

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELÉTRICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

SÍLVIA REGINA KROETZ

**CONTROLE DE FREQUÊNCIA DURANTE O PROCESSO DE ILHAMENTO
DE MICRORREDES COM GERAÇÃO EÓLICA**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

PATO BRANCO

2018

SÍLVIA REGINA KROETZ

CONTROLE DE FREQUÊNCIA DURANTE O PROCESSO DE ILHAMENTO DE MICRORREDES COM GERAÇÃO EÓLICA

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do Curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Elétrica – DAELE – da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, Câmpus Pato Branco, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheira Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Vasques de Oliveira.

PATO BRANCO

2018

TERMO DE APROVAÇÃO

O trabalho de Conclusão de Curso intitulado “CONTROLE DE FREQUÊNCIA DURANTE O PROCESSO DE ILHAMENTO DE MICRORREDES COM GERAÇÃO EÓLICA”, da acadêmica Sílvia Regina Kroetz foi considerado APROVADO de acordo com a ata da banca examinadora N° 184 de 2018.

Fizeram parte da banca os professores:

Ricardo Vasques de Oliveira

Andrei Bordignon

Edwin Choque Pillco

A Ata de Defesa assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho primeiramente à Deus, pois eu nada seria sem a fé que tenho nele, à minha família, que sempre me amparou durante toda essa jornada.

Às memórias de meu pai Francisco Xavier Kroetz, o qual, mesmo não estando ao meu lado durante a graduação, sempre fora um exemplo a ser seguido.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, a minha mãe, Lourdes, que não mediu esforços para que fosse possível minha jornada acadêmica, ao meu namorado, Allan, que esteve ao meu lado durante os diversos momentos que presenciei em minha caminhada acadêmica, aos demais familiares, pela colaboração e apoio, e aos meus amigos, que sempre se mostraram solícitos e foram essenciais na minha formação acadêmica e pessoal.

Ao professor Ricardo Vasques de Oliveira, por ter sugerido o tema e me auxiliado durante a elaboração desse projeto, pela orientação e paciência, também por colocar a minha disposição uma sala de estudos na Politec, UTFPR – Pato Branco, durante o período de desenvolvimento desse trabalho. Agradeço também, de maneira geral, à Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Câmpus Pato Branco, pela disponibilidade de infraestrutura e oportunidades.

RESUMO

KROETZ, Sílvia Regina. **Controle de frequência durante o processo de ilhamento de microrredes com geração eólica**. 2018. 75 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2018.

O presente trabalho tem por objetivo aplicar estratégias de controle inercial e de corte de carga para assegurar o controle adequado da frequência em uma microrrede durante o processo de transição da operação conectada à rede para a operação ilhada. A transição do modo conectado para o modo ilhado gera um grande desbalanço entre geração e carga, resultando em variações de tensão e frequência do sistema. Essa transição poderá ocorrer de duas maneiras, sendo ela resultado de um ilhamento intencional ou de um ilhamento não intencional. Nesse contexto, neste trabalho foi aplicado o controle inercial para auxiliar na regulação da frequência, em situações de ilhamento intencional e não intencional. Já para as situações de ilhamento não intencional, o qual gera muitos problemas se não for controlado rapidamente, utilizou-se de duas estratégias diferentes de corte de cargas, para auxiliar na regulação da frequência. A regulação de frequência é muito importante para determinar o sucesso da operação ilhada. Por fim, com base na análise dos resultados obtidos, pode-se dizer que ambas as estratégias simuladas, via *software*, foram efetivas para assegurar as variações de frequência durante o processo de ilhamento da microrrede e assim permitir o sucesso da operação ilhada.

Palavras-chave: Microrredes, operação ilhada, controle de frequência, corte de carga, geração eólica, controle inercial.

ABSTRACT

KROETZ, Sílvia Regina. **Frequency control during the microgrids islanding process with wind generation**. 2018. 75 f. Graduation Conclusion Work (Graduation in Electric Engineering) – Electrical Engineering, Federal Technological University of Paraná. Pato Branco, 2018.

The present work aims to apply the rules of inertial control and load shedding to control the frequency of an operation during the process of transition from the operation connected to the grid to an islanded operation. The transition from connected mode to islanded mode generates a large unbalance between generation and load, resulting in voltage and frequency variations in the islanded system. This transition may occur in two ways, from an intentional islanding or unintentional islanding. In this context, in this work the inertial control was applied to support the frequency regulation in situations of intentional islanding. In cases of unintentional islanding, which causes many problems if not controlled quickly, we propose the use of two different load-shedding strategies to support the frequency regulation. Frequency regulation is very important to determine the success of the islanded operation. Finally, based on the analysis of the obtained results, it can be said that both simulated strategies, via *software*, were effective to assure the frequency variations during the process of islanding of the microgrid and thus to allow the success of the islanded operation.

Palavras-chave: Microgrids, islanded operation, frequency control, load shedding, wind generation, inertial control.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Potência mecânica extraída do vento pela turbina eólica e o controle de extração de potência nas diversas regiões operacionais.	19
Figura 2 - Componentes típicos de unidades eólicas de geração com velocidade variável.	19
Figura 3 - Potência mecânica em função da velocidade da turbina.	21
Figura 4 - Coeficiente de potência em função da velocidade específica da turbina e do ângulo de passo.	22
Figura 5 - Configuração básica de uma unidade eólica baseada em GIDA.	24
Figura 6 - Malhas de controle típicas do conversor do GIDA.	26
Figura 7 - Diagrama esquemático de uma microrrede com múltiplos geradores distribuídos.	29
Figura 8 - Diagrama ilustrativo de uma microrrede genérica operando no modo conectado à rede.	31
Figura 9 – Diagrama genérico de microrredes operando ilhadas.	33
Figura 10 – Malha de controle suplementar.	37
Figura 11 - Resposta do controle auxiliar de frequência.	38
Figura 12 - Malha de controle do conversor do lado do rotor com a inserção do controle inercial.	39
Figura 13 – Diagrama Ilustrativo da Microrrede Adotada.	40
Figura 14 - Circuito do eixo-d da máquina de indução.	43
Figura 15 - Circuito do eixo-q da máquina de indução.	43
Figura 16 - Conjunto Turbina Gerador.	45
Figura 17 - Modelo do barramento CC.	46
Figura 18 – Frequência da microrrede durante o processo de ilhamento, sem e com controle inercial da unidade eólica de geração.	49
Figura 19 - Potência ativa do gerador síncrono durante o processo de ilhamento da microrrede, sem e com controle inercial na unidade eólica.	50
Figura 20 – Potência ativa da unidade eólica durante o processo de ilhamento da microrrede, sem e com controle inercial na unidade eólica.	51
Figura 21 - Velocidade da turbina eólica durante o processo de ilhamento da microrrede, sem e com controle inercial.	52
Figura 22 - Frequência da microrrede para diferentes velocidades do vento.	53
Figura 23 - Frequência da microrrede para diferentes ganhos proporcionais da malha do controlador inercial.	54
Figura 24 - Frequência da microrrede durante o processo de ilhamento, sem e com relé do ERAC para um desbalanço de potência de 1442 kW.	56
Figura 25 - Frequência da microrrede durante o processo de ilhamento, sem e com o relé do ERAC para um desbalanço de potência de 2443 kW.	57
Figura 26 - Potência do gerador síncrono durante o processo de ilhamento da microrrede, sem e com o relé do ERAC para um desbalanço de potência de 1442 kW.	58

Figura 27 - Potência do gerador síncrono durante o processo de ilhamento da microrrede, sem e com o relé inteligente para um desbalanço de potência de 2443 kW.	58
Figura 28 - Frequência da microrrede durante o processo de ilhamento, sem e com relé inteligente para um desbalanço de potência de 1442 kW.	60
Figura 29 - Frequência da microrrede durante o processo de ilhamento, sem e com o relé inteligente para um desbalanço de potência de 2443 kW.	61
Figura 30 - Potência do gerador síncrono durante o processo de ilhamento da microrrede, sem e com o relé inteligente para um desbalanço de potência de 1442 kW.	62
Figura 31 - Potência do gerador síncrono durante o processo de ilhamento da microrrede, sem e com o relé inteligente para um desbalanço de potência de 2443 kW.	62
Figura 32 – Frequência da microrrede durante o processo de ilhamento, sem controle, somente corte de carga e com controle inercial e relé do ERAC.	64
Figura 33 - Potência ativa do gerador síncrono durante o processo de ilhamento da microrrede, sem controle e com controle inercial e relé do ERAC.	65
Figura 34 – Potência ativa da unidade eólica durante o processo de ilhamento da microrrede, sem controle e com controle inercial e relé do ERAC.	66
Figura 35 – Frequência da microrrede durante o processo de ilhamento, sem e com controle inercial e relé inteligente.	67
Figura 36 - Potência ativa do gerador síncrono durante o processo de ilhamento da microrrede, sem controle e com controle inercial e relé ótimo.	68
Figura 37 – Potência ativa da unidade eólica durante o processo de ilhamento da microrrede, sem controle e com controle inercial e relé ótimo.	69

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Classificação dos consumidores segundo a resolução Nº 414 da ANEEL.	34
Tabela 2 – Ajustes do ERAC das Regiões Sudeste/Co e Sul	35
Tabela 3 – Comparativo do afundamento máximo de frequência e do ROCOF entre o sistema sem o controle inercial e com o controle inercial.....	49
Tabela 4 - Resultados obtidos para diferentes velocidades de vento da turbina eólica	53
Tabela 5 - Resultados obtidos para diferentes valores de ganho do controlador inercial	54
Tabela 6 - Ajustes de frequência e de corte de carga para o relé implementado.....	55
Tabela 7 - Resultado para o afundamento máximo de frequência e o percentual de cargas cortadas do sistema.....	57
Tabela 8 - Resultado para o afundamento máximo de frequência e o percentual de cargas cortadas considerando o relé inteligente	61
Tabela 9 – Comparativo do afundamento máximo de frequência entre o sistema sem controle e com o controle inercial e relé do ERAC	64
Tabela 10 – Comparativo do afundamento máximo de frequência entre o sistema sem controle e com o controle inercial e relé inteligente atuando simultaneamente .	67

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
GIDA	Gerador de Indução Duplamente Alimentado
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
MPPT	Maximum Power Point Tracking
ONS	Operador Nacional do Sistema
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
ROCOF	Rate of Change of Frequency
TSR	Tip Speed Ratio

LISTA DE SÍMBOLOS

V	Velocidade do vento, [m/s]
ρ	Massa específica do ar, [kg/m ³]
r	Raio do rotor, [m]
P_t	Potência extraída da massa de ar, [p.u.]
P	Potência mecânica disponível no eixo da turbina, [p.u.]
C_p	Coefficiente de potência, [adimensional]
C_1, \dots, C_9	Características construtivas da turbina eólica, [adimensional]
β	Ângulo de passo das pás da turbina eólica, [graus]
λ	Velocidade específica da turbina, [adimensional]
ω_r	Velocidade angular do rotor, [rad/s]
T_{qdo}	Matriz de transformação de Park
V_{ds}	Componente da tensão do eixo direto do estator, [p.u.]
V_{qs}	Componente da tensão do eixo em quadratura do estator, [p.u.]
V_{dr}	Componente da tensão do eixo direto do rotor, [p.u.]
V_{qr}	Componente da tensão do eixo em quadratura do rotor, [p.u.]
ω_S	Velocidade angular de escorregamento do rotor, [p.u.]
I_{ds}	Componente da Corrente do eixo direto no estator, [p.u.]
I_{qs}	Componente da Corrente do eixo em quadratura do estator, [p.u.]
I_{dr}	Componente da Corrente do eixo direto do rotor, [p.u.]
I_{qr}	Componente da Corrente do eixo em quadratura do rotor, [p.u.]
ψ_{ds}	Componente do fluxo do eixo direto do estator, [p.u.]
ψ_{qs}	Componente do fluxo do eixo em quadratura do estator, [p.u.]
ψ_{dr}	Componente do fluxo do eixo direto do rotor, [p.u.]
ψ_{qr}	Componente do fluxo do eixo em quadratura do rotor, [p.u.]
R_s	Resistência do estator, [p.u.]
R_r	Resistência do rotor, [p.u.]
L_s	Indutância do estator, [p.u.]
L_r	Indutância do rotor, [p.u.]
L_m	Indutância do mútua, [p.u.]
$L_{\sigma s}$	Indutância de dispersão do estator, [p.u.]

$I_{\sigma r}$	Indutância de dispersão do rotor, [p.u.]
$I_{\sigma m}$	Indutância de dispersão do mútua, [p.u.]
T_e	Torque eletromagnético, [p.u.]
P_s	Potência ativa do estator, [p.u.]
P_r	Potência ativa do rotor, [p.u.]
Q_s	Potência reativa do estator, [p.u.]
Q_r	Potência reativa do rotor, [p.u.]
T_m	Torque mecânico, [p.u.]
T_{sh}	Torque transmitido pelo eixo da turbina ao rotor do gerador, [p.u.]
H	Constante de inércia do gerador, [s]
ω_s	Velocidade angular do estator, [rad/s]

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 OBJETIVO GERAL.....	14
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	15
1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	15
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	16
2.1 UNIDADES EÓLICAS DE GERAÇÃO.....	16
2.1.1 PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DE UNIDADES EÓLICAS DE GERAÇÃO	17
2.1.2 CONVERSÃO DE ENERGIA EM UNIDADES EÓLICAS DE GERAÇÃO	20
2.1.3 MODELO NÃO POLINOMIAL PARA TURBINAS EÓLICAS	21
2.2 UNIDADE EÓLICA BASEADA EM GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO	23
2.2.1 GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO	23
2.2.2 CONTROLE VETORIAL.....	25
2.2.3 MALHAS DE CONTROLE DO GIDA.....	25
2.2.3.1 MALHAS DE CONTROLE DO CONVERSOR LADO DO GERADOR	26
2.2.3.2 MALHAS DE CONTROLE DO CONVERSOR DO LADO DA REDE.....	27
2.3 MICRORREDES.....	28
2.3.1 OPERAÇÃO E CONTROLE DE MICRORREDES	30
2.3.1.1 OPERAÇÃO CONECTADA.....	30
2.3.1.2 OPERAÇÃO ILHADA	32
2.4 CORTE DE CARGA.....	33
2.5 CONTROLE INERCIAL.....	36
2.6 MODELAGEM DA MICRORREDE.....	39
2.6.1 MODELO DO GIDA.....	40
2.6.1.1 SISTEMA DE REFERÊNCIA DQ0	41
2.6.1.2 MODELO DA MÁQUINA DE INDUÇÃO	42

2.6.1.3 MODELO MECÂNICO DO CONJUNTO TURBINA GERADOR.....	45
2.6.1.4 MODELO DO BARRAMENTO CC	46
3 RESULTADOS E DISCUSSÕES	48
3.1 CONTROLE INERCIAL.....	48
3.1.1 INFLUÊNCIA DA VELOCIDADE DO VENTO NA FREQUÊNCIA DO SISTEMA	
52	
3.1.2 INFLUÊNCIA DO GANHO PROPORCIONAL DO CONTROLE INERCIAL NA	
FREQUÊNCIA DO SISTEMA.....	54
3.2 RELÉ DO ERAC.....	55
3.3 RELÉ INTELIGENTE.....	59
3.4 COMBINAÇÃO CONTROLE INERCIAL E RELÉ.....	63
3.4.1 CONTROLE INERCIAL E RELÉ DO ERAC	63
3.4.2 CONTROLE INERCIAL E RELÉ INTELIGENTE	66
4 CONCLUSÕES	70
REFERÊNCIAS.....	72

1 INTRODUÇÃO

Atualmente, devido à crescente demanda de energia e problemas ambientais, tais como as elevadas taxas de emissões de CO₂, que vem aumentando ao longo dos anos, tecnologias para o aproveitamento de energias renováveis têm-se desenvolvido em intervalos de tempo cada vez menores, para atender à crescente demanda por energia elétrica (DRANKA, 2014).

No contexto da descentralização da produção de energia devido à utilização de energias renováveis, tais como a eólica, surgiu o conceito de geração distribuída. A geração distribuída é definida como o uso de geração de energia em pequena escala, onde a energia produzida é injetada na rede elétrica mais próxima do ponto de uso. A geração distribuída tem se tornado cada vez mais popular principalmente pela boa atratividade econômica e menor emissão de gases poluentes. No geral, este tipo de geração é utilizado, principalmente, durante o horário de pico, quando o custo da eletricidade é mais elevado. Além disso, possui a vantagem de fornecer geração de emergência ou reserva durante falhas do sistema (SAPAR, *et al.*, 2014).

A difusão da geração distribuída resultou no surgimento das microrredes. Denomina-se microrrede o conjunto de múltiplas unidades de geração distribuída, múltiplas cargas e o sistema de armazenamento de energia. Estas também podem operar sem o sistema de armazenamento de energia. Microrredes são entidades únicas e controláveis (LUKASIEWICZ, 2016). Como as microrredes provêm, principalmente, de recursos renováveis intermitentes, há a necessidade de abordar o controle de frequência, especialmente durante a operação ilhada (LASSETER; PAIGI, 2004) (ARANI, *et al.*, 2013). Nesse contexto, a inserção de geração eólica reduz a inércia do sistema, impactando no controle de frequência do sistema, pois afeta o ROCOF e o máximo desvio de frequência (BORDIGNON, 2016). A microrrede pode operar em dois modos, sendo eles, conectada à rede principal ou ilhada. Quando a microrrede é desconectada do sistema de energia elétrica, esta passa a suportar as cargas e, em alguns casos, continua em uma operação ilhada do sistema de energia (SAPAR, *et al.*, 2014).

O principal problema durante a transição da operação conectada para a operação ilhada é a ocorrência de grandes desbalanços entre a carga e a geração (desbalanço entre a potência mecânica e elétrica nos geradores síncronos). Esse

desbalanço pode causar variações significativas de frequência no sistema, fazendo com que a proteção desligue o sistema durante a transição do modo conectado para o modo ilhado, impossibilitando que a operação ilhada se estabeleça com sucesso. Para que o ilhamento ocorra com sucesso é necessário utilizar estratégias de controle que garantam o adequado controle de frequência durante o ilhamento (DRANKA, 2014).

A inércia equivalente do sistema elétrico é reduzida com a inserção de unidades eólicas baseadas em conversores estáticos. Em unidades eólicas convencionais a potência injetada não varia com a frequência da rede. No contexto da regulação de frequência, a energia predominantemente responsável por esse processo é a ativa. As unidades eólicas podem contribuir com o controle da frequência por meio da inclusão de uma malha de controle suplementar (MARGARIS, *et al.*, 2012).

