradores eólicos, os mesmos operem com uma reserva de potência ativa, para propiciar uma capacidade de regulação primária. Na literatura, a operação de geradores eólicos com reserva de potência ativa é chamada de *deloaded wind turbine operation*. Esta estratégia de controle não é a opção economicamente mais interessante para o controle de frequência. No entanto, para altos níveis de penetração de geração eólica, é uma solução a ser levada em conta [11].

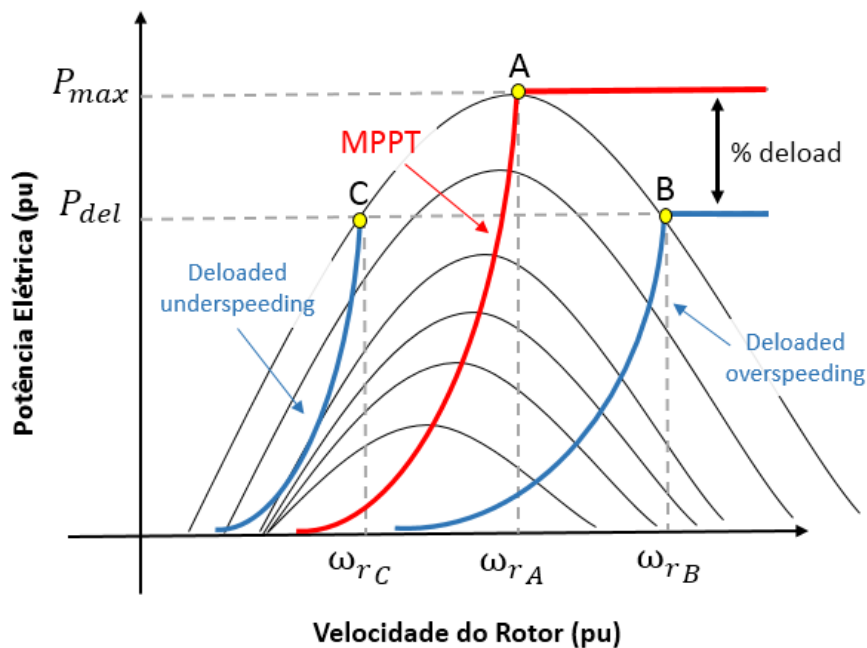


Figura 3.6: Operação com Reserva de Potência Ativa - Controle de Velocidade

A Figura 3.6 mostra uma possibilidade de alcançar tal reserva de potência ativa através do controle de velocidade do rotor. Como dito anteriormente, em geral, os geradores eólicos permanecem no ponto de operação A, maximizando a geração de energia (MPPT). Alterando o ponto de operação para B ou C, respectivamente,

aumentando ou reduzindo a velocidade do rotor, o gerador eólico passa a gerar menos energia, operando com uma reserva de potência ativa. Entretanto, apesar do ponto de operação C representar uma operação com reserva de potência ativa, em geral, é preferível aumentar a velocidade do rotor, passando para o ponto de operação B. Isso porque, em B, o aumento da velocidade proporciona um aumento da energia cinética nas massas girantes do gerador. Além disso, a redução da velocidade, em C, pode causar uma tendência a instabilidade [11].

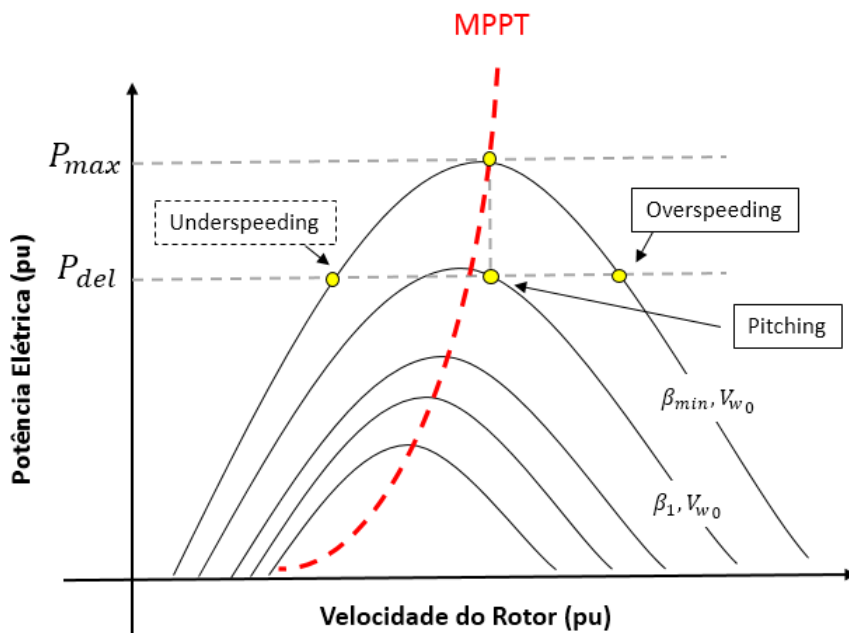


Figura 3.7: Operação com Reserva de Potência Ativa

Outra possibilidade de alcançar uma reserva de potência ativa é mostrada na Figura 3.7. Nesta filosofia é utilizado o controle de ângulo de passo das pás da turbina. A potência ativa pode ser alterada regulando o ângulo de *pitch* de uma condição de β_{min} para β_1 , mantendo-se constante a velocidade do rotor e para uma condição de velocidade de vento constante V_{w_0} . O aumento do ângulo de *pitch* representa uma perda aerodinâmica da turbina e, com isso, menor a potência extraída do vento [8].

Portanto, as filosofias de controle utilizadas nos principais modelos de controle primário de geradores eólicos, são baseadas em modulação da potência ativa de saída, frente a oscilações de frequência, a partir de controles de ângulo de passo das pás da turbina (controle de *pitch*) ou através de controle de velocidade do gerador.

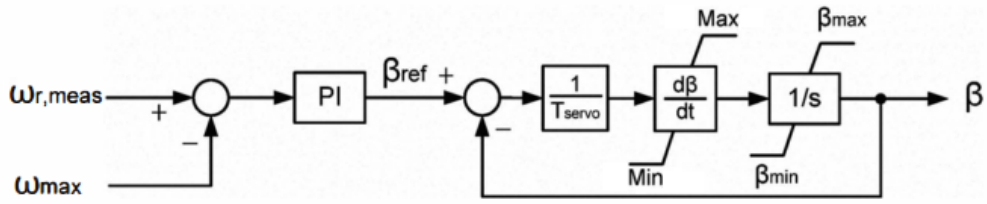


Figura 3.8: Modelo Tradicional de Controle de Pitch

A Figura 3.8 apresenta um modelo tradicional de controle de *pitch* de geradores eólicos. Em geral, como dito anteriormente, os controles de ângulo de passo das pás da turbina atuam de forma a otimizar a extração de energia disponível no vento. Entretanto, quando utilizados para controle de frequência, o controle segue uma filosofia diferenciada, conforme a Figura 3.9, atuando de forma a variar o ângulo de passo das pás da turbina de maneira a modular a potência de saída em valores ótimos para o controle de frequência, limitando ou aumentando-a conforme a necessidade [8].

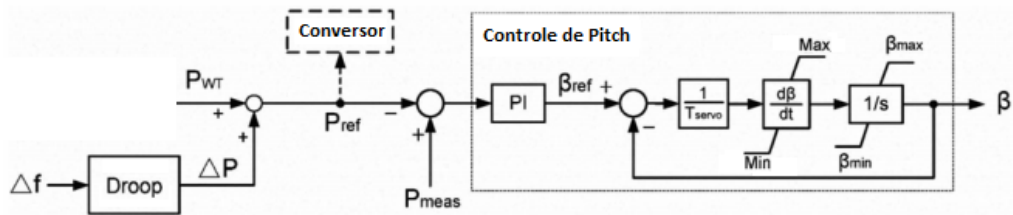


Figura 3.9: Modelo Modificado de Controle de Pitch

O controle de velocidade do gerador, mostrado na Figura 3.10, segue uma filosofia semelhante. O controle, sensível a variações de frequência, permite que os geradores eólicos participem da regulação de frequência. O controle altera a velocidade do gerador e, com isso, modifica a referência de potência entregue ao conversor [8].

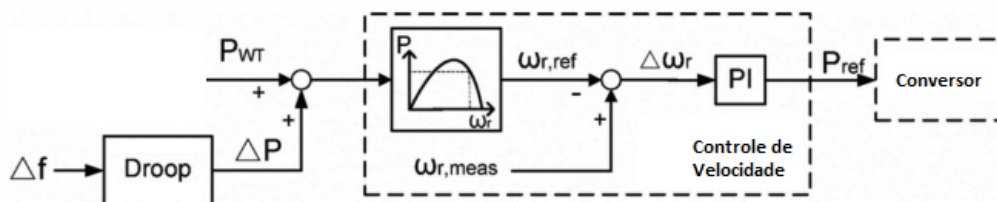


Figura 3.10: Modelo de Controle de Velocidade

Além dos controles de *pitch* e de velocidade do rotor, o controle primário de geradores eólicos possuem uma característica de *droop* que busca simular uma regulação semelhante à de geradores convencionais. A Figura 3.11 apresenta uma curva de regulação de geradores eólicos com controle primário de frequência. Neste exemplo é possível observar que, próximo à frequência nominal (1.0 p.u.), o gerador opera com potência ativa de 0.8 p.u., ou seja, com 20% de reserva de potência ativa, extraindo 80% da energia disponível no vento. Para desvios de frequência de pequenas magnitudes, normais na prática de operação de sistemas de energia elétrica, a potência se mantém constante. Já para grandes desvios de frequência, caracterizados por perturbações no sistema, o gerador eólico modula sua potência de saída segundo as curvas de regulação destacadas (*Droop 1 e Droop 2*). A regulação frente a eventos de subfrequência é limitada a potência nominal do gerador (1.0 p.u.), enquanto a regulação frente a eventos de sobrefrequência é culminada com o desligamento do gerador [9, 26].

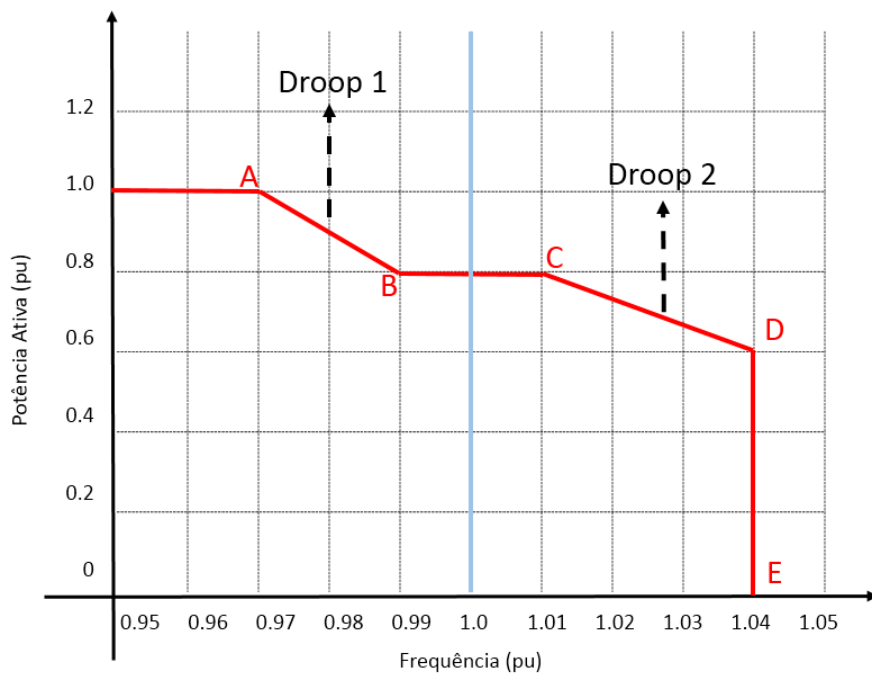


Figura 3.11: Exemplo de Curva de Regulação Primária de Geradores Eólicos

A Figura 3.12 apresenta o diagrama de blocos de um modelo de controle de *droop* típico de geradores eólicos. É possível notar que o controle entrega um sinal adicional de potência ΔP , que soma-se ao sinal proveniente do controle de MPPT, alterando a ordem de potência a ser entregue ao conversor [8].

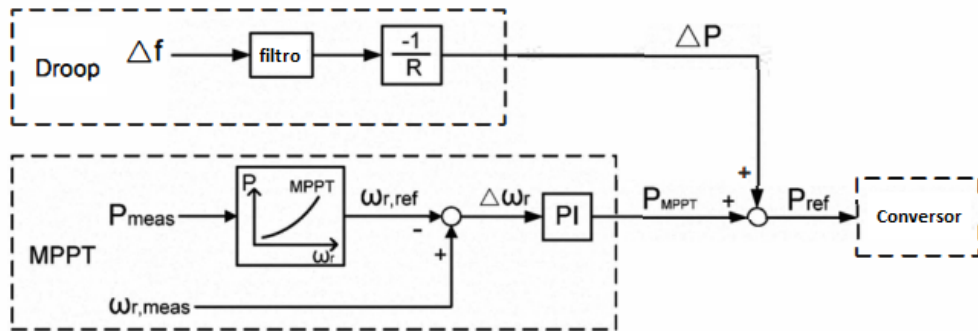


Figura 3.12: Modelo de Controle de Regulação (*Droop*)

Capítulo 4

Modelagem Estática e Dinâmica de Geradores Eólicos e seus Controles

4.1 Introdução

Neste capítulo serão apresentadas as principais características e recomendações de um dos principais modelos de geradores eólicos disponíveis no mercado, o modelo de gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) desenvolvido pela GE, incluindo a sua estrutura, seus dados, algumas premissas adotadas, capacidades e limitações [14]. Na sequência deste trabalho, este modelo será utilizado nas simulações de transitórios eletromecânicos e algumas grandezas serão indicadas com o intuito de observar as principais características do modelo em questão e, assim, será possível determinar o benefício do recurso dos controles de regulação de frequência, como por exemplo, o controle de inércia sintética e o controle de potência ativa, em termos da redução das variações de frequência após grandes perturbações.

O modelo apresenta algumas características quanto a sua aplicabilidade. Primeiro, trata-se de um modelo de sequência positiva usado em simulações no domínio do tempo. Portanto, tal modelo é adequado para uma análise utilizando os softwa-

res ANAREDE e ANATEM do CEPEL. Segundo, o modelo tem como foco analisar como o DFIG responde a perturbações na rede, como por exemplo, eventos de curto-circuito nos sistemas de transmissão, perdas de geração, variações de carga, além de possibilitar a avaliação dos efeitos causados por variações na velocidade do vento.

Além disso, neste modelo, algumas dinâmicas rápidas foram simplificadas, especialmente aquelas associadas ao controle do conversor. Desta forma, tais características foram modeladas como instantâneas, ou seja, a partir de uma aproximação algébrica de sua resposta. A representação de alguns dos controles mecânicos da turbina também foi simplificada.

Portanto, este modelo é adequado para utilização em estudos de sistemas elétricos de potência, tanto para análises estáticas, ou seja, de regime permanente, quanto para análises dinâmicas, ou seja, de transitórios eletromecânicos. Entretanto, o modelo não é apropriado para utilização em estudos de curto-circuito de regime permanente ou estudos de transitórios eletromagnéticos.

4.2 Aproximação na Modelagem de Equivalentes de Plantas Eólicas

Na prática, uma planta eólica possui uma rede coletora local que concentra a saída de todas as máquinas em um ponto de conexão com a rede. Como as plantas eólicas, em geral, são compostas por um certo número de máquinas idênticas, é razoável aproximar a planta substituindo todas as máquinas em paralelo por uma única máquina equivalente atrás de uma reatância equivalente. Contudo, tal aproximação impede que uma análise intra-planta seja realizada, como por exemplo, na rede coletora. Além disso, devemos lembrar que a impedância equivalente de conexão de cada uma das máquinas pode variar significativamente.

Outra consideração a respeito de tal equivalente, diz respeito a potência de saída de cada uma das máquinas, que neste caso, são consideradas iguais em um certo instante de tempo. Em estudos de perturbações da rede, as simulações geralmente

são feitas com um vento inicial suficiente, que seja capaz de produzir uma saída nominal em todas as máquinas. Assim, nesta condição, a suposição de que todas as máquinas produzem potência nominal inicialmente, pode não ser considerada uma aproximação. Por outro lado, essa suposição presume que a dispersão do vento intra-planta é pequena o suficiente para manter uma condição de vento uniforme. Desta forma, de maneira geral, as simulações dinâmicas utilizando uma única máquina equivalente são adequadas para a grande maioria dos estudos de sistemas de potência.

4.3 Modelo de Fluxo de Potência do Gerador Eólico

A modelagem de uma planta eólica para a análise de fluxo de potência é extremamente simples. Como discutido anteriormente, uma planta eólica normalmente consiste de um grande número de unidades geradoras individuais. Desta forma a modelagem deveria consistir em uma representação detalhada de cada uma dessas unidades, bem como sua rede coletora intra-planta. Entretanto, como mencionado anteriormente, um modelo simplificado utilizando uma única máquina equivalente atrás de uma impedância equivalente é apropriado para a grande maioria dos estudos de sistema.

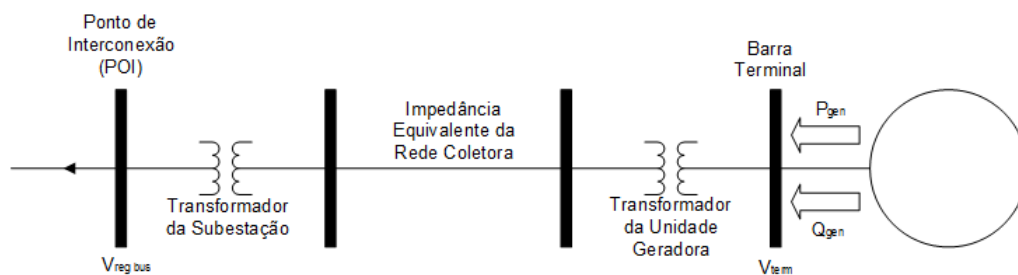


Figura 4.1: Modelo de Representação de Centrais Eólicas

A Figura 4.1 mostra um modelo de representação de uma planta eólica em um sistema de transmissão genérico. Este modelo consiste de uma única máquina equivalente (conjunto gerador-turbina) e de um único transformador equivalente com

potências nominais iguais a N vezes as potências nominais individuais de cada unidade, onde N é o número de máquinas/transformadores da planta em questão. Além disso, uma impedância equivalente pode ser utilizada para refletir o impacto da rede coletora. A capacitância também pode ser representada, já que podem ser significantes, uma vez que, em geral, cabos subterrâneos são utilizados na rede coletora.

A máquina equivalente é modelada como um gerador convencional conectado a uma barra PV. A potência ativa gerada (P_{gen}), os limites máximos e mínimos de potência reativa gerada (Q_{max}/Q_{min}) são dados de entrada, com N vezes as capacidades unitárias nominais mostradas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Parâmetros para Modelo de Fluxo de Potência

Potência Nominal do Gerador	1,78	MVA
Potência Ativa Máxima	1,6	MW
Potência Ativa Mínima	0,075	MW
Potência Reativa Máxima	0,775	Mvar
Potência Reativa Mínima	-0,775	Mvar
Tensão Nominal	690	V
Potência Nominal do Transformador	1,75	MVA
Reatância do Transformador	5,75	%

Em uma modelagem alternativa, é possível utilizar a máquina equivalente modelada como um gerador convencional conectado a uma barra PQ, respeitando os limites mínimos e máximos de geração de potência reativa. O sistema de regulação de tensão (WindCONTROL), presente no modelo, é estruturado para medir a tensão no ponto de interconexão (POI) da planta com o sistema de transmissão, e regular esta tensão enviando comandos de potência reativa para todas as unidades geradoras. Assim, na modelagem de estudos de fluxo de potência, a máquina equivalente deve controlar a tensão de uma barra remota em um valor desejado. Além disso, é possível regular a tensão em um ponto mais remoto da barra onde a central eólica está conectada, utilizando a funcionalidade de *line drop compensation* (LDC).

4.3.1 Condições Iniciais para a Simulação Dinâmica

As condições iniciais para a simulação dinâmica são provenientes do caso de fluxo de potência. Tais condições apresentadas anteriormente são aplicadas no modelo dinâmico que será apresentado a seguir. Os limites máximos e mínimos de potência ativa e reativa devem ser respeitados de forma a garantir o sucesso da inicialização.

Se algum controle específico for utilizado para alguma finalidade durante a simulação dinâmica, então o fluxo de potência deve ser representado de acordo com as particularidades de cada controle. Por exemplo, se o controle de potência ativa estiver configurado para que a planta opere com 95% de sua capacidade, ou seja, com uma reserva operativa de 5%, assim o fluxo de potência deve estar de acordo, fazendo com que a planta gere no máximo 95% de sua capacidade total.

Qualquer inconsistência entre os resultados do fluxo de potência e a modelagem dinâmica poderão resultar em uma inicialização inconsistente ou até mesmo, em alguns casos, má sucedida.

4.4 Modelo Dinâmico do Gerador Eólico

4.4.1 Estrutura Geral do Modelo

Nesta seção é apresentada de uma maneira genérica a estrutura geral do modelo dinâmico do DFIG. A construção do modelo completo é dada pela combinação de 3 modelos distintos, interligados entre si. São eles:

- Modelo do Gerador/Conversor;
- Modelo dos Controles Elétricos;
- Modelo da Turbina e Controles.

Nas seções subsequentes os 3 modelos citados acima serão detalhados, apresentando as principais grandezas envolvidas e suas principais características.

A Figura 4.2 apresenta uma representação esquemática da associação dos modelos que origina o modelo completo do DFIG.

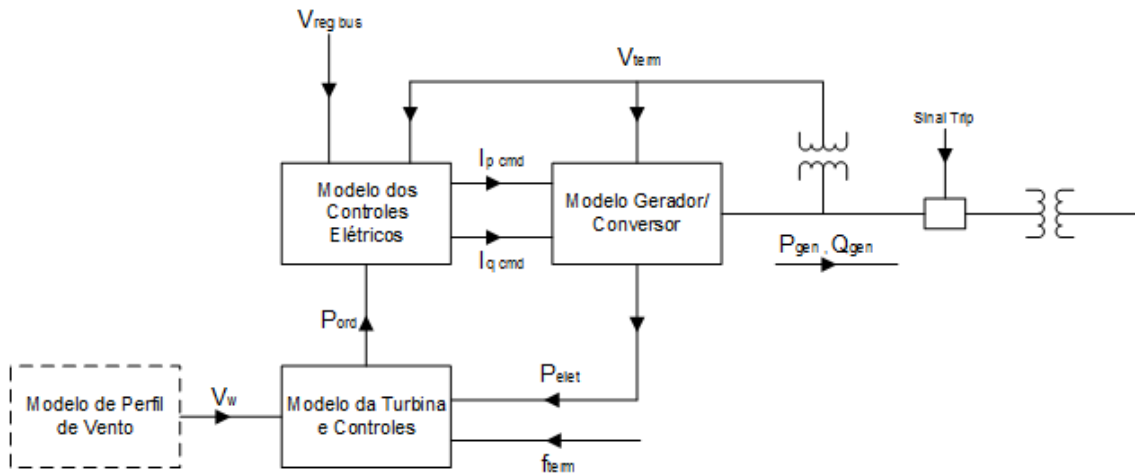


Figura 4.2: Representação Esquemática do Modelo Dinâmico do DFIG

O modelo do gerador/conversor (Figura 4.3) representa, principalmente, a interface do conjunto gerador/conversor com a rede elétrica. O modelo inclui a funcionalidade de injeção de corrente ativa e reativa na rede elétrica em resposta aos comandos de corrente ativa e reativa, provenientes do modelo dos controles elétricos. Além disso, o modelo conta ainda com as funções de proteção de sub/sobretensão do conversor de frequência.

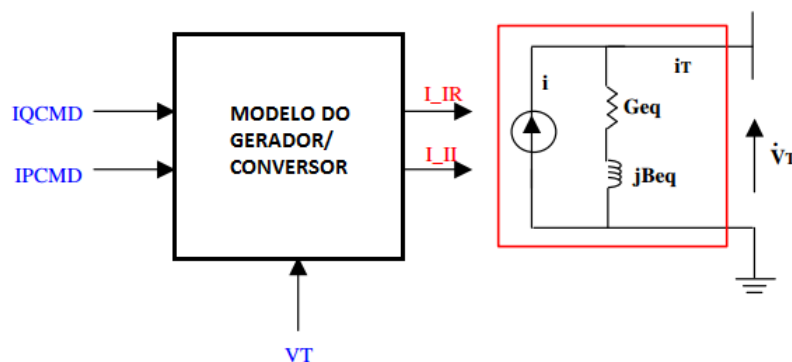


Figura 4.3: Representação Esquemática do Modelo do Gerador/Conversor

O modelo de controles elétricos (Figura 4.4) representa, principalmente, a funcionalidade de controle de potência reativa e de regulação de tensão do DFIG. Além disso, o modelo possui uma interface onde os sinais de comando de corrente ativa e reativa são enviados para o modelo do gerador/conversor.

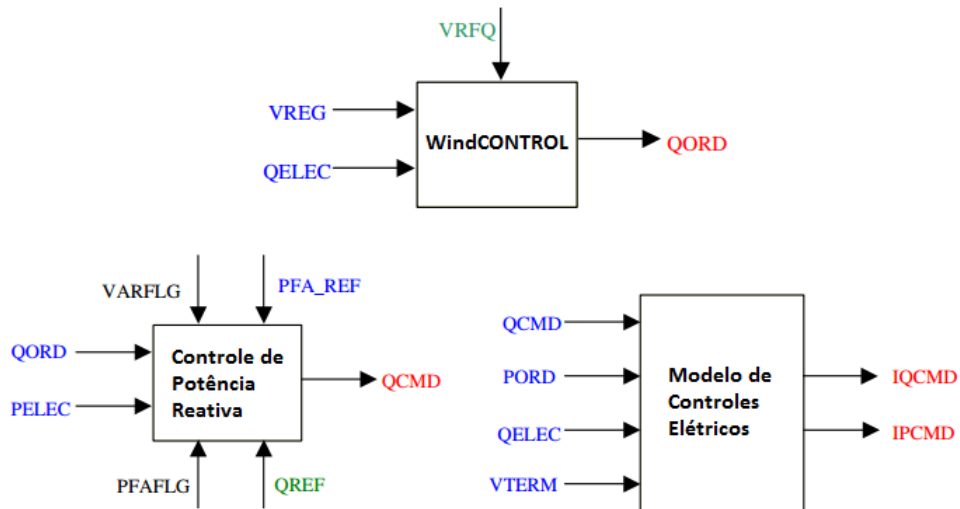


Figura 4.4: Representação Esquemática do Modelo de Controles Elétricos

O modelo da turbina e controles (Figura 4.5) representa os controles mecânicos, incluindo o controle do ângulo de passo das pás da turbina e da ordem de potência (ordem de torque) para o conversor. Conta ainda com a proteção contra altas e baixas velocidades, com os modelos de inércia do rotor e de potência do vento em função da velocidade do vento, ângulo de passo das pás da turbina e da velocidade do rotor. Além disso, o modelo inclui a funcionalidade de controle de potência ativa (APC) e o controle de inércia sintética (WindINERTIA - WI), sendo estes últimos, os controles que permitem que a geração eólica participe da regulação de frequência da rede.

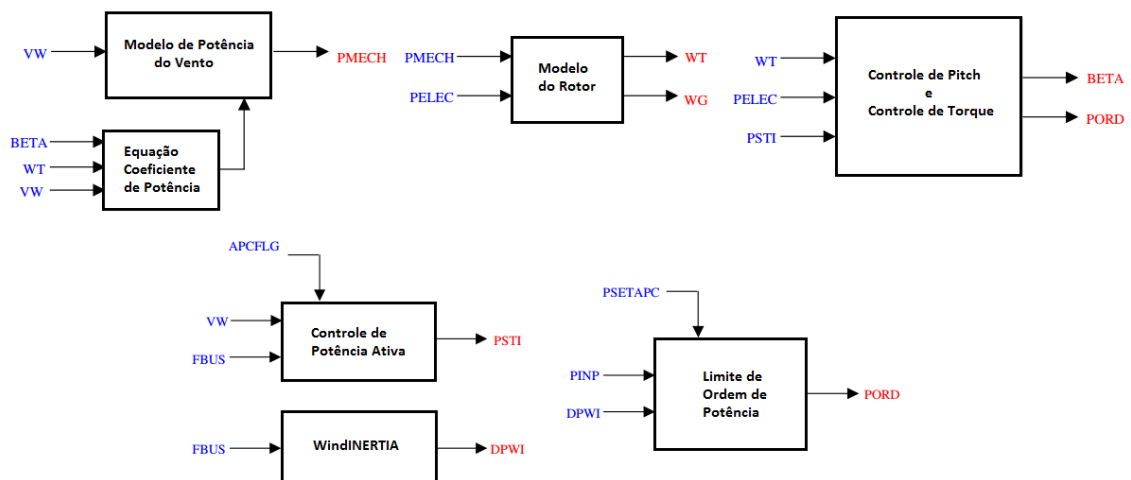


Figura 4.5: Representação Esquemática do Modelo da Turbina e seus Controles

4.4.2 Modelo do Gerador/Conversor

Este modelo, mostrado na Figura 4.6, é um equivalente do conjunto gerador/conversor e representa a interface do mesmo com a rede elétrica. Ao contrário de modelos de geradores convencionais, o modelo do gerador/conversor não inclui variáveis de estado mecânicas, sendo estas inclusas no modelo da turbina. Além disso, algumas dinâmicas rápidas foram desconsideradas, refletindo a rápida resposta do conversor aos sinais de comando. Assim, o modelo pode ser analisado como uma fonte de corrente controlada que injeta a corrente necessária em resposta aos sinais de comando de corrente.

O modelo possui ainda as funcionalidades de gerenciamento de corrente ativa e reativa, feito pelo PLL incluso no controle do conversor, que sincroniza a corrente do rotor do gerador com a corrente do estator. O gerenciamento de corrente reativa ocorre durante eventos externos que geram sobretensão na barra terminal do conversor de frequência. Com isso, a corrente reativa é reduzida com o objetivo de mitigar sobretensões. Já o gerenciamento de corrente ativa atua para eventos de subtensão. Com isso, a corrente ativa é reduzida para tensões abaixo de um determinado valor.

Há ainda uma lógica adicional de controle de potência ativa (LVPL), que pode ser entendida como um sistema de proteção do conversor que limita a resposta da corrente ativa nos instantes seguintes a um afundamento de tensão. O modelo possui ainda funções de proteção de subtensão e sobretensão. As principais proteções de subtensão são configuradas para atender a requisitos conhecidos como *Low Voltage Ride Through* (LVRT) e *Zero Voltage Ride Through* (ZVRT), que definem que plantas eólicas não devem ser desconectadas da rede para eventos menos severos em um intervalo de tempo definido.