Ainda no contexto da regulação de frequência, temos a regulação por meio de estratégias de corte de carga. Esse tipo de estratégia visa manter o equilíbrio entre as potências elétrica e mecânica, sob determinadas condições de subfrequência. Pois, perdas significativas de geração podem levar a frequência do sistema a valores que geram instabilidade. Em situações críticas de subfrequência, cargas devem ser cortadas antes que a frequência atinja os limites dos equipamentos de proteção. No Brasil, o Operador Nacional do Sistema implantou o Esquema Regional de Alívio de Carga para efetuar o desligamento automático de blocos de carga e garantir a confiabilidade do sistema e a qualidade da energia entregue aos consumidores.

No contexto dos problemas da regulação de frequência, o presente trabalho irá propor estratégias de controle de frequência que possibilitem o sucesso da operação ilhada. Será estudado e implementado via *simulink* do matlab®, uma malha de controle suplementar, do tipo inercial e duas estratégias de corte de cargas.

1.1 OBJETIVO GERAL

Aplicar estratégias de controle inercial e de corte de carga para assegurar o controle adequado da frequência em uma microrrede durante o processo de transição da operação conectada para a operação ilhada. O objetivo das estratégias de controle e corte de carga é evitar que a microrrede seja desligada durante o ilhamento devido à ocorrência de elevadas variações de frequência.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

São objetivos específicos do trabalho de conclusão de curso, os seguintes itens descritos:

- 1) Aplicar estratégias de corte de carga durante o ilhamento de uma microrrede com elevada inserção de geração eólica e avaliar a contribuição do corte de carga para o estabelecimento da operação ilhada de microrredes;
- 2) Aplicar o controle inercial em uma unidade eólica de geração para auxiliar o controle de frequência durante o ilhamento de uma microrrede.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

No capítulo 2 será apresentada a fundamentação teórica necessária para estabelecer as questões referentes a regulação de frequência durante o processo de ilhamento de microrredes. Nas seções 2.1, 2.2 e 2.3 são apresentados os tópicos relevantes sobre sistemas eólicos de geração, geradores de indução duplamente alimentados e microrredes. Na seção 2.4 apresenta-se a teoria sobre corte de cargas e as estratégias adotadas para minimizar os desvios de frequência e o ROCOF durante o ilhamento de microrredes. Na seção 2.5 apresenta-se a teoria sobre controle inercial e a estratégia de controle proposta para minimizar os desvios de frequência durante o processo de ilhamento de microrredes. Na seção 2.6 apresenta-se os modelos matemáticos dos componentes utilizados na simulação computacional do sistema para avaliar a efetividade das estratégias propostas.

O capítulo 3 apresenta os resultados obtidos nas simulações de uma microrrede híbrida. Também apresenta-se uma análise dos resultados obtidos, demonstrando a efetividade das estratégias de controle e corte de carga propostas.

Por fim, o capítulo 4 apresenta as conclusões.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo apresentam-se os principais conceitos envolvidos na conversão de energia eólica e, não menos importante, as características construtivas e operacionais de unidades eólicas baseadas em gerador de indução duplamente alimentado. Aborda-se também aspectos relacionados à microrredes, explicitando o controle e operação de microrredes ilhadas. Por fim, apresentam-se as estratégias de corte de carga para ilhamento não intencional e o controle auxiliar de frequência, denominado controle inercial, aplicado à microrredes durante a ocorrência de ilhamento intencional.

2.1 UNIDADES EÓLICAS DE GERAÇÃO

A utilização de energia eólica para bombeamento de água e moagem de grãos através de cata-ventos iniciou-se, aproximadamente, no ano 200 A.C., na Pérsia, sendo os primeiros registros históricos do aproveitamento da energia proveniente dos ventos. Já no final do século XIX, com a Revolução Industrial e a criação da máquina a vapor, passou-se a adaptar os cata-ventos à geração de energia elétrica. Em 1888, na cidade de Cleveland, Ohio - EUA, Charles F. Brush ergueu o primeiro cata-vento destinado à geração de energia elétrica, com potência de 12 kW em corrente contínua, com o intuito de carregar um banco de baterias que era utilizado para acender 350 lâmpadas incandescentes. O cata-vento utilizado por Brush possuía 144 pás, com 17 metros de diâmetro, e era alocado em uma torre de 18 metros de altura, sustentada por um tubo metálico de 36 centímetros de diâmetro. Tais características construtivas possibilitavam o giro do sistema para acompanhamento do vento. O sistema de Brush fora desativado 20 anos depois, em 1908 (DUTRA, 2008).

No cenário das energias renováveis, na última década a geração eólica alcançou um crescimento expressivo em potência instalada entre as demais. Embora tenha ocorrido períodos de decréscimo devido, em parte, da crise econômica de alguns países e, em parte, da disputa das energias renováveis com os combustíveis fósseis (ZHANG; BOON-TECK OOI, 2015) (LUKASIEVICZ, 2016).

Estudos apontam que nos próximos anos, uma parcela considerável da energia elétrica gerada será proveniente de sistemas de conversão de energia eólica. Isso ocorre devido ao fato de que, nos últimos 20 anos, o preço da energia, a partir da geração de energia eólica, caiu mais de 80% (COLLIER, 2011).

2.1.1 Principais Características de Unidades Eólicas de Geração

As turbinas eólicas podem ser classificadas com base na orientação de seu eixo de rotação, sendo divididas em turbinas eólicas de eixo horizontal e turbinas eólicas de eixo vertical. Em turbinas eólicas de eixo horizontal, a orientação do eixo de rotação é paralela ao chão, onde a torre eleva a nacela para fornecer o espaço suficiente para a rotação das pás do rotor e para alcançar melhores condições de vento. A nacela suporta o cubo do rotor, que contém as pás do rotor, e também abriga a caixa multiplicadora de velocidade, o gerador e, em alguns casos, o conversor de energia. O padrão da indústria de turbinas eólicas de eixo horizontal utiliza um rotor de três pás posicionado em frente a nacela, que é conhecida como configuração *upwind*. No entanto, a configuração *downwind*, com as pás na parte de trás da nacela, também pode ser encontrada em aplicações práticas. Turbinas com uma, duas ou mais de três pás também podem ser vistas em parques eólicos (WU, *et al.*, 2011).

As turbinas eólicas também podem ser classificadas em turbinas de velocidade fixa e turbina de velocidade variável (BLAABJERG; CHEN, 2006). As turbinas eólicas de velocidade fixa necessitam do giro com uma velocidade quase constante, que é determinada pela relação de transmissão, a frequência da rede e o número de polos do gerador. A eficiência máxima de conversão pode ser alcançada apenas a uma determinada velocidade de vento, do contrário a eficiência degrada-se para outras velocidades de vento. O controle aerodinâmico das pás protege a turbina de possíveis danos causados por altas rajadas de vento. Uma desvantagem das turbinas de velocidade fixa são os distúrbios causados ao sistema de energia, pois sua potência de saída para a rede é altamente flutuante. Este tipo de turbina também requer um robusto *design* mecânico para absorver altos esforços mecânicos (ACKERMANN, 2005).

Diferente das turbinas eólicas de velocidade fixa, as turbinas eólicas de velocidade variável podem atingir a máxima eficiência de conversão de energia em

uma ampla gama de velocidades do vento. A turbina pode ajustar continuamente a sua velocidade de rotação de acordo com a velocidade do vento. Ao fazê-lo, a razão da velocidade na ponta, que é a proporção da velocidade na ponta da pá para a velocidade do vento, pode ser mantida a um valor ótimo para alcançar a eficiência máxima de conversão de energia para diferentes velocidades do vento (HAU, 2005).

As pás da turbina são, normalmente, aerodinamicamente otimizadas para capturar a potência máxima do vento em operação normal com uma velocidade do vento na faixa de 3 a 15 m/s. O controle de potência aerodinâmico da turbina é necessário para evitar danos à turbina para velocidades do vento entre 15 a 25 m/s. Existem várias maneiras diferentes de controlar as forças aerodinâmicas nas pás da turbina, sendo o controle de ângulo de passo e o estolamento aerodinâmico os mais utilizados (BURTON, *et al.*, 2001).

O método de controle mais simples é o estolamento aerodinâmico, no qual as pás da turbina são projetadas de modo que, quando a velocidade do vento exceder a velocidade nominal do vento, a turbulência do ar seja gerada na superfície da pá que não se encontra de frente para o vento. O controle por estolamento, normalmente, é utilizado em sistemas de pequeno e médio porte (WU, *et al.*, 2011).

Tipicamente utiliza-se o controle do ângulo de passo para turbinas eólicas de grande porte. Em condições normais de operação com a velocidade do vento no intervalo de aproximadamente 3 a 12 m/s, o ângulo de inclinação é ajustado no seu valor ótimo para capturar a potência máxima do vento. Quando a velocidade do vento torna-se superior ao valor nominal, vira-se a pá para a direção oposta do vento para reduzir a potência capturada (HAU, 2005).

A Figura 1 apresenta a potência elétrica gerada em função da velocidade do vento, onde são apresentados os limites de operação de uma turbina eólica típica e as velocidades de *cut-in*, ou seja, a mínima velocidade necessária para que a unidade eólica gere energia elétrica, e *cut-off*, ou seja, a máxima velocidade de vento na qual a unidade eólica pode operar (BASTIANI, 2016).

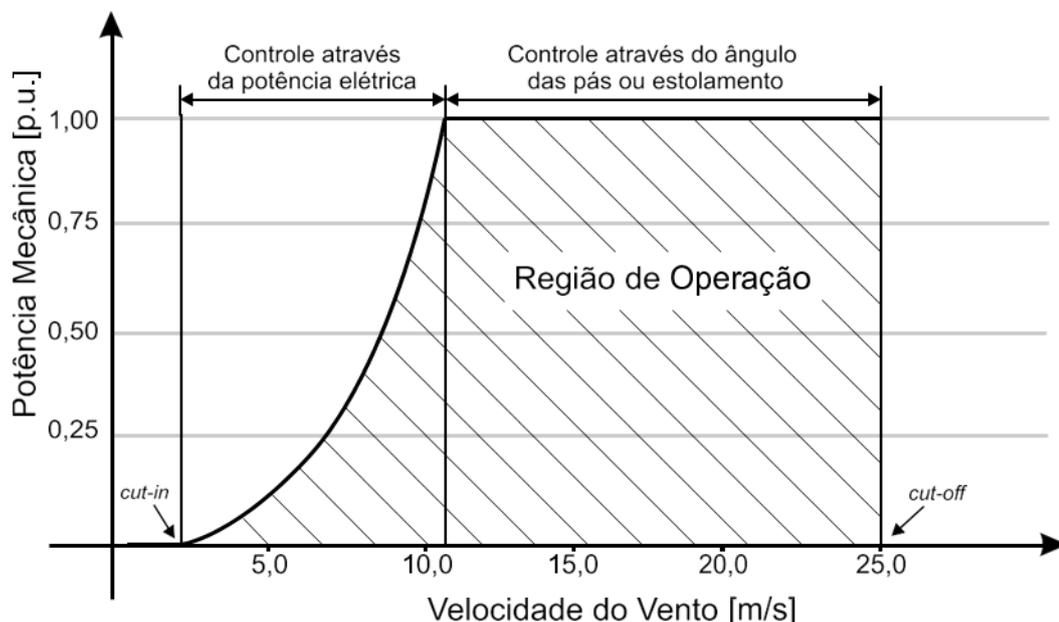


Figura 1 - Potência mecânica extraída do vento pela turbina eólica e o controle de extração de potência nas diversas regiões operacionais.
Fonte: Bastiani (2016).

A Figura 2 apresenta os principais componentes de um sistema eólico de geração, onde a turbina transforma a energia cinética do vento em energia mecânica rotacional. A caixa de transmissão adequa a velocidade da turbina eólica à velocidade do gerador elétrico. O gerador elétrico converte a energia mecânica em elétrica. E por fim, o conversor estático controla a potência elétrica produzida pelo gerador e adequa os níveis de tensão e frequência da energia elétrica produzida para níveis compatíveis com a rede elétrica.

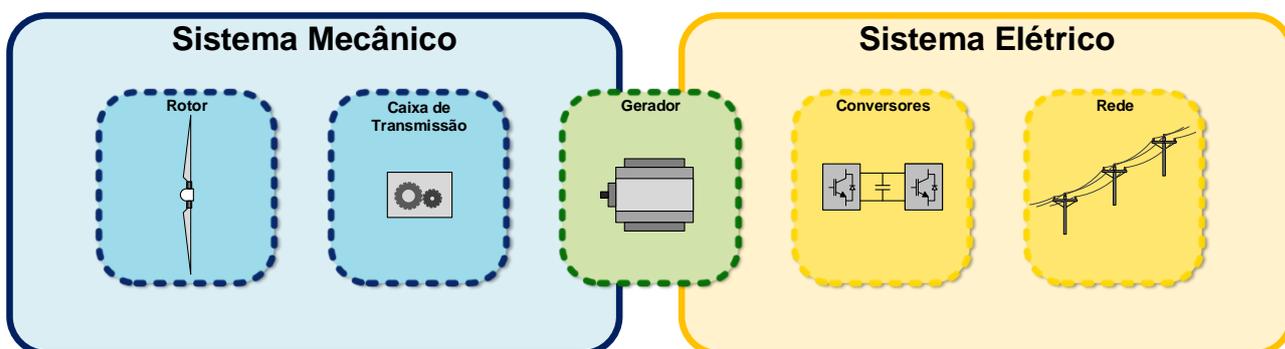


Figura 2 - Componentes típicos de unidades eólicas de geração com velocidade variável.
Fonte: Autoria própria.

2.1.2 Conversão de Energia em Unidades Eólicas de Geração

As turbinas eólicas transformam a energia cinética do vento, que passa na área de varredura das pás, em energia mecânica rotacional. A equação (1) define a potência de uma massa de ar em movimento.

$$P_t = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 V^3 \quad (1)$$

em que ρ é a densidade do ar, dada em quilogramas por metros cúbicos [kg/m³]; r é o raio do rotor, dado em metros [m]; V é a velocidade do vento, dada em metros por segundo [m/s].

A potência mecânica disponível no eixo da turbina eólica depende do coeficiente de potência, também conhecido como rendimento aerodinâmico. O coeficiente indica a relação entre a potência disponível pela massa de ar e a potência que de fato pode ser extraída pela turbina eólica. A equação (2) representa a potência mecânica disponível no eixo de uma turbina eólica.

$$P = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 V^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (2)$$

em (2), C_p é o coeficiente de potência. O máximo valor de C_p é definido como o limite de Betz e corresponde à 59,3% da potência disponível do vento. Na prática o máximo valor pode variar entre 25% e 45%. A partir da relação entre a velocidade tangencial na ponta da pá da turbina e a velocidade do vento incidente, obtém-se a velocidade específica da turbina, que é apresentada na equação (3) (BASTIANI, 2016).

$$\lambda = \frac{\omega r}{V} \quad (3)$$

em (3), ω_r é a velocidade angular do rotor, dada em radianos por segundo [rad/s]. O coeficiente de potência depende da velocidade específica da turbina (λ) e do ângulo de passo das pás da turbina (β).

A Figura 3 apresenta a curva de variação da potência mecânica extraída por uma turbina eólica em função da velocidade do rotor para diferentes velocidades de vento. Quando a turbina operar com o vento nominal, 11 m/s, o ângulo de passo será nulo (DRANKA, 2014). Para cada valor de velocidade de vento há uma velocidade angular da turbina eólica para a qual tem-se a máxima potência mecânica extraída.

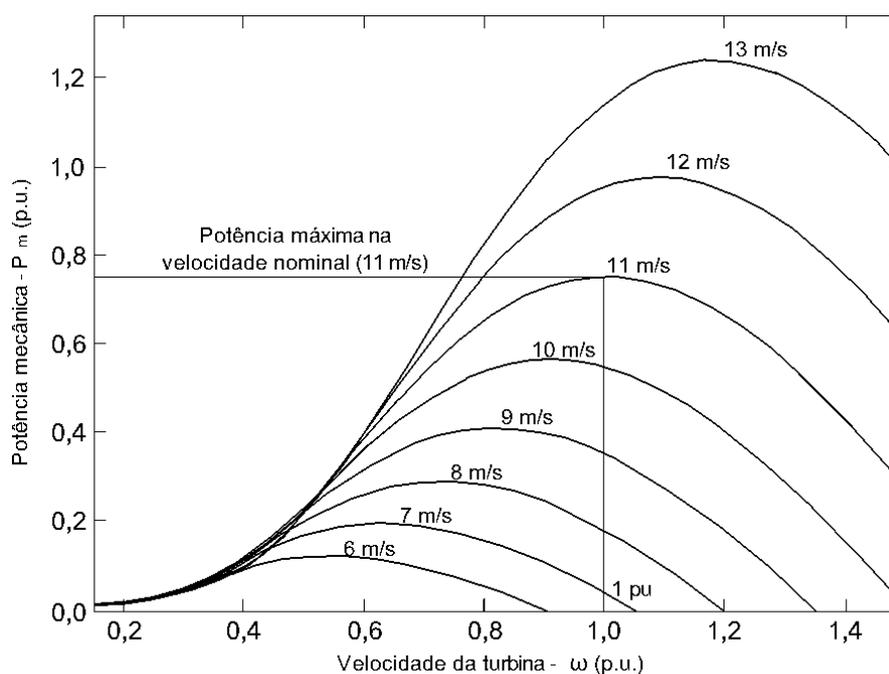


Figura 3 - Potência mecânica em função da velocidade da turbina.
Fonte: Adaptado de Dranka (2014).

Normalmente, para ventos abaixo de 5 m/s a turbina fica bloqueada pela ação de freios mecânicos. Já velocidades de vento acima de 25 m/s podem causar grandes esforços mecânicos nas pás da turbina eólica, e conseqüentemente ser retirada de operação pelos freios mecânicos (ANAYA-LARA, *et al.*, 2009).

2.1.3 Modelo Não Polinomial para Turbinas Eólicas

A obtenção do valor exato do coeficiente de potência requer conhecimentos aprofundados em aerodinâmica. Por esse motivo, o modelo tipicamente utilizado para representar o coeficiente de potência é desenvolvido a partir de aproximações numéricas baseadas em ensaios com turbinas (SILVA, 2006). A equação (4)

apresenta o coeficiente de potência baseando-se em um modelo não polinomial (BORDIGNON, 2016).

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3\beta - C_4\beta^{C_5} - C_6 \right) e^{-\frac{C_7}{\lambda_i}} \quad (4)$$

em (4) as constantes $C_1, C_2, C_3, C_4, C_5, C_6, C_7, C_8$ e C_9 dependem das características aerodinâmicas das pás. A equação (5) apresenta a relação de λ e β .