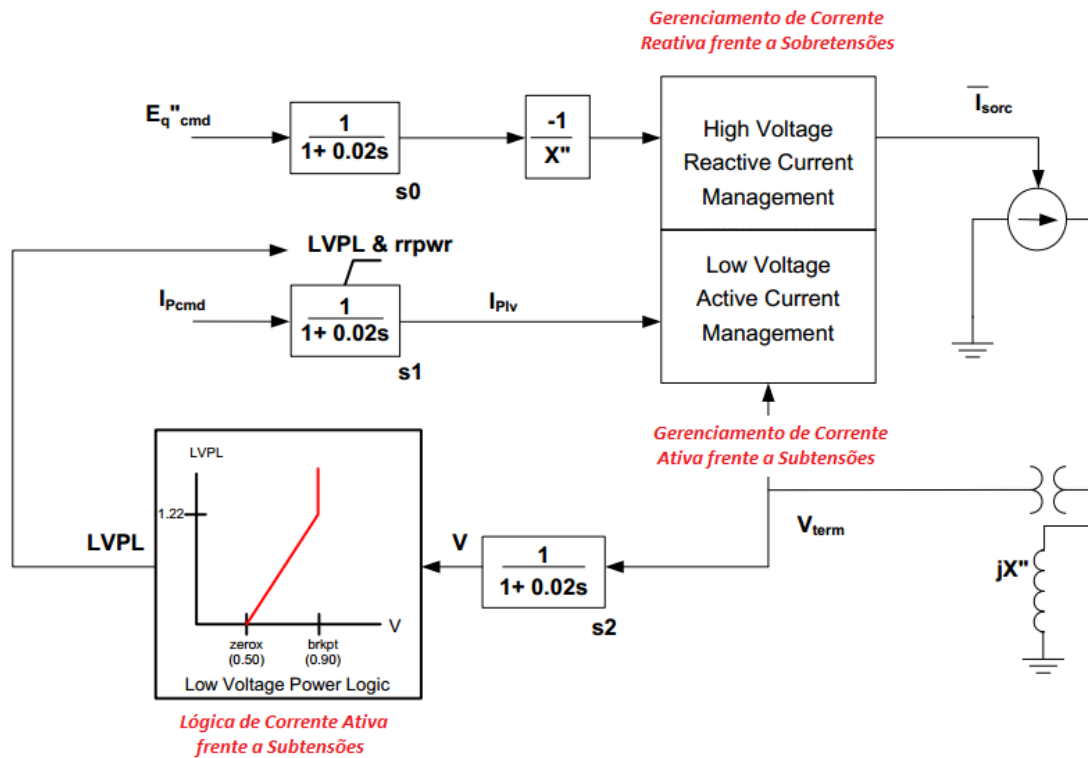


Figura 4.6: Representação Detalhada do Modelo do Gerador/Conversor

4.4.3 Modelo dos Controles Elétricos

Este modelo envia sinais de comando de corrente ativa e reativa para o modelo do gerador/conversor baseado em suas entradas, que são ordens de potência ativa (P_{ord}) e reativa (Q_{ord}), provenientes do modelo da turbina e do controle de potência reativa, respectivamente.

A Figura 4.7 mostra uma representação simplificada dos blocos de controle de potência reativa e dos controles elétricos, que serão detalhados na sequência deste trabalho.

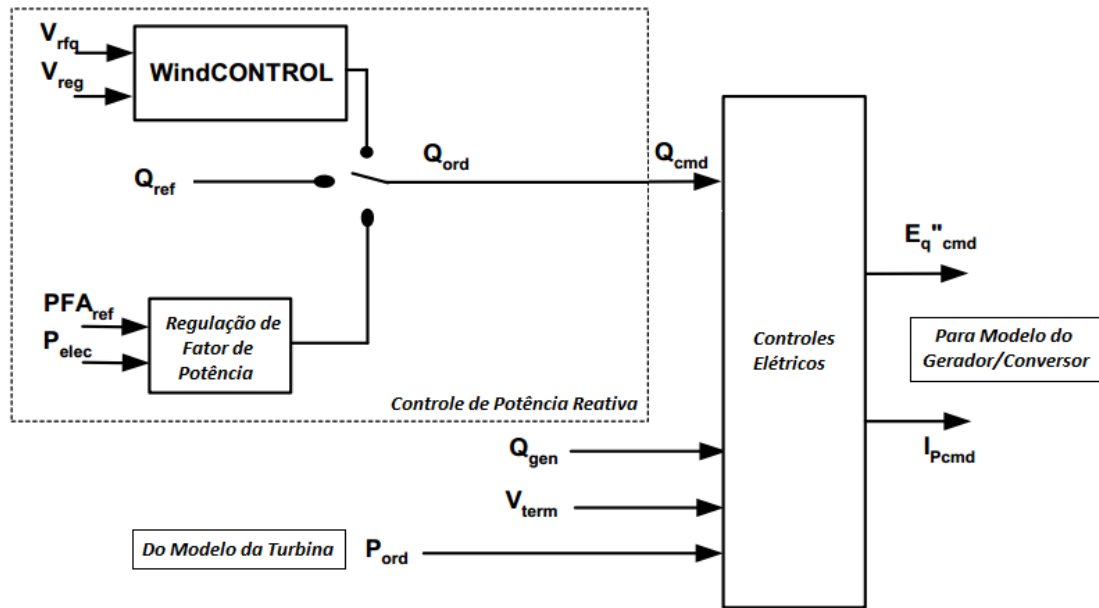


Figura 4.7: Representação Simplificada do Modelo de Controles Elétricos

O bloco WindCONTROL, mostrado na Figura 4.8, representa um equivalente simplificado do controle supervisor de uma planta eólica. Esta função monitora a tensão de uma barra específica e a compara com um valor de referência. Essa barra específica pode ser tanto a barra terminal da planta eólica quanto uma barra remota. Em seguida o sinal de erro de tensão é inserido em um controlador PI que, na sequência, dá origem ao sinal de ordem de potência reativa a ser entregue ao bloco do modelo de controles elétricos.

Os ganhos K_{pv} e K_{iv} podem ser ajustados para atender certos objetivos de desempenho dinâmico. Em geral, tais parâmetros são ajustados de forma a permitirem uma melhoria do controle de tensão frente à variações de injeção de potência devido a flutuações na velocidade do vento. Altos valores de ganho K_{pv} e K_{iv} , conforme sugeridos na Tabela 4.2, promovem uma melhoria na resposta de tensão frente à perturbações no sistema. Entretanto, altos ganhos representam um aumento da tendência de instabilidade do sistema, uma vez que os mesmos podem interagir com geradores síncronos convencionais, instabilizando-os.

O parâmetro f_N representa a fração de turbinas eólicas em operação numa dada planta de geração eólica. Em geral, nas simulações dinâmicas, para um funcionamento adequado da malha de controle de tensão, utiliza-se f_N igual a 1, representando que todas as unidades presentes na planta de geração eólica encontram-se em pleno funcionamento.

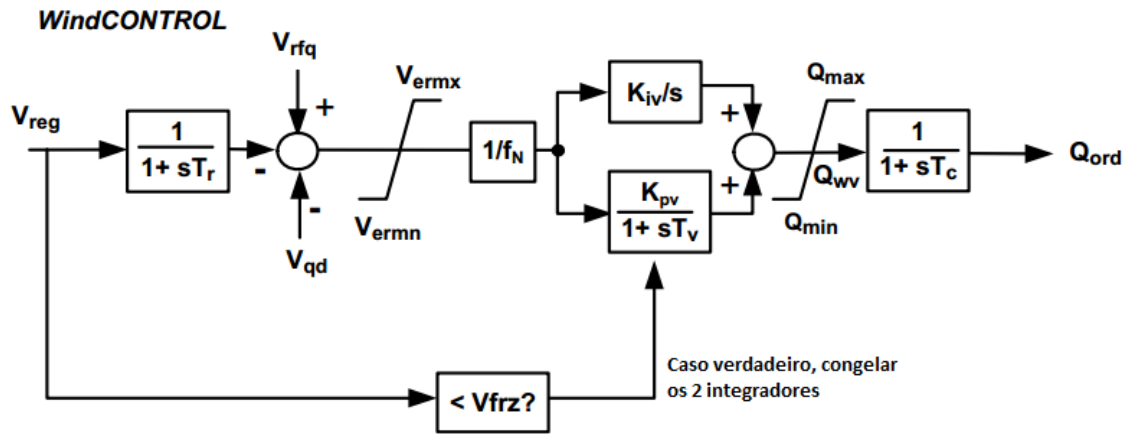


Figura 4.8: Representação do Modo de Controle de Tensão

A Figura 4.9 nos mostra que o comando de potência reativa pode ser originado a partir tanto da malha de controle supervisória (WindCONTROL), quanto de uma malha de controle de fator de potência ou ainda determinada por uma constante Q_{ref} . Assim, o modelo disponibiliza, conforme escolha do usuário, que o conversor opere em modo de controle de tensão, em modo de fator de potência constante ou ainda em modo de potência reativa constante. Para tal, faz-se uso de uma combinação de chaveamentos no modelo de controle, que determinam a origem da ordem de potência reativa.

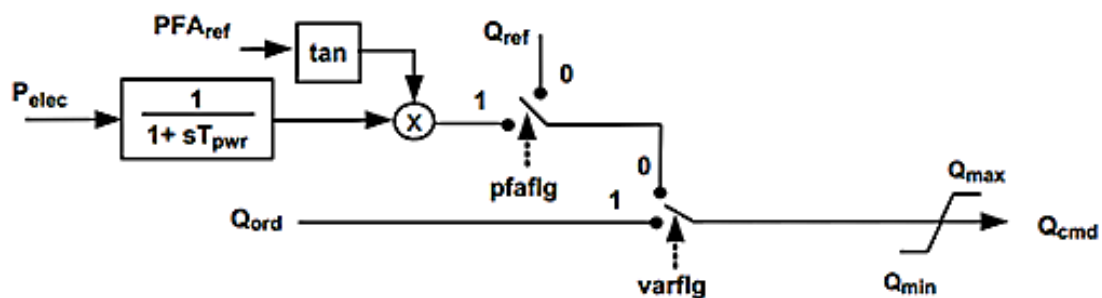


Figura 4.9: Representação do Modo de Controle de Fator de Potência

Em seguida, os sinais de comando de potência ativa e reativa são inseridos no bloco de controles elétricos, dando origem aos sinais de comando a serem entregues ao modelo do gerador/conversor, conforme Figura 4.10.

A malha reativa é sensibilizada por um sinal de erro entre o comando de potência reativa e a potência reativa que de fato é gerada. O sinal de erro resultante é integrado em um bloco de ganho K_{Qi} , dando origem a tensão de referência V_{ref} . A tensão de referência V_{ref} é então comparada a tensão terminal, dando origem a um novo sinal de erro. Por fim, o sinal de erro de tensão é integrado originando o comando de tensão $E_{q''cmd}$. Desta forma, um afundamento da tensão terminal provocado por uma perturbação no sistema, resulta em um elevado erro de tensão que, posteriormente, provoca um aumento do comando de reativo.

A malha de corrente ativa origina o sinal de comando de corrente ativa a partir da ordem de potência ativa - proveniente do modelo de controle da turbina - e da tensão terminal.

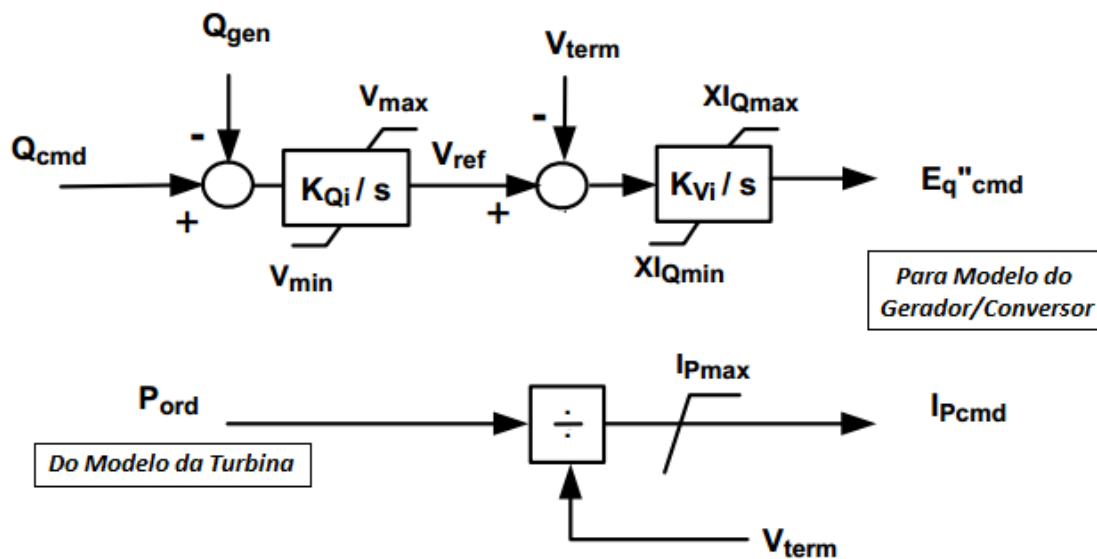


Figura 4.10: Representação do Modelo de Controles Elétricos

A Tabela 4.2 apresenta os parâmetros do modelo WindCONTROL no modo de controle de tensão (Figura 4.8) e no modo de controle de fator de potência (Figura 4.9). A Tabela 4.3 apresenta os parâmetros do modelo de controles elétricos do aerogerador (Figura 4.10).

Tabela 4.2: Parâmetros do Modelo WindCONTROL

Nome da Variável	Valor Recomendado
Tr (s)	0,02
Tv (s)	0,05
f_N	1,0
Tc (s)	0,15
Kpv	18,0
Kiv	5,0
Qmax (p.u.)	0,436
Qmin (p.u.)	-0,436
Vermx (p.u.)	0,1
Vermn (p.u.)	-0,1
Vfrz (p.u.)	0,7
Tpwr (s)	0,05

Tabela 4.3: Parâmetros do Modelo de Controles Elétricos

Nome da Variável	Valor Recomendado
Kqi	0,1
Kvi	40,0
XIqmax (p.u.)	1,45
XIqmin (p.u.)	0,5
Vmax (p.u.)	1,1
Vmin (p.u.)	0,9
Ipmax (p.u.)	1,1

4.4.4 Modelo da Turbina e seus Controles

O modelo da turbina representa uma simplificação de todo complexo sistema eletromecânico envolvido em uma planta de geração eólica. O modelo contém as dinâmicas mecânicas do DFIG e da turbina eólica, além de seus controles. Simplificadamente, a função da turbina eólica é extrair do vento disponível o máximo de potência sem exceder os limites dos equipamentos. O modelo de controle da turbina envia a ordem de potência para o modelo de controles elétricos, requerendo que o conversor entregue tal potência à rede. O diagrama de blocos do modelo é apresentado na Figura 4.11. A Tabela 4.4 apresenta os parâmetros do modelo da turbina e seus controles (Figura 4.11).

Tabela 4.4: Parâmetros do Modelo da Turbina

Nome da Variável	Valor Recomendado
K_{pp}	150,0
K_{ip}	25,0
T_p (s)	0,3
θ_{max} (°)	27,0
θ_{min} (°)	0,0
$d\theta/dt_{max}$ (°/s)	10,0
$d\theta/dt_{min}$ (°/s)	-10,0
P_{wmax} (p.u.)	1,12
P_{wmin} (p.u.)	0,04
dP/dt_{max} (p.u./s)	0,45
dP/dt_{min} (p.u./s)	-0,45
K_{pc}	3,0
K_{ic}	30,0
K_{ptqr}	3,0
K_{itqr}	0,6
T_{pc} (s)	0,05

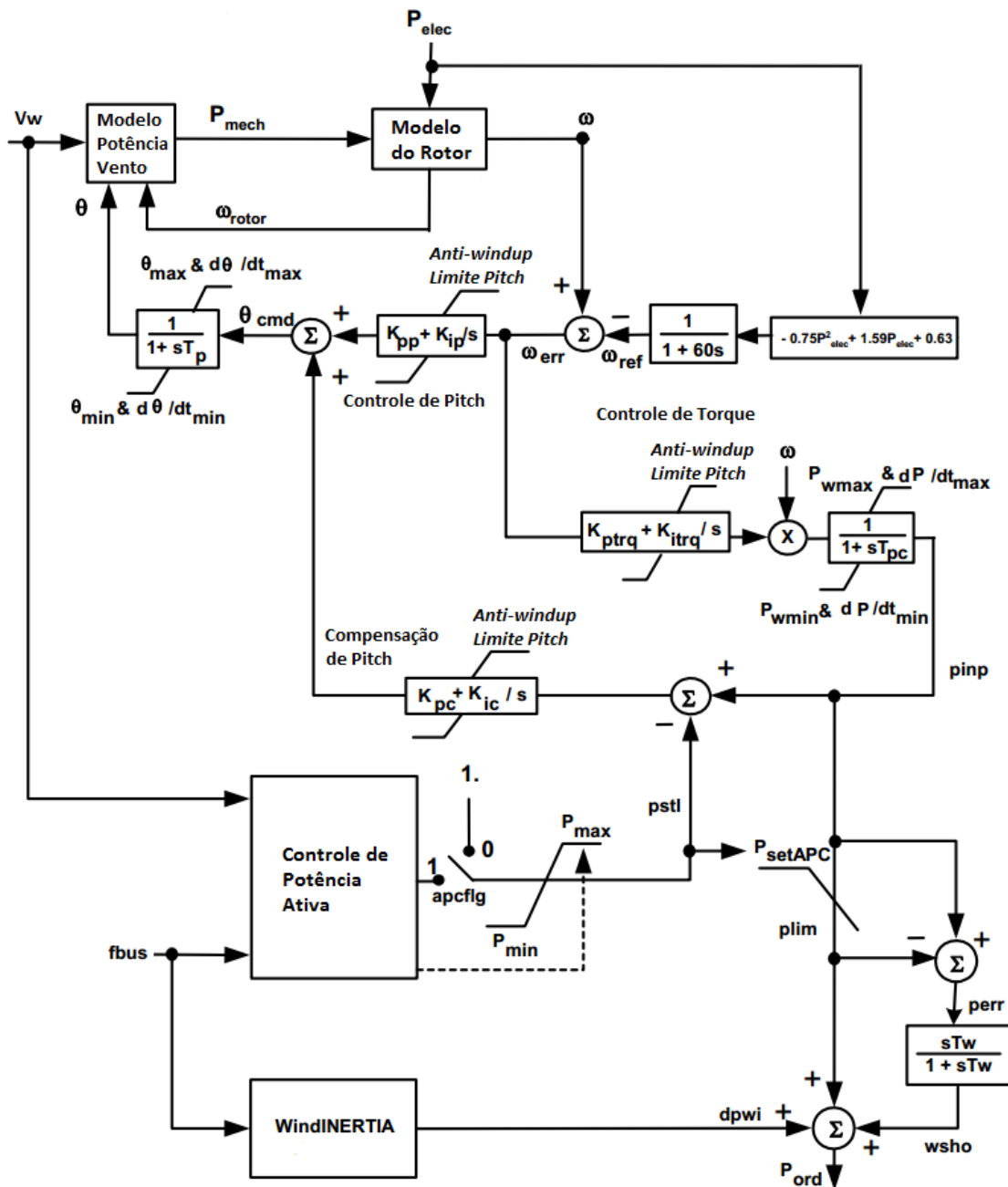


Figura 4.11: Representação Detalhada do Modelo da Turbina

Modelo de Controle da Turbina

A modelagem dos controles é um dos principais pontos do complexo modelo da turbina. Esta modelagem contempla o modelo de controle do ângulo de passo das pás da turbina e o controle de velocidade ou torque da turbina, além de algumas funções de proteção. O controle do ângulo de passo das pás da turbina (controle de *pitch*) tem como principal função limitar a potência mecânica a ser entregue ao eixo da turbina em seu valor nominal (1 p.u.) através da variação do ângulo de passo das pás da turbina, sempre que a potência disponível no vento for superior a potência nominal do equipamento. Caso contrário, quando a potência disponível no vento é inferior à potência nominal do equipamento, o controle de *pitch* minimiza o ângulo das pás da turbina de forma a maximizar a extração de potência disponível no vento, ou seja, maximizar a potência mecânica a ser entregue a turbina. Essa dinâmica do ângulo de passo das pás da turbina é consideravelmente rápida e pode ter um impacto significativo nos resultados da simulação dinâmica. A Figura 4.12 representa o diagrama de blocos do modelo em questão.

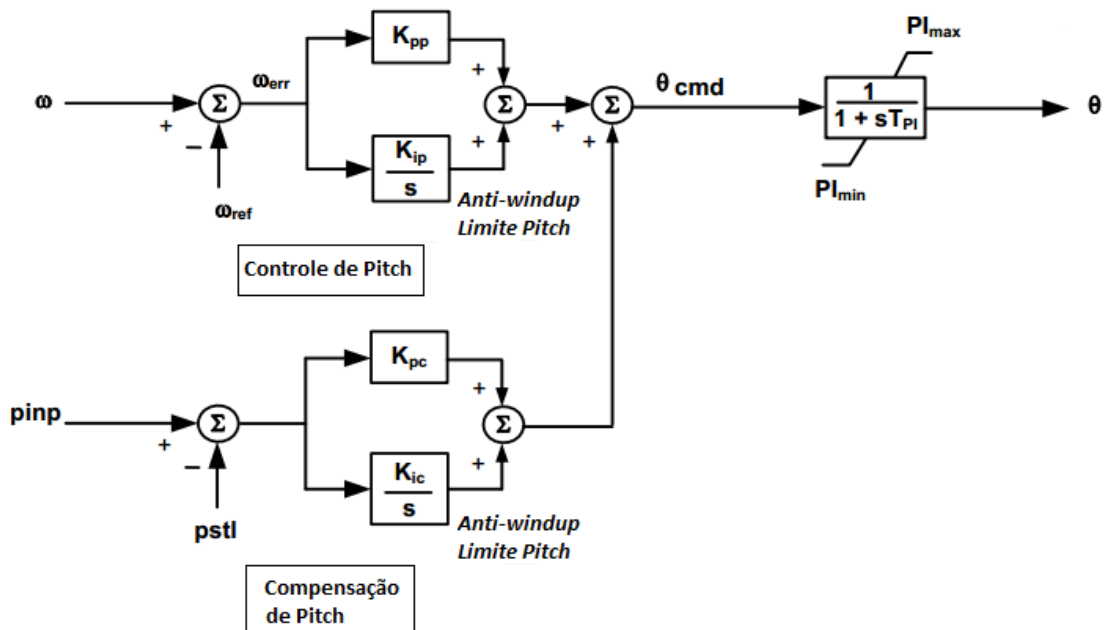


Figura 4.12: Representação Detalhada do Modelo dos Controles da Turbina

Na prática, o controle de velocidade da turbina é bastante complexo. Para fins de modelagem, utiliza-se um controle de malha fechada com uma velocidade de referência que é proporcional à potência elétrica de saída. Para potências acima da nominal, a velocidade do rotor é basicamente controlada pelo controle de ângulo de passo das pás da turbina, sendo permitido uma velocidade superior à referência em um período transitório. A velocidade de referência é normalmente 1,2 p.u., porém para potências abaixo de 46% da potência nominal, a referência é reduzida segundo a equação 4.1. A velocidade de referência é modificada lentamente a partir de variações na potência, com um bloco de atraso com constante de tempo de 60 segundos, conforme Figura 4.11.

$$\omega_{ref} = -0,75P^2 + 1,59P + 0,63 \quad (4.1)$$

Onde:

ω_{ref} é a velocidade de referência em p.u.;

P é a potência elétrica de saída em p.u..

O controle permite que a turbina varie sua velocidade em torno da velocidade de referência e que sua inércia amortecia as variações na potência mecânica. Desta forma, o controle da turbina atua de forma a suavizar as flutuações na potência elétrica devido a variações de potência mecânica no eixo.

O modelo conta com uma função de proteção contra baixas velocidades do rotor. Se a velocidade do DFIG for inferior a 0,1 p.u., a planta eólica é desligada instantaneamente. O modelo inclui ainda a função de proteção contra baixas e altas velocidades de vento. Essa função é intrínseca do modelo e não pode ser alterada pelo usuário. Desta forma, os limiares de velocidade do vento e os tempos envolvidos são constantes. Novamente, o resultado da atuação desta proteção é o desligamento instantâneo do gerador.

Uma vez que o gerador é desligado por uma das proteções citadas acima, o modelo não permite que o mesmo seja religado novamente em seguida. Entretanto, neste trabalho, as simulações estão baseadas na premissa de que a velocidade do vento é constante e possui valor aceitável para o perfeito funcionamento da turbina durante o período de simulação.

Modelo Mecânico do Rotor

O modelo mecânico do rotor na Figura 4.13 envolve a consideração de duas massas separadamente, ou seja, a massa da turbina e a massa do gerador eólico. Assim, na modelagem dinâmica, são inclusas as equações de inércia dos rotores tanto da turbina quanto do gerador eólico. Essas equações utilizam a potência mecânica proveniente do modelo de potência do vento e a potência elétrica proveniente do modelo do gerador/conversor para calcular a velocidade do rotor.

A Tabela 4.5 apresenta os parâmetros do modelo mecânico do rotor (Figura 4.13).

Tabela 4.5: Parâmetros do Modelo Mecânico do Rotor

Nome da Variável	Valor Recomendado
H (s)	4,06
Hg (s)	0,58
Ktg	1,04
Dtg	1,5
ω_{base} (Velocidade Nominal do Gerador)	125,66

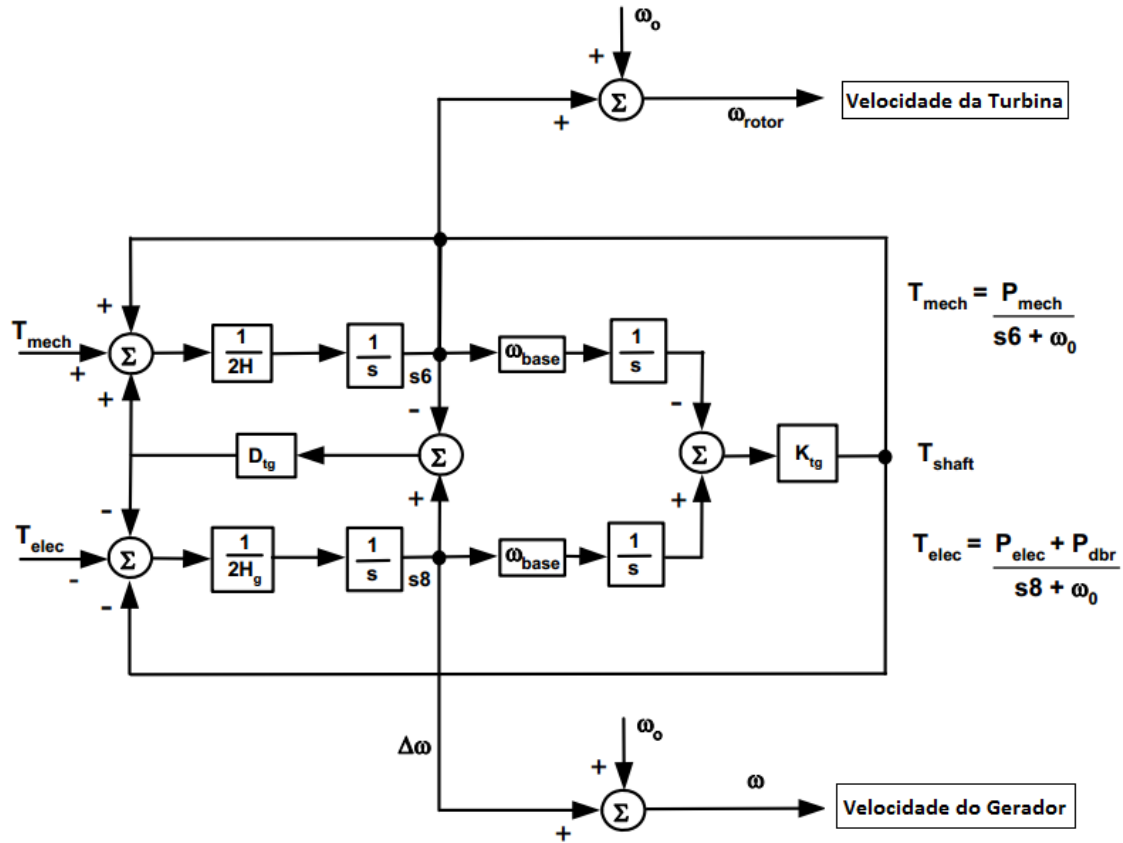


Figura 4.13: Representação Detalhada do Modelo Mecânico do Rotor

Modelo de Potência do Vento

Em simulações dinâmicas de sistemas de potência envolvendo perturbações na rede, assumir que a velocidade do vento permanece constante, nos 5 a 30 segundos típicos destes tipos de simulações, é uma aproximação razoável. Assim, para fins de modelagem, não são levados em conta as flutuações na potência de saída dos geradores em função de variações na potência do vento. De qualquer forma, a potência mecânica entregue ao eixo da turbina é uma função complexa da velocidade do vento, ângulo de passo das pás da turbina e da velocidade do rotor.

A função do modelo de potência do vento é calcular a potência mecânica a ser entregue ao eixo da turbina a partir da energia contida no vento. Isso é feito através da equação 4.2.

$$P = \frac{\rho}{2} A_r v_w^3 C_p(\lambda, \theta) \quad (4.2)$$

Onde:

P é a potência mecânica entregue ao eixo da turbina (W);

ρ é a densidade do ar (kg/m^3);

A_r é a área varrida pelas pás da turbina em m^2 ;

v_w é a velocidade do vento (m/s);

C_p é o coeficiente de potência em função de θ e λ ;

θ é ângulo de passo da pá da turbina em graus ($^\circ$);

λ é a razão entre a velocidade de ponta da pá e a velocidade do vento, conhecido como *Tip Speed Ratio* TSR.

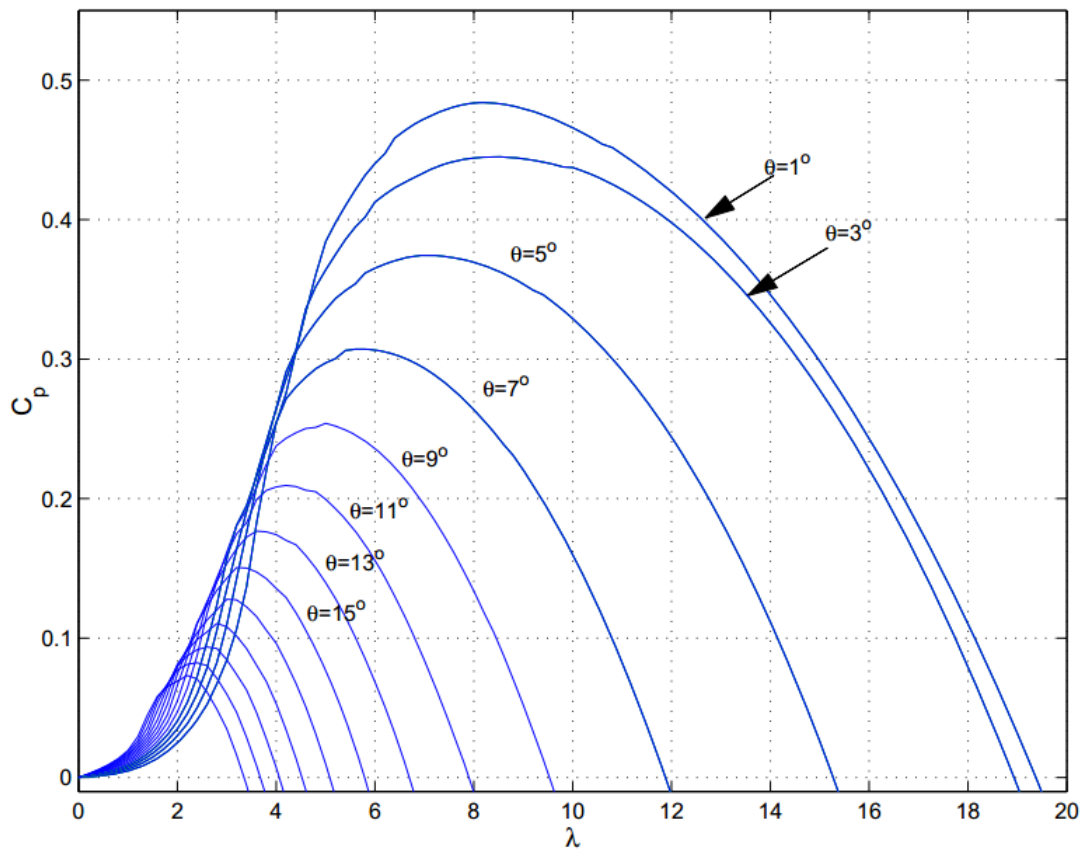


Figura 4.14: Representação das Curvas de Coeficiente de Potência da Turbina Eólica

O coeficiente de potência C_p é uma característica das turbinas eólicas e normalmente originam uma série de curvas que relacionam C_p com λ , tendo θ como um parâmetro. A Figura 4.14 representa o conjunto de curvas do modelo em questão.

As curvas são dadas pela equação 4.3 e os coeficientes $a(i, j)$, presentes nesta representação matemática, são encontrados na Tabela 4.6.

$$C_p(\lambda, \theta) = \sum_{i=0}^4 \sum_{j=0}^4 a(i, j) \theta^i \lambda^j \quad (4.3)$$

A partir da curva de coeficiente de potência, pode-se observar que o modelo representa uma boa aproximação para $3 < \lambda < 15$, que são valores adequados para a grande maioria dos casos de simulações dinâmicas e configurações de turbinas e modelos. Valores de λ fora desta faixa representam altas ou baixas velocidades de vento, ou seja, velocidades fora da faixa nominal da turbina.

Tabela 4.6: Coeficientes $a(i, j)$ da Curva C_p

i	j	$a(i, j)$
4	4	4,9686E-06
4	3	-7,1535E-04
4	2	1,6167E-02
4	1	-9,4839E-02
4	0	1,4787E-01
3	4	-8,9194E-04
3	3	5,9924E-02
3	2	-1,0479E+00
3	1	5,7051E+00
3	0	-8,6018E+00
2	4	2,7937E-02
2	3	-1,4855E+00
2	2	2,1495E+01
2	1	-1,0996E+02
2	0	1,5727E+02
1	4	-2,3895E-01
1	3	1,0683E+01
1	2	-1,3934E+02
1	1	6,0405E+02
1	0	-6,7606E+02
0	4	1,1524E-01
0	3	-1,3365E+00
0	2	-1,2406E+02
0	1	2,1808E+03
0	0	-4,1909E+03

Modelo de Controle de Potência Ativa

O controle de potência ativa (*Active Power Control – APC*) é uma simples representação do modelo típico de controle exigido por procedimentos de rede de muitos países europeus. Suas principais funções são:

- Garantir a operação da planta eólica com máxima potência ativa;
- Proporcionar uma reserva de potência ativa, através de uma geração inferior a máxima disponível;
- Responder a oscilações de frequência da rede.

A Figura 4.15 apresenta a representação esquemática do modelo do controle de potência ativa (APC).

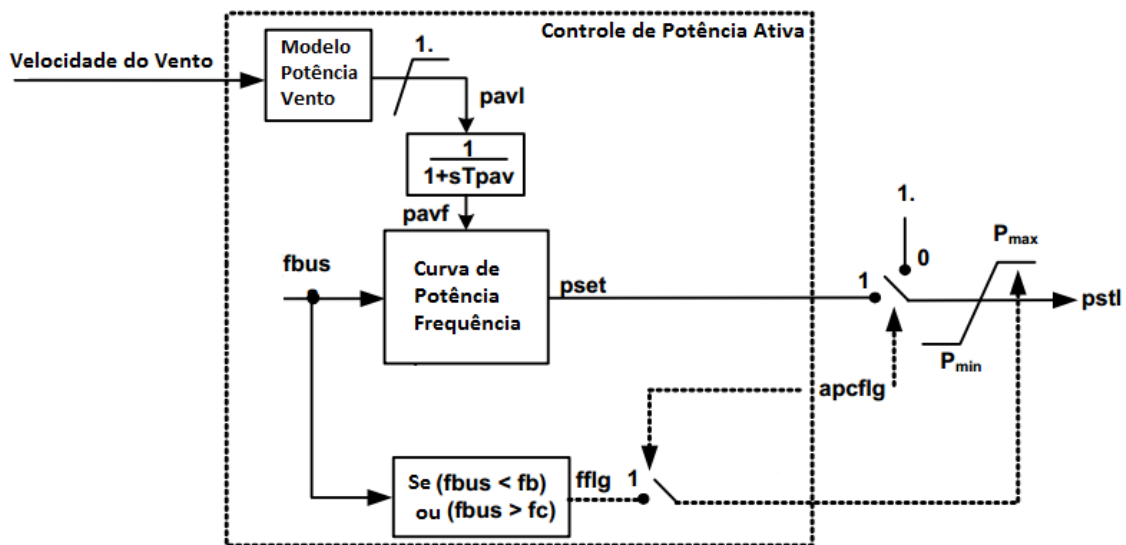


Figura 4.15: Representação Detalhada do Modelo de Controle de Potência Ativa

Sob condições de operação normal, com frequências próximas ao seu valor nominal, o controle de potência ativa busca garantir a operação da planta eólica com máxima potência ou proporciona uma reserva operativa de potência ativa, gerando uma potência inferior à disponível no vento.

Em resposta a oscilações de frequência, o controle altera seu princípio de funcionamento e passa a calcular a potência de saída em função da frequência da rede.

Portanto, para eventos de subfrequência, o controle solicita uma ordem de potência superior ao valor usual. Já para eventos de sobrefrequência, o controle solicita uma ordem de potência ativa inferior ao valor usual. Assim, a planta eólica passa a gerar uma potência adicional em resposta a uma perda de geração no sistema; ou menos potência em resposta a uma perda de carga no sistema.

A Figura 4.16 representa a curva de resposta do controle frente a oscilações de frequência, ou seja, representa a potência ativa em função da frequência da rede. Os pontos destacados no gráfico representam o ajuste utilizado neste trabalho, porém o modelo permite que novos ajustes possam ser efetuados para atender um objetivo específico ou padrões específicos de algum procedimento de rede. A Tabela 4.7 apresenta os parâmetros sugeridos em [14] para o modelo de controle de potência ativa utilizado neste trabalho.

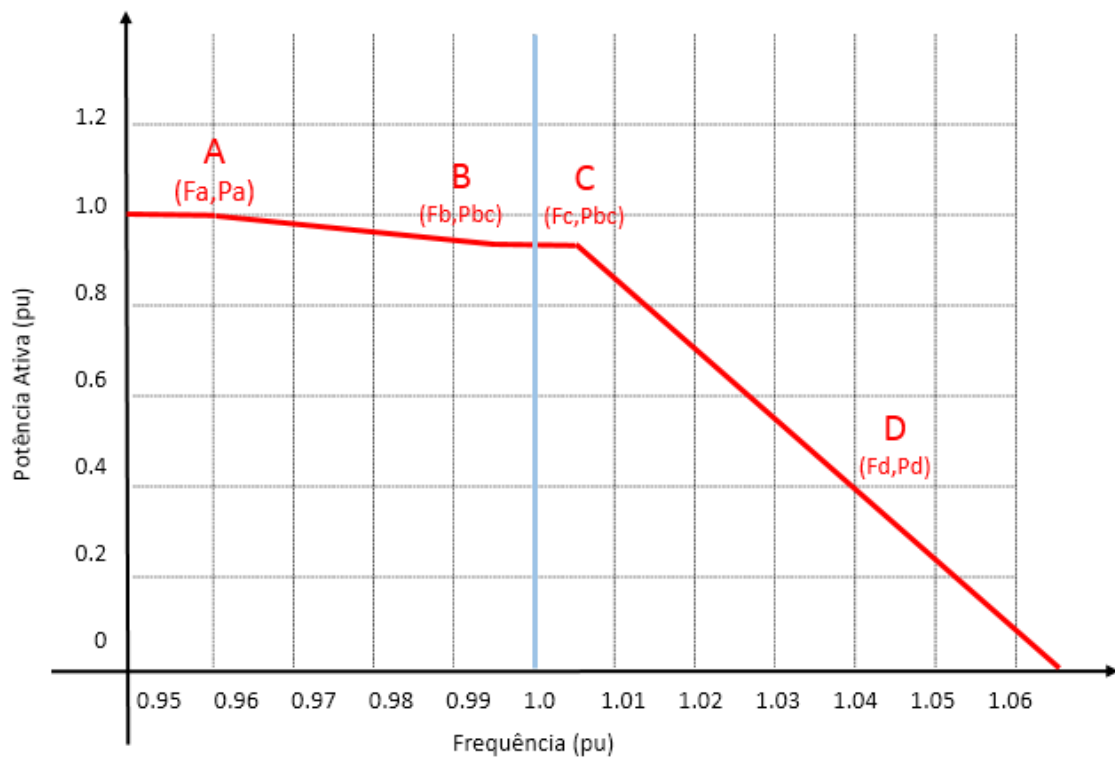


Figura 4.16: Representação da Curva de Resposta do Controle de Potência Ativa

Tabela 4.7: Parâmetros do Controle de Potência Ativa

Nome da Variável	Valor Recomendado
apcflg	0/1
T _{pav} (s)	0,15
P _a (p.u.)	1,0
P _{bc} (p.u.)	0,95
P _d (p.u.)	0,40
F _a (p.u.)	0,96
F _b (p.u.)	0,996
F _c (p.u.)	1,004
F _d (p.u.)	1,04
P _{max} (p.u.)	1,0
P _{min} (p.u.)	0,2

Modelo de Controle de Inércia Sintética

Sistemas de potência estão sujeitos a ocorrência de perturbações de diversos tipos, como por exemplo, perdas de geração. Tais perturbações provocam oscilações transitórias na frequência da rede, nas quais a taxa de declínio da frequência, o valor mínimo de frequência atingindo e o tempo necessário para o restabelecimento da frequência em seu valor nominal dependem das características dinâmicas dos geradores conectados à rede. Nos primeiros segundos que sucedem um evento que provoque oscilação de frequência, a dinâmica de tal oscilação é dominada pela resposta inercial dos geradores conectados à rede. Geradores síncronos convencionais inerentemente contribuem com sua energia cinética armazenada, reduzindo a taxa inicial de declínio da frequência e permitindo que, na sequência, haja a atuação dos reguladores de velocidade para estabilização da frequência da rede.

Os geradores eólicos não possuem, intrinsecamente, uma capacidade de resposta inercial, uma vez que em sua grande maioria, tratam-se de máquinas conectadas a rede através de conversores, que provocam o desacoplamento da frequência do rotor da frequência da rede. Entretanto, é possível fazer com que turbinas eólicas tenham essa capacidade de resposta inercial, similar à de geradores síncronos convencionais, através de controladores que emulem uma inércia sintética.

Segundo consta nos Procedimentos de Rede do ONS, as plantas de geração eólica deverão dispor de controles sensíveis a variações de frequência, de modo a emular,

através da modulação da potência de saída dos geradores eólicos, a contribuição inercial provida pelos geradores convencionais frente variações de frequência no sistema. O recurso de inércia sintética já é oferecido por diversos fabricantes de geradores eólicos no mercado internacional, constando nas recentes orientações dos operadores de sistema de diversos países europeus, visando à integração de fontes renováveis, no contexto dos objetivos de acessibilidade, sustentabilidade e segurança de suprimento que norteiam a política energética da União Europeia.

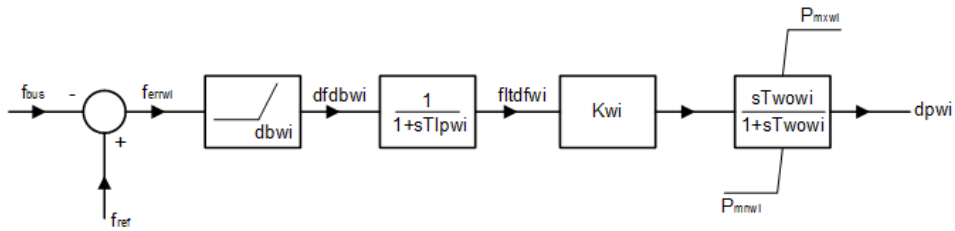


Figura 4.17: Representação Detalhada do Controle de Inércia Sintética

A Figura 4.17 apresenta o diagrama de blocos do controle de inércia sintética típico de turbinas eólicas. O controle tem como filosofia sensibilizar a malha a partir de um sinal de entrada de erro de frequência, quando da ocorrência de quedas significantes na frequência da rede, fazendo com que um sinal de saída seja enviado solicitando um aumento temporário na ordem de potência do conversor. Vale ressaltar que a banda morta $dbwi$ é configurada de forma a fazer com que o controle de inércia sintética atue apenas para eventos que provoquem subfrequência na rede. Assim, o sinal de saída $dpwi$ será sempre positivo, provocando sempre um aumento da ordem de potência ativa a ser entregue ao conversor. Além disso, a banda morta suprime a resposta do controlador até que o erro de frequência exceda um limite. Isso faz com que o controle atue apenas para grandes perturbações na rede, ou seja, aquelas nas quais a resposta inercial é importante para a manutenção da frequência, e que seja evitada a atuação do controle para as pequenas oscilações contínuas na frequência da rede, que caracterizam a operação normal do sistema.

Entretanto, neste trabalho, será proposta uma modificação que permita que o controle auxilie o restabelecimento da frequência tanto para eventos de subfrequência, quanto para eventos de sobrefrequência. Assim um sinal adicional nega-

Tabela 4.8: Parâmetros do Controle de Inércia Sintética

Nome da Variável	Valor Recomendado	Valor Modificado
K_{wi}	10,0	-
db_{wi}	0,0025	-
T_{ipwi} (s)	1,0	-
T_{wowi} (s)	5,5	-
P_{mxwi} (p.u.)	0,1	-
P_{mnwi} (p.u.)	0,0	-0,1

tivo poderá ser enviado auxiliando na redução da ordem de potência a ser entregue ao conversor, para eventos de sobrefrequência. A modificação consiste simplesmente em uma reconfiguração da banda morta do controle seguida de um ajuste no limite inferior do limitador na saída do controle, permitindo assim sinais dp_{wi} com valores negativos.

A Tabela 4.8 apresenta os parâmetros recomendados para o controle de inércia sintética, bem como os parâmetros adotados no controle neste trabalho.

Com as modificações propostas, o controle de inércia sintética passa a permitir um aumento ou uma diminuição temporária da potência de saída da turbina eólica da ordem de 10% de seu valor nominal durante alguns segundos. Essa capacidade de resposta inercial por parte dos geradores eólicos é benéfica para o sistema, pois permite que os demais geradores do sistema tenham tempo de aumentar ou diminuir suas gerações durante oscilações de frequência.

O Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede do ONS exige que os aerogeradores de centrais com potência instalada superior a 10 MW contribuam com pelo menos 10% de sua potência nominal, por um período mínimo de 5 segundos, quando em regime de subfrequência, para desvios de frequência superiores a 0,2 Hz. A retirada desta contribuição deverá ser automaticamente efetuada caso a frequência retorne a seu valor nominal [27].

Nas simulações dinâmicas, mostradas no Capítulo 5, serão mostrados tanto os efeitos do controle de inércia sintética frente a eventos de subfrequência, quanto os benefícios deste controle, com a modificação proposta, frente a eventos de sobrefrequência.

Capítulo 5

Simulações e Resultados

5.1 Sistema Teste 1 - 5 Barras (GE)

5.1.1 Introdução

Um simples sistema de teste contendo 5 barras foi utilizado em uma análise preliminar com o intuito de validar o modelo estudado (GE). O sistema conta com uma fonte de geração eólica, representando um parque eólico; um transformador equivalente, representando os transformadores de cada unidade geradora do parque eólico; um circuito representando a rede coletora do parque; e um transformador de conexão com o sistema, que por sua vez é representado por uma máquina síncrona equivalente. A Figura 5.1 representa o sistema descrito.

O sistema em questão foi proposto no manual da *General Electric International Inc.* (GE) e diversos testes de validação do modelo de geração eólica estudado (GE) foram realizados através do software PSFL . Neste trabalho, o sistema e seus componentes foram modelados no software de análise em regime permanente e no software de análise dinâmica de sistemas de energia elétrica – ANAREDE e ANATEM, respectivamente – sendo considerados os parâmetros descritos em [14].

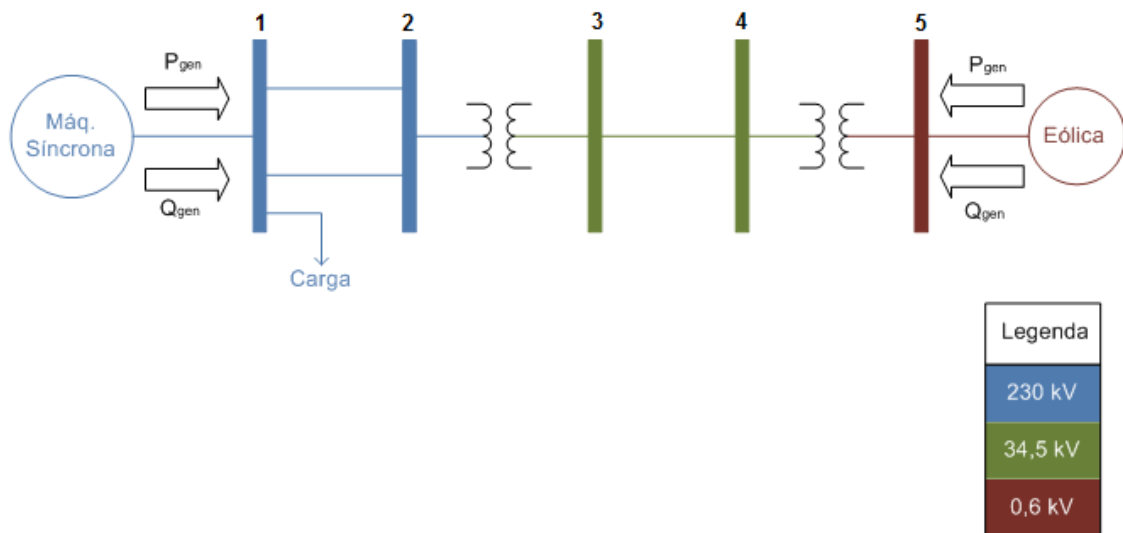


Figura 5.1: Sistema Teste 5 Barras – GE

5.1.2 Análise Elétrica em Regime Permanente

A Tabela 5.1 apresenta os dados de barra do sistema teste mencionado acima, utilizados como entrada do software ANAREDE. A Tabela 5.2 apresenta os dados de linha do sistema teste mencionado acima. Enquanto a Tabela 5.3 apresenta os dados dos transformadores do mesmo sistema.

Tabela 5.1: Dados de Barra / Geração / Carga

Dados de Entrada do ANAREDE								
Barra	Tipo	Tensão Base (kV)	V (p.u.)	Âng (°)	Geração Ativa (MW)	Geração Reativa (Mvar)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
1	V θ	230,0	1,050	0,0	-	-	200,0	0,0
2	PQ	230,0	-	-	-	-	-	-
3	PQ	34,5	-	-	-	-	-	-
4	PQ	34,5	-	-	-	-	-	-
5	PV	0,6	1,029	-	95,0	-	-	-

Tabela 5.2: Dados das Linhas

Dados de Linhas (Base: 100 MVA)					
Barra DE	Barra PARA	Circuito	R (%)	X (%)	B (%)
1	2	1	2,0	35,0	5,0
1	2	2	2,0	35,0	5,0
3	4	1	3,0	1,3	

Tabela 5.3: Dados dos Transformadores

Dados de Transformadores (Base: 100 MVA)					
Barra DE	Barra PARA	Circuito	R (%)	X (%)	Tap
2	3	1	-	11,0	1,0
4	5	1	-	5,0	1,0

O parque eólico, como mencionado anteriormente, a respeito da análise elétrica em regime permanente, teve sua modelagem simplificada e foi representado a partir de uma única máquina equivalente. O parque eólico, conectado a Barra 5 do Sistema Teste, é composto por 67 unidades geradoras de 1,6 MW cada, totalizando 107,2 MW de geração eólica disponível. Entretanto, a fim de garantir uma reserva de potência ativa – essencial para a funcionalidade de regulação de frequência, foi realizado um despacho de 95 MW, ou seja, aproximadamente 90% da potência total disponível.

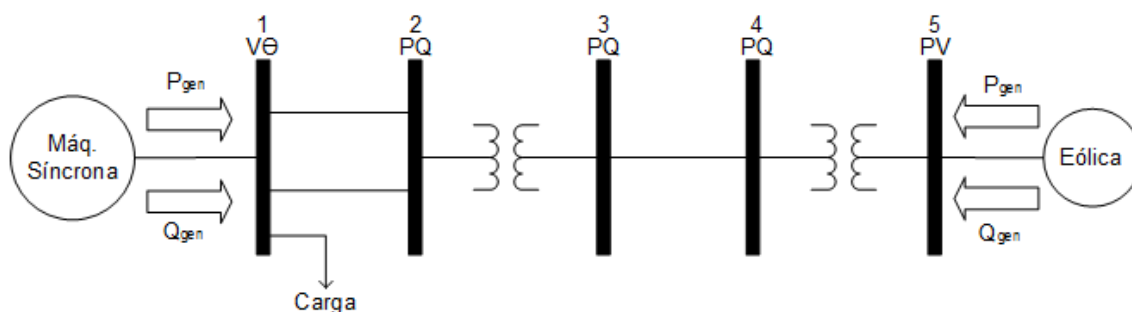


Figura 5.2: Estrutura (Diagrama Unifilar) do Sistema Implementado no ANAREDE

A Figura 5.2 apresenta o diagrama unifilar do Sistema Teste implementado no ANAREDE, enquanto a Figura 5.3 e a Tabela 5.4 apresentam resumidamente o resultado da simulação de fluxo de potência dado pelo software. O ponto de operação em questão será chamado de Caso Base e será utilizado como condição inicial para as simulações dinâmicas realizadas na sequência deste trabalho.

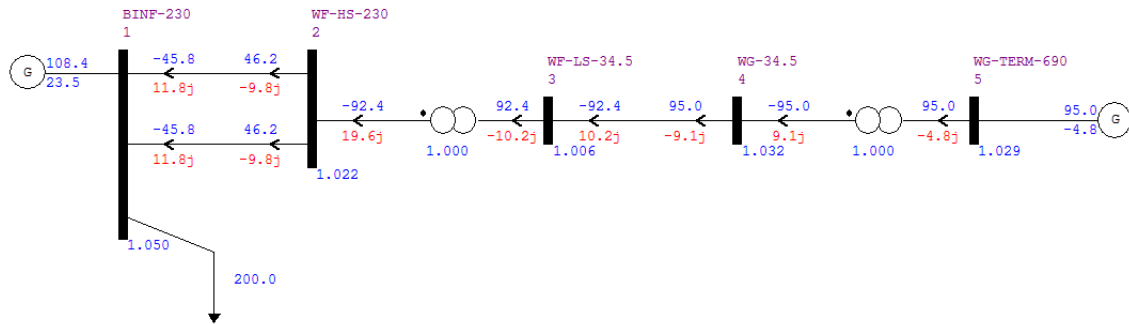


Figura 5.3: Simulação de Fluxo de Potência – Condição Inicial para as Simulações Dinâmicas

Tabela 5.4: Resultados da Simulação de Fluxo de Potência

Dados da Simulação de Fluxo de Potência								
Barra	Tipo	Tensão (kV)	V (p.u.)	Âng (°)	Geração Ativa (MW)	Geração Reativa (Mvar)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
1	V θ	241,5	1,050	0,0	108,4	23,53	200,0	0,0
2	PQ	235,1	1,022	8,8	-	-	-	-
3	PQ	34,7	1,006	14,4	-	-	-	-
4	PQ	35,6	1,032	15,3	-	-	-	-
5	PV	0,6	1,029	17,8	95,0	-4,83	-	-

5.1.3 Análise Dinâmica

Esta seção do trabalho apresenta as simulações dinâmicas realizadas no Sistema Teste proposto. Neste sistema foram realizados diversos testes preliminares, com o intuito de observar o desempenho dinâmico do modelo de geração eólica com participação na regulação de frequência do sistema. Os resultados encontram-se nas

seções subsequentes e são indicadas algumas grandezas que auxiliam a observação das principais características, citadas anteriormente, do modelo em questão.

Ajuste do Ganho do Controlador de Inércia Sintética

O primeiro teste realizado envolve o ajuste de parâmetro do controlador, especificamente, o ganho K_{wi} do controlador de resposta inercial, mostrado na Figura 5.4. Os demais parâmetros foram mantidos com seus valores padrão, sugeridos em [14].

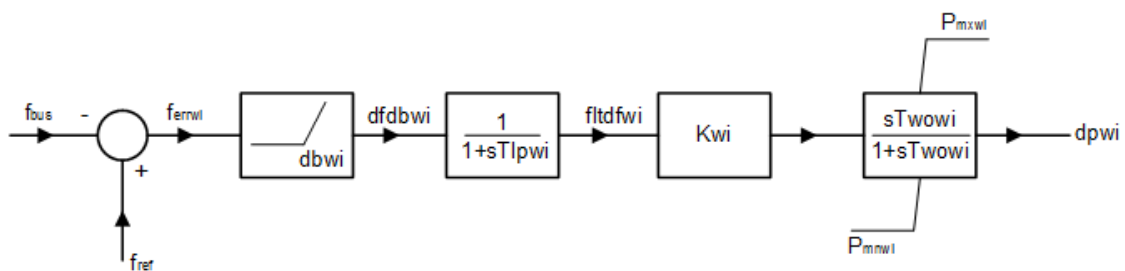


Figura 5.4: Representação Detalhada do Controle de Inércia Sintéticas

Para a realização do ajuste do controlador foi realizada uma sequência de simulações com variações do ganho K_{wi} . O evento aplicado foi um aumento de carga de 10% no sistema em $t = 1s$.

A Figura 5.5 apresenta os resultados das simulações dinâmicas e são mostradas a resposta do sistema em termos de sua frequência. Observa-se que para um ganho $K_{wi} = 10$, a frequência excursiona até um valor superior que nos demais casos. Nota-se ainda que nos casos nos quais o ganho é superior a 10, a frequência atinge seu valor de regime permanente mais rapidamente, entretanto há um afundamento maior (*nadir*) da frequência na primeira oscilação. Desta forma, optou-se pelo ganho $K_{wi} = 10$ como ajuste do controlador. Todas as demais simulações dinâmicas realizadas neste trabalho levam em consideração esse ajuste.

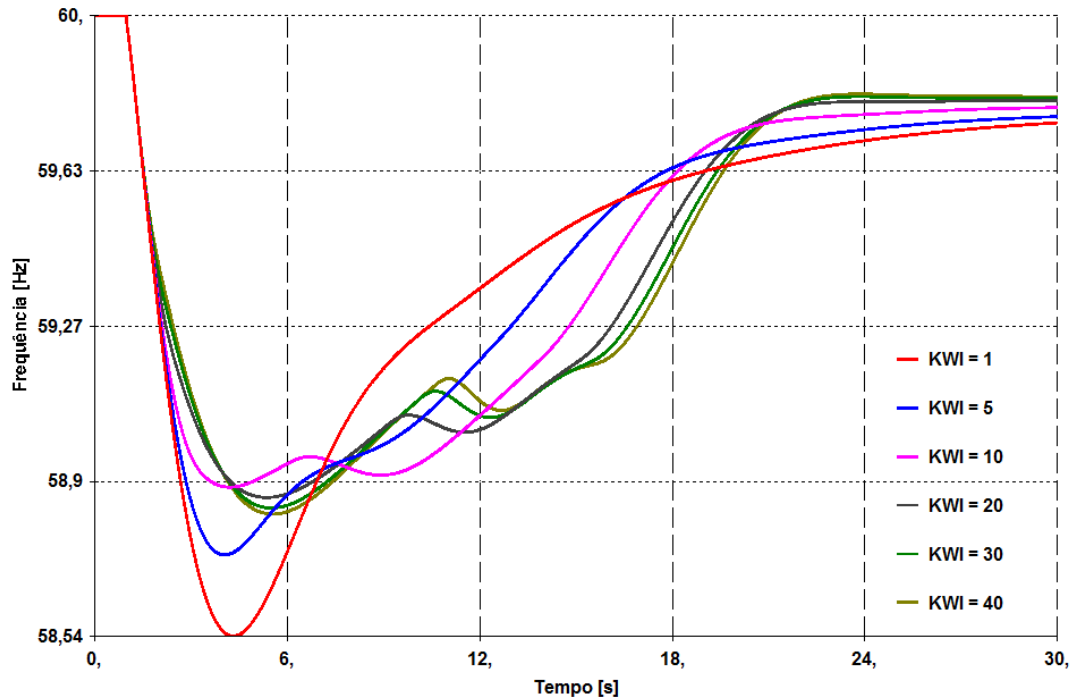


Figura 5.5: Frequência – Ajuste do Ganho do Controlador

Um ponto importante, que vale ser lembrado, é o fato deste ajuste ter sido realizado através de simulação dinâmica no software ANATEM e não a partir de uma análise em software de pequenos sinais, como por exemplo, o PACDYN¹. A análise no mesmo poderia nos retornar informações importantes a respeito de autovalores, modos de oscilação, fatores de participação, entre outros.

Aumento de Carga

Na sequência das simulações dinâmicas, foram avaliados os impactos dos controles de regulação de frequência de geradores eólicos, ou seja, o controle de potência ativa (APC) e o controle de resposta inercial (WI). Nos resultados, apresentados adiante, são mostradas comparações dos resultados das simulações considerando ou não a atuação dos controles em análise. Quando os controles estão inativos, a planta de geração eólica opera no MPPT, que é uma técnica comumente utilizada em turbinas eólicas para maximizar a extração de potência.

¹Software de Análise e Controle de Oscilações Eletromecânicas em Sistemas de Potência – Análise de Pequenas Perturbações, desenvolvido pelo CEPEL.