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + C_8\beta} - \frac{C_9}{\beta^3 + 1} \quad (5)$$

A partir da equação (5) pode-se obter várias curvas de C_p em relação a λ para diversos ângulos de passo β . O coeficiente de potência tem um valor máximo para uma determinada velocidade específica da turbina (do inglês *Tip Speed Ratio*, TSR). Também pode-se observar que o coeficiente de potência é nulo ($C_p = 0$) em duas situações, quando a turbina está estacionária e em velocidades elevadas, onde a velocidade na ponta da pá é maior que a velocidade do vento incidente (SILVA, 2006). A Figura 4 apresenta o comportamento do coeficiente de potência em relação à velocidade específica da turbina e ao ângulo de passo.

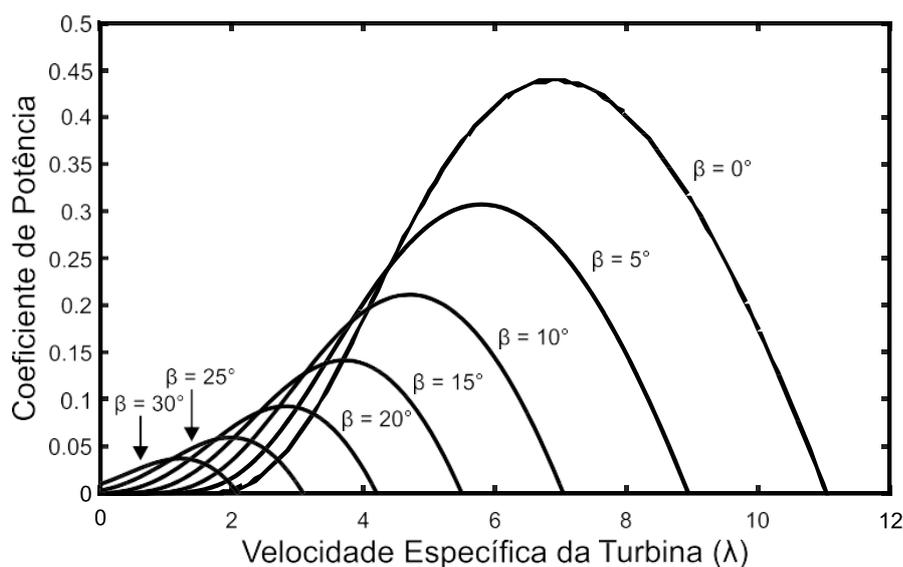


Figura 4 - Coeficiente de potência em função da velocidade específica da turbina e do ângulo de passo.

Fonte: Bordignon (2016).

2.2 UNIDADE EÓLICA BASEADA EM GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO

Os geradores tipicamente empregados em unidades eólicas são os geradores de indução de rotor com gaiola de esquilo e os geradores síncronos de ímã permanente ou rotor bobinado. Uma vantagem na utilização de geradores síncronos é que possui estrutura simples e conhecida de controle, e a operação em velocidades variáveis (ZAMADEI, 2012). Entretanto, para as turbinas eólicas de velocidade variável, normalmente, empregam-se geradores de ímãs permanentes e geradores de indução duplamente alimentado (GIDA). Nesse trabalho utiliza-se uma unidade eólica baseada em GIDA.

2.2.1 Gerador de Indução Duplamente Alimentado

Na topologia de unidades eólicas empregando geradores de indução duplamente alimentado tem-se a turbina eólica conectada ao rotor do gerador através de uma caixa de transmissão, e o estator é conectado diretamente à rede elétrica. Nesta topologia, o rotor bobinado é acessado por meio de anéis e escovas coletoras. Um duplo conversor estático bidirecional conecta os circuitos do rotor com a rede elétrica. A Figura 5 apresenta uma topologia básica de unidades eólicas que empregam gerador de indução duplamente alimentado.

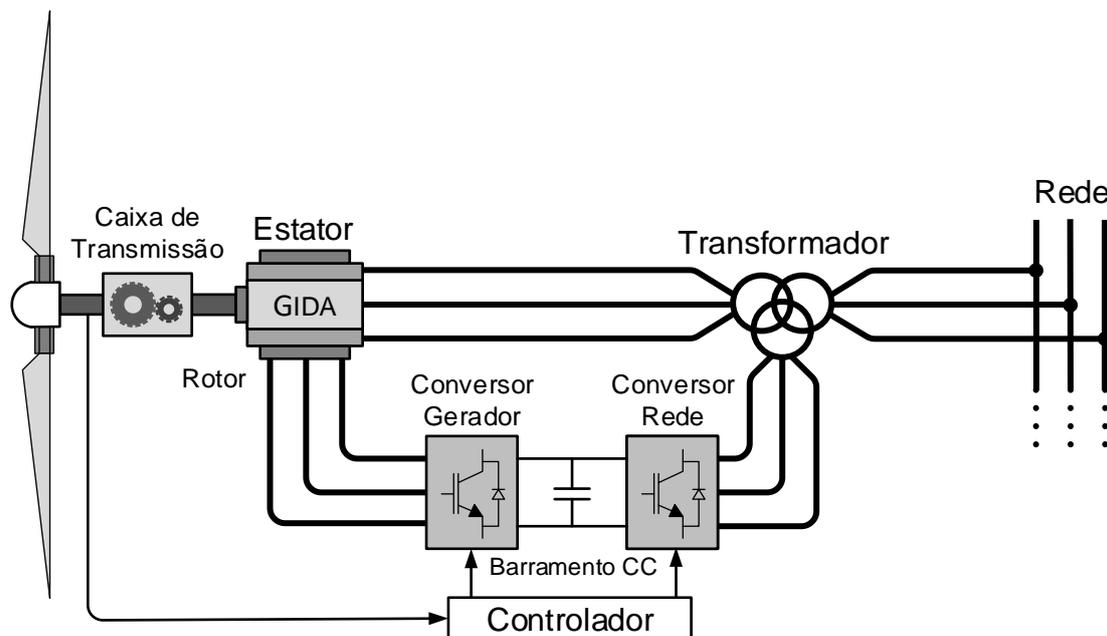


Figura 5 - Configuração básica de uma unidade eólica baseada em GIDA.
Fonte: Autoria própria.

A potência ativa e reativa gerada no estator do gerador, são controladas pelo conversor estático do lado do rotor. Já a tensão do barramento CC e a potência reativa fornecida ao sistema pelo conversor do lado da rede, são controladas pelo conversor do lado da rede (VOLTOLINI, 2007).

O fluxo de potência no circuito do rotor depende da velocidade do vento e flui nos dois sentidos em função da velocidade do rotor. O responsável pelo fluxo de potência fluir em dois sentidos no rotor é o conversor estático que atua de forma bidirecional. O rotor consome potência ativa da rede, quando opera com velocidade menor que a velocidade síncrona, ou seja, modo de operação sub-síncrono. Por outro lado, o rotor fornece potência ativa para a rede, quando opera com velocidade maior que a velocidade síncrona, ou seja, modo de operação super-síncrono (VOLTOLINI, 2007).

O rotor do gerador de indução duplamente alimentado é alimentado por um conversor estático que controla a tensão e frequência em seus enrolamentos. Deste modo, permite que o gerador opere em velocidade síncrona e assíncrona, mantendo constante a frequência da tensão gerada (MARQUES, 2004).

Unidades eólicas que empregam geradores de indução duplamente alimentado possuem o rotor do gerador interligado à turbina eólica através de uma caixa de redução e um eixo mecânico. Esse sistema rotacional assemelha-se a um sistema de duas massas girantes conectadas entre si por um eixo o qual devido a sua

característica elástica causa oscilações torcionais. A diferença de velocidade entre a turbina e o rotor do gerador durante períodos transitórios geram oscilações torcionais no sistema. A característica torcional do sistema estimula oscilações eletromecânicas de baixa frequência nos terminais do gerador (ZAMADEI, 2012).

2.2.2 Controle Vetorial

Nas máquinas de indução onde necessita-se de controle do torque eletromagnético com resposta rápida, principalmente em condições transitórias, utiliza-se o controle vetorial. O controle vetorial permite ao gerador de indução o controle desacoplado da potência ativa e reativa gerada no estator.

Geralmente, o controle vetorial adota o sistema de referência dq (SILVA, 2006). No referencial girante dq, mantém-se fixo o vetor fluxo do estator com o eixo d ou q. Nesse contexto, utilizam-se duas malhas de controle independentes, sendo uma para controlar a potência ativa gerada e outra para controlar a potência reativa gerada. A vantagem do controle vetorial é o controle desacoplado da potência ativa e reativa que a unidade eólica injeta na rede.

2.2.3 Malhas de Controle do GIDA

Unidades eólicas baseadas em GIDA conectam o rotor à rede elétrica através de um conversor estático bidirecional. O circuito do conversor localiza-se entre a rede e o rotor do gerador, possuindo dois conversores trifásicos do tipo fonte de tensão que conectam-se entre si pelo barramento CC. O conversor do lado da rede conecta a rede ao barramento CC, e o conversor do lado do gerador conecta o rotor do gerador ao barramento CC. A Figura 6 apresenta as malhas de controle típicas de uma unidade eólica baseada em GIDA.

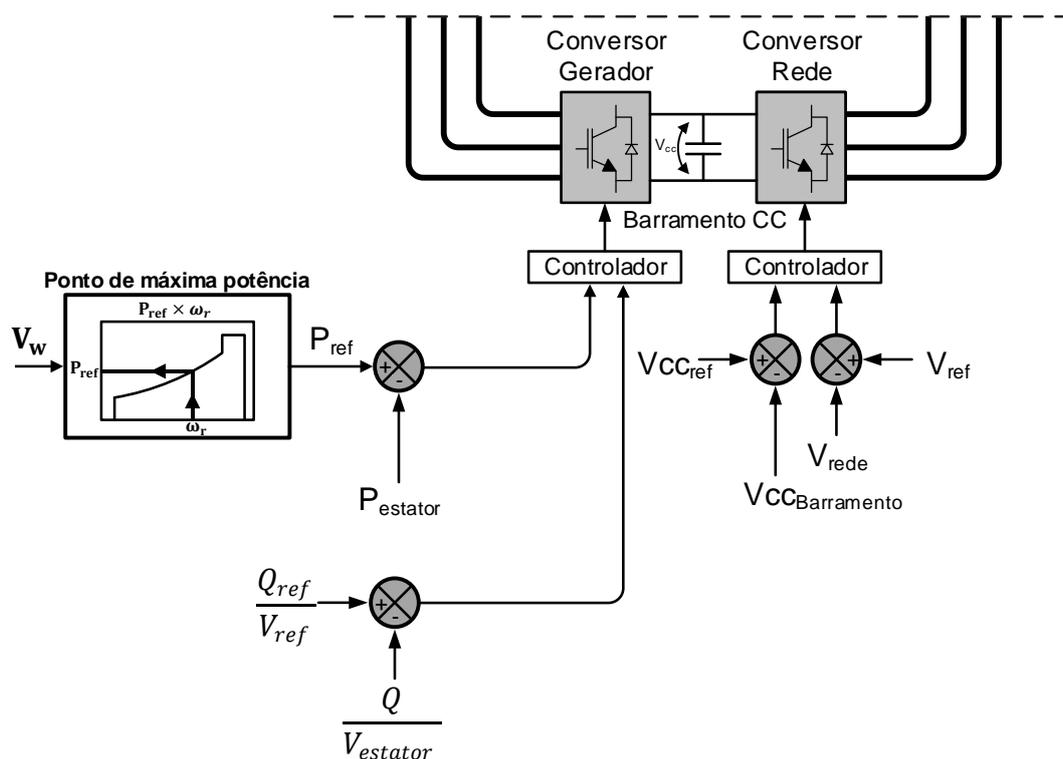


Figura 6 - Malhas de controle típicas do conversor do GIDA.
Fonte: Autoria própria.

2.2.3.1 Malhas de Controle do Conversor Lado do Gerador

As principais malhas de controle da unidade eólica encontram-se no conversor do lado do gerador. O conversor do lado do gerador controla a potência ativa e reativa fornecida pelo estator do GIDA através de tensões reguláveis aplicadas nos anéis coletores do rotor.

Uma estratégia implementada nesta malha de controle é a estratégia de controle de velocidade, onde calcula-se a referência da malha a partir da velocidade do vento, visando manter a turbina na velocidade ótima específica para que ocorra a máxima extração de potência do vento. A potência ativa gerada está diretamente relacionada com a velocidade específica ótima. As flutuações de tensão nos terminais do gerador são resultado das flutuações de potência ativa e reativa, geradas pelas variações do vento (VOLTOLINI, 2007).

Neste contexto, pode-se realizar o controle da potência ativa do estator na malha de controle de velocidade. Nessas situações, a referência para a malha de controle é a potência ativa almejada para o gerador. Essa técnica permite que, nas

situações de picos de vento a potência ativa mantenha-se constante, fazendo com que o excedente de energia extraída seja armazenado na forma de energia cinética, aumentando a velocidade do rotor. A velocidade da turbina é limitada pelo ângulo de passo.

O controle de potência reativa no estator, usualmente, é realizado pela segunda malha de controle do conversor do lado do gerador. Devido a implementação do controle vetorial no conversor, a segunda malha de controle atua independentemente da malha de controle de velocidade/potência. O controle do fluxo de magnetização do rotor controla a potência reativa no estator do gerador (VOLTOLINI, 2007).

Atualmente, nas unidades eólicas em operação, a estratégia de controle mais utilizada é o controle de velocidade e o controle de potência reativa do estator. O controle de velocidade visa a otimização da potência extraída pela turbina eólica. Já o controle de potência reativa visa manter o fator de potência unitário no estator.

No presente trabalho, foi adicionado uma ação de controle do tipo inercial na malha de controle de velocidade do conversor do rotor do gerador para auxiliar na regulação de frequência durante o processo de ilhamento da microrrede. A inclusão do sinal de controle inercial é inserida na malha de controle que contém a referência de potência ótima da unidade eólica baseada em geradores de indução duplamente alimentado.

2.2.3.2 Malhas de Controle do Conversor do Lado da Rede

O componente que conecta o conversor do lado da rede a rede elétrica, é um filtro indutivo que visa eliminar as distorções harmônicas causadas pelo conversor. O conversor pode atuar como retificador ou inversor, pois o emprego da ponte trifásica baseada em IGBT's permite o fluxo de potência ativa e reativa tanto no sentido da rede quanto no sentido do rotor (SILVA, 2006). O conversor do lado da rede possui duas malhas de controle atuando independentes, uma regula a tensão do barramento CC em ambos os sentidos de fluxo de potência no rotor. Já a outra malha é responsável por controlar a potência reativa fluindo entre o conversor e a rede, ou, a tensão no ponto de conexão do conversor. Normalmente utiliza-se a segunda malha para o controle de reativos, de maneira que não ocorra fluxo entre conversor/rede e

rede/conversor. Por consequência, o conversor controla apenas o fluxo de potência ativa entre o rotor e a rede (ZAMADEI, 2012).

2.3 MICRORREDES

O conceito de microrrede permite a inserção da geração distribuída sem exigir um redesenho ou reengenharia da topologia do próprio sistema (SAPAR, *et al.*, 2014). As microrredes podem ser compostas de diversos recursos distribuídos, sendo eles convencionais ou renováveis. Há décadas em comunidades longínquas onde a conexão com o sistema de potência principal não é viável, tem-se utilizado redes autônomas. Neste contexto, utilizam-se de geração provindas de combustíveis fósseis para o suprimento de energia elétrica. No entanto, devido ao avanço tecnológico das fontes de geração renováveis e ao aumento da viabilidade econômica, a integração destas fontes aos sistemas autônomos tornou-se uma prioridade para microrredes (OLIVARES, *et al.*, 2014). O conjunto composto por unidades de geração distribuída, cargas, microgeradores, e dispositivos de armazenamento de energia, é chamado de microrrede, quando opera como uma entidade única e controlável (BORDIGNON; OLIVEIRA; LUKASIEVICZ, 2016).

A Figura 7 ilustra uma microrrede genérica com múltiplas unidades de geração distribuída. Segundo Bordignon (2016), a microrrede possui um ponto de conexão comum (PCC, do inglês, Point of Common Coupling) com a rede principal, e cada gerador distribuído (GD, em inglês, Distributed Generator - DG) é conectado com a rede de distribuição da microrrede por um ponto de conexão (PC).

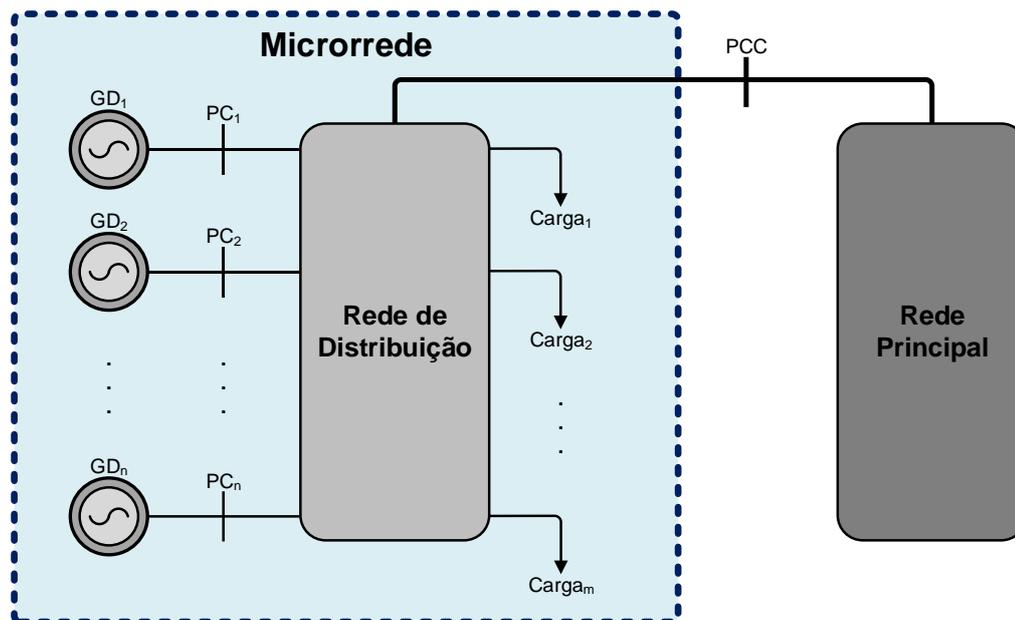


Figura 7 - Diagrama esquemático de uma microrrede com múltiplos geradores distribuídos.
Fonte: Autoria própria.