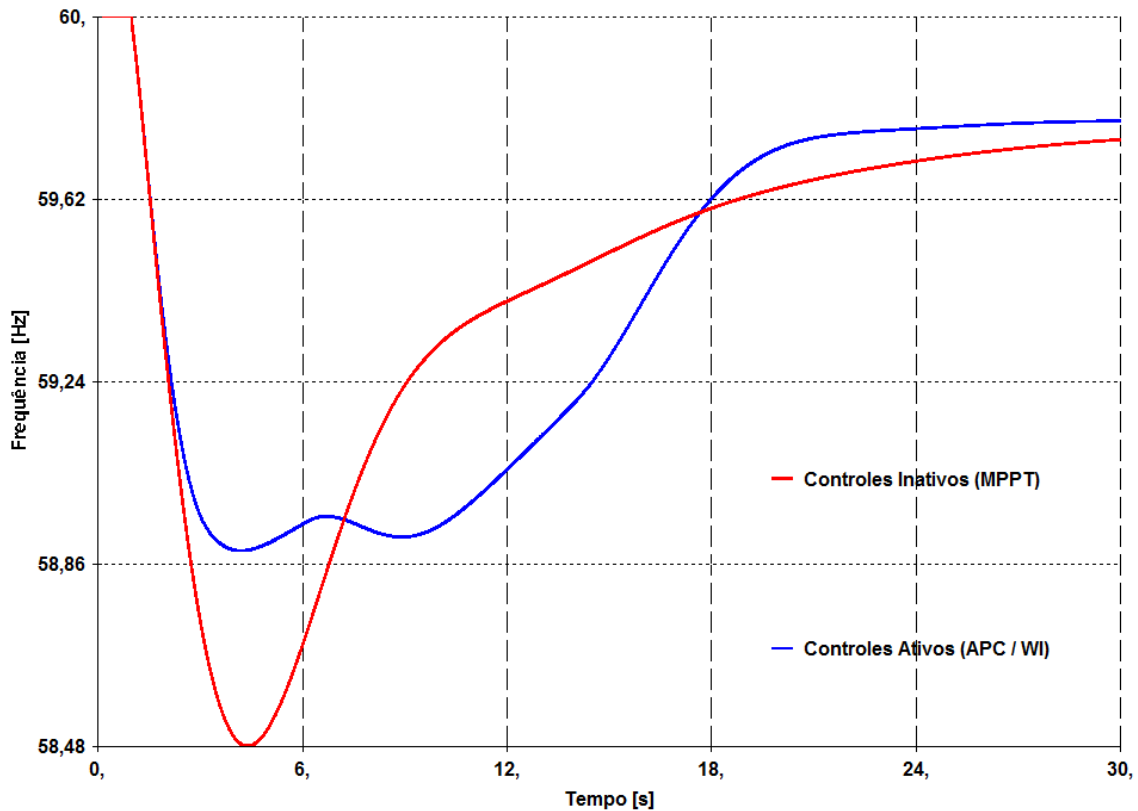


Figura 5.6: Frequência – Aumento de Carga

A primeira simulação de impacto da geração eólica na regulação de frequência foi realizada, novamente, com um degrau de 10% aplicado sobre a carga do sistema. A Figura 5.6 apresenta a excursão da frequência frente ao aumento de carga no sistema, tanto para o caso da geração eólica com os controles de regulação de frequência inativos (MPPT) quanto para o caso dos controles ativos (APC/WI). É possível notar que, com os controles de regulação ativos, o afundamento da frequência é reduzido, com uma diferença de aproximadamente 0,4 Hz na primeira oscilação.

A Figura 5.7 apresenta a potência elétrica gerada pelo parque eólico frente ao aumento de carga no sistema. Observa-se que, quando os controles de regulação estão inativos (MPPT), a potência gerada permanece em 95 MW, conforme a condição inicial oriunda da análise de fluxo de potência. Assim, o parque não contribui com injeção adicional de potência para auxiliar a regulação de frequência. Já para a simulação com os controles ativos, nota-se uma injeção adicional de até 7,7 MW por parte do parque eólico, nos primeiros segundos após o evento.

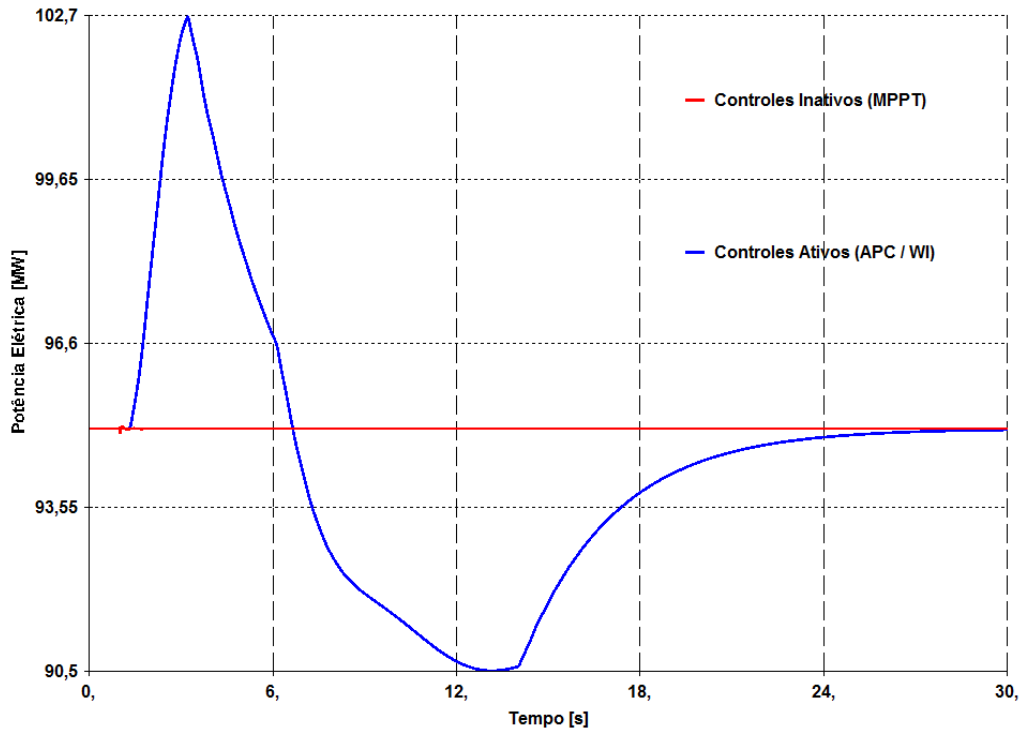


Figura 5.7: Potência Elétrica – Aumento de Carga

O período inicial de injeção adicional de potência para o auxílio da regulação da frequência é caracterizado pela contribuição da energia cinética por parte do conjunto turbina-gerador eólico. Assim, nos primeiros segundos após o evento, os geradores perdem velocidade, cedendo energia cinética ao sistema e contribuindo para um menor afundamento da frequência. O período após a injeção adicional é caracterizado pela recuperação da velocidade dos geradores, ou seja, recuperação de sua energia cinética. Em situações com velocidade de vento elevada, a energia cinética cedida ao sistema é recuperada posteriormente pela própria turbina. Entretanto, em situações de vento moderado ou reduzido, o aerogerador absorve energia do sistema.

A Figura 5.8 apresenta a potência mecânica da turbina frente ao aumento de carga no sistema. É possível observar o período onde os aerogeradores perdem energia cinética e, na sequência, o período de recuperação da mesma. Em regime permanente, tanto a potência elétrica quanto a potência mecânica, tendem a reestabelecer sua condição inicial proveniente do caso de fluxo de potência, anterior a aplicação do evento.

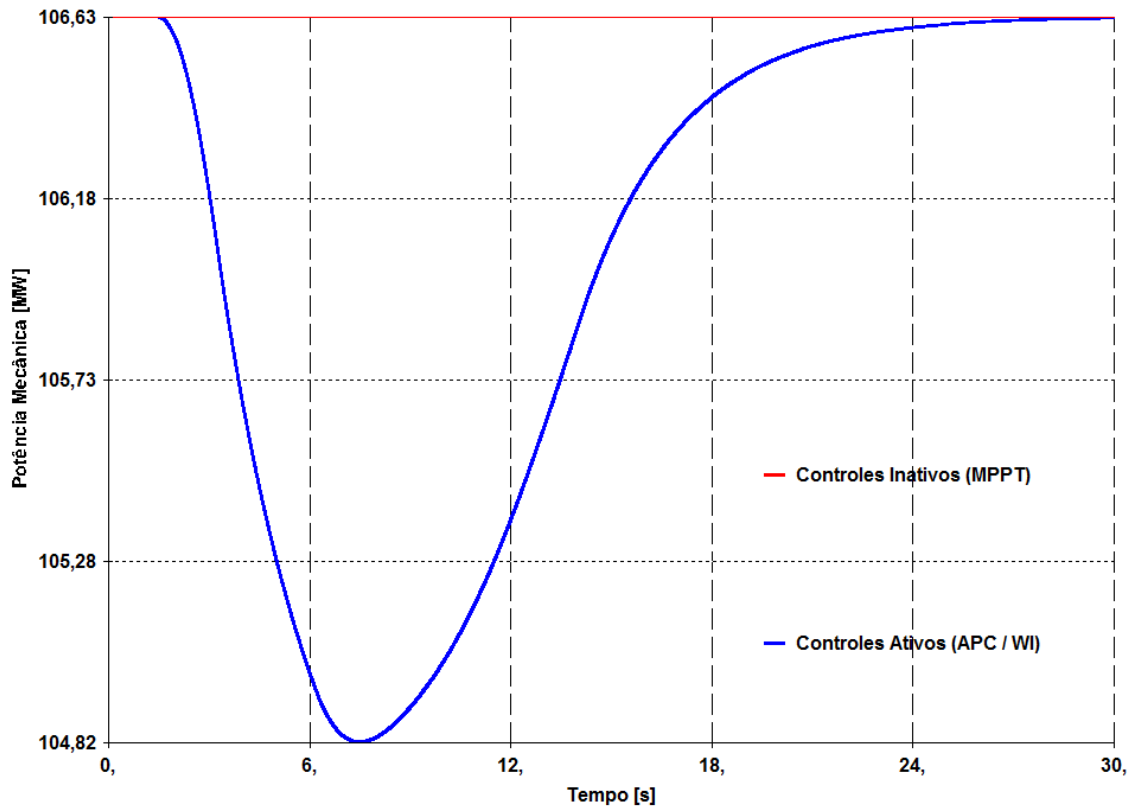


Figura 5.8: Potência Mecânica – Aumento de Carga

Análise de Sensibilidade

Em outra simulação dinâmica, realizou-se um estudo de análise de sensibilidade, no qual foram avaliados os impactos da variação da inércia do sistema, ou seja, os impactos da penetração de geração eólica no sistema. Para tal, foi feita uma variação no número de máquinas síncronas conectadas a Barra 1. Novamente, nos resultados são mostradas comparações dos resultados das simulações considerando ou não a atuação dos controles em análise.

O evento utilizado nas simulações foi um degrau de 10% aplicado sobre a carga do sistema. Em cada uma das simulações foi considerado um número diferente de máquinas síncronas. A Figura 5.9 e a Figura 5.10 apresentam a frequência elétrica do sistema, considerando os controles de regulação inativos (MPPT) e ativos (APC/WI), respectivamente.

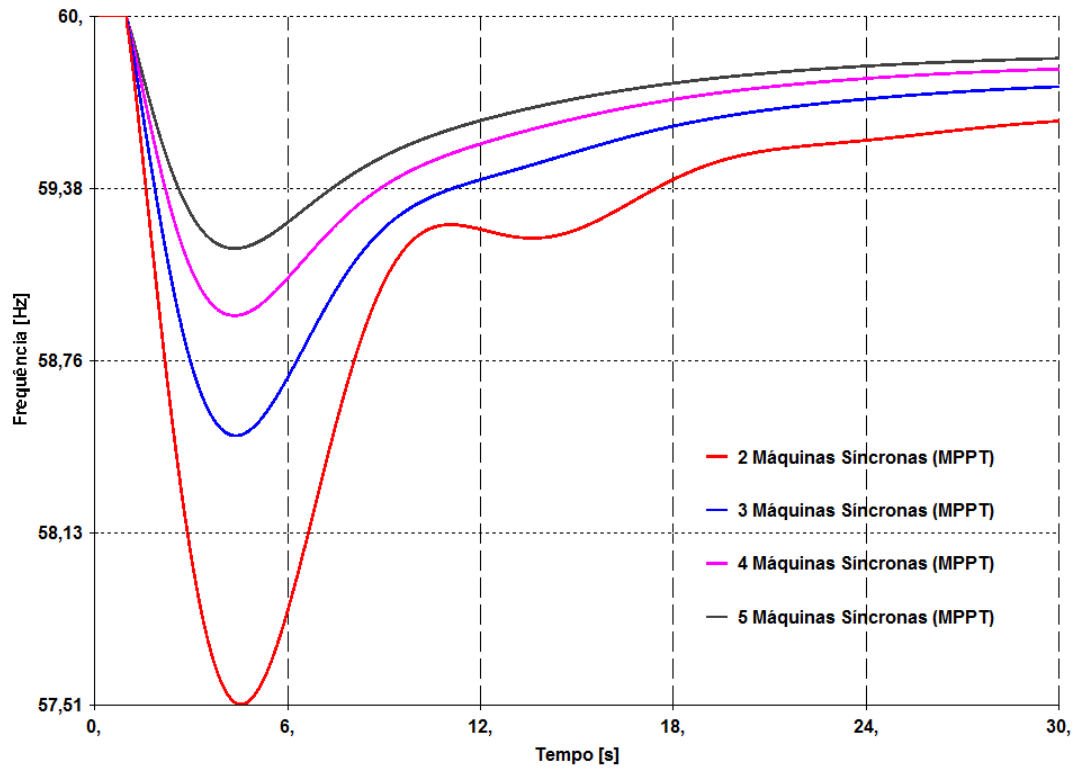


Figura 5.9: Frequência – Análise de Sensibilidade – Controles de Regulação Inativos (MPPT)

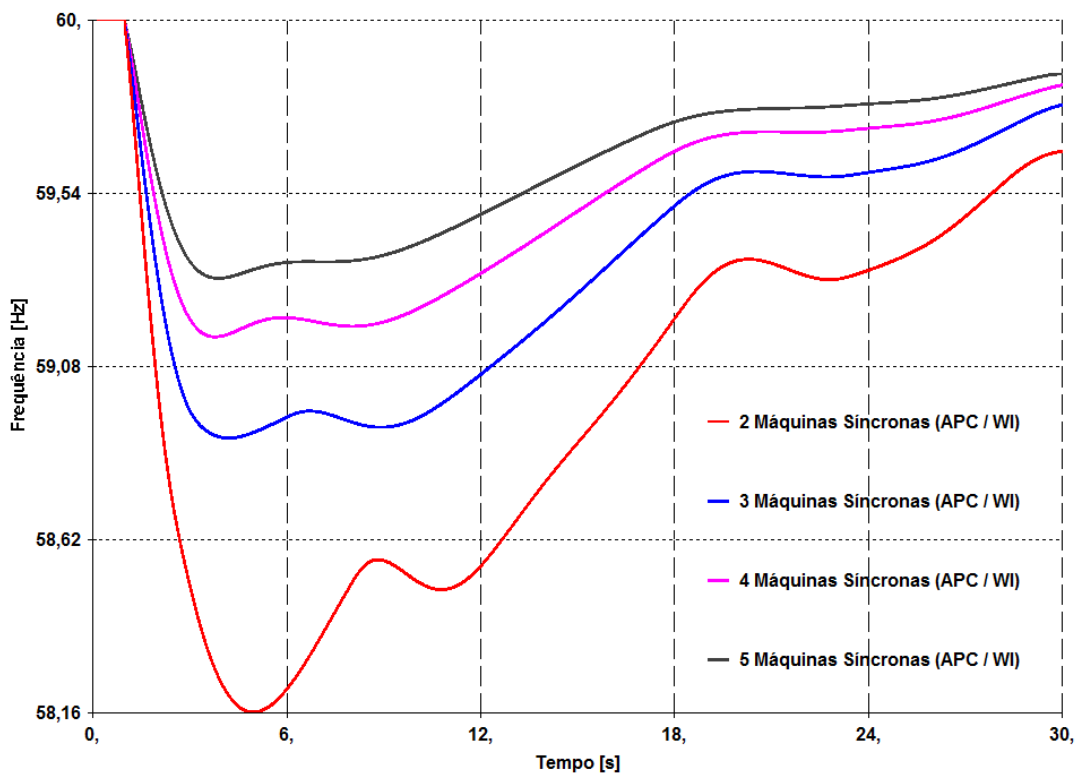


Figura 5.10: Frequência – Análise de Sensibilidade – Controles de Regulação Ativos (APC/WI)

Tabela 5.5: Resumo dos Resultados – Análise de Sensibilidade

Nº Máquinas Síncronas	Nadir Frequência (Hz) [MPPT]	Nadir Frequência (Hz) [APC/WI]	Diferença (Hz)
2 Máquinas Síncronas	57,51	58,16	0,65
3 Máquinas Síncronas	58,48	58,89	0,41
4 Máquinas Síncronas	58,92	59,16	0,24
5 Máquinas Síncronas	59,16	59,31	0,15

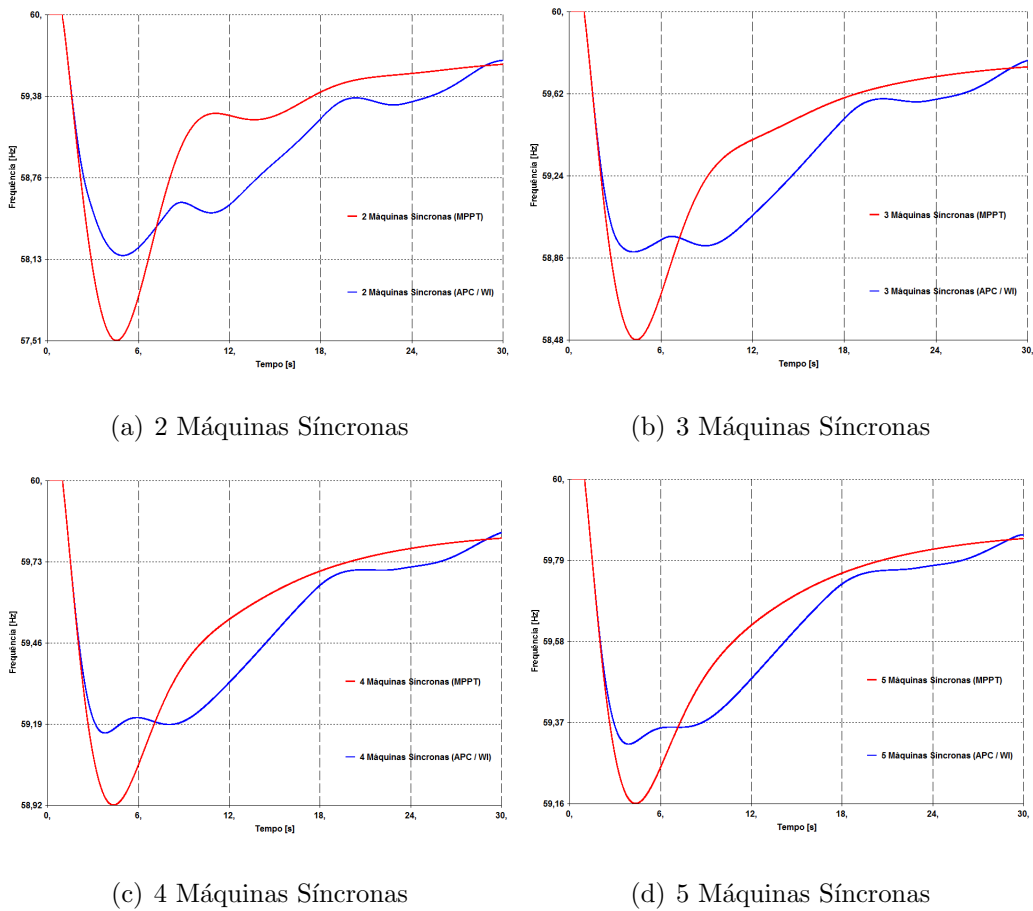


Figura 5.11: Frequência – Análise de Sensibilidade

Os resultados apresentados na Figura 5.11 e na Tabela 5.5 mostram que, para um aumento no número de máquinas síncronas, temos um aumento considerável da inércia do sistema. Desta forma, há uma redução no afundamento da frequência do sistema. Quando os controles de regulação se encontram ativos, a geração eólica contribui ainda mais para uma redução de tal afundamento de frequência. Além

disso, com o aumento no número de máquinas síncronas, há uma conseqüente diminuição da penetração de geração eólica no sistema. Assim, nota-se uma menor influência dos controles na regulação de frequência do sistema.

Diminuição de Carga

Em outra simulação realizada, buscou-se testar a funcionalidade – implementada neste trabalho – de atuação do controle de inércia sintética para eventos que provoquem sobrefrequência no sistema. Para tal, foi feito um evento de diminuição de 10% da carga total do sistema. Desta vez, nos resultados são mostradas comparações dos resultados das simulações considerando a atuação do controle de potência ativa (*Active Power Control* - APC) e, do controle de inércia sintética (*WindINERTIA* – WI) – tanto em sua modelagem original quanto após as modificações que permitiram a atuação do mesmo frente a eventos de sobrefrequência.

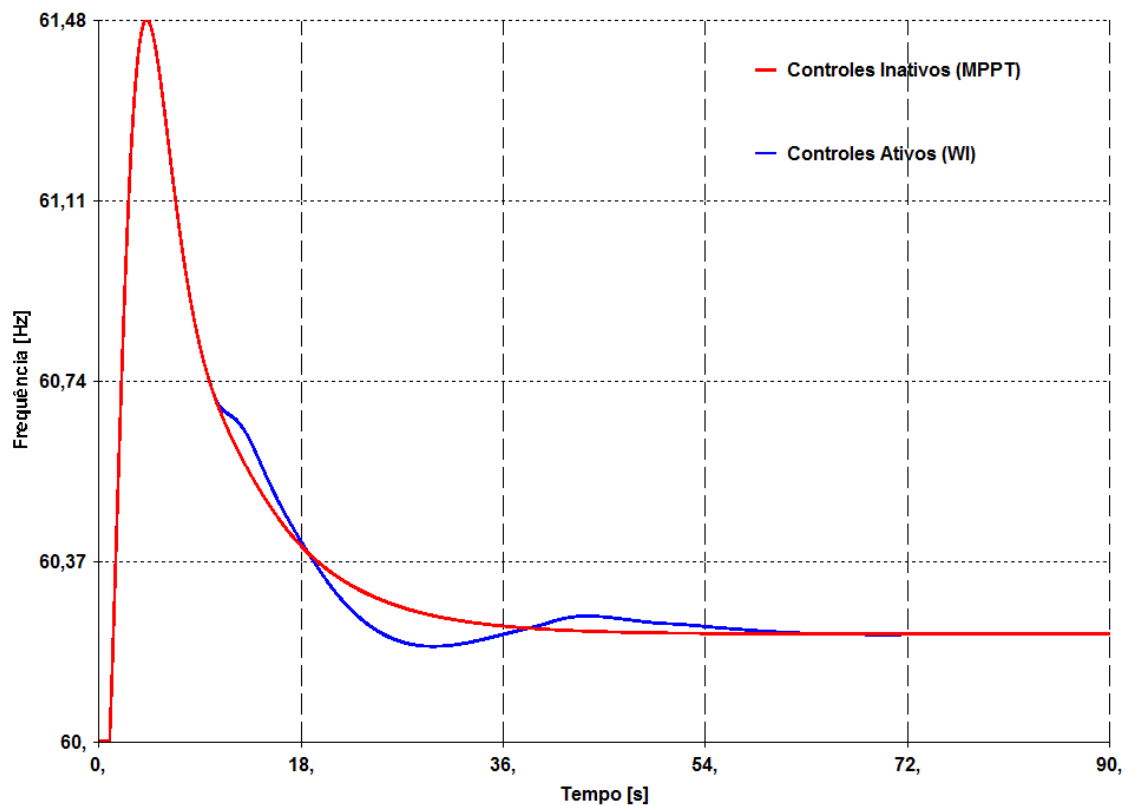


Figura 5.12: Frequência – Diminuição de Carga

A Figura 5.12 apresenta a excursão da frequência frente à diminuição de carga no sistema. É possível notar que, no caso com os controles de regulação inativos (MPPT) e no caso com apenas o controle de inércia original (WI) ativo, a frequência é a mesma durante os primeiros segundos de simulação, após a aplicação do evento, comprovando a incapacidade de atuação do controle de inércia frente a eventos de sobrefrequência. Desta forma, não é observada uma redução na excursão da frequência.

Além disso, outro ponto que merece destaque, diz respeito a predominância da atuação do controle de potência ativa (APC) frente a eventos de sobrefrequência. Como mostrado anteriormente no detalhamento do modelo do aerogerador, o controle de potência ativa provoca uma redução na ordem de potência ativa quando há um aumento da frequência nos terminais do gerador eólico (Figura 5.13).

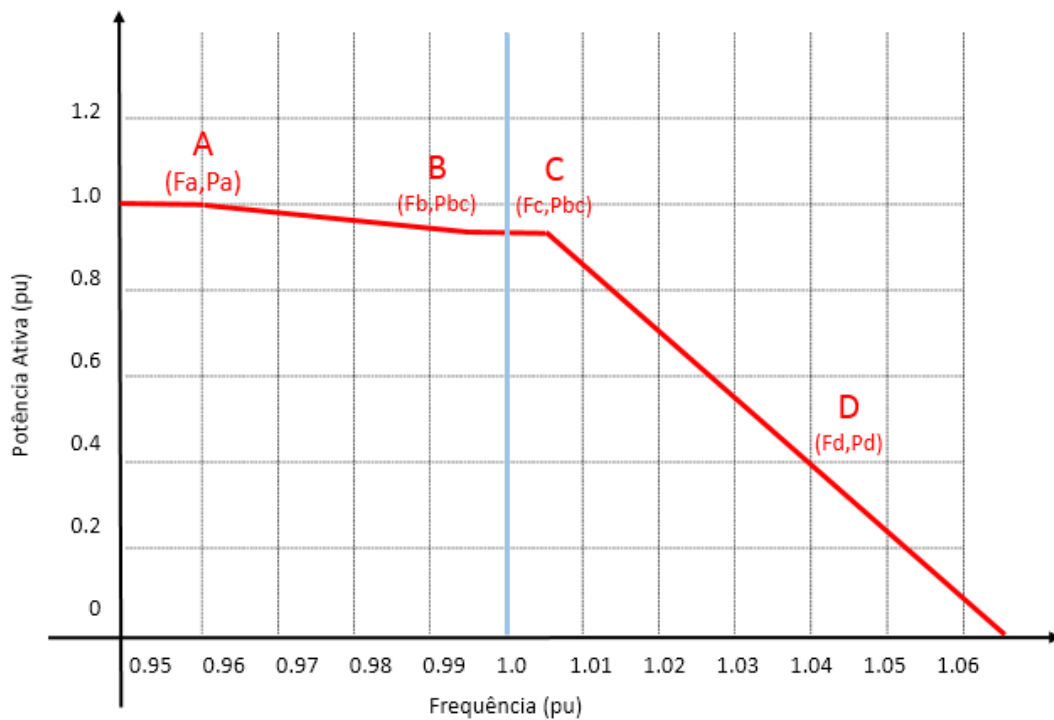


Figura 5.13: Representação da Curva de Resposta do Controle de Potência Ativa

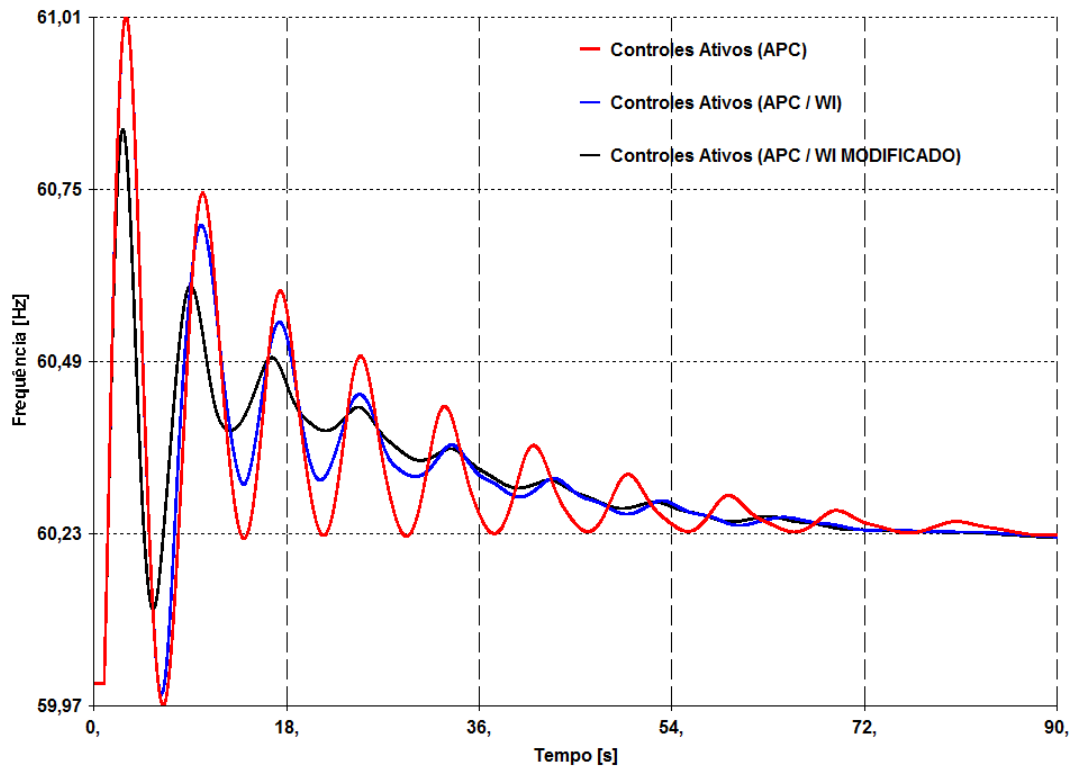


Figura 5.14: Frequência – Diminuição de Carga – Controle de Potência Ativa

Desta forma, através da Figura 5.14, é possível notar que durante a primeira oscilação, no caso do controle de potência ativa (APC) ativo e para o caso dos controles de potência ativa e inércia sintética original ativos (APC/WI), a frequência é a mesma. Em $t = 6s$, aproximadamente, a frequência atinge um valor abaixo de 60 Hz (pequena subfrequência), que provoca a atuação do controle de inércia sintética (WI). Ainda a partir da Figura 5.14, para o caso da simulação com os controles de potência ativa e inércia sintética modificado ativos (APC/WI Modificado), é possível observar que a frequência apresenta uma redução em sua primeira excursão, caracterizando a contribuição da atuação do controle de inércia sintética modificado.

A Figura 5.15 mostra que os controles de regulação ativos provocam uma redução na ordem de potência dos aerogeradores, contribuindo para o controle de frequência. Em regime permanente, a potência elétrica gerada tende a reestabelecer sua condição inicial, neste caso, 95 MW.

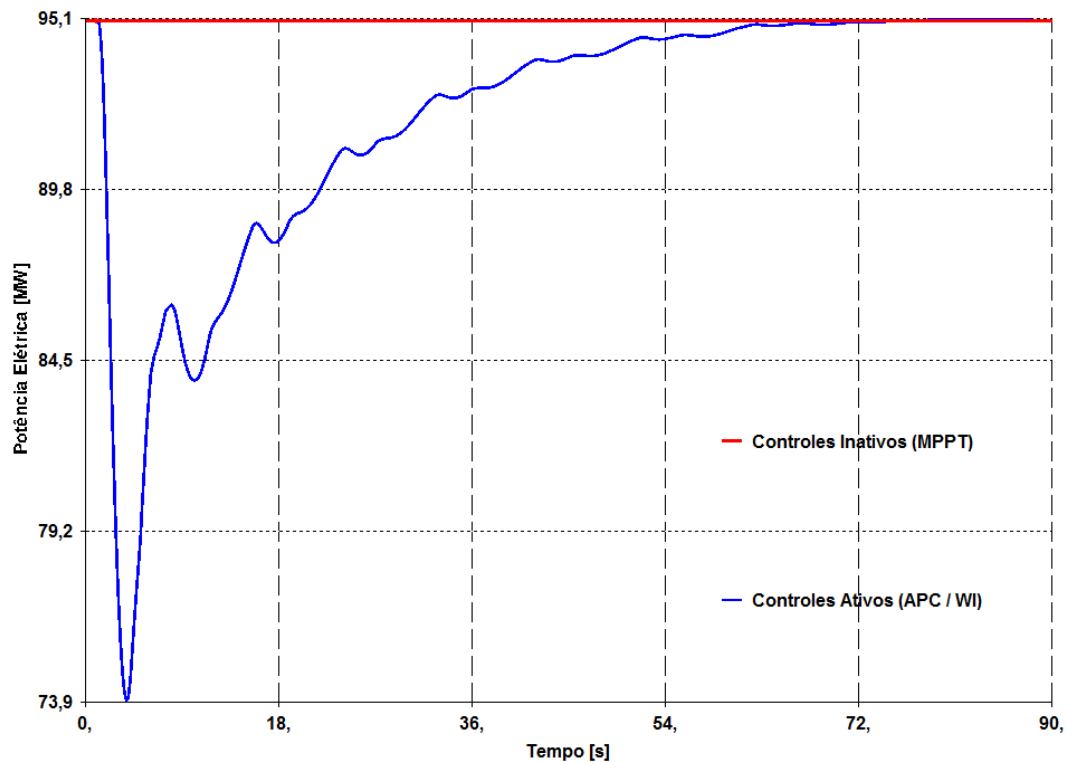


Figura 5.15: Potência Elétrica – Diminuição de Carga

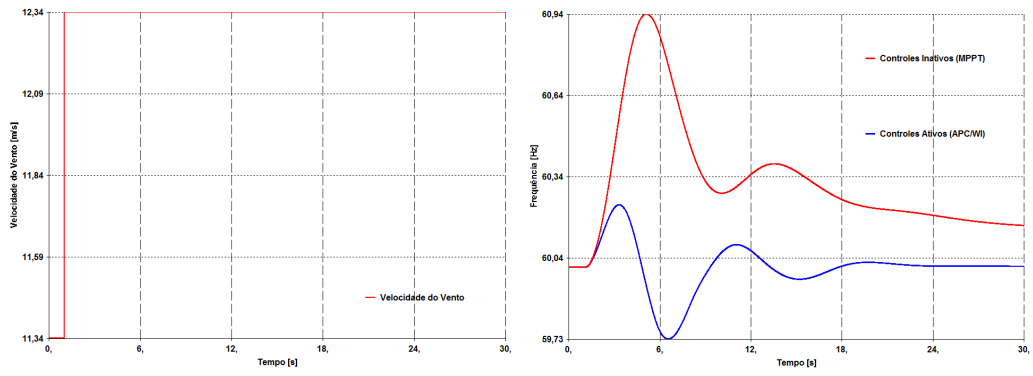
Velocidade do Vento

Em todas as simulações dinâmicas apresentadas anteriormente, a velocidade do vento foi considerada constante durante o intervalo de simulação, o que, como discutido anteriormente, é uma aproximação comumente utilizada em estudos de estabilidade transitória. Entretanto, o modelo em questão permite que sejam estudados os efeitos causados por variações na velocidade do vento.

Sabe-se que a velocidade do vento tem uma influência direta sobre a frequência e, com isso, é importante que sejam analisados os reflexos da variação da velocidade do vento sobre a frequência do sistema e o comportamento dos aerogeradores nestas condições. Em tais análises, foram feitas variações na velocidade do vento, aumentando e diminuindo seu valor absoluto. Novamente, nos resultados são mostradas comparações dos resultados das simulações considerando ou não a atuação dos controles em análise.

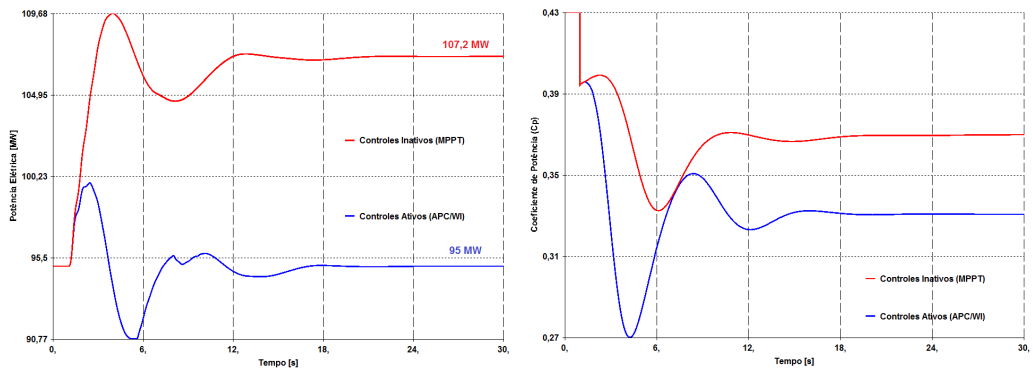
Degrau Positivo Unitário A primeira simulação dinâmica realizada nesse sentido envolveu um aumento da velocidade do vento. Foi considerado um evento do tipo degrau unitário aplicado a variável “VW” (velocidade do vento) do modelo, aumentando em 1 m/s a velocidade do vento que chega a turbina eólica.

A Figura 5.16 (a) mostra o evento aplicado na simulação dinâmica. A Figura 5.16 (b) mostra a influência do evento sobre a frequência do sistema. Observa-se que os controles de regulação minimizam a sobrefrequência causada pelo aumento na velocidade do vento. A Figura 5.16 (c) mostra a potência elétrica injetada pela geração eólica no sistema. O aumento da velocidade do vento aumenta a potência disponível e propicia um aumento do despacho da central eólica até sua capacidade máxima (67 unidades de 1,6 MW = 107,2 MW) no caso onde os controles de regulação encontram-se inativos (MPPT). Entretanto, quando ativos (APC/WI), a potência elétrica é modulada de forma a reduzir as oscilações de frequência e, em regime permanente, restabelece sua condição inicial. A Figura 5.16 (d) mostra o coeficiente de potência C_p . É possível observar que há uma diminuição deste coeficiente, principalmente no caso com os controles ativos, uma vez que há um aumento da velocidade do vento, conforme mostra a equação 2.5. A Figura 5.16 (e) mostra o ângulo de passo das pás da turbina. Observa-se que o aumento da velocidade do vento é acompanhado de um aumento do ângulo de passo das pás da turbina, que diminuem sua capacidade aerodinâmica rejeitando certa quantidade de potência disponível no vento. A Figura 5.16 (f) mostra a variável λ (Lambda) – que representa a razão entre a velocidade tangencial (ponta da pá da turbina) e a velocidade do vento.



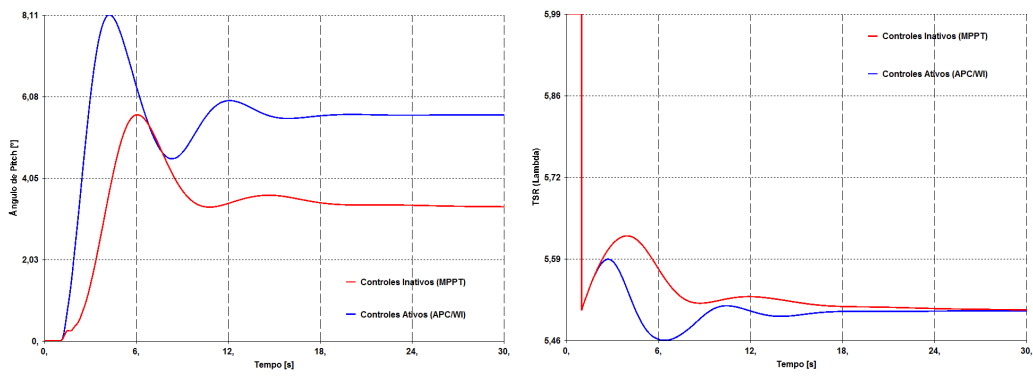
(a) Velocidade do Vento

(b) Frequência



(c) Potência Elétrica

(d) Coeficiente de Potência (C_p)



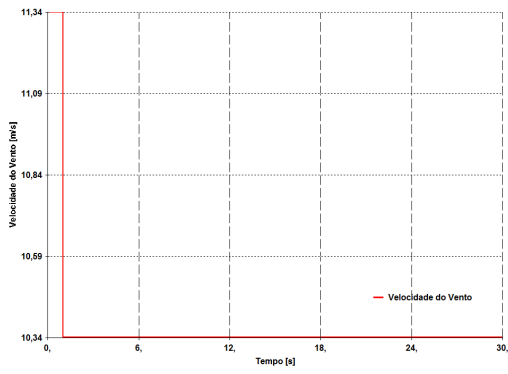
(e) Ângulo de Passo da Pá da Turbina (β)

(f) TSR - λ

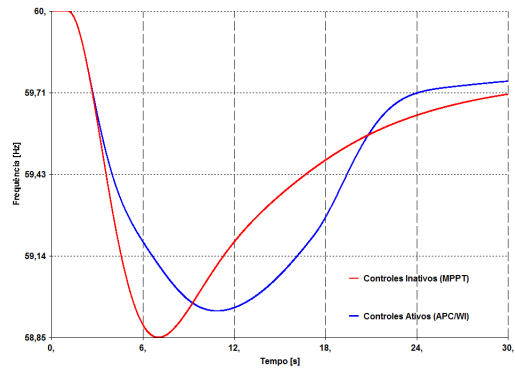
Figura 5.16: Degrau Positivo Unitário

Degrau Negativo Unitário Em seguida, foi realizada uma nova simulação dinâmica e, desta vez, envolveu uma diminuição da velocidade do vento. Foi considerado um evento do tipo degrau unitário aplicado a variável “VW” (velocidade do vento) do modelo, diminuindo em 1 m/s a velocidade do vento que chega a turbina eólica.

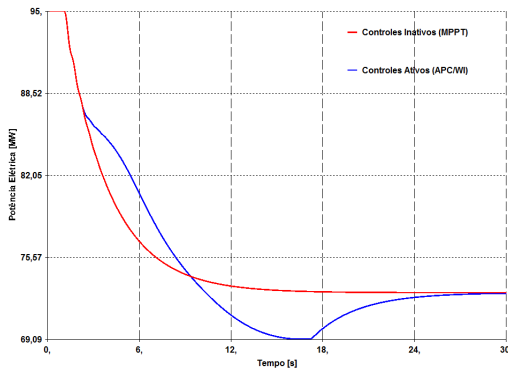
Os resultados são coerentes com os discutidos na simulação anterior. A Figura 5.17 (a) mostra o evento aplicado na simulação dinâmica. A Figura 5.17 (b) mostra a influência do evento sobre a frequência do sistema. Observa-se que os controles de regulação minimizam a subfrequência causada pela diminuição na velocidade do vento. A Figura 5.17 (c) mostra a potência elétrica injetada pela geração eólica no sistema. A diminuição da velocidade do vento diminui a potência disponível e propicia uma queda do despacho da central eólica até uma certa capacidade. Quando os controles de regulação estão ativos (APC/WI), a potência elétrica é modulada de forma a reduzir as oscilações de frequência. A Figura 5.17 (d) mostra o coeficiente de potência C_p . É possível observar que há um aumento deste coeficiente, principalmente no caso com os controles ativos, uma vez que há uma diminuição da velocidade do vento. A Figura 5.17 (e) mostra o ângulo de passo das pás da turbina. Observa-se que a diminuição da velocidade do vento não provoca variação do ângulo de passo das pás da turbina. Como a potência disponível no vento é reduzida, não há necessidade de uma alteração aerodinâmica no sentido de otimizar a operação da turbina. A Figura 5.17 (f) mostra a variável λ (Lambda) – que representa a razão entre a velocidade tangencial (ponta da pá da turbina) e a velocidade do vento. Neste caso, ao contrário da simulação anterior, o aumento se deve ao fato da diminuição da velocidade do vento.



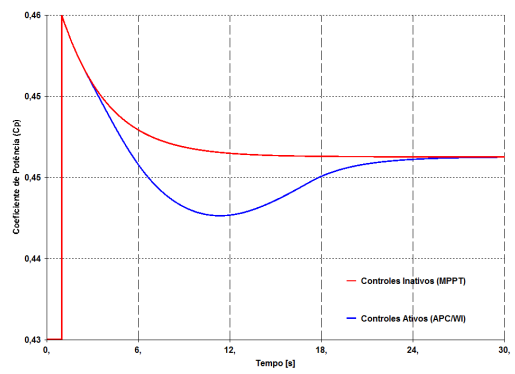
(a) Velocidade do Vento



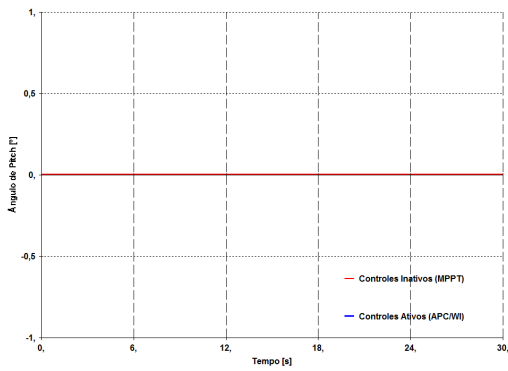
(b) Frequência



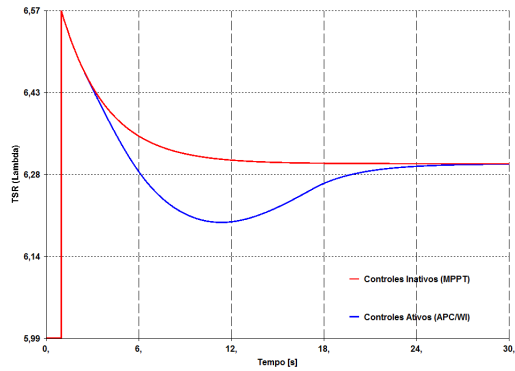
(c) Potência Elétrica



(d) Coeficiente de Potência (C_p)



(e) Ângulo de Passo da Pá da Turbina (β)



(f) TSR - λ

Figura 5.17: Degrau Negativo Unitário

5.2 Sistema Teste 2 - 9 Barras (WSCC)

5.2.1 Introdução

Outro caso estudado foi o sistema de teste WSCC 9 barras. Este caso representa uma simples aproximação do sistema WSCC para um sistema equivalente com 9 barras, três geradores convencionais e seis linhas de transmissão formando um anel em 230 kV, conforme Figura 5.18.

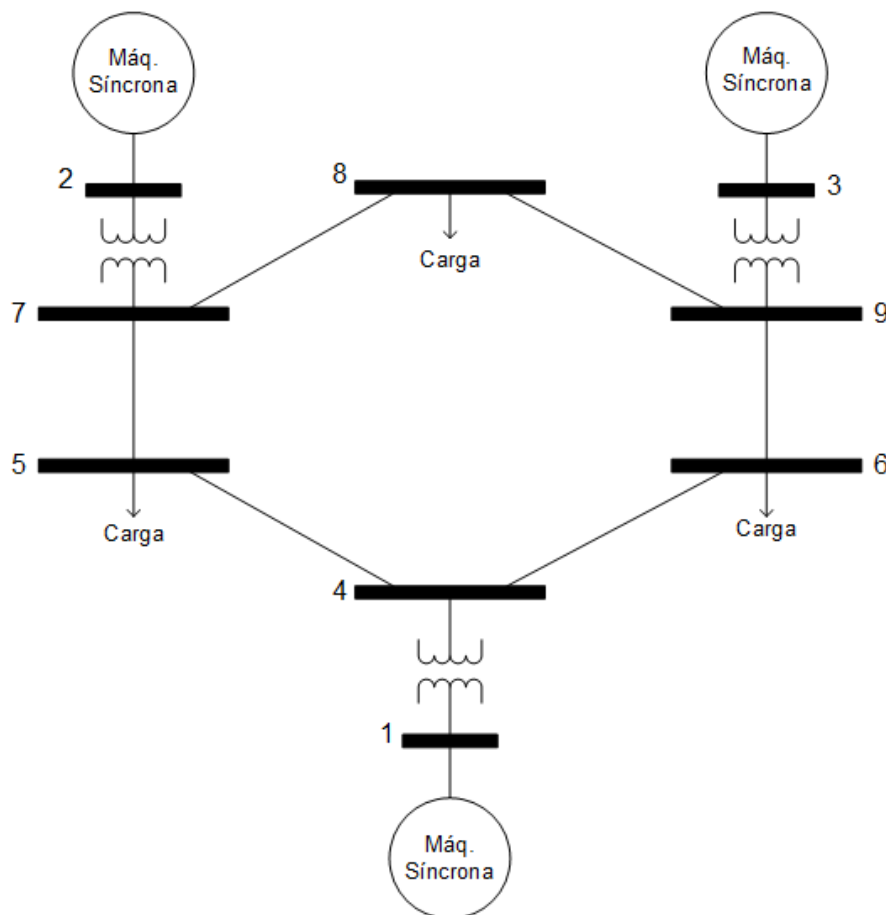


Figura 5.18: Sistema Teste WSCC 9 Barras

Este sistema elétrico possui uma característica interessante, que é a possibilidade de uma interpretação análoga ao Sistema Elétrico Brasileiro [28]. As Barras 1, 4 e 5 representariam o Sudeste/Centro-Oeste e Sul, as Barras 2, 7 e 8 representariam a região Norte e a região Nordeste poderia ser representada convenientemente pelas Barras 3, 6 e 9, conforme Figura 5.19.

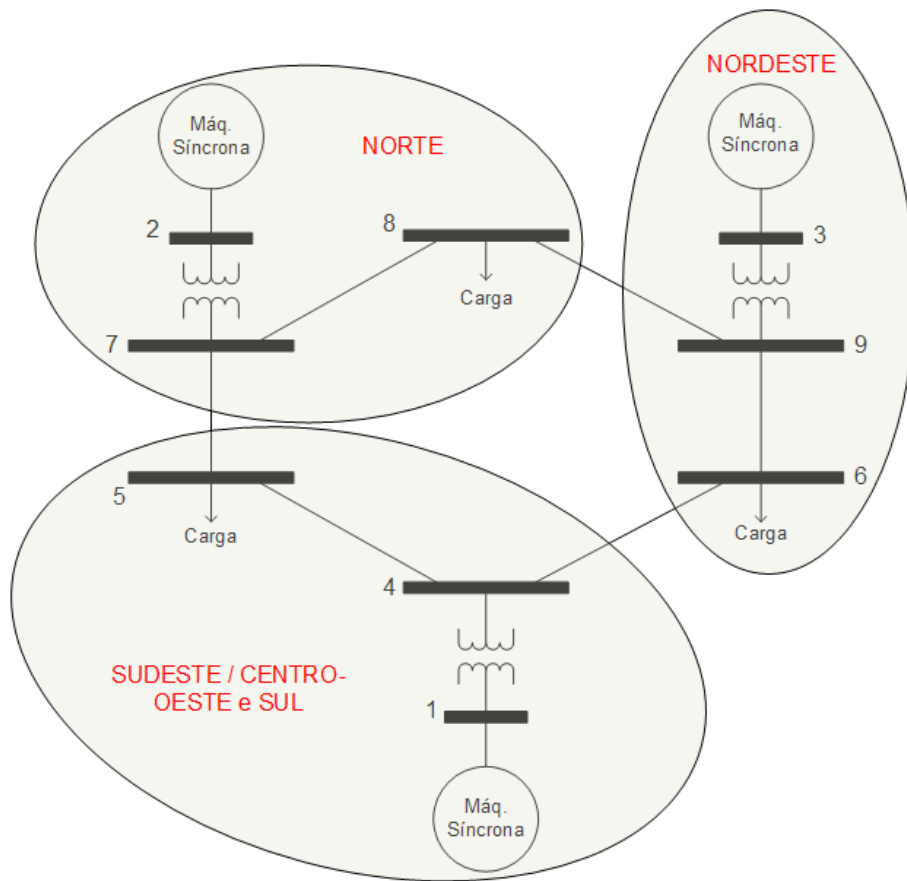


Figura 5.19: Analogia com o Sistema Interligado Nacional (SIN)

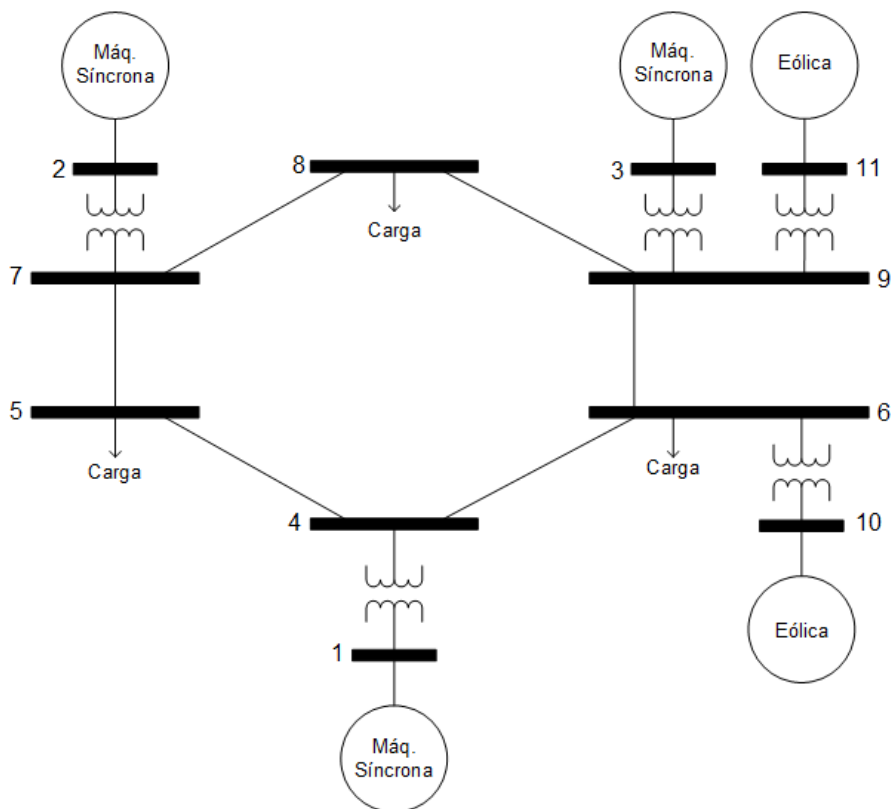


Figura 5.20: Inserção de Parques Eólicos no Nordeste

Em seguida, foi considerada a inserção de dois parques eólicos de 30 MW (19 unidades de 1,6 MW) nas Barras 10 e 11, conectados as Barras 6 e 9, respectivamente, conforme ilustra a Figura 5.20. Com a inserção dos parques eólicos, assume-se que há duas grandes regiões de geração eólica do Nordeste. Estas usinas eólicas foram inseridas na simulação de fluxo de potência com despacho de 80% da capacidade instalada, ou seja, 24 MW cada uma. A ligação dessas usinas à rede de transmissão se dá por transformadores, cuja impedância adotada foi de 10% na base dos mesmos.

5.2.2 Análise Elétrica em Regime Permanente

A Tabela 5.6 apresenta os dados de barra do sistema teste mencionado acima, utilizados como entrada do software ANAREDE. A Tabela 5.7 apresenta os dados de linha do sistema teste mencionado acima. Enquanto a Tabela 5.8 apresenta os dados dos transformadores do mesmo sistema.

Tabela 5.6: Dados de Barra / Geração / Carga

Dados de Entrada do ANAREDE								
Barra	Tipo	Tensão Base (kV)	V (p.u.)	Âng (°)	Geração Ativa (MW)	Geração Reativa (Mvar)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
1	PV	16,5	1,040	-	71,6	-	-	-
2	V θ	18,0	1,025	0,0	-	-	-	-
3	PV	13,8	1,040	-	65,0	-	-	-
4	PQ	230,0	-	-	-	-	-	-
5	PQ	230,0	-	-	-	-	125,0	50,0
6	PQ	230,0	-	-	-	-	90,0	30,0
7	PQ	230,0	-	-	-	-	-	-
8	PQ	230,0	-	-	-	-	100,0	35,0
9	PQ	230,0	-	-	-	-	-	-
10	PQ	0,6	-	-	24,0	0,0	-	-
11	PQ	0,6	-	-	24,0	0,0	-	-

Tabela 5.7: Dados das Linhas

Dados de Linhas (Base: 100 MVA)					
Barra DE	Barra PARA	Circuito	R (%)	X (%)	B (%)
4	5	1	1,0	8,5	17,6
4	6	1	1,7	9,2	15,8
5	7	1	3,2	16,1	30,6
6	9	1	3,9	17,0	35,8
7	8	1	0,85	7,2	14,9
8	9	1	1,19	10,08	20,9

Tabela 5.8: Dados dos Transformadores

Dados de Transformadores (Base: 100 MVA)					
Barra DE	Barra PARA	Circuito	R (%)	X (%)	Tap
1	4	1	-	5,76	1,0
2	7	1	-	6,25	1,0
3	9	1	-	5,86	1,0
6	10	1	-	28,5	1,0
9	11	1	-	28,5	1,0

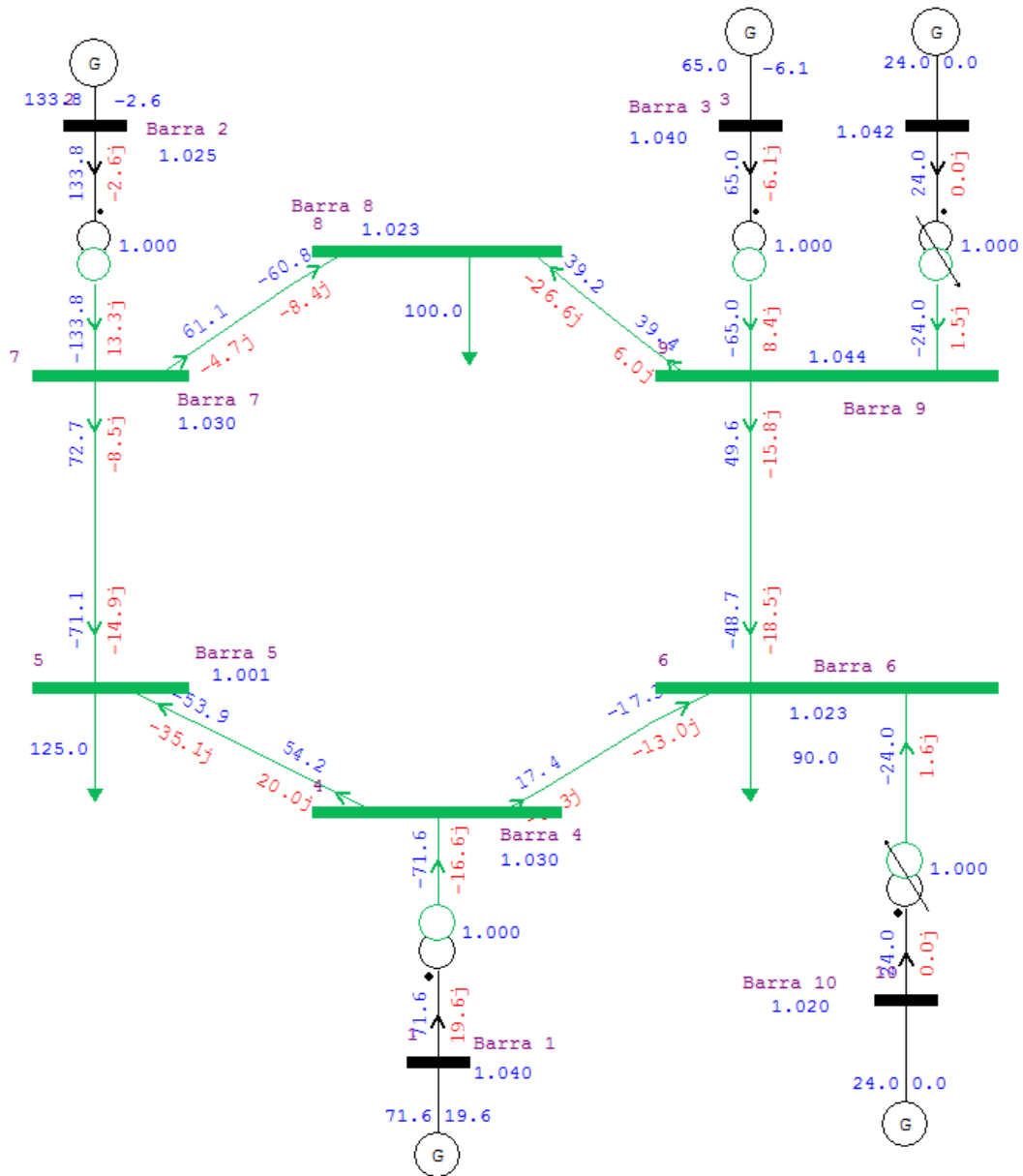


Figura 5.21: Simulação de Fluxo de Potência – Condição Inicial para as Simulações Dinâmicas

A Figura 5.21 e a Tabela 5.9 apresentam resumidamente o resultado da simulação de fluxo de potência dado pelo software. O ponto de operação em questão será chamado de Caso Base e será utilizado como condição inicial para as simulações dinâmicas realizadas na sequência deste trabalho.

Tabela 5.9: Resultados da Simulação de Fluxo de Potência

Dados da Simulação de Fluxo de Potência								
Barra	Tipo	Tensão Base (kV)	V (p.u.)	Âng (°)	Geração Ativa (MW)	Geração Reativa (Mvar)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
1	PV	16,5	1,040	2,87	71,6	19,57	-	-
2	V θ	18,0	1,025	9,2	133,8	-2,6	-	-
3	PV	13,8	1,040	6,31	65,0	-6,06	-	-
4	PQ	230,0	1,030	0,67	-	-	-	-
5	PQ	230,0	1,001	-1,7	-	-	125,0	50,0
6	PQ	230,0	1,023	-0,1	-	-	90,0	30,0
7	PQ	230,0	1,030	4,65	-	-	-	-
8	PQ	230,0	1,023	2,28	-	-	100,0	35,0
9	PQ	230,0	1,044	4,3	-	-	-	-
10	PQ	0,6	1,020	3,6	24,0	0,0	-	-
11	PQ	0,6	1,023	7,7	24,0	0,0	-	-

5.2.3 Análise Dinâmica

Esta seção do trabalho apresenta as simulações dinâmicas realizadas no Sistema Teste proposto. Neste sistema foram realizados alguns testes, como por exemplo, aumento/diminuição de carga, perda de geração e ilhamento – com o intuito de observar o desempenho dinâmico do modelo de geração eólica com participação na regulação de frequência do sistema. Os resultados encontram-se nas seções subsequentes e são indicadas algumas grandezas que auxiliam a observação das principais características do modelo em questão.

Aumento de Carga

A primeira simulação de impacto da geração eólica na regulação de frequência, realizada no sistema WSCC, envolveu a aplicação de um degrau de 50% sobre a carga

da Barra 5. A Figura 5.22 apresenta a excursão da frequência frente ao aumento de carga no sistema, tanto para o caso da geração eólica com os controles de regulação de frequência inativos (MPPT) quanto para o caso dos controles ativos (APC/WI). É possível notar que, com os controles de regulação ativos, há uma leve melhoria no desempenho dinâmico do sistema, com um afundamento de frequência reduzido.