A microrrede da Figura 7 é composta por vários geradores e utiliza uma arquitetura de controle hierárquico baseada em uma central de controle. Para conseguir coordenar a operação da microrrede e garantir a confiabilidade do sistema, é necessário que haja uma estrutura de controle e que ela seja integrada a uma rede de comunicação entre os dispositivos. As microrredes objetivam um fornecimento contínuo de energia às cargas (BAHRAMIRAD; REDER, 2012). Quando a rede de distribuição da microrrede encontra-se conectada à rede principal há um fluxo de potência que pode ser bidirecional com o sistema elétrico. Devido ao fluxo ser bidirecional, em alguns momentos, a microrrede pode fornecer energia para a rede (fonte de geração) ou absorver energia da rede (carga). Contudo, o fluxo bidirecional pode causar problemas ao sistema elétrico, culminando em um desafio técnico que requer o uso de equipamentos e estratégias de controle especiais (OLIVARES, *et al.*, 2014).

Na sequência, apresentam-se algumas das vantagens quanto à aplicação de microrredes (LASSETER; PAIGI, 2004) (ARANI, *et al.*, 2013):

- Podem operar de maneira independente, no modo ilhado, mesmo não estando conectadas à rede de distribuição principal;
- Propicia boa solução para fornecer energia elétrica em caso de emergência ou escassez de energia durante interrupção da rede principal;
- Pode dispor de recurso para alternar para o modo de operação apropriado, podendo ser no modo ilhado ou conectado à rede.

Na sequência do capítulo serão abordadas as questões de controle e operação de microrredes, pois apesar do aumento da confiabilidade e flexibilidade atribuídos na utilização de microrredes, ainda há desafios técnicos em sua operação e controle, que ainda precisam ser transpassados.

2.3.1 Operação e controle de microrredes

Para que a operação e controle da microrrede ocorra da forma desejada, com segurança e confiabilidade, necessita-se do uso de sistemas de proteção e malhas de controle adequados. O sistema de controle visa manter a magnitude de tensão e frequência dentro de limites pré-estabelecidos, evitando danificar os equipamentos e geradores conectados à microrrede. Em situações de contingência as cargas ou unidades de geração serão desconectadas pelo sistema de proteção (BASTIANI, 2016).

Uma microrrede pode operar em dois modos: conectada à rede (do inglês, *grid connected*); ou desconectada da rede (do inglês, *off grid*), também denominada de operação ilhada.

2.3.1.1 Operação conectada

Na operação de microrredes conectadas à rede principal a tensão e frequência são ditadas pela rede principal. Logo, as unidades de geração, geralmente, operam no modo de controle P-Q, ou seja, controlam o despacho de potência ativa e reativa para o sistema. Nesse contexto, há um fluxo de potência no ponto de acoplamento comum, no sentido da rede para a microrrede quando a geração é menor que a carga, ou no sentido da microrrede para a rede quando a geração é maior que a carga. Devido ao fluxo ser bidirecional na operação conectada à rede, a microrrede não necessita manter o equilíbrio entre carga e geração (BORDIGNON, 2016).

A microrrede pode ser operada através de uma topologia centralizada ou uma topologia descentralizada. A operação centralizada conecta todas as unidades geradoras da microrrede em uma central de controle, visando a diminuição de custos. Já a operação descentralizada possui um sistema de controle para cada unidade

geradora (BASTIANI, 2016). Na Figura 8 apresenta-se um diagrama ilustrativo de uma microrrede operando conectada à rede, com geradores distribuídos, representados por GD. Desta forma, as chaves s1 a s3 encontram-se fechadas e a unidade de geração controla o despacho de potências ativa e reativa para a microrrede.

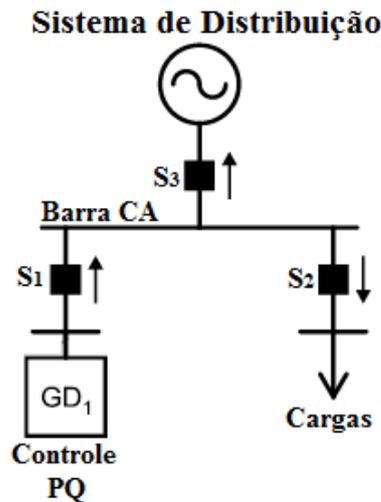


Figura 8 - Diagrama ilustrativo de uma microrrede genérica operando no modo conectado à rede.

Fonte: Adaptado de Andrei (2016).

A partir da Figura 8 pode-se obter as equações (6) e (7), que representam as potências ativa e reativa que fluem no ponto de acoplamento comum com a rede:

$$P_{REDE} = P_{total,GD} - P_{CARGAS} \quad (6)$$

$$Q_{REDE} = Q_{total,GD} - Q_{CARGAS} \quad (7)$$

Em que P_{GD} e Q_{GD} são as potências ativa e reativa totais geradas por GD_1 , e P_{CARGAS} e Q_{CARGAS} são as potências ativa e reativa, respectivamente, consumidas e absorvida pelas cargas. Quando fluem da microrrede para o sistema de distribuição P_{REDE} e Q_{REDE} são positivas.

2.3.1.2 Operação ilhada

A operação ilhada pode ser definida como sendo o processo pelo qual uma área do sistema elétrico é separada eletricamente da rede elétrica principal, como resultado de proteção automática ou ação de controle (por exemplo, operação de um disjuntor *upstream*, fusível ou seletor de seccionamento automático), ou o resultado de comutação manual (SABPAYAKOM; SIRISUMRANNUKUL, 2016). Normalmente, o ilhamento consiste em dois tipos: devido a eventos pré-planejados, ou seja, intencionais; ou devido a eventos acidentais, ou seja, não intencionais. O ilhamento intencional é normalmente feito para fins de manutenção. Já o ilhamento não intencional geralmente ocorre devido a desastres naturais ou falha abrupta do sistema. O ilhamento não intencional tem impacto na estabilidade dos sistemas, visto que resulta em um grande desbalanço entre carga e geração e, conseqüentemente, gera grandes variações na tensão e na frequência da microrrede (SAPAR, *et al.*, 2014).

Diferentemente de quando há conexão com a rede, para o sucesso da operação ilhada é preciso que as cargas e a geração mantenham-se balanceadas. O sucesso do controle de microrredes operando no modo ilhado exige a implementação de mecanismos precisos de compartilhamento de carga para suportar desbalanços repentinos de potência ativa, uma vez que a operação em modo ilhado apresenta maior complexidade quando comparada ao modo conectado (BORDIGNON, 2016). Na Figura 9 apresenta-se um diagrama ilustrativo de uma microrrede operando ilhada, onde a chave s4 permanece aberta. Na figura demonstra-se o controle multimestre e o controle mestre-escravo, os quais são estratégias utilizadas para o controle de frequência e tensão da microrrede.

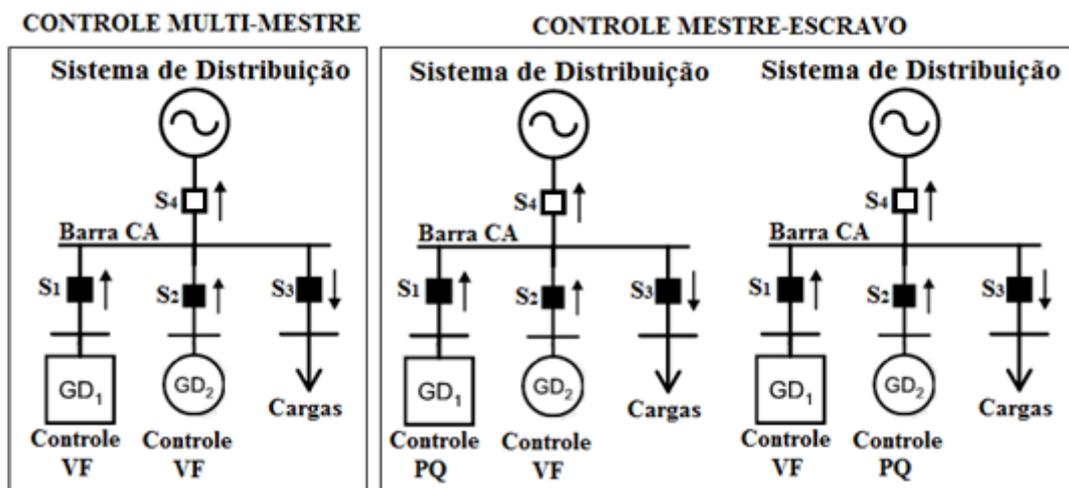


Figura 9 – Diagrama genérico de microrredes operando ilhadas.
Fonte: Adaptado de Bordignon (2016).

O controle do tipo multimestre possui várias unidades de geração operando em paralelo no modo V-f (HATZIARGYRIOU, 2014). O controle do tipo mestre-escravo requer que pelo menos uma das unidades de geração opere no modo V-f e todas as outras no modo P-Q. Uma vez que, para a operação ilhada de microrredes necessita-se de pelo menos uma unidade de geração operando em modo V-f, para que esta dite a tensão e a frequência da microrrede e as restantes injetem potência ativa e reativa (BASTIANI, 2016).

No presente trabalho considera-se uma microrrede ilhada operando no modo mestre-escravo, onde um gerador síncrono opera no modo V-f e uma unidade eólica opera no modo P-Q.

2.4 CORTE DE CARGA

No contexto da regulação de frequência, temos a regulação pela estratégia de corte de carga. Em alguns casos, a ocorrência de perdas significativas de geração pode acarretar em uma queda ocasional de velocidade nas demais máquinas do sistema, visto que, na maioria dos casos, os reguladores de velocidade não são rápidos o suficiente para reestabelecer o balanço entre os torques elétrico e mecânico. Do ponto de vista operacional, a frequência do sistema pode alcançar valores que levam a instabilidade. Para evitar o colapso do sistema, medidas corretivas devem ser tomadas. As medidas tomadas devem manter o equilíbrio entre as potências elétrica e mecânica, sob determinadas condições de subfrequência. Em situações críticas de

subfrequência, cargas devem ser desconectadas do sistema, com a finalidade de garantir que a queda de frequência seja interrompida antes de atingir o limite dos dispositivos de proteção. Essa estratégia é conhecida como corte de carga, sua função é igualar a carga à geração disponível (BROLIN, 2010).

De maneira geral, quando há solicitações de corte de carga nos sistemas de potência, uma série de operações e chaveamentos precisa ser analisada e executada em um curto período de tempo. Na maioria dos casos, a experiência do engenheiro de operação influencia diretamente nas ações ou programações de desligamento, buscando-se a minimização da demanda cortada e a garantia do atendimento aos serviços essenciais (GAULKE, 2007).

Para o corte de carga, as medidas de frequência são coletadas em pontos específicos, onde localizam-se os equipamentos. Frequentemente, controladores lógicos programáveis (CLPs), relés de subfrequência (ou sensíveis a variação de frequência), e dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs) são os equipamentos responsáveis pelo envio do sinal de desligamento de carga (trip). O sinal de trip é transmitido aos disjuntores, ou aos dispositivos similares, para que ocorra a desconexão das parcelas de carga (BROLIN, 2010).

Segundo a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), o corte de carga ou geração poderá ser realizado no caso de variação de frequência, para garantir que a frequência retorne, no prazo de 30 segundos, para a faixa de 59,5 a 60,5 Hz. A classificação quanto à prioridade de consumidores nas microrredes obedece a classificação definida pela ANEEL e exposta na Tabela 1 (ANEEL, 2010).

Tabela 1 – Classificação dos consumidores segundo a resolução Nº 414 da ANEEL.

Classificação	Nível de Prioridade	Tipo de Consumidores
Classe 1	Alto	Hospitais; serviços de telecomunicações e transporte público; iluminação pública
Classe 2	Médio	Comercial e Industrial
Classe 3	Baixo	Residencial e Rural

Fonte: Adaptado de ONS (2017).

Durante o processo de corte de cargas as ações de controle são realizadas localmente, ou seja, cada área do sistema possui um esquema regional de alívio de carga (ONS, 2017). Para evitar o blecaute do sistema, através do efeito de

desligamento em cascata das unidades geradoras, o esquema regional de alívio de carga (ERAC) deve estar coordenado com o restante dos sistemas de proteção (BIALEK, 2007) (ANDERSSON, *et al.*, 2005).

O ERAC é um sistema de proteção que tem por objetivo minimizar os efeitos de subfrequência decorrentes da perda de grandes unidades de geração, não permitindo que o sistema atinja valores de frequência inferiores aos pré-estabelecidos. O ERAC atua por meio de relés de frequência que realizam o desligamento automático e escalonado de blocos de carga (ANEEL, 2010).

Na sequência apresenta-se a tabela referente aos diversos estágios do ERAC, quando há atuação dos relés de frequência absoluta, com os respectivos montantes de corte de carga pré-estabelecidos, definidos em função dos prováveis déficits de geração (ONS, 2017). A Tabela 2 apresenta, como exemplo, o ajuste do ERAC para as regiões Sudeste, Centro Oeste e Sul do Brasil.

Tabela 2 – Ajustes do ERAC das Regiões Sudeste/CO e Sul

Estágio	Sudeste / CO		Sul	
	Ajuste (Hz)	Carga Rejeitada (%)	Ajuste (Hz)	Carga Rejeitada (%)
1º	58,5	7	58,5	7,5
2º	58,2	7	58,2	7,5
3º	57,9	7	57,9	10
4º	57,7	7	57,6	15
5º	57,5	7	57,3	15

Fonte: Adaptado de ONS (2017).

A estratégia de corte de carga consiste em definir uma rotina de cortes de carga passíveis de serem realizados, fundamentados em estudos relativos à dinâmica do sistema, dada uma probabilidade de desbalanço entre carga e geração. Em síntese, o relé de frequência absoluta atua desligando automaticamente as cargas previamente estabelecidas sempre que o sistema atingir os valores de frequência absoluta. Quando o sistema atingir o valor de ajuste, o montante predefinido de carga terá seu fornecimento interrompido (BROLIN, 2010).

Segundo o ONS (Operador Nacional do Sistema) para que a confiabilidade do SIN (Sistema Interligado Nacional) seja preservada, as cargas incluídas nos ERAC não deverão ser coincidentes com as cargas incluídas no PCMC (Plano de Corte Manual de Cargas) dos agentes e nem nos Esquemas Regionais de Subtensão.

O ERAC além de utilizar o relé de frequência absoluta, também efetua o corte de carga por meio de relés de taxa de variação de frequência no tempo ($\Delta F/\Delta T$).

O relé de taxa de variação de frequência baseia-se na medição da variação de frequência no tempo provinda de um desbalanço entre geração e carga. Quando ocorrer uma variação significativa de carga durante um ilhamento, a máquina acelera ou desacelera de forma significativa. Neste momento, o relé é acionado abrindo o circuito e, conseqüentemente, desconectando as cargas.

No presente trabalho fora considerada a atuação de dois tipos de relés para o corte de carga durante o ilhamento da microrrede. Implementou-se o relé de corte de cargas baseado no ERAC e um relé chamado de relé inteligente de corte de carga.

No relé inteligente, o corte de cargas inicia-se com a obtenção das medidas de potências ativa e reativa de todos os alimentadores e do gerador síncrono conectado ao sistema. Com base nas informações obtidas, realiza-se um processo cíclico de testes com as potências dos alimentadores, via código implementado no relé, para determinar quais alimentadores devem ser desconectados em caso de ilhamento do sistema elétrico de distribuição. O relé desconecta um conjunto de cargas que resulta no menor desbalanço entre a potência gerada no instante do ilhamento e a potência da carga. Após o relé de detecção de ilhamento identificar a ocorrência do ilhamento, o relé determina qual é o conjunto de carga que deve ser desligado para causar o menor desbalanço entre carga e geração. O algoritmo do relé avalia a potência de grupos de cargas, de forma combinatória, até encontrar o conjunto de cargas a serem cortadas que resulta em um menor desbalanço de potência. Essa análise combinatória inicia com conjuntos formados por apenas 1 carga, seguindo por conjuntos formados por duas cargas e assim por diante.

2.5 CONTROLE INERCIAL

Geralmente, empregam-se conversores eletrônicos de potência em unidades eólicas de velocidade variável para permitir uma operação e um controle mais flexível e eficiente da unidade de geração. A potência de saída das unidades eólicas geralmente mantém-se constante durante as variações de frequência, pois a geração eólica baseada em conversores não responde naturalmente às variações de frequência. Assim, mesmo levando em consideração a grande quantidade de energia cinética armazenada no gerador e nas pás, não há contribuição inercial entregue para a rede durante um distúrbio (DRANKA, 2014). Por conseqüência, a inserção de

unidades eólicas em sistemas de geração convencionais reduz a inércia total do sistema, resultando em maiores taxas de variação de frequência quando há ocorrência de desbalanços de potência.

Portanto, unidades eólicas de velocidade variável necessitam de malhas de controle suplementares para auxiliar na resposta aos desvios de frequência. Logo, uma topologia de controlador que pode ser empregada, é o controlador do tipo inercial (derivativo), o qual cria uma inércia virtual baseado na variação da frequência. A Figura 10 apresenta a malha de controle do controlador inercial.

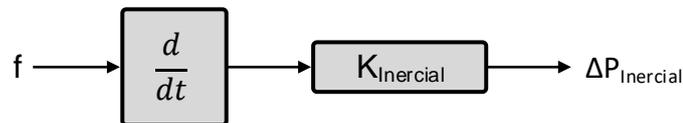


Figura 10 – Malha de controle suplementar.
Fonte: Autoria própria.

A inércia virtual, gerada pelo controle inercial, visa responder às variações de frequência, extraindo energia cinética, armazenada nas massas rotativas da turbina eólica, e convertendo em energia elétrica para entregar à microrrede. Esse processo é realizado atuando-se no controle de velocidade da turbina, reduzindo a velocidade do rotor. Para isso é preciso forçar o conversor a extrair mais potência do gerador do que a potência disponível na massa de ar. A energia disponível para a regulação de frequência, pelo controle inercial, depende da quantidade de energia cinética armazenada no rotor. A contribuição do controle inercial é significativa onde o ROCOF é elevado, ou seja, nos primeiros instantes após o desbalanço de potência. No entanto, quando a frequência começa a ser reestabelecida, a ação do controlador torna-se negativa, iniciando a fase de recuperação da velocidade do rotor. Após o distúrbio, até que a velocidade do rotor retorne ao valor inicial, a turbina fornece uma potência menor do que a potência fornecida anteriormente ao distúrbio (WANG, *et al.*, 2013).

A energia cinética armazenada no rotor da unidade eólica é função da velocidade da turbina, do momento de inércia e dos limites de velocidade. Essa energia cinética da turbina eólica é utilizada para fornecer resposta inercial para a geração eólica, o que resulta na desaceleração temporária da turbina (MARGARIS, *et al.*, 2012). A energia cinética utilizada para a regulação restabelece-

se após a contribuição da unidade eólica para o controle de frequência. Após o restabelecimento, a turbina retorna ao mesmo ponto de operação em que encontrava-se antes do distúrbio. A turbina eólica retorna para o ponto de máxima potência devido também à atuação do controle de rastreamento da máxima potência. A Figura 11 apresenta o comportamento da potência mecânica da turbina, velocidade da turbina e potência elétrica entregue pela unidade eólica durante a atuação do controle inercial. É possível observar o pico da potência elétrica fornecida pelo controle inercial na Figura 11, e como consequência uma queda de velocidade até a recuperação da velocidade da turbina.

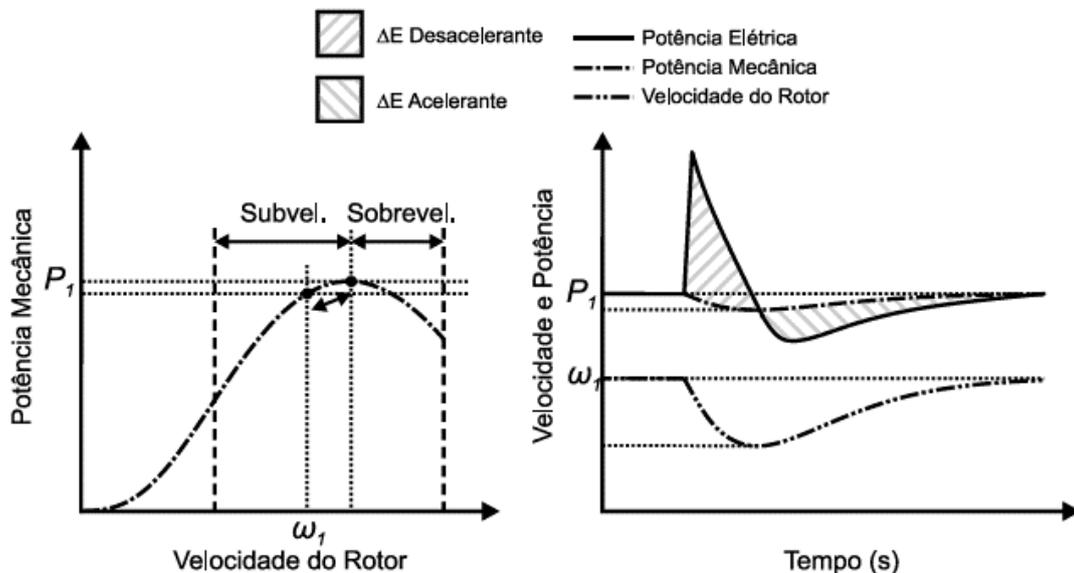


Figura 11 - Resposta do controle auxiliar de frequência.
Fonte: Bordignon (2016).

No presente trabalho, explora-se a resposta inercial de unidades eólicas operando no ponto de máxima potência para contribuir com a regulação de frequência em sistemas elétricos. A Figura 12 apresenta o controlador inercial proposto incluído na unidade eólica de geração. O sinal f é a entrada da malha de controle e refere-se a frequência em p.u. da rede. Já o sinal $\Delta P_{inercial}$ é o sinal de saída do controlador inercial adicionado na malha de controle externa do conversor da unidade eólica baseada em geradores de indução duplamente alimentado. Esse sinal de controle é somado com o sinal de potência ótimo gerado pelo controlador MPPT da unidade eólica.

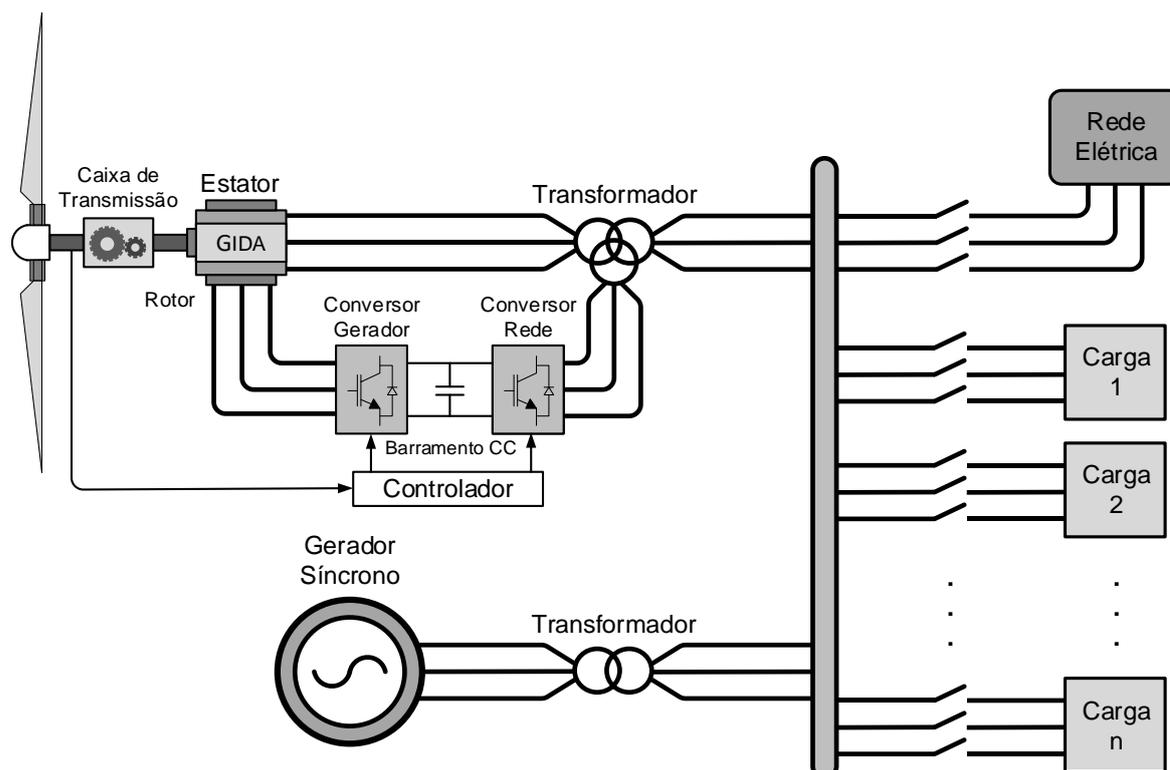


Figura 13 – Diagrama Ilustrativo da Microrrede Adotada.
Fonte: Autoria própria.

A unidade de geração eólica empregada na microrrede opera com velocidade variável, possui um gerador de indução duplamente alimentado acoplado à turbina eólica e duplo conversor estático. O gerador síncrono conectado à rede é movido por uma turbina a vapor. O estator do gerador síncrono conecta-se ao transformador trifásico, que por sua vez conecta-se à microrrede por meio de um disjuntor trifásico. O gerador síncrono opera apenas com a malha de controle primário de frequência, tanto no modo conectado como no modo ilhado. A unidade eólica opera no modo P-Q e utiliza a estratégia de MPPT para a máxima extração de potência mecânica do vento.

2.6.1 Modelo do GIDA

O modelo do gerador de indução duplamente alimentado fundamenta-se no modelo da máquina de indução, onde considera as malhas de controle do conversor e as equações mecânicas pertinentes a conexão da turbina eólica com o rotor do gerador. Aplica-se um conjunto de transformadas de coordenadas nas

equações originais da máquina de indução para obter-se um modelo simplificado do GIDA e invariante no tempo.

Nesta seção apresenta-se o sistema de referência adotado e o modelo da máquina de indução, que representa a modelagem do gerador de indução duplamente alimentado.

2.6.1.1 Sistema de Referência dq0

As grandezas eletromagnéticas da máquina de indução variam de acordo com a posição do rotor em relação ao estator. Com isso, a representação das grandezas é realizada por funções dependentes da posição do rotor com relação a uma referência fixa ao estator (KRAUSE, *et al.*, 2002).

A dependência da posição do rotor torna a solução das equações do modelo da máquina de indução não triviais. Contudo, pode-se utilizar a Transformação de Park (dq0) para a simplificação das equações. A Transformação de Park substitui os enrolamentos a, b e c por enrolamentos fictícios d, q e 0, os quais giram com a mesma velocidade do enrolamento de campo fixo ao rotor. Nos eixos direto e em quadratura posicionam-se os enrolamentos fictícios, existindo um acoplamento magnético entre os enrolamentos fictícios do estator e rotor (DRANKA, 2014).

A equação 8 apresenta a matriz de transformação da Transformada de Park.

$$V_{qd0} = T_{\theta} V_{abc} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \text{sen}(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \text{sen}\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} V_{abc} \quad (8)$$

em que $V_{qd0} = [V_q \ V_d \ V_0]$, $V_{abc} = [V_a \ V_b \ V_c]$, θ é a defasagem angular entre os eixos de referência do sistema abc e dq0 (KRAUSE, *et al.*, 2002).

2.6.1.2 Modelo da máquina de indução

A partir das equações clássicas da máquina de indução aplica-se a transformada de Park para obter-se um novo modelo com parâmetros invariantes no tempo (KUNDUR, 1994). As equações (9) a (12) apresentam as tensões do estator e rotor, respectivamente (KRAUSE, *et al.*, 2002).

$$V_{ds} = -R_s I_{ds} - \omega S \psi_{qs} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} \quad (9)$$

$$V_{qs} = -R_s I_{qs} - \omega S \psi_{ds} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} \quad (10)$$

em (9) e (10), V_{ds} e V_{qs} são as tensões do estator de eixo direto e em quadratura, respectivamente; R_s é a resistência do estator; I_{ds} e I_{qs} são as correntes do estator de eixo direto e em quadratura, respectivamente; ωS é a velocidade angular de escorregamento do rotor; ψ_{qs} e ψ_{ds} são os fluxos magnéticos do estator de eixo em quadratura e direto, respectivamente.

$$V_{qr} = -R_r I_{qr} - \omega S \psi_{dr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} \quad (11)$$

$$V_{dr} = -R_r I_{dr} - \omega S \psi_{qr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} \quad (12)$$

em (11) e (12), V_{qr} e V_{dr} são as tensões do rotor de eixo em quadratura e direto, respectivamente; R_r é a resistência do rotor; I_{qr} e I_{dr} são as correntes do rotor de eixo em quadratura e direto, respectivamente; ωS é a velocidade angular de escorregamento do rotor; ψ_{dr} e ψ_{qr} são os fluxos magnéticos do rotor de eixo direto e em quadratura, respectivamente.

Já as equações (13) a (16) apresentam os fluxos magnéticos do estator e rotor, respectivamente (KRAUSE, *et al.*, 2002).

$$\psi_{ds} = L_s I_{ds} + L_m I_{dr} \quad (13)$$

$$\psi_{qs} = L_s I_{qs} + L_m I_{qr} \quad (14)$$

$$\psi_{dr} = L_r I_{dr} + L_m I_{ds} \quad (15)$$

$$\psi_{qr} = L_r I_{qr} + L_m I_{qs} \quad (16)$$

em (13)-(16), I_{qr} e I_{dr} são as correntes de eixo direto do rotor e estator, respectivamente; Já I_{qs} e I_{ds} são as correntes de eixo em quadratura do rotor e estator, respectivamente; L_s e L_r são as indutâncias do estator e rotor, respectivamente; L_m é a indutância mútua entre estator e rotor.

A Figura 14 e a Figura 15 apresentam o modelo da máquina de indução descrito nas equações (9) e (10). O circuito elétrico equivalente encontra-se no referencial dq0.

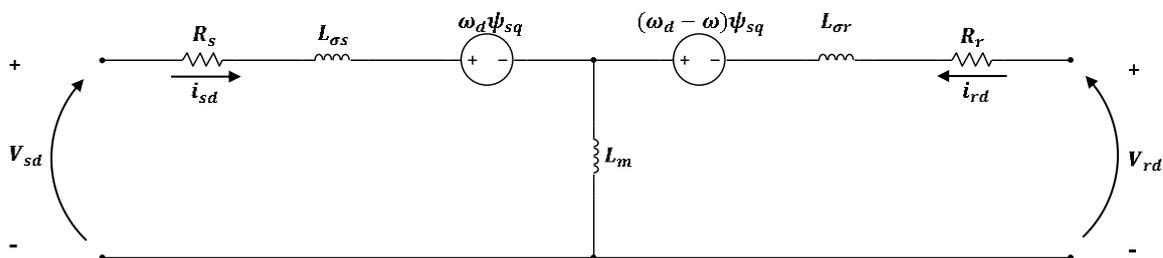


Figura 14 - Circuito do eixo-d da máquina de indução.
Fonte: Adaptado de Zamadei (2012).

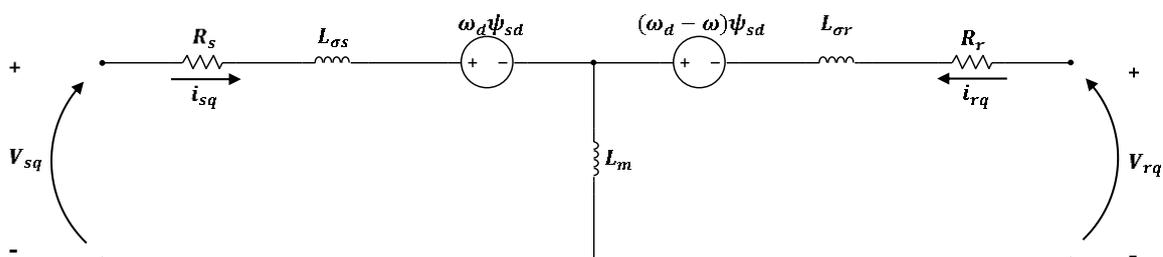


Figura 15 - Circuito do eixo-q da máquina de indução.
Fonte: Adaptado de Zamadei (2012).

Na Figura 14 e na Figura 15, $l_{\sigma s}$ é a indutância de dispersão do estator, $l_{\sigma r}$ é a indutância de dispersão do rotor e l_m é a indutância mútua entre estator e rotor. Geralmente, apresentam-se os valores das indutâncias nas especificações técnicas do gerador. As indutâncias apresentadas nas equações (13) a (16) são dadas por

$$L_s = l_m - l_{\sigma s} \quad (17)$$

$$L_r = l_m - l_{\sigma r} \quad (18)$$

em que L_s é a indutância própria do estator, e L_r é a indutância própria do rotor. As correntes, tensões e fluxos do lado do rotor, apresentadas nos circuitos equivalentes, encontram-se referidos ao lado do estator, por meio da relação de transformação entre o enrolamento do rotor e do estator.

O torque elétrico do GIDA, é apresentado na equação (19).

$$T_e = \psi_{qr} I_{dr} - \psi_{dr} I_{qr} \quad (19)$$

A potência ativa e reativa do estator, no referencial dq0, são dadas pelas equações (20) e (21), respectivamente.

$$P_s = V_{qs} I_{qs} + V_{ds} I_{ds} \quad (20)$$

$$Q_s = V_{qs} I_{ds} - V_{ds} I_{qs} \quad (21)$$

No GIDA, a potência ativa e reativa no estator pode ser controlada por meio das correntes rotóricas (MARQUES, 2004).

Já a potência ativa e reativa do rotor, no referencial dq0, são dadas pelas equações (22) e (23), respectivamente.

$$P_r = V_{dr} I_{dr} + V_{qr} I_{qr} \quad (22)$$

$$Q_r = V_{dr} I_{qr} - V_{qr} I_{dr} \quad (23)$$

Por fim, a velocidade angular do rotor é apresentada na equação (24) (ZAMADEI, 2012).

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H} (T_{sh} - T_e) \quad (24)$$

em que T_{sh} é o torque transmitido pelo eixo da turbina ao rotor do gerador, e H é a constante de inércia.

2.6.1.3 Modelo Mecânico do Conjunto Turbina Gerador

A turbina eólica é geralmente conectada ao gerador por meio de uma caixa multiplicadora de velocidades. O modelo dinâmico da turbina eólica pode ser representado como um sistema de duas massas girantes interligadas por uma caixa de transmissão. A principal função da caixa de transmissão é multiplicar a velocidade angular do eixo da turbina por uma relação de transmissão. A relação de transmissão visa manter o eixo do gerador em uma faixa de velocidade adequada.

A Figura 16 apresenta o modelo dinâmico do conjunto turbina gerador, onde H_t e H_g são as constantes de inércia da turbina e do gerador, respectivamente, dadas em segundos [s]; K_e é a constante de transmissão, dada em [pu/rad]; ω_t é a velocidade da turbina, dada em [pu]; e ω_r é a velocidade do rotor do gerador, dada em [pu].

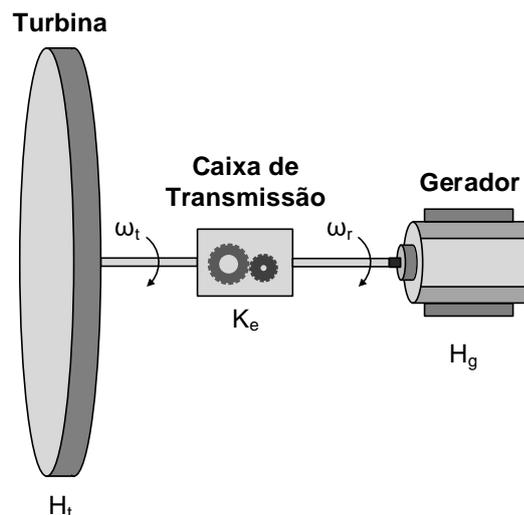


Figura 16 - Conjunto Turbina Gerador.
Fonte: Autoria própria.

A velocidade de rotação da turbina na entrada da caixa de transmissão é dada em radianos (mecânicos) por segundo. A velocidade relativa no eixo do gerador

é determinada por meio da relação de transmissão, a qual é convertida em radianos (elétricos) por segundo para que haja compatibilidade com o modelo elétrico do sistema.

2.6.1.4 Modelo do Barramento CC

O barramento CC, ou barramento de corrente contínua, localiza-se entre os conversores estáticos, e é modelado como um banco de capacitores que armazena energia. O objetivo do banco de capacitores é reduzir as variações de tensão no barramento (OTTERSTEN, 2003).

As variações de tensão provocadas pelas demandas de potência no circuito do rotor do GIDA e o fluxo de potência reativa entre a rede e o rotor devem ser suportadas pelo banco de capacitores do barramento CC, de modo que tenha-se uma estrutura compatível com a operação da unidade. A tensão não deve ultrapassar os limites mínimo e máximo especificados (SILVA, 2006).

A Figura 17 apresenta a ilustração do barramento CC, onde o banco de capacitores é o elemento armazenador de energia.