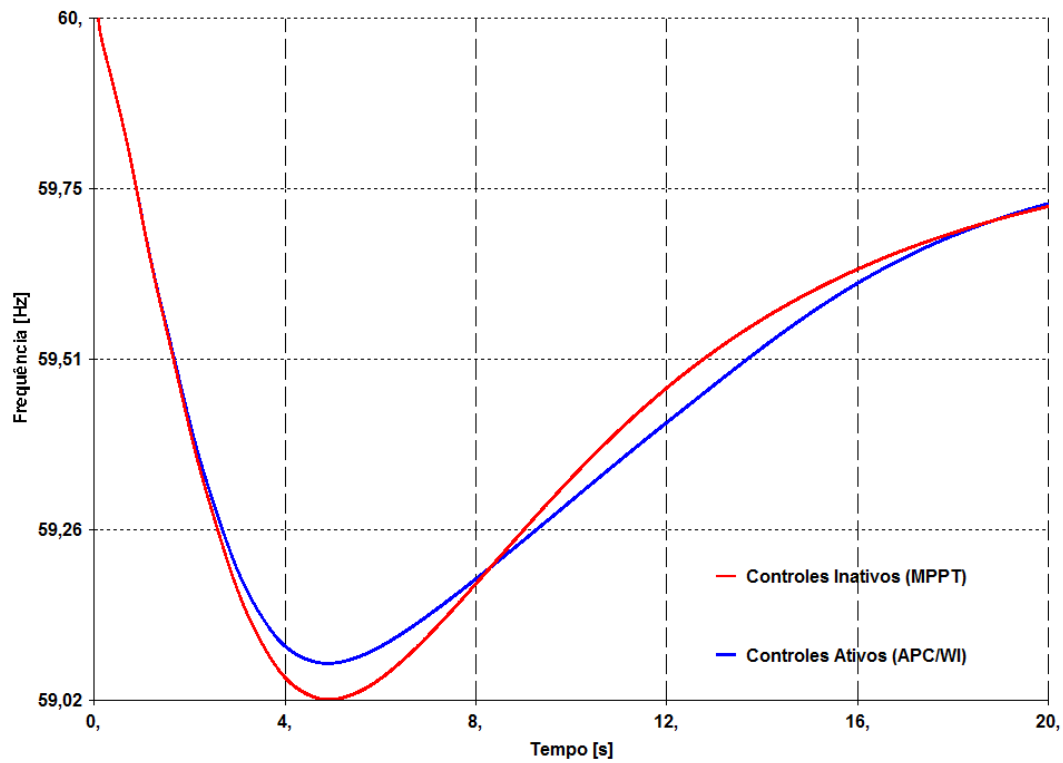


Figura 5.22: Frequência – Aumento de Carga

A Figura 5.23 apresenta a potência elétrica gerada pelo parque eólico frente ao aumento de carga no sistema. Observa-se que, quando os controles de regulação estão inativos (MPPT), a potência gerada permanece em 24 MW, conforme a condição inicial da análise de fluxo de potência. Assim, o parque não contribui com injeção adicional de potência para auxiliar a regulação de frequência. Já para a simulação com os controles ativos, nota-se uma injeção adicional da ordem 1,5 MW por parte do parque eólico, nos primeiros segundos após o evento.

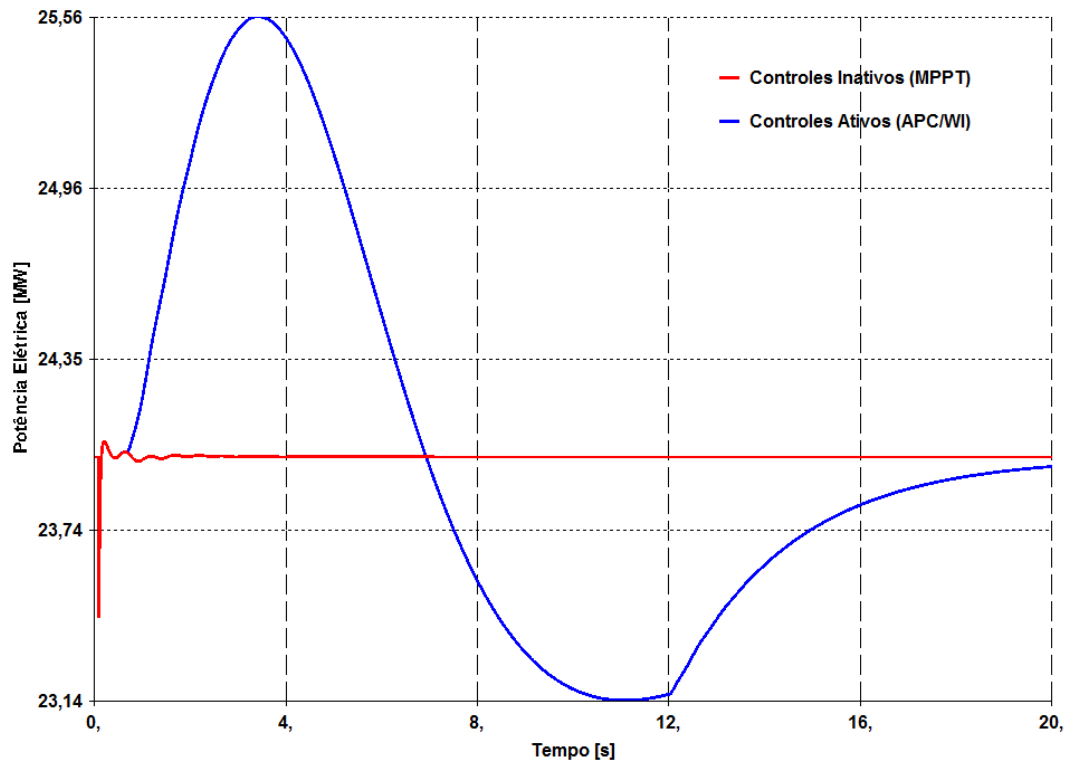


Figura 5.23: Potência Elétrica – Aumento de Carga

A Figura 5.24 apresenta a velocidade do gerador frente ao aumento de carga no sistema. É possível observar o período onde os aerogeradores perdem energia cinética e, na sequência, o período de recuperação da mesma. Em regime permanente, tanto a potência elétrica quanto a potência mecânica, tendem a reestabelecer sua condição inicial proveniente do caso de fluxo de potência, anterior a aplicação do evento. Desta forma, a velocidade do gerador também tende a retornar a seu valor nominal, no caso, 1,2 p.u.

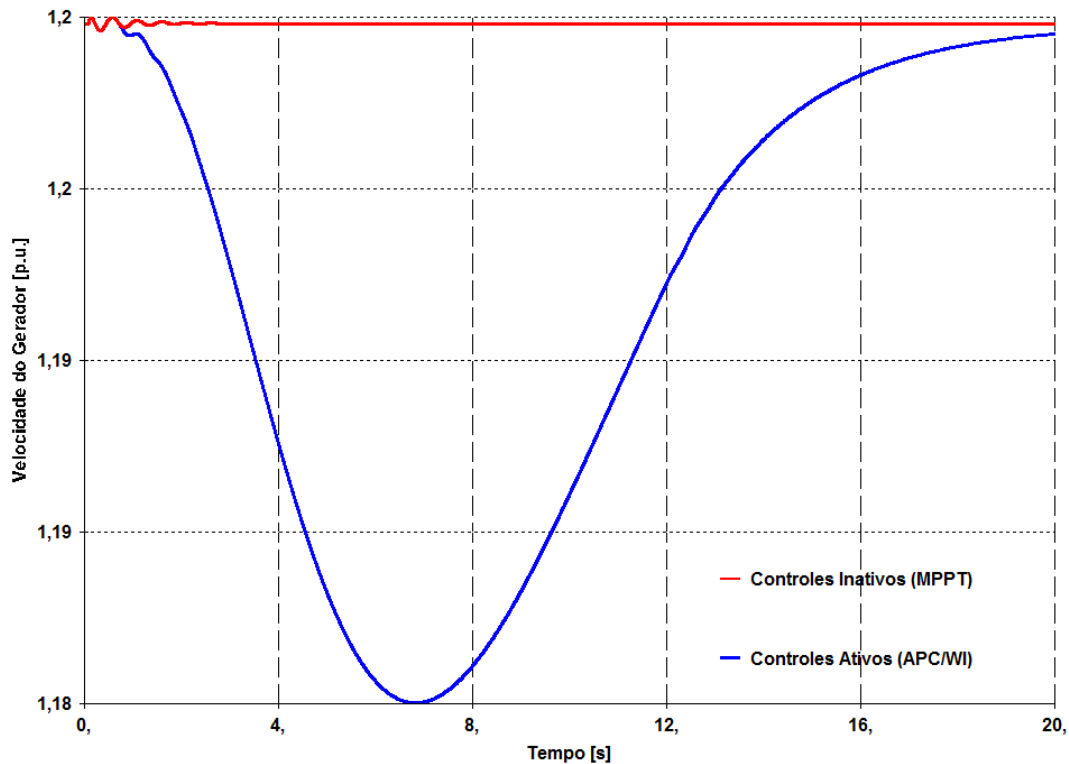
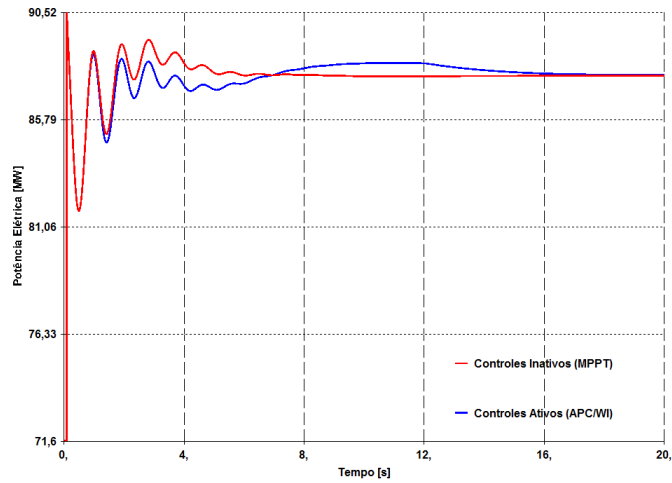
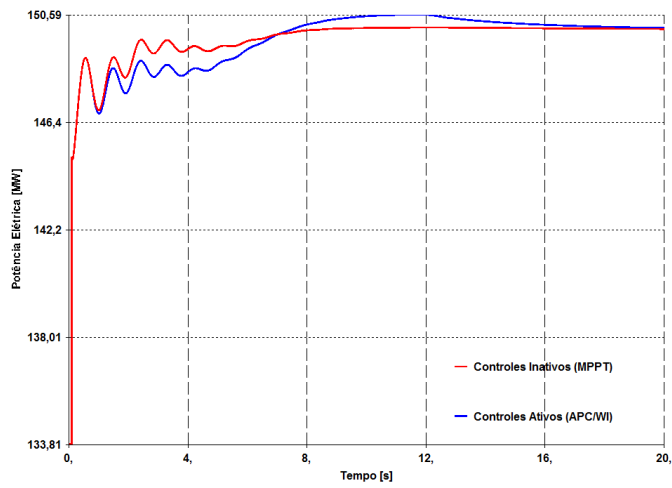


Figura 5.24: Velocidade do Gerador – Aumento de Carga

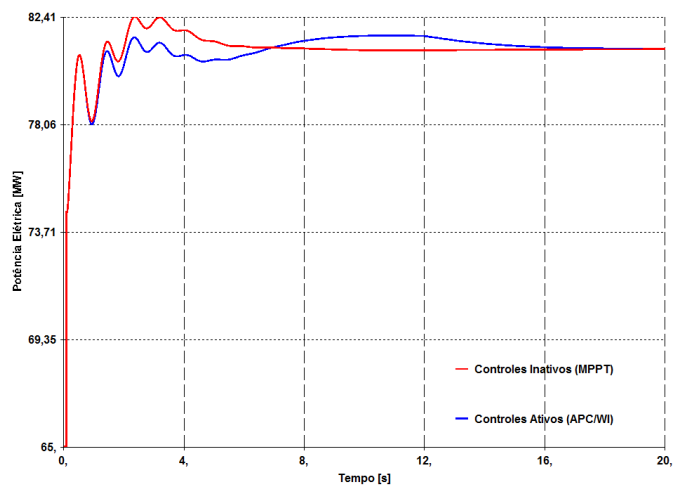
Os controles de regulação de frequência tem um importante papel no sentido de permitir uma contribuição de uma injeção adicional de potência ativa nos instantes seguintes a ocorrência de uma perturbação no sistema. Entretanto, após este período inicial, como mostrado anteriormente, os controles atuam de forma a restabelecer tanto a potência ativa quanto a velocidade dos aerogeradores. Desta forma, neste período de recuperação dos aerogeradores, nota-se um aumento da contribuição de potência ativa por parte dos geradores síncronos de forma a garantir o balanço carga-geração e, portanto, o controle de frequência. A Figura 5.25 apresenta a injeção de potência ativa por parte dos geradores síncronos frente ao aumento de carga no sistema. No caso da simulação considerando os controles de regulação ativos, evidencia-se o aumento da contribuição dos geradores síncronos no período de recuperação dos aerogeradores.



(a) Gerador Síncrono - Barra 1



(b) Gerador Síncrono - Barra 2



(c) Gerador Síncrono - Barra 3

Figura 5.25: Potência Ativa dos Geradores Síncronos – Aumento de Carga

Diminuição de Carga

Em seguida, foi feita uma nova simulação dinâmica, sendo que desta vez o evento aplicado envolveu a diminuição em 50% da carga total da Barra 5. Novamente, nos resultados são mostradas comparações dos resultados das simulações considerando ou não a atuação dos controles de regulação de frequência.

A Figura 5.26 apresenta a excursão da frequência frente à diminuição de carga no sistema, tanto para o caso da geração eólica com os controles de regulação de frequência inativos (MPPT) quanto para o caso dos controles ativos (APC/WI). Novamente, é possível notar que, com os controles de regulação ativos, há uma leve melhoria no desempenho dinâmico do sistema.

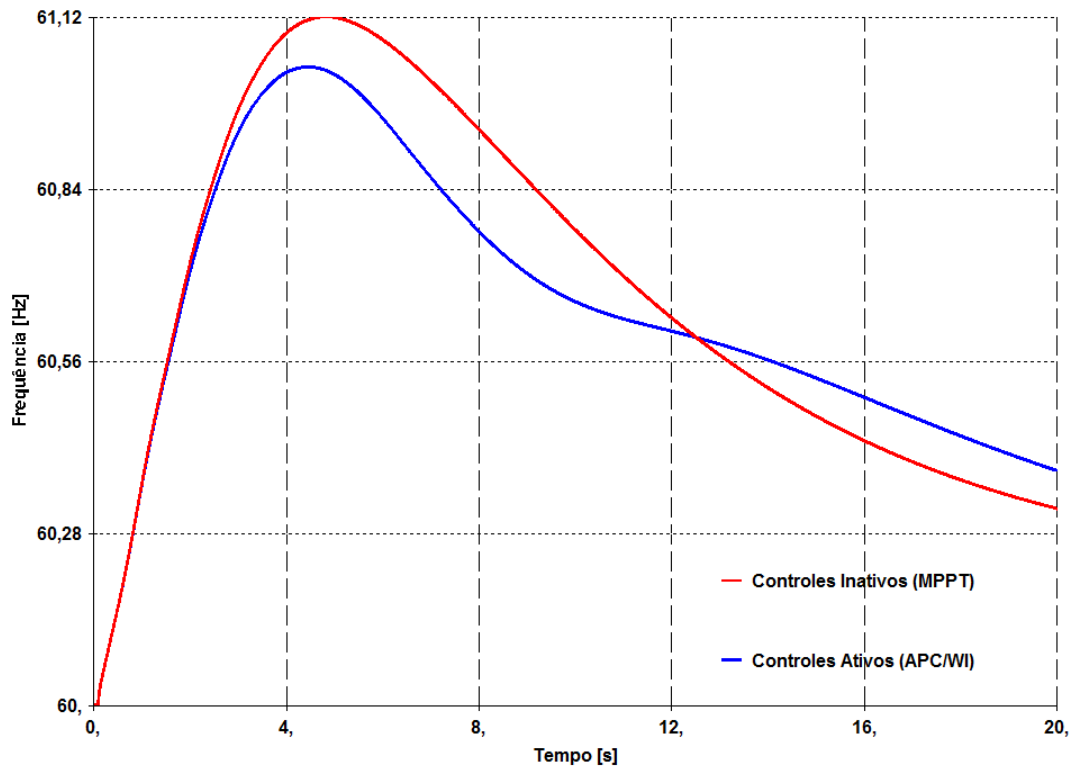


Figura 5.26: Frequência – Diminuição de Carga

A Figura 5.27 apresenta a potência elétrica gerada pelo parque eólico frente à diminuição de carga no sistema. Observa-se que, quando os controles de regulação estão inativos (MPPT), a potência gerada permanece em 24 MW, conforme a condição inicial da análise de fluxo de potência. Assim, o parque não contribui com a regulação de frequência. Já para a simulação com os controles de regulação

ativos, é possível observar a redução na ordem de potência dos aerogeradores. Em regime permanente, a potência elétrica gerada tende a reestabelecer sua condição inicial, neste caso, 24 MW.

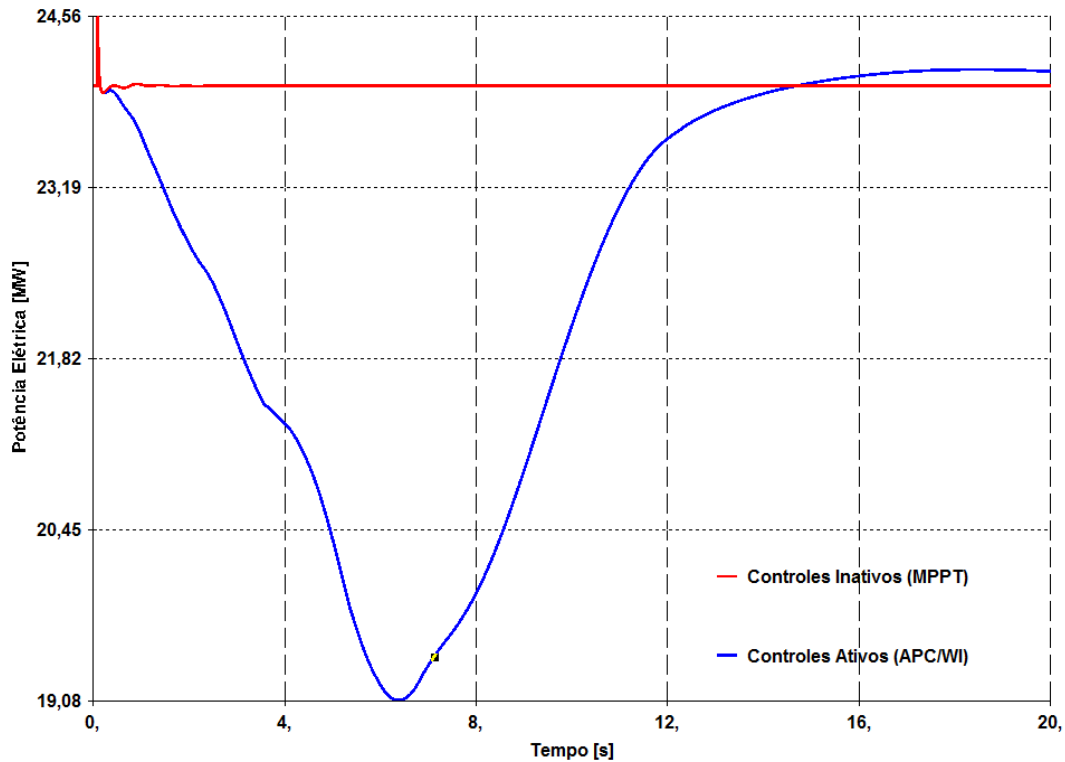


Figura 5.27: Potência Elétrica – Diminuição de Carga

A Figura 5.28 apresenta a velocidade do gerador frente à diminuição de carga no sistema. É possível observar que inicialmente os geradores eólicos diminuem sua injeção no sistema, absorvendo a energia na forma cinética. Assim, a velocidade do gerador sofre um aumento durante os primeiros segundos após o evento. Na sequência, no período de restauração da injeção de potência por parte dos geradores eólicos, ocorre uma perda de energia cinética e, portanto, a velocidade do gerador tende a restabelecer a condição inicial.

A Figura 5.29 mostra o ângulo de passo das pás da turbina. Observa-se que a diminuição de carga no sistema e a consequente diminuição temporária de injeção por parte dos geradores eólicos, faz com o controle de passo da turbina atue, diminuindo sua capacidade aerodinâmica e, portanto, rejeitando certa quantidade de potência disponível no vento.

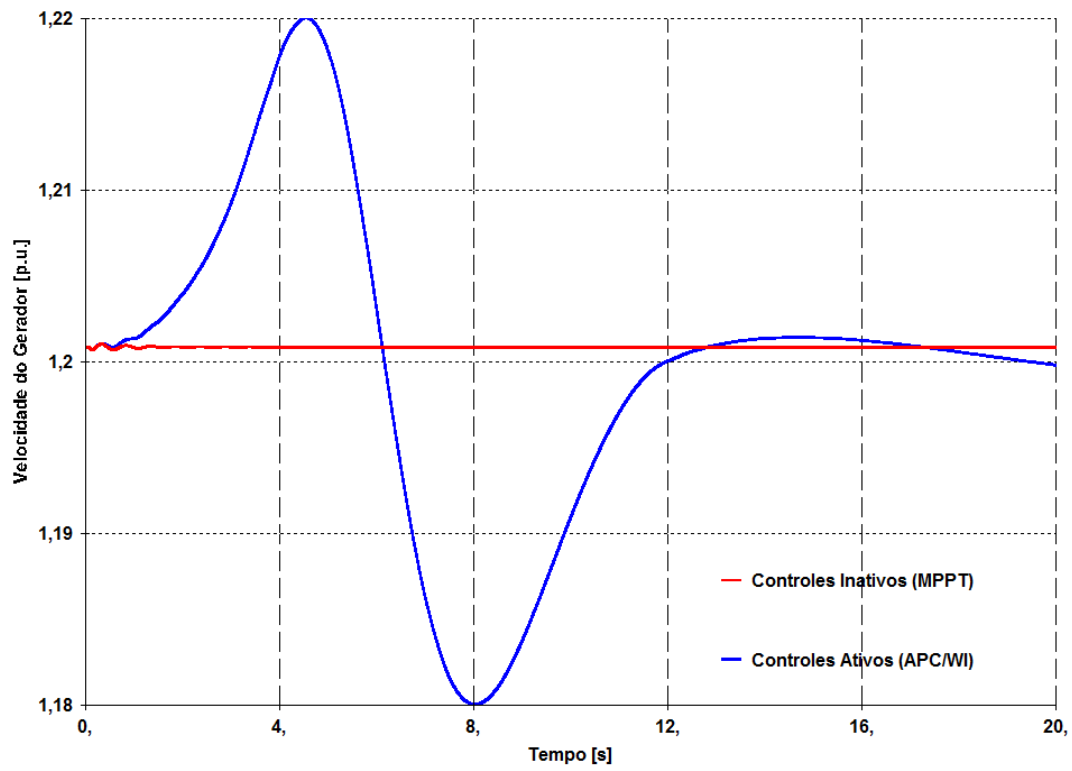


Figura 5.28: Velocidade do Gerador – Diminuição de Carga

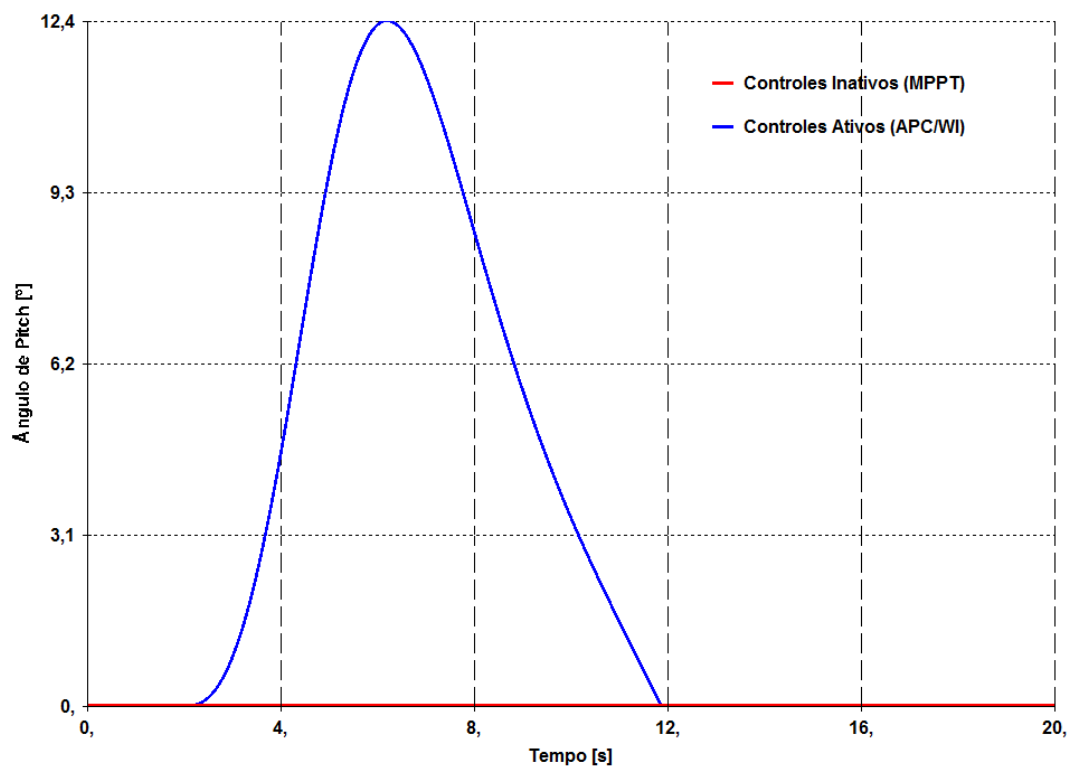


Figura 5.29: Ângulo de passo das pás da turbina – Diminuição de Carga

Perda de Geração

Em outra simulação dinâmica, realizou-se um estudo de perda de geração, no qual foram avaliados os impactos dos casos considerando ou não a atuação dos controles de regulação de frequência. Na presente análise, o evento considerado envolveu a perda do gerador síncrono conectado à Barra 2 do Sistema Teste, representando a perda de aproximadamente 20% da geração do mesmo.

A Figura 5.30 apresenta a excursão da frequência frente à perda de geração no sistema, tanto para o caso da geração eólica com os controles de regulação de frequência inativos (MPPT) quanto para o caso dos controles ativos (APC/WI). Novamente, é possível notar que o recurso de regulação de frequência provoca uma melhoria na resposta dinâmica do sistema.

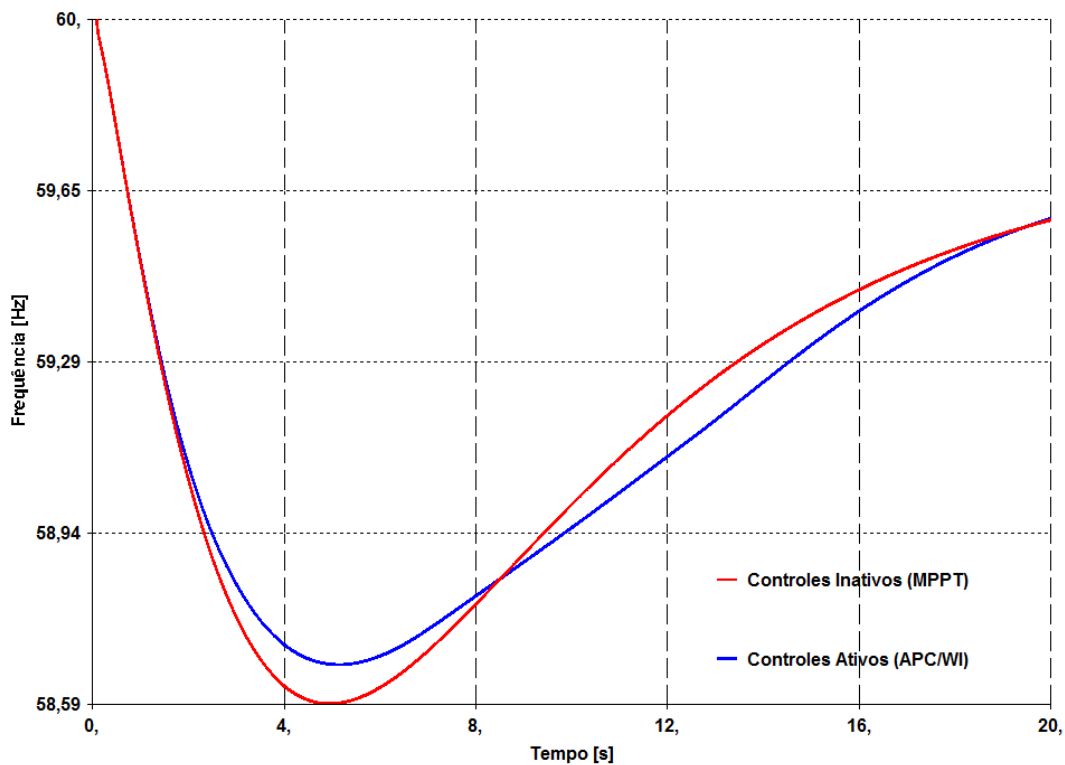


Figura 5.30: Frequência – Perda de Geração

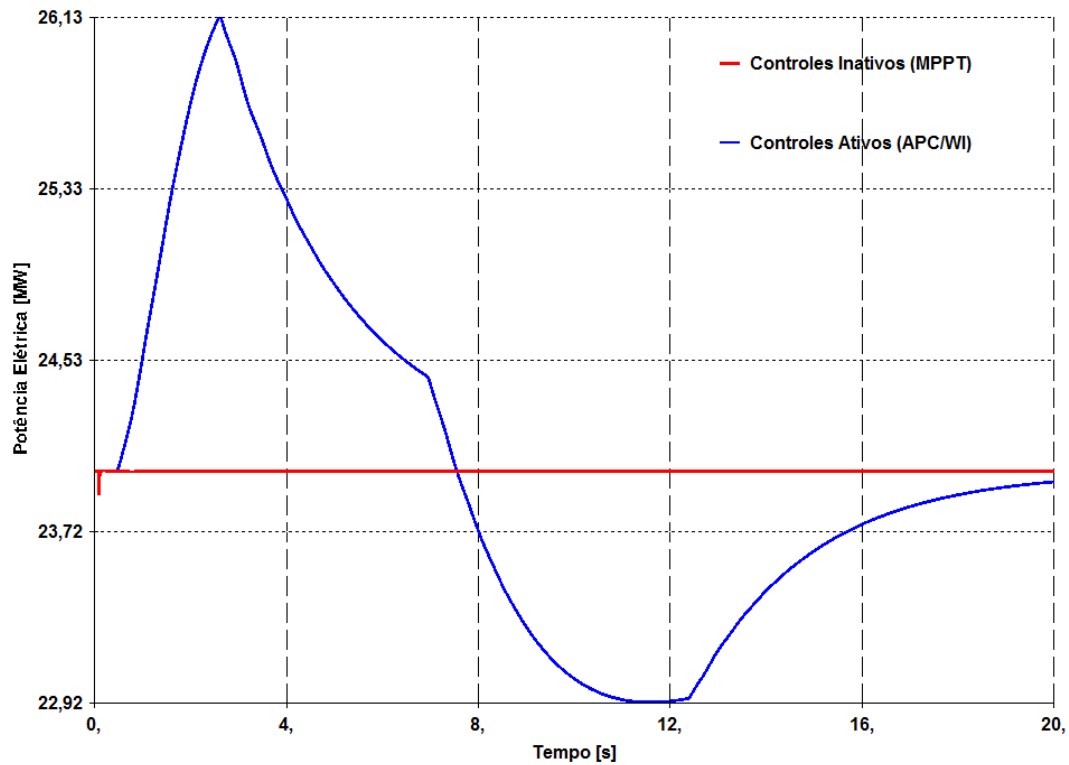


Figura 5.31: Potência Elétrica – Perda de Geração

A Figura 5.31 apresenta a potência elétrica gerada pelos parques eólicos frente à perda de geração. Observa-se que, quando os controles de regulação estão inativos (MPPT), a potência gerada permanece em 24 MW, conforme a condição inicial proveniente da análise de fluxo de potência. Assim, o parque não contribui com injeção adicional de potência para auxiliar a regulação de frequência. Já para a simulação com os controles ativos, nota-se uma injeção adicional de pouco mais de 2 MW por parte do parque eólico, nos primeiros segundos após o evento.