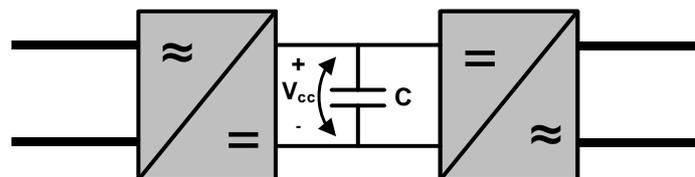


Figura 17 - Modelo do barramento CC.

Fonte: Autoria própria.

As equações (25) e (26) modelam matematicamente a energia armazenada no capacitor.

$$E_C = \frac{CV_{CC}^2}{2} \quad (25)$$

$$\frac{dE_C}{dt} = CV_{CC} \frac{dV_{CC}}{dt} \quad (26)$$

em que E_C é a energia armazenada no capacitor, C é o valor da capacitância, V_{CC} é a tensão do capacitor. Para determinar a tensão do barramento CC é preciso levar em consideração o ciclo de trabalho dos conversores, para que estes não saturem.

No presente trabalho, utiliza-se um conversor bidirecional composto por chaves de estado sólido do tipo IGBT's (Transistor Bipolar de Porta Isolada, do inglês, *Insulated Gate Bipolar Transistor*). Os IGBT's são os atuadores do conversor CA/CC/CA.

3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A efetividade das estratégias operacionais e das malhas de controle propostas foram avaliadas considerando o ilhamento da microrrede. As avaliações foram feitas por meio de simulações em diferentes condições de desbalanços de potência ativa entre a geração distribuída e as cargas locais do subsistema ilhado. O ilhamento se estabelece após a abertura da chave que conecta o sistema de distribuição ao sistema de transmissão, para a realização das simulações utilizou-se a plataforma *SimPowerSystems* do *Simulink* do Matlab®, onde o algoritmo de resolução de equações diferenciais ODE23t é a base para a execução das simulações no modo fasorial. O modelo da microrrede utilizado nas simulações fora apresentado no capítulo 2. O gerador síncrono e a unidade eólica que fazem parte da microrrede adotada possuem potências nominais de 5 MW e 6 MW, respectivamente.

3.1 CONTROLE INERCIAL

A avaliação do controle inercial proposto para o ilhamento do sistema fora realizada considerando um total de cargas conectadas ao sistema de 4730 kW. Antes do ilhamento a fonte da concessionária, representada pelo barramento infinito, estava conectada à barra de geração, fornecendo uma potência de 1638 kW para as cargas locais. O gerador síncrono estava fornecendo uma potência de 2519 kW, e a unidade eólica operando com um vento de 8 m/s fornecia 1248 kW de potência ao sistema. A unidade eólica possui uma carga de 500 kW conectada entre a geração e o transformador que acopla os dois sistemas de geração. Após o ilhamento, o gerador síncrono assume a diferença de potência requerida pelas cargas locais, o que resulta em um desbalanço de 1442 kW entre a potência mecânica e elétrica, pelo fato da potência elétrica da carga ser superior à potência mecânica das unidades de geração. O impacto do ilhamento da microrrede no comportamento da frequência é avaliado em dois cenários diferentes: unidade eólica operando sem o controle inercial proposto e unidade eólica operando com o controle inercial proposto. A Figura 18 apresenta a curva de frequência da microrrede durante o processo de ilhamento, considerando os dois cenários adotados. O erro de frequência em regime permanente está associado ao fato de que o sistema teste não possui controle secundário de frequência, o qual é

responsável por reestabelecer a frequência do sistema ao seu valor programado, ou seja, 60 Hz conforme regulamentação da ANEEL. O foco do trabalho é o comportamento transitório da frequência durante o período de atuação do controle primário.

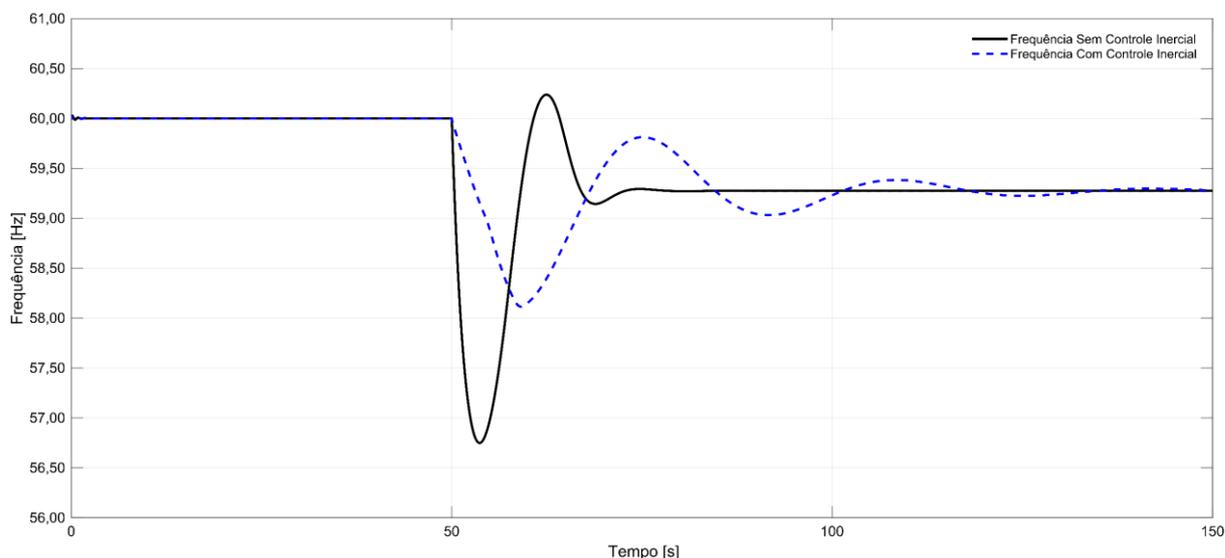


Figura 18 – Frequência da microrrede durante o processo de ilhamento, sem e com controle inercial da unidade eólica de geração.
Fonte: Autoria própria.

A partir da análise da Figura 18, pode-se obter os dados apresentados na Tabela 3, os quais explicitam o afundamento máximo da frequência e ROCOF da microrrede durante o processo de ilhamento, considerando os dois cenários adotados.

Tabela 3 – Comparativo do afundamento máximo de frequência e do ROCOF entre o sistema sem o controle inercial e com o controle inercial.

	Sem controle inercial	Com controle inercial
F_{\min} [Hz]	56,75	58,11
ROCOF [Hz/s]	0,872	0,207

Conforme observado na Tabela 3, o afundamento de frequência fora significativamente reduzido com a inserção da malha de controle suplementar aplicada à unidade eólica. Apesar do controle inercial ter contribuído com o afundamento de frequência, sua maior contribuição é na redução do ROCOF. Este desempenho é resultante da capacidade e agilidade do sistema dos conversores inserirem uma “inércia virtual”, de modo a reduzir a taxa de variação e a magnitude da variação da frequência.

O PRODIST (Procedimentos de Distribuição) define um limite mínimo e máximo para a frequência de operação de microrredes. Esses limites são discutidos no módulo 8 do PRODIST, o qual refere-se à qualidade de energia. Os limites especificados são de 55,8 Hz para frequência mínima e de 66 Hz para frequência máxima (ANEEL, 2010). Logo, analisando-se a frequência da microrrede apresentada na Figura 18, conclui-se que a frequência está dentro dos limites especificados pelo PRODIST.

A Figura 19 apresenta a curva da potência ativa fornecida pelo gerador síncrono durante o processo de ilhamento da microrrede.

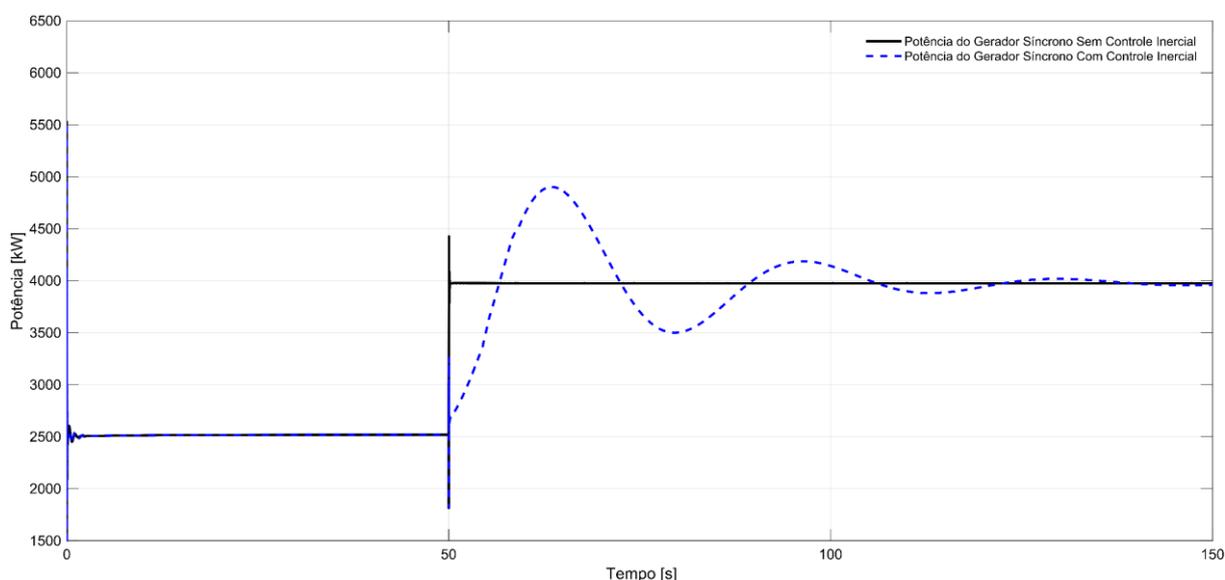


Figura 19 - Potência ativa do gerador síncrono durante o processo de ilhamento da microrrede, sem e com controle inercial na unidade eólica.

Fonte: Autoria própria.

Para o mesmo cenário, na Figura 20 é apresentada a potência ativa da unidade eólica.

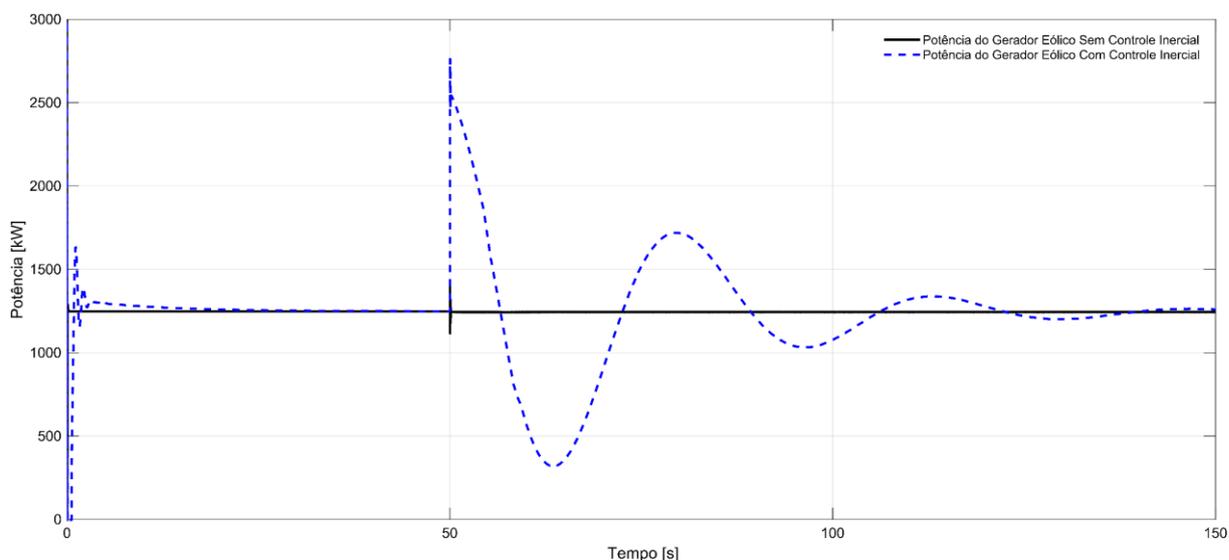


Figura 20 – Potência ativa da unidade eólica durante o processo de ilhamento da microrrede, sem e com controle inercial na unidade eólica.

Fonte: Autoria própria.

Observando-se a Figura 19 e a Figura 20 percebe-se que quando o controle inercial da unidade eólica encontra-se desabilitado, após o ilhamento o gerador síncrono assume toda a diferença de potência requerida pelas cargas locais e a unidade eólica mantém-se na potência inicial de 1248 kW. Já para o caso em que o controle inercial está habilitado, a unidade eólica fornece grande parte da potência de forma quase instantânea, reduzindo posteriormente a potência entregue à microrrede, à medida que a frequência do sistema é reestabelecida e o gerador síncrono aumenta a sua geração.

A Figura 21 apresenta a alteração na velocidade de operação da turbina eólica durante a contribuição inercial. A contribuição do controle inercial é significativa onde o ROCOF é elevado, ou seja, nos primeiros instantes após o desbalanço de potência. No entanto, quando a frequência começa a ser reestabelecida, a ação do controlador torna-se negativa, iniciando a fase de recuperação da velocidade da turbina eólica.

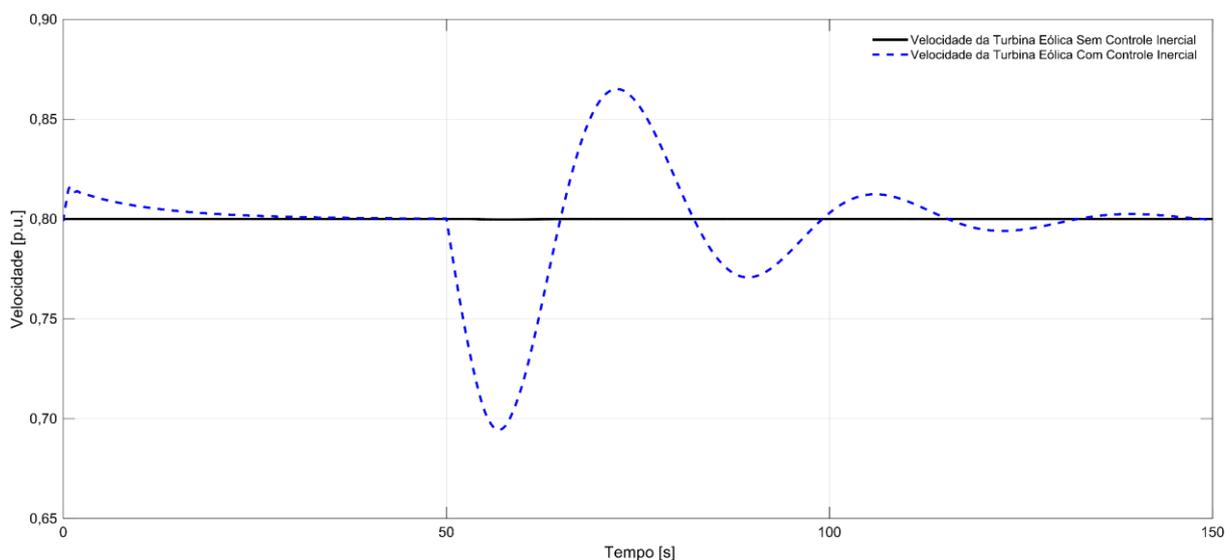


Figura 21 - Velocidade da turbina eólica durante o processo de ilhamento da microrrede, sem e com controle inercial.
Fonte: Autoria própria.

Observando-se a Figura 20 e a Figura 21, percebe-se que com a inserção do controle inercial a potência da unidade eólica e a velocidade da turbina tem ações contrárias de maneira que quando ocorre um pico de potência a velocidade da turbina eólica diminui e vice-versa. Essas variações de velocidade da turbina se devem à energia cinética absorvida e fornecida pelo controle inercial.

Os resultados obtidos nas simulações mostraram a efetividade da malha do controlador inercial e das estratégias operacionais propostas para o sucesso no processo de ilhamento da microrrede. O controle inercial proporcionou uma melhoria significativa na redução do afundamento máximo da frequência e no ROCOF do sistema.

3.1.1 Influência da velocidade do vento na frequência do sistema

Nesta seção aborda-se a influência da velocidade do vento na frequência do sistema. O ilhamento será analisado para três cenários diferentes: com a unidade eólica operando com ventos de 8 m/s, 9 m/s e 10 m/s.

No primeiro cenário a turbina opera com velocidade de 8 m/s fornecendo uma potência de 1248 kW. Já no segundo cenário a turbina opera com velocidade de 9 m/s fornecendo uma potência de 1780 kW. Por fim, no terceiro cenário a turbina opera com velocidade de 10 m/s fornecendo uma potência de 2450 kW. Para todos os cenários o gerador síncrono estava fornecendo 2519 kW, onde após o ilhamento

supre um desbalanço de potência de 1442 kW. O fato do desbalanço de potência manter-se constante deve-se à fixação do mesmo, onde para isso variou-se a carga para cada um dos cenários.

A Figura 22 apresenta a curvas de frequência para os três cenários analisados.

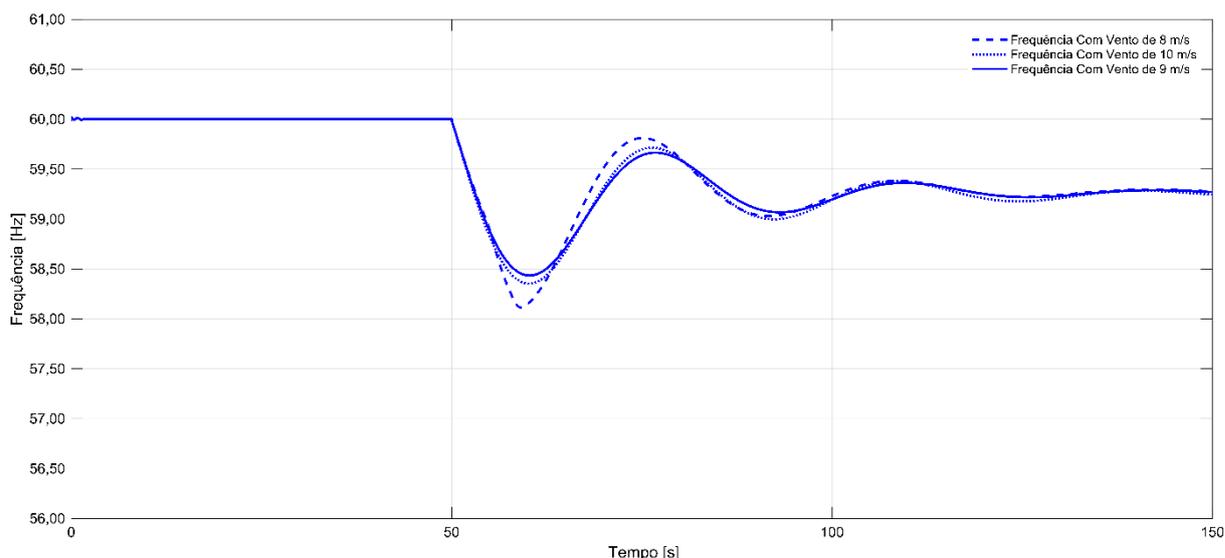


Figura 22 - Frequência da microrrede para diferentes velocidades do vento.
Fonte: Autoria própria.

A partir da Figura 22 pode-se obter os resultados apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 - Resultados obtidos para diferentes velocidades de vento da turbina eólica

Velocidade do Vento [m/s]	8	9	10
F_{\min} [Hz]	58,11	58,43	58,35

Com os dados apresentados na Figura 22 e na Tabela 4 percebe-se que a variação do vento da unidade eólica reduziu o máximo afundamento de frequência, contudo não reduziu significativamente o ROCOF, o qual manteve-se praticamente o mesmo em ambos os cenários, isso ocorre porque a ação de controle inercial depende somente do ganho e da magnitude do ROCOF. O fato da variação da velocidade não seguir uma linearidade de acréscimo ou decréscimo do afundamento de frequência, deve-se a características intrínsecas da microrrede.

3.1.2 Influência do ganho proporcional do controle inercial na frequência do sistema

Nesta seção aborda-se a influência do ganho proporcional da malha do controlador inercial na frequência do sistema. O ilhamento será analisado considerando 3 diferentes valores de ganho para o controle inercial: 50, 75 e 100.

Considera-se a turbina eólica operando com velocidade de 8 m/s e fornecendo uma potência de 1248 kW. A Figura 23 apresenta as curvas de frequência para os três cenários analisados.

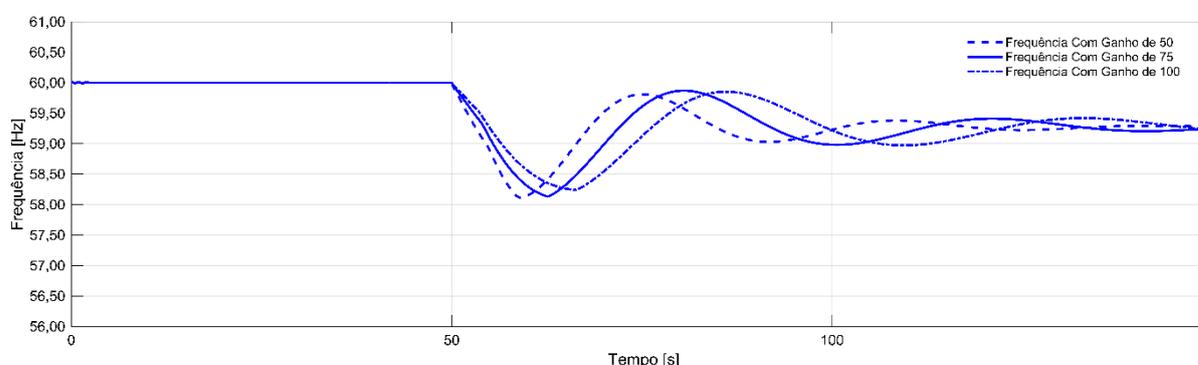


Figura 23 - Frequência da microrrede para diferentes ganhos proporcionais da malha do controlador inercial.
Fonte: Autoria própria.

A partir da Figura 23 pode-se obter os resultados apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 - Resultados obtidos para diferentes valores de ganho do controlador inercial

Ganho Proporcional [Adm]	50	75	100
F_{\min} [Hz]	58,11	58,14	58,24
ROCOF [Hz/s]	0,207	0,145	0,109

Com os dados apresentados na Figura 23 e na Tabela 5 percebe-se que a variação do ganho proporcional da malha do controlador inercial influenciou principalmente no ROCOF, o qual fora reduzido. Essa dinâmica demonstra que a malha do controlador inercial implementado diminui o ROCOF e não o afundamento de frequência. Por outro lado, o controlador primário de frequência, adicionado apenas

na unidade de geração convencional atua principalmente no afundamento de frequência e não no ROCOF do sistema.

3.2 RELÉ DO ERAC

Nesta seção apresenta-se a avaliação do desempenho do relé de corte de cargas baseado nos estágios do ERAC. O relé baseado no ERAC implementado considera os quatro primeiros estágios de corte de carga, diferentemente do ERAC onde o ajuste de cargas é feito por percentual de cargas rejeitadas, aqui as cargas são cortadas por potência, da menor para maior, respectivamente. Os ajustes de carga rejeitada para cada estágio foram ajustados de acordo com as características de regulação de frequência da microrrede, por meio de análises do comportamento da frequência. A Tabela 6 apresenta os estágios com o respectivo corte de carga realizados para cada cenário do relé implementado.

Tabela 6 - Ajustes de frequência e de corte de carga para o relé implementado

Estágio	Ajuste (Hz)	Carga Rejeitada (%)		Potência das Cargas rejeitadas (kW)	
		Cenário 1	Cenário 2	Cenário 1	Cenário 2
1º	58,5	10,57	19,37	500	1110
2º	58,2	23,47	26,17	1110	1500
3º	57,9	32,98	27,23	1560	1560
4º	57,6	32,98	27,23	1560	1560

O impacto do ilhamento da microrrede no comportamento da frequência é avaliado em três cenários diferentes: sistema operando sem o relé proposto e sistema operando com o relé proposto para dois diferentes valores de carga. As duas cargas consideradas são 4730 kW e 5730 kW, respectivamente. Antes do ilhamento, a rede de transmissão, representada pelo barramento infinito, estava conectada à barra de geração, fornecendo uma potência de 1638 kW e 2575 kW, respectivamente, para as cargas locais. Após o ilhamento, o gerador síncrono assume a diferença de potência requerida pelas cargas locais.

A Figura 24 apresenta as curvas de frequência da microrrede durante o processo de ilhamento, considerando a carga de 4730 kW e um desbalanço de potência de 1442 kW. O erro de frequência em regime permanente está associado ao

ajuste de *offset*, no caso do corte de cargas o erro representa geração maior que carga ou carga maior que geração. Para o caso demonstrado na Figura 24 o ajuste para cima de 60 Hz nos diz que o sistema está operando com a geração maior que a carga. O foco do trabalho é o comportamento transitório da frequência durante o período de atuação do controle primário.

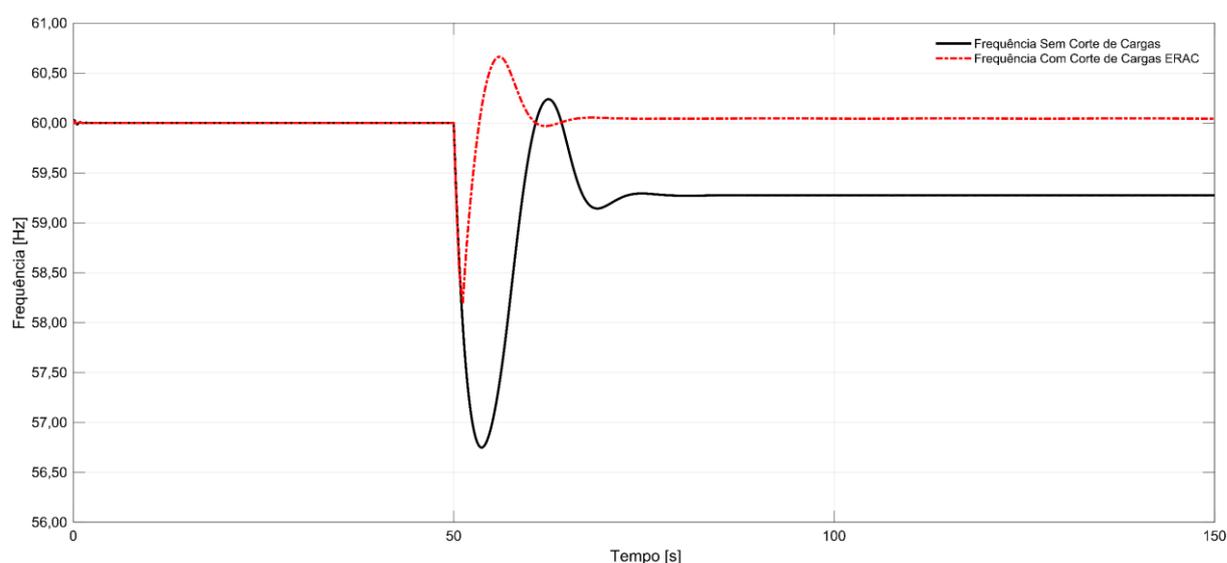


Figura 24 - Frequência da microrrede durante o processo de ilhamento, sem e com relé do ERAC para um desbalanço de potência de 1442 kW.
Fonte: Autoria própria.

A Figura 25 apresenta as curvas de frequência da microrrede durante o processo de ilhamento, considerando a carga de 5730 kW e um desbalanço de potência de 2443 kW.

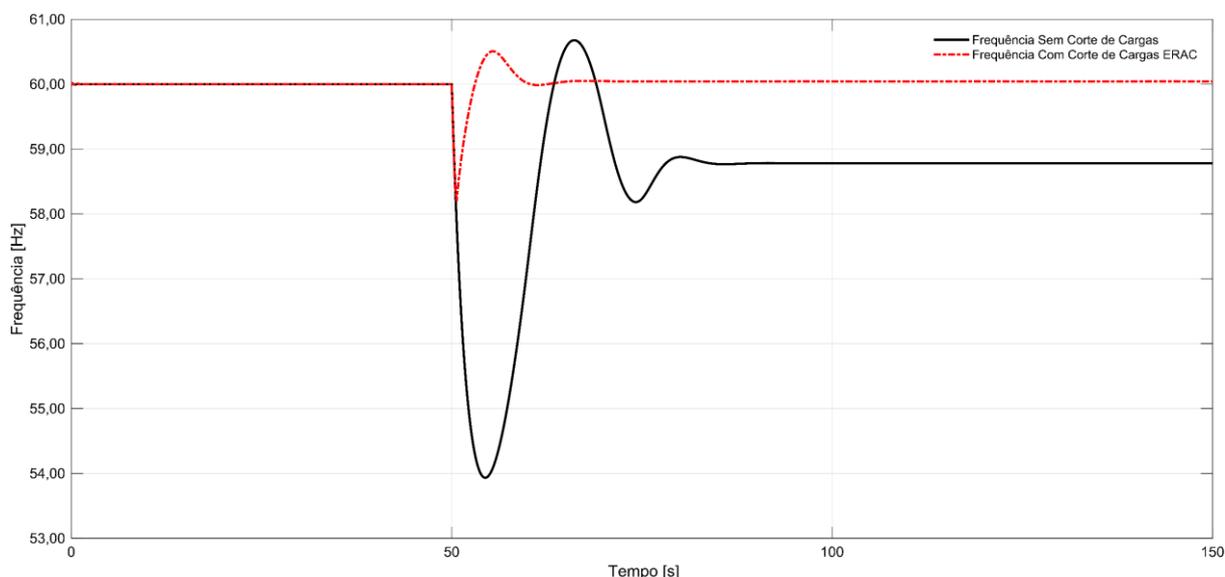


Figura 25 - Frequência da microrrede durante o processo de ilhamento, sem e com o relé do ERAC para um desbalanço de potência de 2443 kW.
Fonte: Autoria própria.

A partir da análise da Figura 24 e Figura 25, pode-se obter os dados apresentados na Tabela 7, os quais explicitam o afundamento máximo da frequência da microrrede e o percentual de cargas cortadas durante o processo de ilhamento.

Tabela 7 - Resultado para o afundamento máximo de frequência e o percentual de cargas cortadas do sistema

Carga do Sistema [kW]	F _{mín} [Hz]	Atuação do Relé baseado no ERAC	% de carga rejeitada
4730	56,75	Não	0,00
	58,20	Sim	1º estágio: 10,57 2º estágio: 19,37
5730	53,93	Não	0,00
	58,20	Sim	1º estágio: 19,37 2º estágio: 26,18

Com base nos dados apresentados na Tabela 7 pode-se perceber que com a inserção do corte de cargas o afundamento de frequência fora significativamente reduzido para os dois casos.

Fazendo uma análise das Figura 24 e Figura 25, nota-se que mesmo quando a carga do sistema fora aumentada em 1000 kW, o afundamento máximo da frequência permaneceu igual para os dois casos em que o relé estava atuando. Este fato ocorre devido a atuação do relé ocorrer por estágios de queda de frequência, pois percebe-se que o percentual de cargas cortadas é diferente.

A Figura 26 apresenta a curva da potência ativa fornecida pelo gerador síncrono durante o processo de ilhamento da microrrede, considerando uma carga de 4730 kW e um desbalanço de potência de 1442 kW.

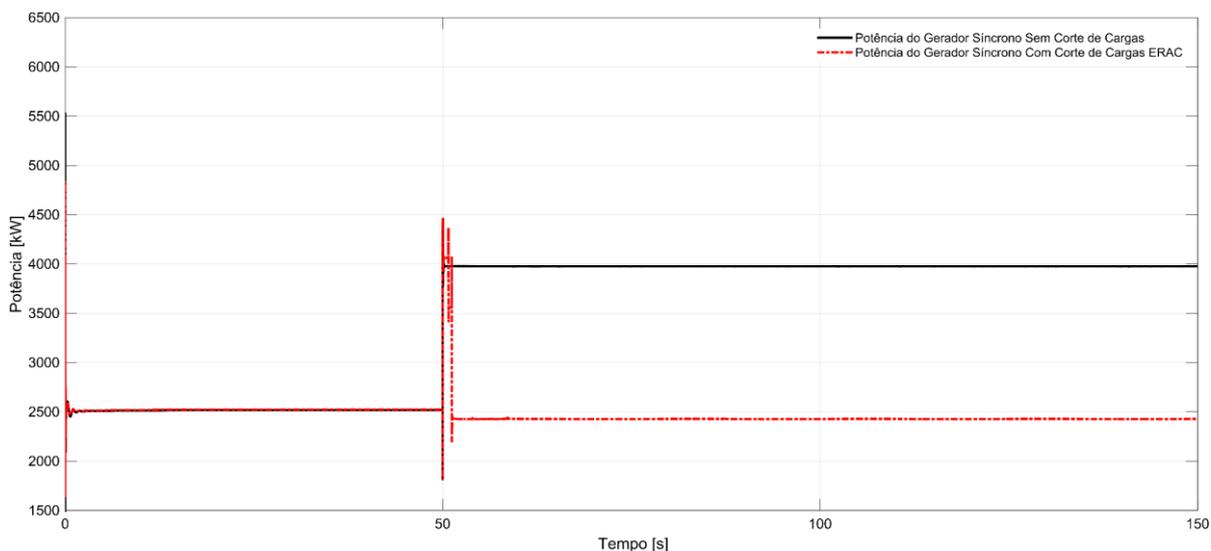


Figura 26 - Potência do gerador síncrono durante o processo de ilhamento da microrrede, sem e com o relé do ERAC para um desbalanço de potência de 1442 kW.
Fonte: Autoria própria.

A Figura 27 apresenta a curva da potência ativa fornecida pelo gerador síncrono durante o processo de ilhamento da microrrede, considerando uma carga de 5730 kW e um desbalanço de potência de 2443 kW.

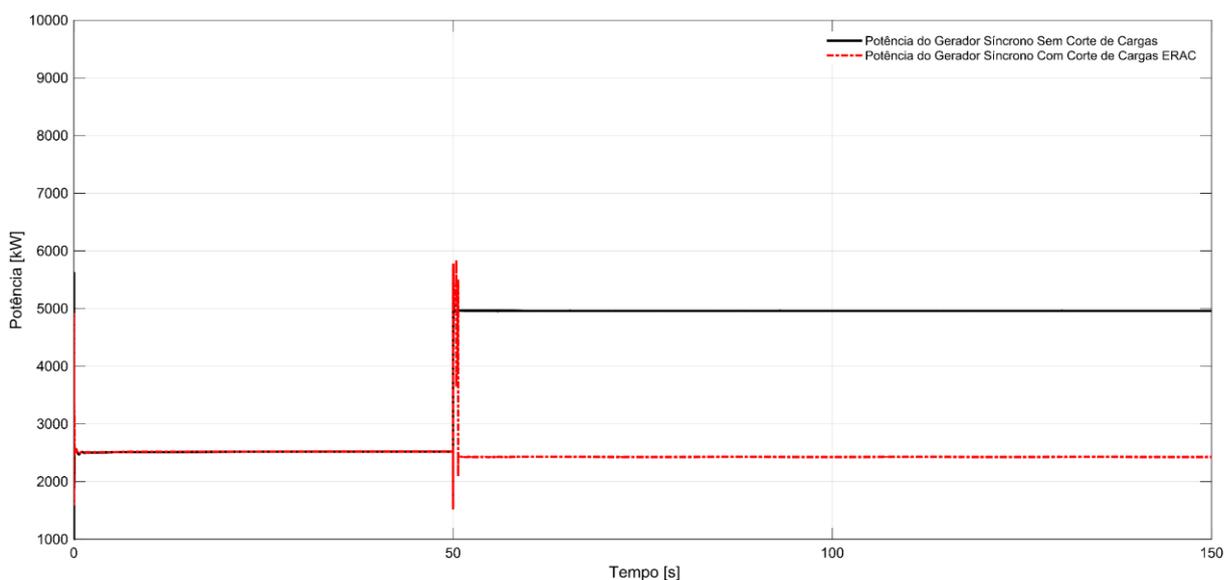


Figura 27 - Potência do gerador síncrono durante o processo de ilhamento da microrrede, sem e com o relé do ERAC para um desbalanço de potência de 2443 kW.
Fonte: Autoria própria.

Na Figura 26 e na Figura 27, percebe-se que quando o corte de cargas encontra-se desabilitado, o gerador síncrono assume toda a potência requerida pelas cargas locais. Já para o caso em que o corte de cargas está habilitado, o gerador tem um aumento de potência nos instantes iniciais após a perturbação, porém após o corte de cargas a potência atinge um novo ponto de operação. O novo ponto de operação do gerador síncrono possui praticamente a mesma potência do ponto inicial, pois o corte de cargas iguala a carga a geração, diminuindo assim ao máximo o desbalanço de potência. Também é possível observar nas curvas de potência, para os dois casos, que as cargas foram cortadas em estágios, ou seja, em tempos diferentes.

Quando há a ocorrência de corte de cargas a potência gerada pela unidade eólica mantém-se constante, igual a 1248 kW, pois não há atuação do controle inercial.