A Figura 5.32 apresenta a velocidade do gerador frente à perda de geração no sistema. Novamente, é possível observar o período onde os aerogeradores aumentam a injeção de potência no sistema e, com isso, perdem energia cinética. Em regime permanente, a potência elétrica tende a reestabelecer sua condição inicial proveniente do caso de fluxo de potência, anterior a aplicação do evento. Desta forma, a velocidade do gerador tende a retornar a seu valor nominal, no caso, 1,2 p.u.

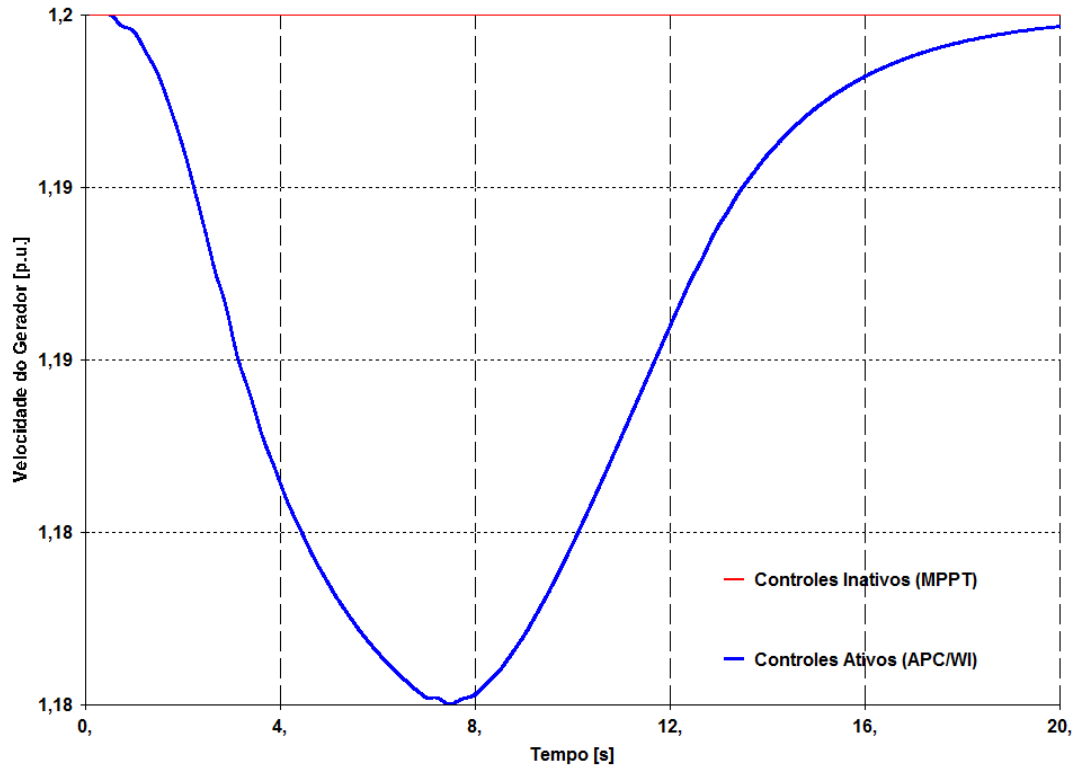


Figura 5.32: Velocidade do Gerador – Perda de Geração

Ilhamento

Nesta seção foi dada sequência às simulações dinâmicas e, desta vez, foram estudados os efeitos do controle de regulação de frequência frente a uma perturbação de ilhamento de sistemas. Na presente análise, a perturbação considerada consiste na separação do subsistema Nordeste do restante do sistema, simulado por intermédio da abertura das interligações Norte – Nordeste e Sudeste – Nordeste, conforme Figura 5.33.

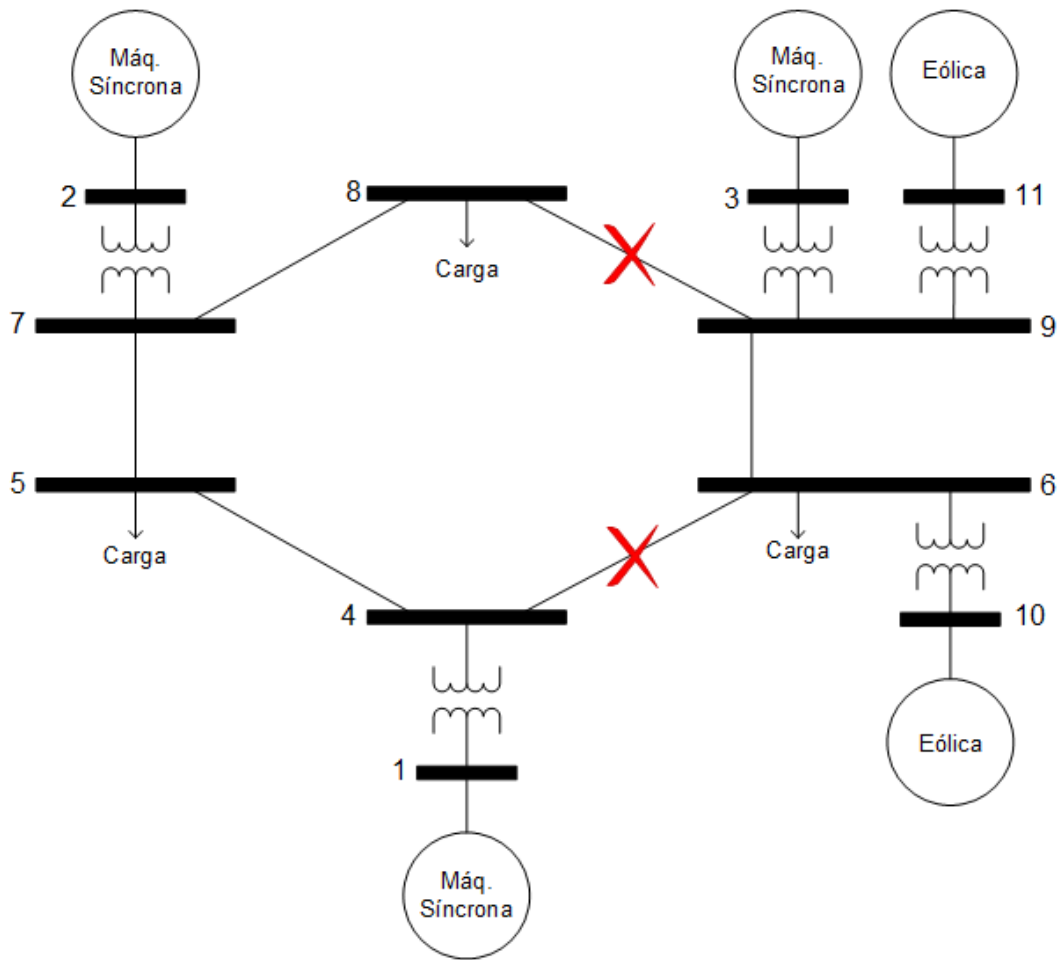


Figura 5.33: Abertura das Interligações – Ilhamento da região Nordeste

O subsistema Nordeste ilhado, mostrado na Figura 5.34, conta com uma fonte de geração convencional, ou seja, uma fonte do tipo máquina síncrona, além de dois parques eólicos. Nas simulações foram estudados os casos considerando ou não a atuação dos controles de regulação de frequência. Além disso, para realizar tais simulações, foi necessário realizar um redespacho no caso de fluxo de potência, de forma a provocar um intercâmbio de potência no sentido da região Nordeste, criando um caso Nordeste Importador. Assim, após a aplicação do evento, o subsistema Nordeste sofreu uma subfrequência caracterizada pelo déficit de potência provocado pela abertura das interligações.

NORDESTE

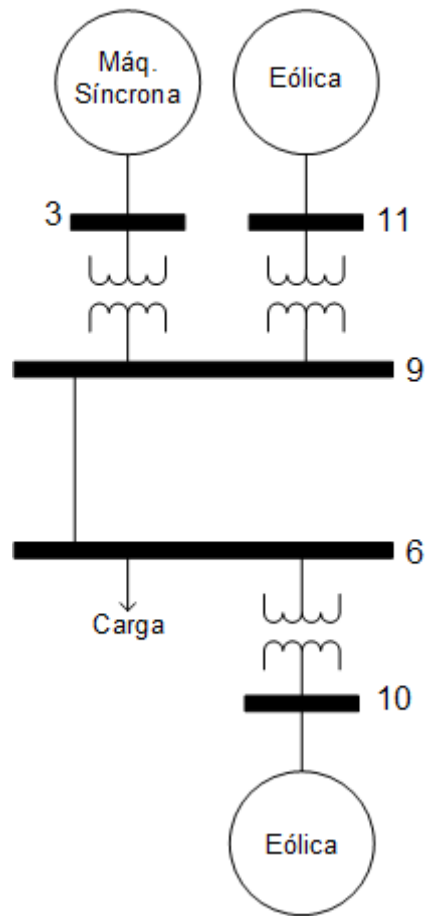


Figura 5.34: Sistema Nordeste Ilhado

A Figura 5.35 apresenta a excursão da frequência do subsistema Nordeste frente à abertura das interligações do sistema, tanto para o caso da geração eólica com os controles de regulação de frequência inativos (MPPT) quanto para o caso dos controles ativos (APC/WI). É possível notar que, com os controles de regulação ativos, há uma leve melhoria no desempenho dinâmico do sistema, com um afundamento de frequência reduzido.

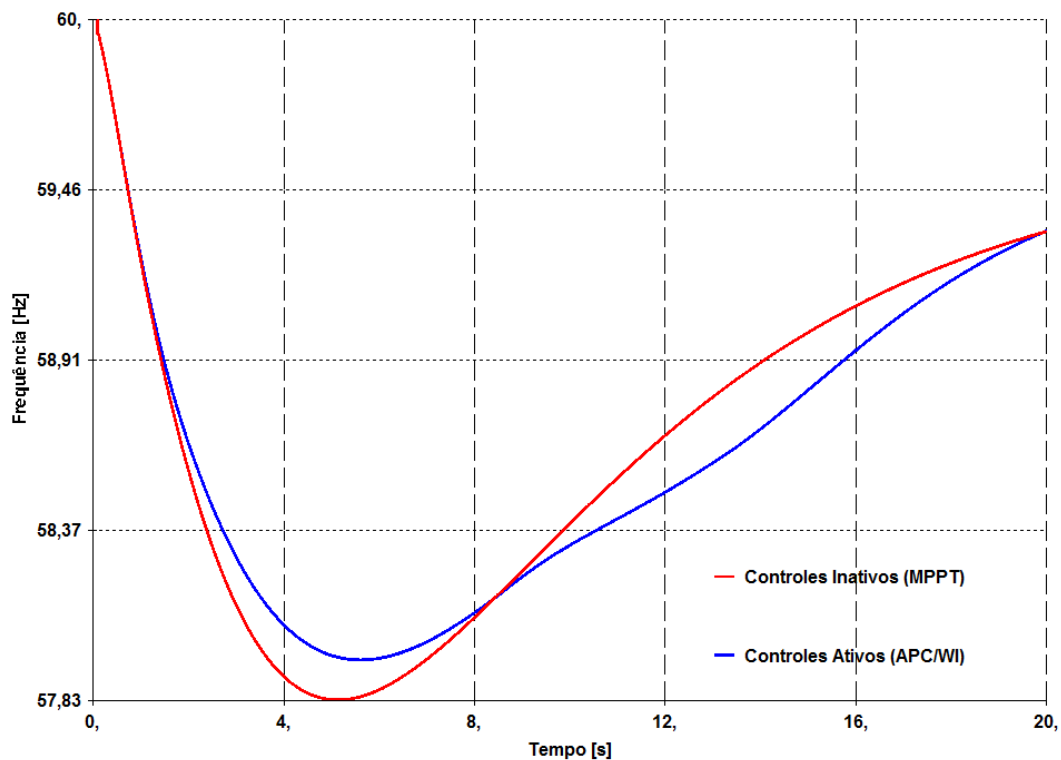


Figura 5.35: Frequência Subsistema Nordeste – Ilhamento

Além disso, vale lembrar que, como recurso emergencial para recuperação do equilíbrio carga-geração após grandes perturbações, o subsistema Nordeste conta com o ERAC, acionado tanto pela taxa de variação da frequência como pelo seu valor absoluto e escalonado para executar cortes de carga progressivos em até cinco estágios.

Extrapolando o sistema análogo para a realidade do SIN e considerando a aplicação do ERAC, as simulações para as situações com os controles de regulação de frequência inativos e com os controles ativos, mostram que a taxa de variação de frequência não seria suficiente para determinar a atuação do ERAC. Por outro lado, para o caso com os controles inativos, seria sensibilizado o primeiro estágio por valor absoluto de frequência, ajustado em 57,9 Hz, resultando no corte de 6% da carga da região Nordeste. A simulação do caso com os controles de regulação de frequência ativos mostra que o recurso consegue fazer com que a frequência não atinja o valor de 57,9 Hz e, com isso, o corte de carga seja evitado.

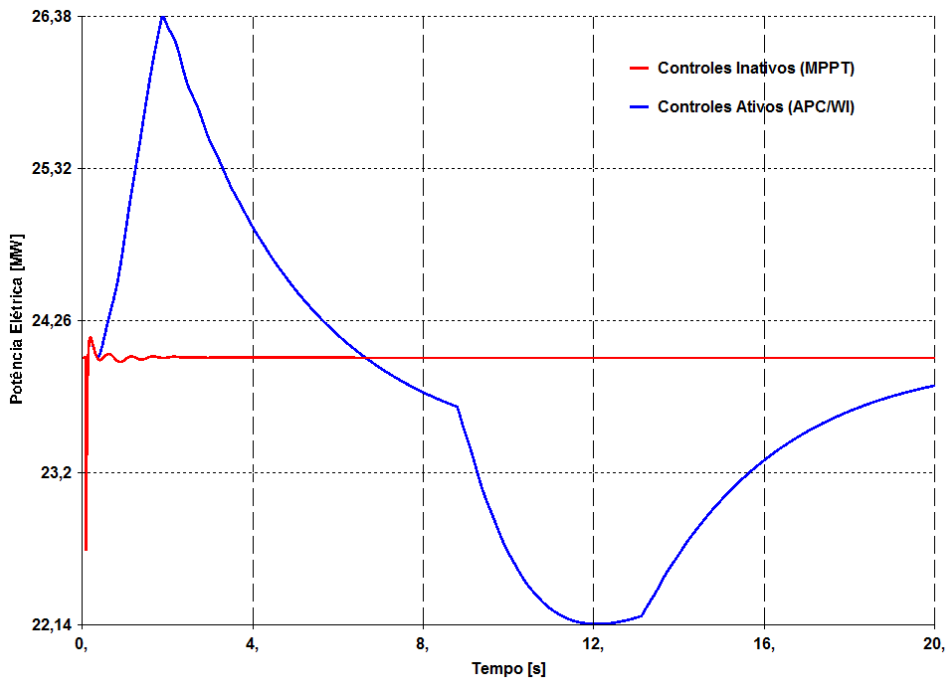


Figura 5.36: Potência Elétrica do Parque Eólico – Ilhamento

A Figura 5.36 apresenta a potência elétrica gerada pelos parques eólicos frente ao ilhamento do subsistema Nordeste. Novamente, observa-se que, quando os controles de regulação estão inativos (MPPT), a potência gerada permanece em 24 MW, conforme a condição inicial da análise de fluxo de potência. Assim, o parque não contribui com a regulação de frequência. Já para a simulação com os controles de regulação ativos, é possível observar um aumento na ordem de potência dos aerogeradores nos primeiros segundos após a ocorrência da perturbação, compensando temporariamente o déficit de potência provocado pela abertura das interligações. Em regime permanente, a potência elétrica gerada tende a reestabelecer sua condição inicial, neste caso, 24 MW.

A Figura 5.37 apresenta a velocidade do gerador frente ao ilhamento do subsistema Nordeste. Novamente, é possível observar o período onde os aerogeradores aumentam a injeção de potência no sistema e, com isso, perdem energia cinética. Em regime permanente, a potência elétrica tende a reestabelecer sua condição inicial proveniente do caso de fluxo de potência, anterior a aplicação do evento. Desta forma, a velocidade do gerador tende a retornar a seu valor nominal, no caso, 1,2 p.u.

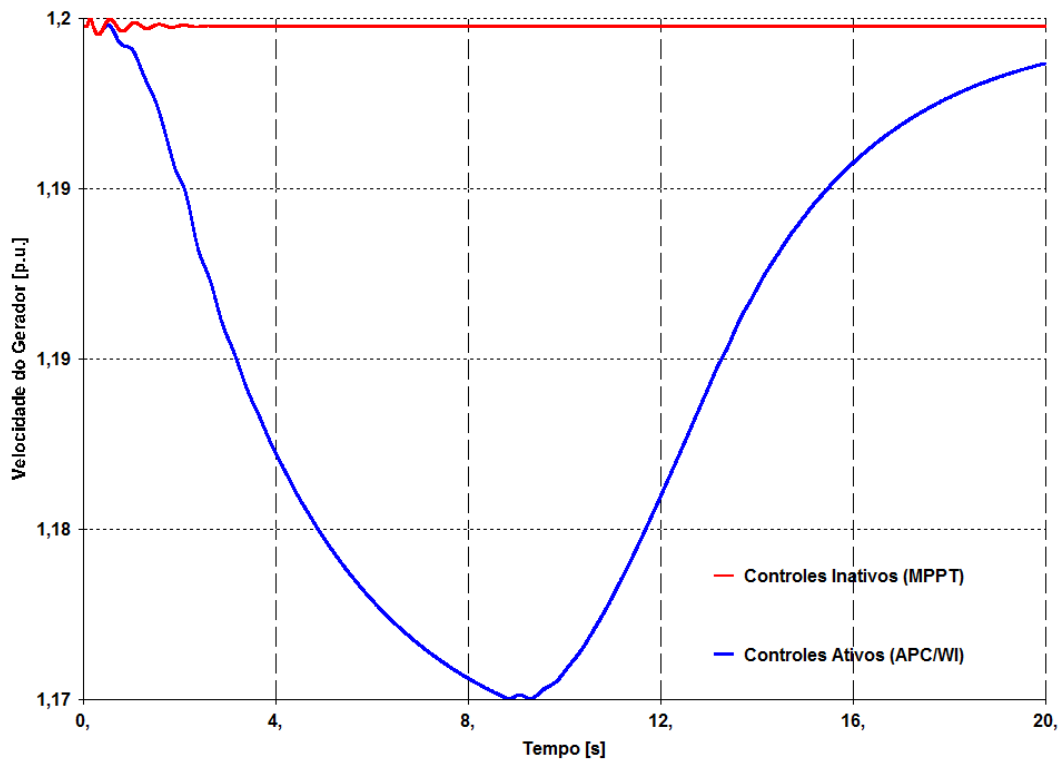


Figura 5.37: Velocidade do Gerador Eólico – Ilhamento

Análise de Sensibilidade

Por fim, realizou-se um estudo de análise de sensibilidade, nos mesmos moldes da análise feita no Sistema Teste 1 (GE). O estudo avaliou os impactos da variação da inércia do sistema, ou seja, os impactos da penetração de geração eólica no sistema. Para tal, foi feita uma variação no número de máquinas síncronas do sistema. Novamente, nos resultados são mostradas comparações dos resultados das simulações considerando ou não a atuação dos controles em análise.

O evento utilizado nas simulações foi um degrau de 50% aplicado sobre a carga da Barra 5. Em cada uma das simulações foi considerado um número diferente de máquinas síncronas. As Figuras 5.38 e 5.39 apresentam a frequência elétrica do sistema, considerando os controles de regulação inativos (MPPT) e ativos (APC/WI), respectivamente.

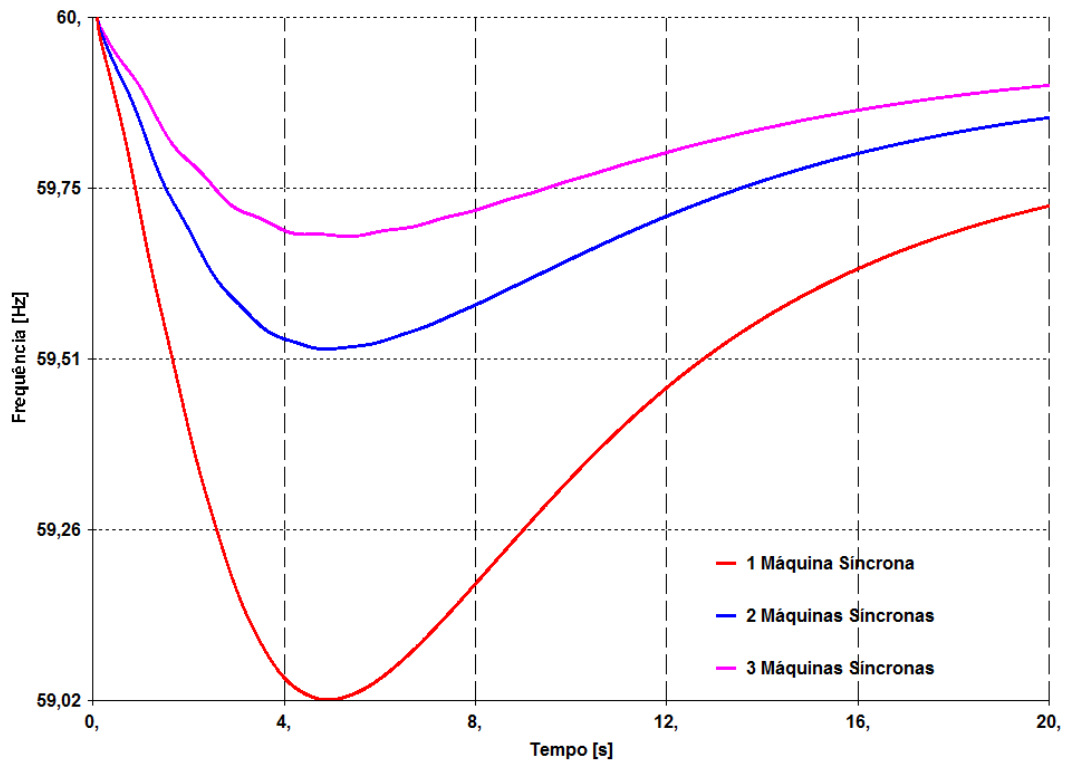


Figura 5.38: Frequência – Análise de Sensibilidade – Controles de Regulação Inativos (MPPT)

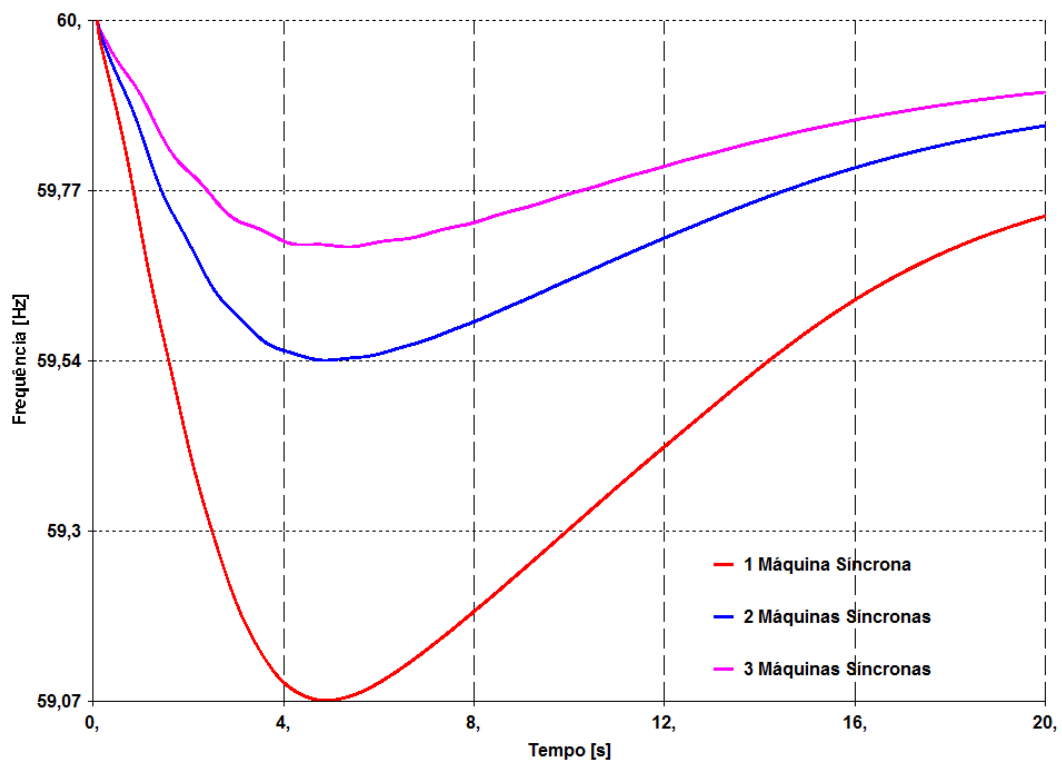
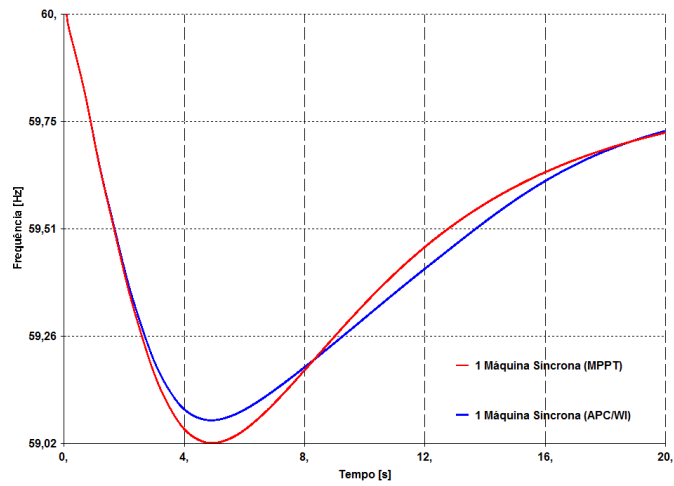


Figura 5.39: Frequência – Análise de Sensibilidade – Controles de Regulação Ativos (APC/WI)

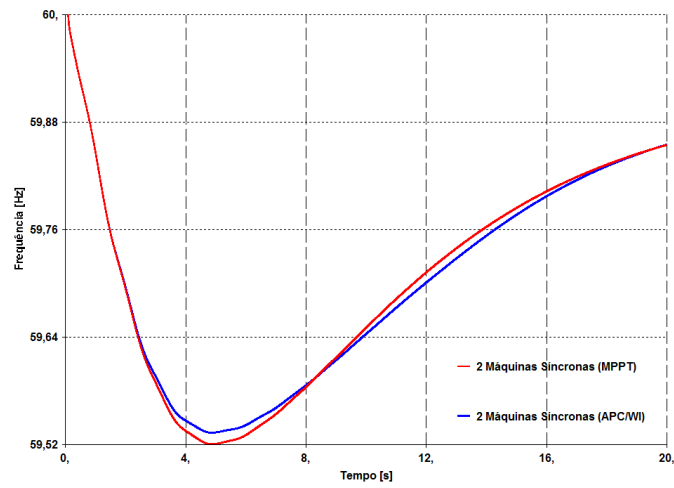
Tabela 5.10: Resumo dos Resultados – Análise de Sensibilidade

Nº Máquinas Síncronas	Nadir Frequência (Hz) [MPPT]	Nadir Frequência (Hz) [APC/WI]	Diferença (Hz)
1 Máquina Síncrona	59,02	59,07	0,05
2 Máquinas Síncronas	59,52	59,53	0,01
3 Máquinas Síncronas	59,68	59,69	0,01

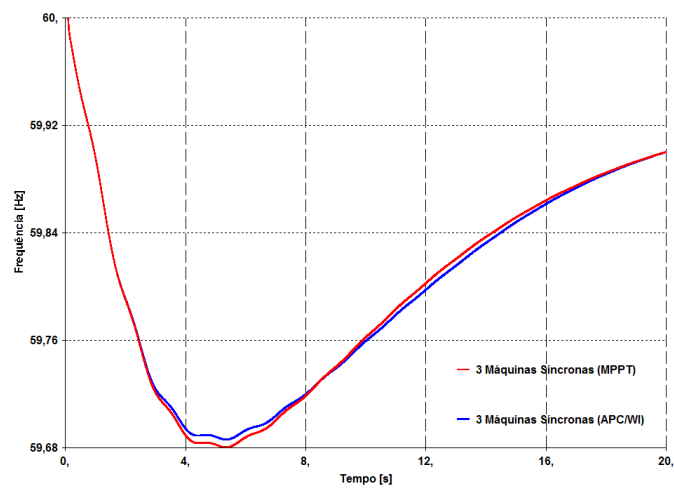
Novamente, os resultados apresentados na Figura 5.40 e na Tabela 5.10 mostram que, para um aumento no número de máquinas síncronas, temos um aumento considerável da inércia do sistema. Desta forma, há uma redução no afundamento da frequência do sistema. Quando os controles de regulação se encontram ativos, a geração eólica contribui ainda mais para uma redução de tal afundamento de frequência. Além disso, com o aumento no número de máquinas síncronas, há uma consequente diminuição da penetração de geração eólica no sistema. Assim, nota-se uma menor influência dos controles de regulação de frequência.



(a) 1 Máquina Síncrona



(b) 2 Máquinas Síncronas



(c) 3 Máquinas Síncronas

Figura 5.40: Frequência – Análise de Sensibilidade

5.3 Sistema Teste 3 - Sistema Interligado Nacional (SIN)

5.3.1 Caso Base

Por fim, concluindo a série de testes realizados com o intuito de observar os impactos da adoção dos modelos de controle de regulação de frequência por parte dos geradores eólicos, foi realizado um teste em um caso real do Sistema Interligado Nacional (SIN), mostrado na Figura 5.41. Foi utilizado como Caso Base, o caso de eólicas presente na Base de Dados do Operador Nacional do Sistema (ONS) referente a Fevereiro de 2016.

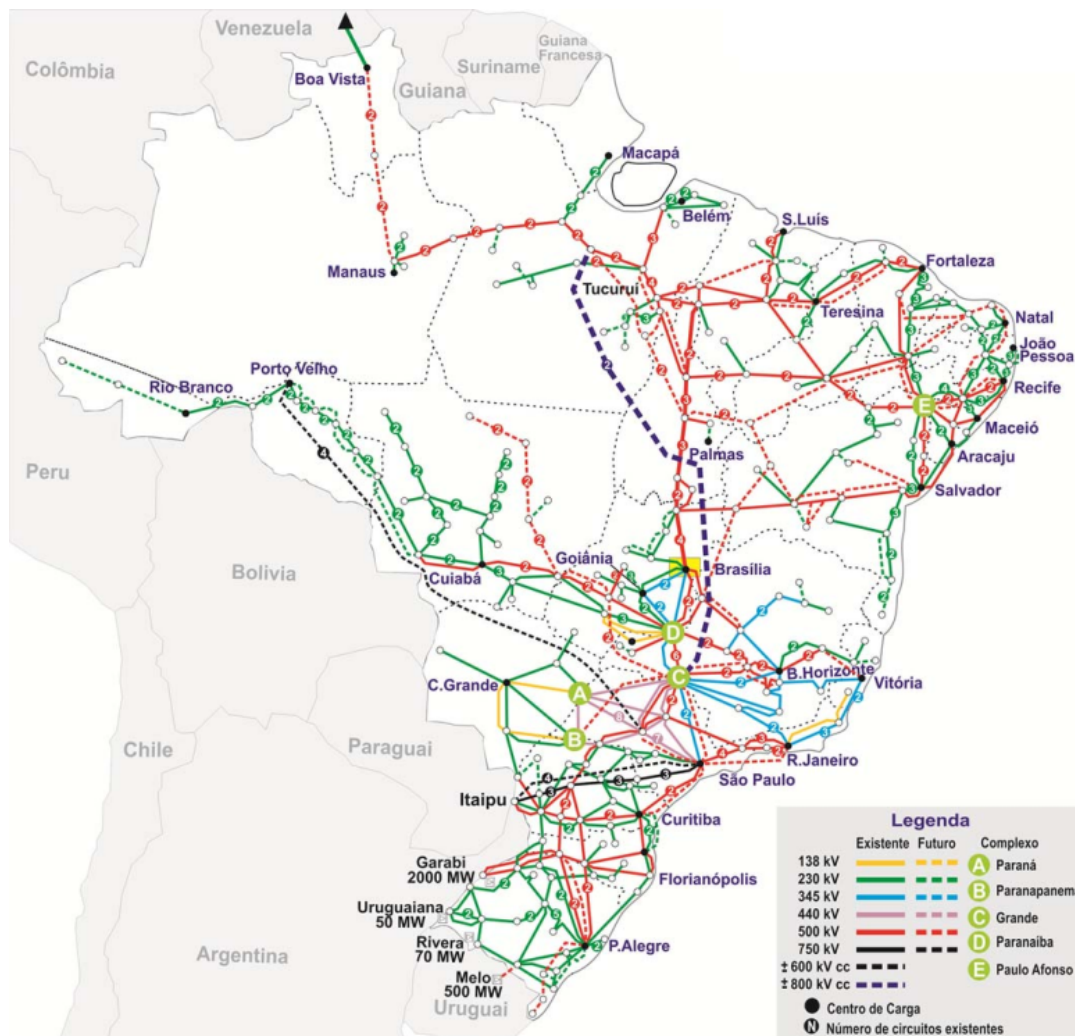


Figura 5.41: Diagrama do Sistema Interligado Nacional (Fonte: PDE 2024)

Diversos estudos mostram que a região Nordeste apresenta um elevado potencial eólico, representando mais da metade do potencial eólico estimado para o Brasil, conforme mostra a Figura 5.42. Este fato justifica a crescente instalação de empreendimentos eólicos na região Nordeste nos últimos anos. O Caso Base utilizado nas simulações, apresentadas na sequência, conta com uma carga de aproximadamente 80 GW. A geração eólica do Nordeste representa aproximadamente 4,25% da carga total do sistema, totalizando aproximadamente 3,4 GW.

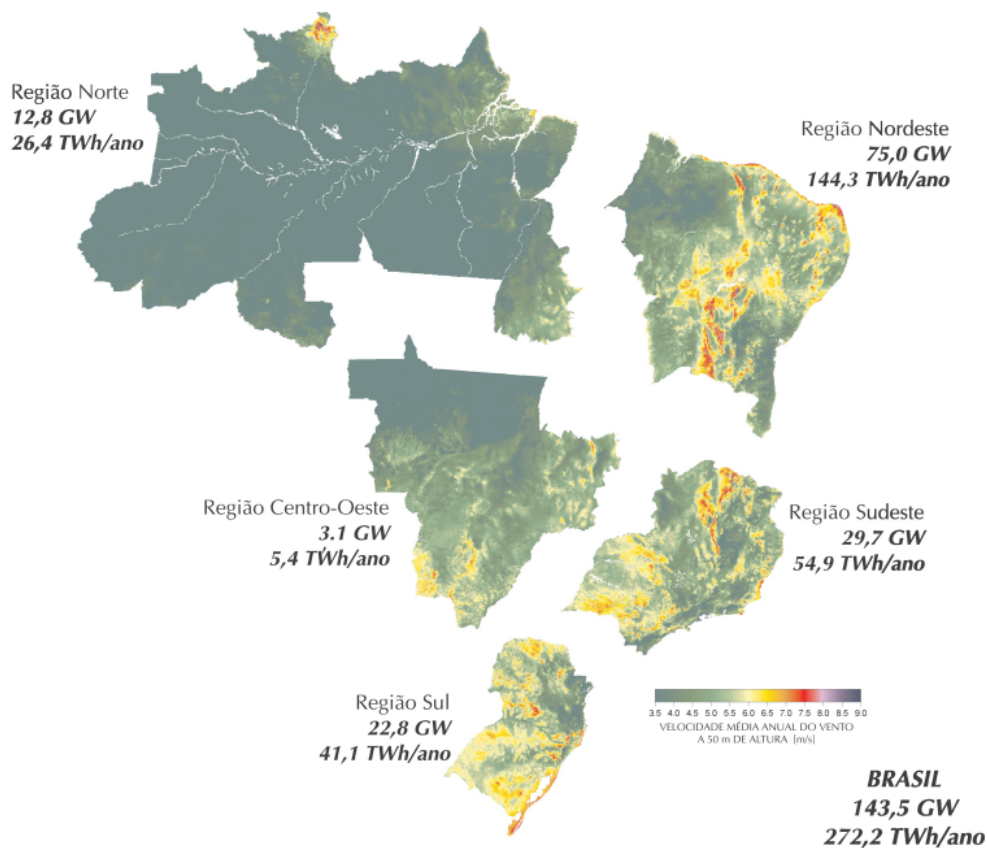


Figura 5.42: Potencial Eólico Brasileiro (Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro [4])

Para realizar as simulações de impacto dos modelos de controle de regulação de frequência, foi necessário alterar os modelos originais das plantas de geração eólica presentes na Base de Dados de Estabilidade / Transitórios Eletromecânicos do ONS, substituindo-os pelo modelo analisado neste trabalho, que conta com tais recursos de regulação. Na presente análise, a perturbação considerada consiste na perda de um grande bloco de geração do sistema, totalizando 1400 MW.

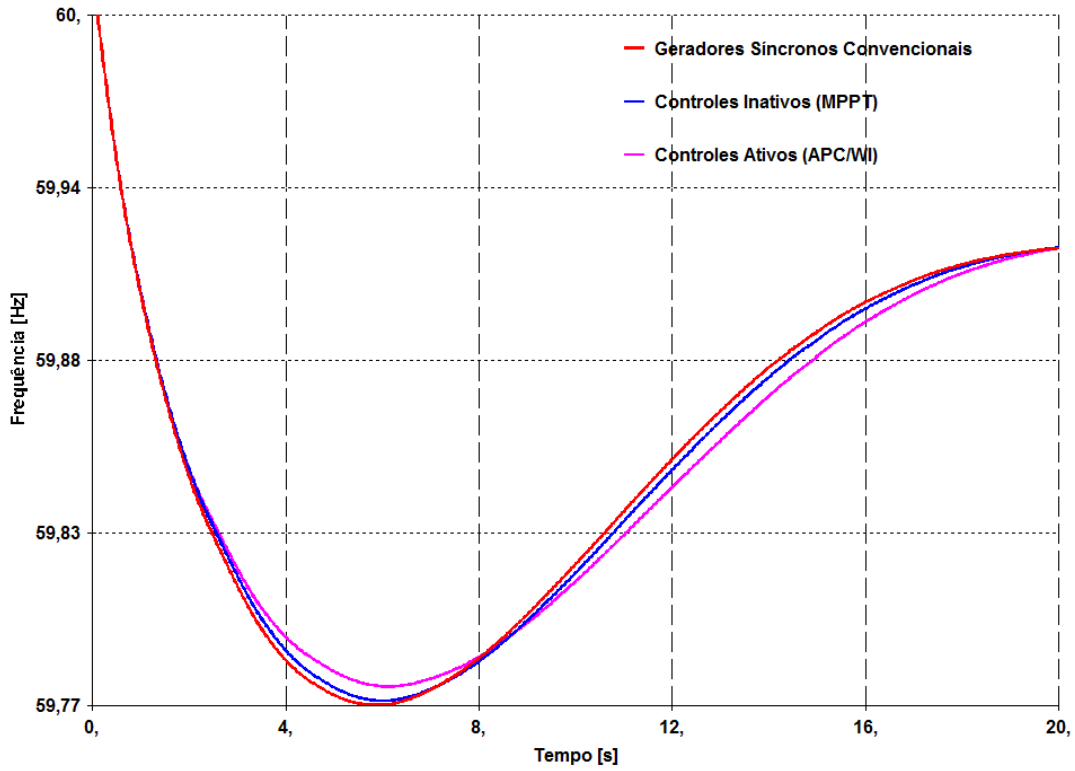


Figura 5.43: Frequência – Perda de Geração no SIN – Caso Base

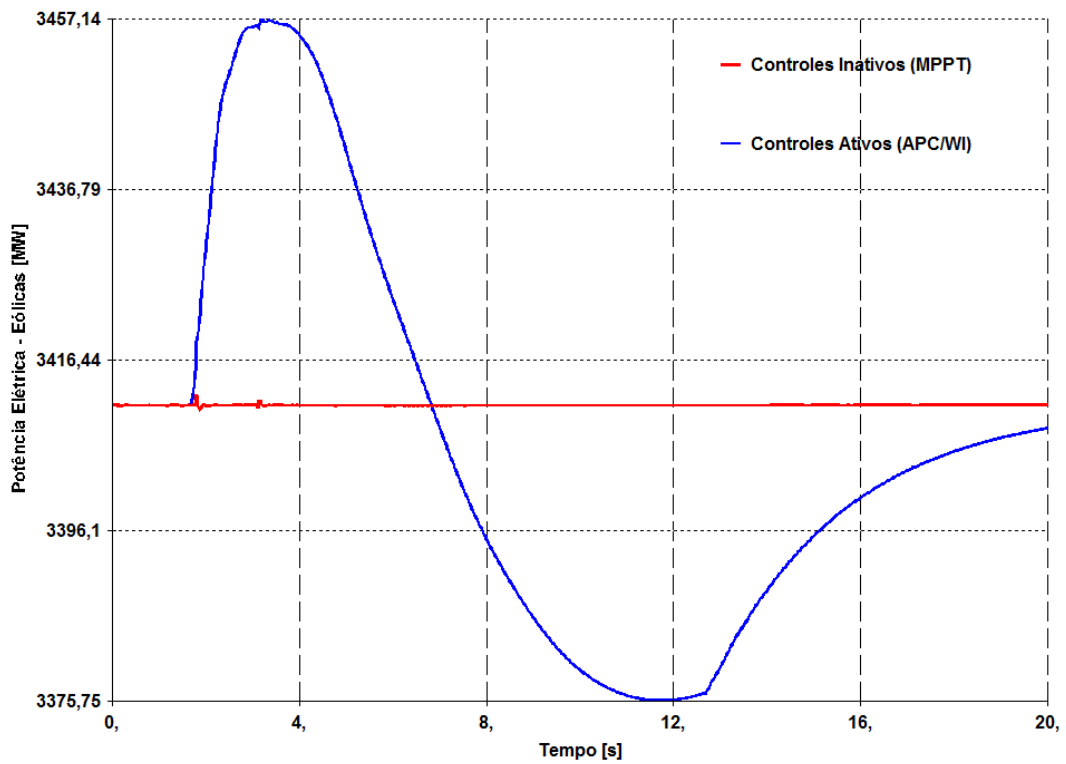


Figura 5.44: Potência Elétrica Eólicas – Perda de Geração no SIN – Caso Base

A Figura 5.43 apresenta a excursão de frequência frente ao evento de perda de geração no SIN. Vale ressaltar que, a predominância de geração convencional no SIN, através de máquinas síncronas com reguladores de velocidade de alto desempenho, faz com que a frequência seja rapidamente recuperada frente este tipo de perturbação. Entretanto, apesar da penetração de geração eólica no SIN ainda ser relativamente pequena – algo em torno de 4% – é possível observar uma melhoria provocada pelos controles de regulação de frequência no desempenho dinâmico e, portanto, a ocorrência de um menor afundamento da frequência (nadir) para o caso com os controles ativos.

Na simulação dinâmica, a geração eólica numa condição de máxima extração de energia (MPPT) opera injetando uma certa quantidade constante de potência ativa. Quando consideram-se apenas as dinâmicas dos geradores síncronos convencionais, a geração eólica é considerada uma fonte de potência constante. Portanto, para o caso no qual a geração eólica opera com os controles inativos (MPPT), observa-se um afundamento de frequência semelhante ao caso onde são consideradas apenas as dinâmicas associadas à geração síncrona convencional, conforme mostra a Figura 5.43.

A Figura 5.44 apresenta a injeção de potência elétrica no SIN por parte dos diversos parques de geração eólica, frente ao evento de perda de geração no SIN. É possível observar, no caso dos controles ativos, uma injeção adicional de potência ativa nos primeiros segundos que sucedem a aplicação do evento. Tal injeção adicional é determinante para o processo de balanço carga-geração e, portanto, para o restabelecimento da frequência do sistema após a perturbação. Observa-se ainda que, para o caso dos controles inativos, a geração eólica permanece inalterada e, desta forma, não há uma contribuição por parte da geração eólica para o restabelecimento e a regulação da frequência.

5.3.2 Caso com Aumento da Penetração de Geração Eólica (10%)

Em seguida, baseado na tendência de aumento da penetração de geração eólica no Sistema Interligado Nacional (SIN), foi criado um caso fictício no qual considerou-se uma penetração da geração eólica ordem de 10%. Considerando que, no Caso Base, a carga total presente no sistema é da ordem de 80 GW e que a geração eólica existente era de aproximadamente 3,5 GW, foi necessária a inclusão de um total de 4,5 GW de geração eólica fictícia para atingir a taxa de 10% de penetração.

O caso em análise considerou apenas um aumento da taxa de penetração de geração eólica e não foi considerado um aumento da carga total do sistema. Portanto, com o intuito de compensar a geração eólica fictícia adicional, as máquinas síncronas do sistema foram redespachadas, reduzindo sua geração em aproximadamente 6%, totalizando uma redução de aproximadamente 4,5 GW, assim como a geração eólica fictícia adicional.

Os 4,5 GW de geração eólica fictícia adicional foram inseridos no caso a partir de 30 parques eólicos de 150 MW cada, conectados em barramentos de 500, 440, 345 e 230 kV. Desta forma, de acordo com a metodologia utilizada, o sistema não teve uma redução de sua inércia total, uma vez que não houve desligamentos de máquinas, apenas redespachos. Portanto, a inclusão dos parques eólicos fictícios tende a melhorar o desempenho dinâmico do sistema e, por consequência, o controle de frequência do mesmo, desde que sejam considerados os controles de regulação estudados.

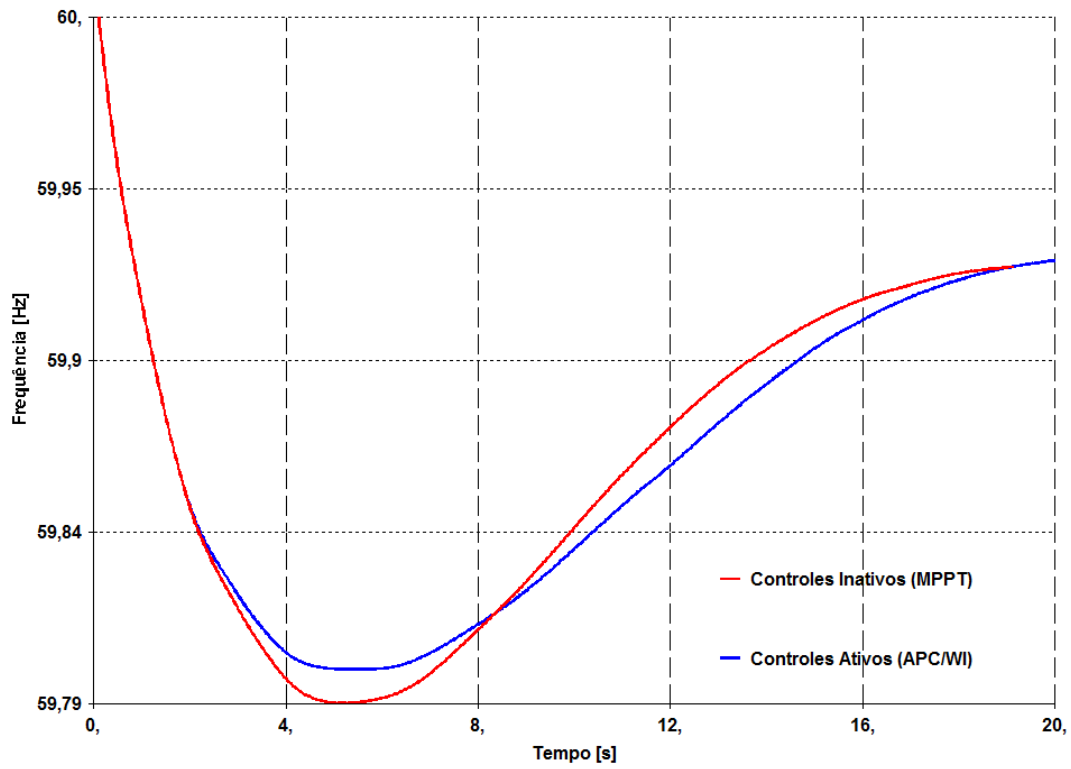


Figura 5.45: Frequência – Perda de Geração no SIN – Caso Modificado

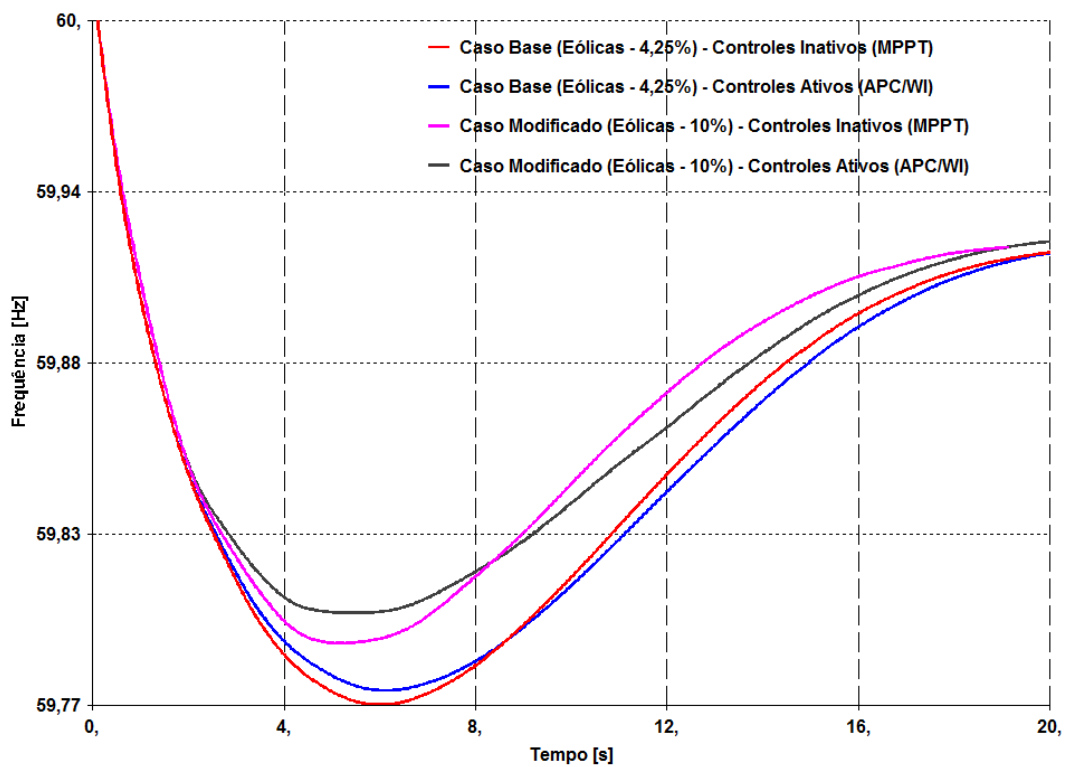


Figura 5.46: Frequência – Perda de Geração no SIN – Comparativo

A Figura 5.45 mostra a excursão de frequência do sistema frente a um evento de perda de geração semelhante ao adotado na simulação anterior. Novamente, são mostradas as comparações dos resultados tanto para o caso da geração eólica com os controles de regulação de frequência inativos (MPPT) quanto para o caso dos controles ativos (APC/WI). Enquanto a Figura 5.46 mostra uma comparação dos resultados obtidos no caso fictício, com 10% de penetração de geração eólica, com os resultados obtidos na simulação anterior, no Caso Base. É possível notar uma redução no afundamento da frequência (nadir), além de uma recuperação mais acelerada da mesma, especialmente no caso fictício onde há uma maior participação da geração eólica na regulação da frequência do sistema.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalhos Futuros

6.1 Conclusões

A crescente participação da energia eólica nas matrizes energéticas de diversos países tem colaborado com o desenvolvimento de pesquisas em diversos segmentos do setor elétrico, de forma a garantir a confiabilidade e a segurança sistêmica.

O controle de frequência é um ponto de extrema importância em sistemas de energia elétrica. Atrelado a este fato, o aumento da penetração de energia eólica em sistemas de potência, é acompanhado de uma tendência de corte de unidades de geração convencional em alguns países. Com isso, em geral, assume-se que a entrada de plantas de geração eólica tende a provocar uma redução da inércia global do sistema, reduzindo sua capacidade de controle de frequência.

Além do desligamento das plantas de geração convencional, a redução da inércia global se deve à tecnologia comumente utilizada em parques eólicos. Os geradores eólicos, em geral, são conectados à rede elétrica através de conversores de frequência, que promovem um desacoplamento entre a frequência da máquina e a frequência do sistema. Desta forma, há uma necessidade de controles externos que sejam sensíveis às variações de frequência do sistema e capazes de produzir resposta inercial de maneira semelhante aos geradores síncronos convencionais.

As alternativas de controle que tornam os parques eólicos capazes de participar da regulação da frequência, geralmente, envolvem uma operação com capacidade

reduzida de geração, ou seja, com reserva de potência ativa. Isso, em geral, não é uma alternativa economicamente atrativa, uma vez que, na prática, a operação de parques eólicos busca maximizar a geração de energia elétrica. Portanto, a utilização da geração eólica no controle de frequência ainda é restrita e limitada.

Contudo, o aumento da penetração de geração eólica nos sistemas de energia elétrica acarreta uma necessidade de provisão de serviços ancilares. Deste modo, os operadores de sistemas de diversos países têm elaborado normas, publicadas nos procedimentos de rede, exigindo o provimento destes serviços ancilares por parte dos geradores eólicos. Entretanto, a ausência de uma regulamentação clara sobre a questão da remuneração pelos serviços ancilares ainda é um empecilho a ser vencido.

Neste trabalho foram apresentados aspectos relevantes com relação a alguns recursos destinados a tornar os geradores eólicos capazes de participar da regulação de frequência de sistemas de energia elétrica, através do provimento de inércia sintética e de controles primários de potência ativa/frequência.

A diferença de desempenho da frequência observada na comparação em que tais recursos de regulação encontram-se ativos nos aerogeradores, comprova a eficiência destas funcionalidades, que poderá ser determinante para a recuperação da frequência em condições sistêmicas críticas, desde que haja uma adesão significativa destes tipos de controles por parte das plantas de geração eólica.

6.2 Trabalhos Futuros

Além das análises abordadas neste trabalho, alguns aspectos a respeito da participação de geradores eólicos na regulação de frequência de sistemas de energia elétrica, bem como alguns impactos dos controles associados a este recurso, não foram levados em consideração. Assim, propõe-se os seguintes trabalhos futuros em relação a este tema:

- Investigar detalhadamente as limitações elétricas e mecânicas dos componentes das plantas de geração eólica, uma vez que os controles impactam seus modos de operação;
- Investigar os limites de integração / capacidade de hospedagem, de geração conectada à rede através de conversores, ou seja, geração “sem inércia”, nos sistemas de energia elétrica, mantendo os princípios de operação atuais;
- Investigar como os operadores de rede devem lidar com a crescente integração de parques eólicos de larga escala em sistemas de energia elétrica.
- Avaliar o impacto econômico provocado pela mudança na forma de operação de geradores eólicos, passando de uma condição de máxima extração de energia (MPPT) a uma condição de operação com reserva de potência ativa;
- Linearizar o modelo de gerador eólico utilizado, para análises de estabilidade a pequenas perturbações e ajuste de parâmetros de controle.

Referências Bibliográficas

- [1] GWEC. *Global Wind Report – Annual Market Update 2015*. Relatório técnico, Global Wind Energy Council, 2016.
- [2] EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2024*. Relatório técnico, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, 2015.
- [3] AHO, J., BUCKSPAN, A., LAKS, J., et al. “A tutorial of wind turbine control for supporting grid frequency through active power control”. In: *2012 American Control Conference (ACC)*. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), jun 2012. doi: 10.1109/acc.2012.6315180.
- [4] ODILON AMARANTE, MICHAEL BROWER, J. Z. A. S. “Atlas do Potencial Eólico Brasileiro”. 2001.
- [5] MILLER, N. W., CLARK, K. “Advanced controls enable wind plants to provide ancillary services”. In: *IEEE PES General Meeting*. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), jul 2010. doi: 10.1109/pes.2010.5589787.
- [6] GOMES, M. *Controlo Inercial em Geradores Eólicos Equipados com Máquina Síncrona de Velocidade Variável*. Tese de Mestrado, Universidade do Porto, 2011.
- [7] ONS. “Avaliação dos Efeitos da Representação da Inércia Sintética no Parque Aerogerador com Previsão de Implantação na Região Nordeste”, *XXIII Seminário de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE*, 2015.
- [8] ZHANG SUN, Y., SUI ZHANG, Z., JIE LI, G., et al. “Review on frequency control of power systems with wind power penetration”. In: *2010 International Conference on Power System Technology*. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), oct 2010. doi: 10.1109/powercon.2010.5666151.

- [9] MULJADI, E., GEVORGIAN, V., SINGH, M., et al. “Understanding inertial and frequency response of wind power plants”. In: *2012 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications*. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), jul 2012. doi: 10.1109/pemwa.2012.6316361.
- [10] WILCHES-BERNAL, F., CHOW, J. H., SANCHEZ-GASCA, J. J. “A Fundamental Study of Applying Wind Turbines for Power System Frequency Control”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 31, n. 2, pp. 1496–1505, mar 2016. doi: 10.1109/tpwrs.2015.2433932.
- [11] VIDYANANDAN, K. V., SENROY, N. “Primary frequency regulation by deloaded wind turbines using variable droop”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 2, pp. 837–846, may 2013. doi: 10.1109/tpwrs.2012.2208233.
- [12] ERLICH, I., WILCH, M. “Primary frequency control by wind turbines”. In: *IEEE PES General Meeting*. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), jul 2010. doi: 10.1109/pes.2010.5589911.
- [13] DE ALMEIDA, R. G., LOPES, J. A. P. “Participation of Doubly Fed Induction Wind Generators in System Frequency Regulation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 22, n. 3, pp. 944–950, aug 2007. doi: 10.1109/tpwrs.2007.901096.
- [14] GE. *Modeling of GE Wind Turbine-Generator for Grid Studies - Version 4.5*. Relatório técnico, GE Energy, 2010.
- [15] MACDOWELL, J. M., CLARK, K., MILLER, N. W., et al. “Validation of GE wind plant models for system planning simulations”. In: *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), jul 2011. doi: 10.1109/pes.2011.6039485.
- [16] MILLER, N. W., DELMERICO, R. W., KURUVILLA, K., et al. “Frequency responsive controls for wind plants in grids with wind high penetration”. In: *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), jul 2012. doi: 10.1109/pesgm.2012.6344994.
- [17] MILLER, N. W., CLARK, K., SHAO, M. “Frequency responsive wind plant controls: Impacts on grid performance”. In: *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), jul 2011. doi: 10.1109/pes.2011.6039137.

- [18] PINTO, M. O. *Fundamentos de Energia Eólica (Em Português do Brasil)*. Ltc, 2013. ISBN: 978-85-216-2160-7.
- [19] ALDABO, R. *Energia Eólica*. ARTLIBER, 2012. ISBN: 978-85-88098-70-1.
- [20] BURTON, T., JENKINS, N., SHARPE, D., et al. *Wind Energy Handbook*. Wiley John and Sons, 2011. ISBN: 0470699752.
- [21] LALOR, G., MULLANE, A., O'MALLEY, M. "Frequency Control and Wind Turbine Technologies", *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 4, pp. 1905–1913, nov 2005. doi: 10.1109/tpwrs.2005.857393.
- [22] EKANAYAKE, J., JENKINS, N. "Comparison of the Response of Doubly Fed and Fixed-Speed Induction Generator Wind Turbines to Changes in Network Frequency", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 19, n. 4, pp. 800–802, dec 2004. doi: 10.1109/tec.2004.827712.
- [23] FILHO, X. V. *Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração*. Eletrobrás Editora Campus, 1984. ISBN: 9788570011442.
- [24] BEVRANI, H., HIYAMA, T. *Intelligent Automatic Generation Control*. CRC Press, 2016.
- [25] KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill Education, 1994. ISBN: 007035958X.
- [26] PIETER TIELENS, D. V. H. "Grid Inertia and Frequency Control in Power Systems with High Penetration of Renewables", *Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering*, 2012.
- [27] ONS (Ed.). *Procedimentos de Rede - Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão às Instalações de Transmissão*, n. Submódulo 3.6, 2017.
- [28] RIZZOTTO, T. *Contribuição dos Parques Eólicos para o Desempenho Estático e Dinâmico dos Sistemas de Energia Elétrica: Uma Aplicação no Sistema Elétrico Brasileiro*. Tese de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016.