Os resultados obtidos nas simulações mostraram a efetividade do relé baseado no ERAC e o sucesso no processo de ilhamento da microrrede. O relé do ERAC proporcionou uma melhoria significativa na redução do afundamento máximo da frequência do sistema.

3.3 RELÉ INTELIGENTE

Nesta seção apresenta-se a avaliação do desempenho do relé de corte de cargas inteligente durante a ocorrência do ilhamento do sistema. O relé inteligente executa o corte de cargas visando igualar a carga com a potência gerada. O impacto do ilhamento da microrrede no comportamento da frequência é avaliado em três cenários diferentes: sistema operando sem o relé proposto e o sistema operando com o relé proposto para dois diferentes desbalanços de potência.

Para as simulações do relé de corte de cargas proposto utilizou-se dois valores distintos de carga para o sistema, 4730 kW e 5730 kW. Antes do ilhamento, o sistema de transmissão, representado pelo barramento infinito, estava conectado à barra de geração, fornecendo uma potência de 1638 kW e 2575 kW, respectivamente, para as cargas locais. O gerador síncrono estava fornecendo uma potência de 2519 kW no primeiro cenário, e de 2518 kW no segundo cenário, e a unidade operando com um vento de 8 m/s fornecia 1248 kW de potência ao sistema. Após o

ilhamento, o gerador síncrono assume a diferença de potência requerida pelas cargas locais, pois a unidade eólica opera sem o controle inercial.

A Figura 28 apresenta as curvas de frequência da microrrede durante o processo de ilhamento, considerando a carga de 4730 kW e um desbalanço de potência de 1442 kW. O erro de frequência em regime permanente está associado ao fato de que o sistema teste não possui controle secundário de frequência, pois o foco do trabalho é o comportamento transitório da frequência durante o período de atuação do controle primário.

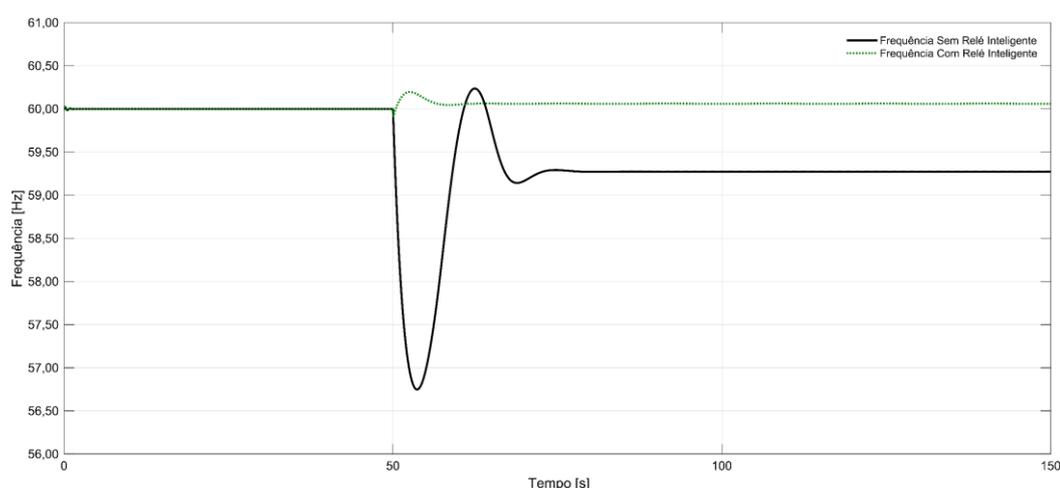


Figura 28 - Frequência da microrrede durante o processo de ilhamento, sem e com relé inteligente para um desbalanço de potência de 1442 kW.
Fonte: Autoria própria.

A Figura 29 apresenta as curvas de frequência da microrrede durante o processo de ilhamento, considerando a carga de 5730 kW e um desbalanço de potência de 2443 kW.

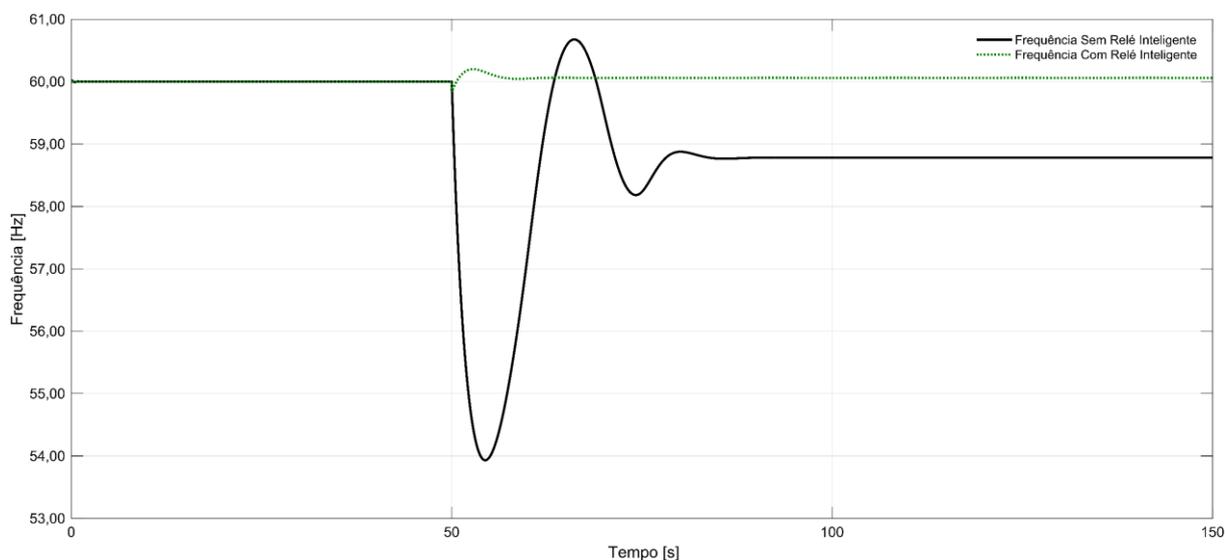


Figura 29 - Frequência da microrrede durante o processo de ilhamento, sem e com o relé inteligente para um desbalanço de potência de 2443 kW.
Fonte: Autoria própria.

A partir da análise da Figura 28 e Figura 29, pode-se obter os dados apresentados na Tabela 8, os quais explicitam o afundamento máximo da frequência da microrrede e o percentual de cargas cortadas durante o processo de ilhamento, para os três cenários adotados.

Tabela 8 - Resultado para o afundamento máximo de frequência e o percentual de cargas cortadas considerando o relé inteligente

Carga do Sistema [kW]	F_{\min} [Hz]	Atuação do Relé Inteligente	% de carga rejeitada
4730	56,75	Não	0,00
	59,90	Sim	34,04
5730	53,93	Não	0,00
	59,84	Sim	45,55

Com base nos dados apresentados na Tabela 8 pode-se perceber que com a inserção do corte de cargas o afundamento de frequência fora reduzido de 5,42% para 0,16% e 0,26%, respectivamente. Este desempenho ocorre devido a rapidez de resposta do relé e a lógica de corte de carga implementada no relé.

Fazendo uma análise das Figura 28 e Figura 29, nota-se que quando a carga do sistema é maior o corte de cargas e o afundamento de frequência, conseqüentemente, também são maiores, de maneira que o relé atua para que a frequência não atinja limites não tolerados pelo sistema.

A Figura 30 apresenta as curvas da potência ativa fornecida pelo gerador síncrono durante o processo de ilhamento da microrrede, considerando a carga de 4730 kW e um desbalanço de potência de 1442 kW.

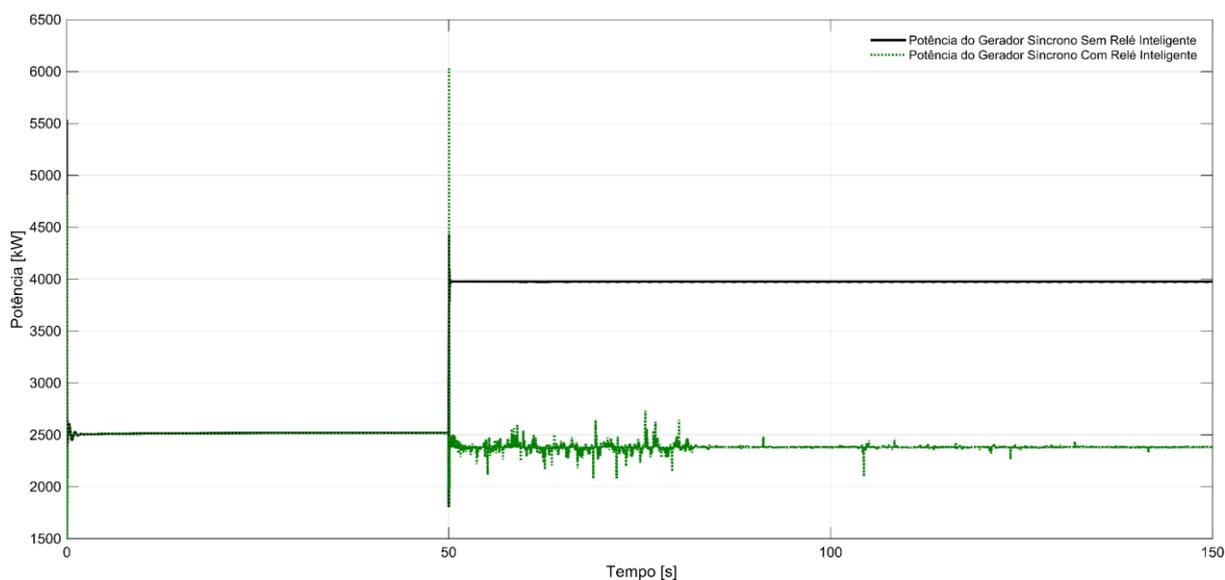


Figura 30 - Potência do gerador síncrono durante o processo de ilhamento da microrrede, sem e com o relé inteligente para um desbalanço de potência de 1442 kW.

Fonte: Autoria própria.

A Figura 31 apresenta a curva da potência ativa fornecida pelo gerador síncrono durante o processo de ilhamento da microrrede, considerando uma carga de 5730 kW e um desbalanço de potência de 2443 kW.

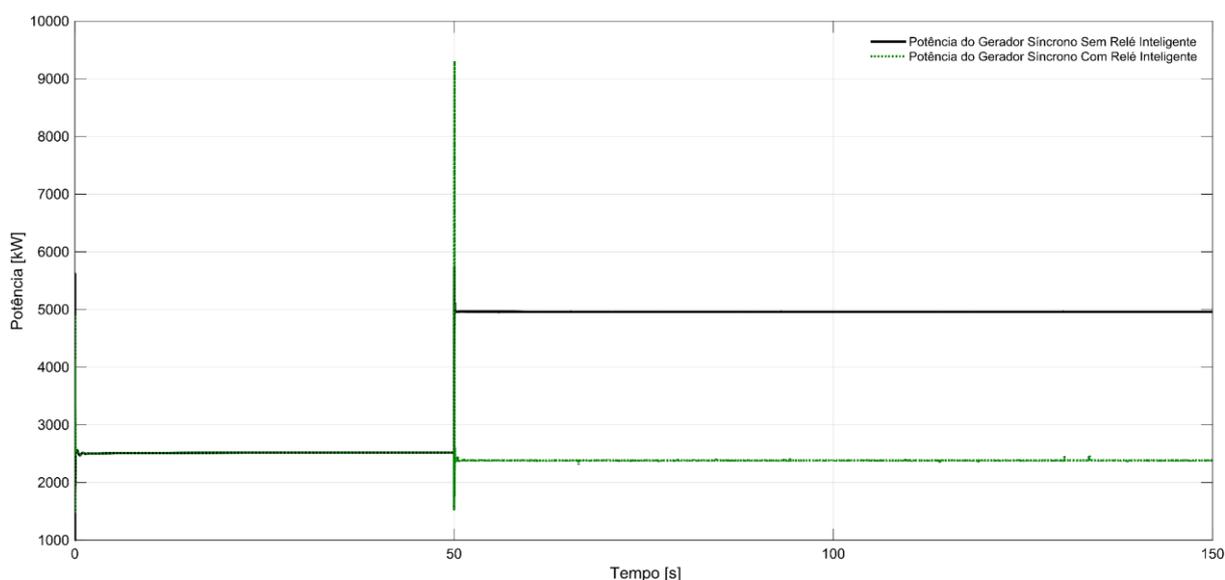


Figura 31 - Potência do gerador síncrono durante o processo de ilhamento da microrrede, sem e com o relé inteligente para um desbalanço de potência de 2443 kW.

Fonte: Autoria própria.

Observando-se as Figura 30 e Figura 31, percebe-se que quando o corte de cargas encontra-se desabilitado, o gerador síncrono assume toda a potência requerida pelas cargas locais. Já para o caso em que o corte de cargas está habilitado, o gerador tem um aumento de potência nos instantes iniciais após a perturbação, porém após o corte de cargas a potência atinge um novo ponto de operação. O novo ponto de operação do gerador síncrono possui praticamente a mesma potência do ponto inicial, pois o corte de cargas iguala a carga a geração, diminuindo assim ao máximo o desbalanço de potência.

Quando há a ocorrência de corte de cargas a potência gerada pela unidade eólica mantém-se constante pois não há atuação do controle inercial.

Os resultados obtidos nas simulações mostraram a efetividade do relé inteligente e das estratégias operacionais propostas para o sucesso no processo de ilhamento da microrrede. O relé inteligente proporcionou uma melhoria significativa na redução do afundamento máximo da frequência do sistema.

3.4 COMBINAÇÃO CONTROLE INERCIAL E RELÉ

Nessa seção avalia-se a atuação combinada do controle inercial com o relé do ERAC e com o relé inteligente, respectivamente. O impacto do ilhamento da microrrede no comportamento da frequência é avaliado em três cenários diferentes: sistema operando sem controle inercial e sem relé de corte de carga, sistema operando com controle inercial e relé do ERAC e sistema operando com controle inercial e relé inteligente.

3.4.1 Controle Inercial e Relé do ERAC

A avaliação do controle inercial proposto para o ilhamento do sistema fora realizada considerando um total de cargas conectadas ao sistema de 4730 kW. Antes do ilhamento, o sistema de transmissão, representada pelo barramento infinito, estava conectada à barra de geração, fornecendo uma potência de 1638 kW para as cargas locais. Após o ilhamento, o gerador síncrono assume a diferença de potência requerida pelas cargas locais, o que resulta em um desbalanço de 999 kW entre a

potência mecânica e elétrica, pelo fato da potência elétrica da carga ser superior à potência mecânica das unidades de geração. O impacto do ilhamento da microrrede no comportamento da frequência é avaliado em três cenários diferentes: unidade eólica operando sem o controle inercial proposto e sem corte de carga, com corte de carga baseado no ERAC e sem controle inercial e, por fim, com o controle inercial e o relé baseado no ERAC.

A Figura 32 apresenta a curva de frequência da microrrede durante o processo de ilhamento, considerando os três cenários adotados.

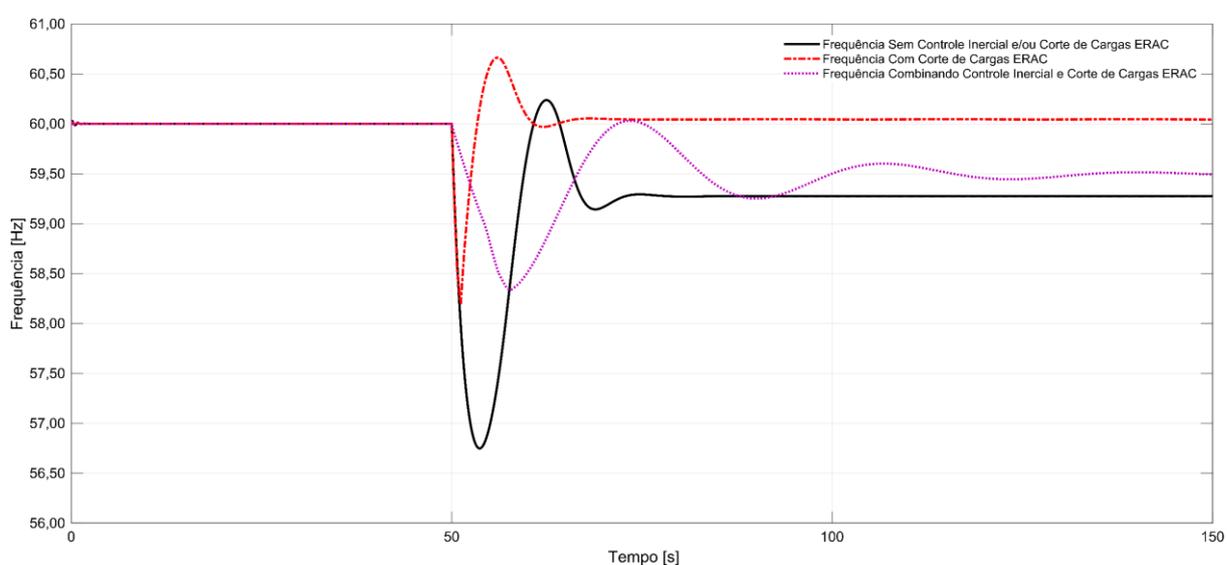


Figura 32 – Frequência da microrrede durante o processo de ilhamento, sem controle, somente corte de carga e com controle inercial e relé do ERAC.
Fonte: Autoria própria.

A partir da análise da Figura 32, pode-se obter os dados apresentados na Tabela 9, os quais explicitam o afundamento máximo da frequência e o ROCOF da microrrede durante o processo de ilhamento. Também, pode-se perceber que o controle inercial associado com o relé do ERAC reduziu o ROCOF de forma significativa, quando comparado apenas com a atuação do relé.

Tabela 9 – Comparativo do afundamento máximo de frequência entre o sistema sem controle e com o controle inercial e relé do ERAC

	F_{\min} [Hz]	% Carga Rejeitada
Sem controle	56,75	0,00
Com Relé do ERAC	58,20	1º estágio: 10,57 2º estágio: 19,37
Com controle inercial e Relé do ERAC	58,34	10,57

Conforme observado na Tabela 9, o afundamento de frequência fora significativamente reduzido, com a inserção da malha de controle inercial juntamente com o relé do ERAC. Neste caso, o relé atuou apenas em um estágio, cortando uma carga do sistema. Este desempenho é resultante da capacidade e agilidade do sistema dos conversores inserirem uma “inércia virtual” fornecendo mais resiliência ao sistema, de modo que a frequência não ultrapassasse os limites do próximo estágio do corte de cargas.

A Figura 33 apresenta a curva da potência ativa fornecida pelo gerador síncrono durante o processo de ilhamento da microrrede.

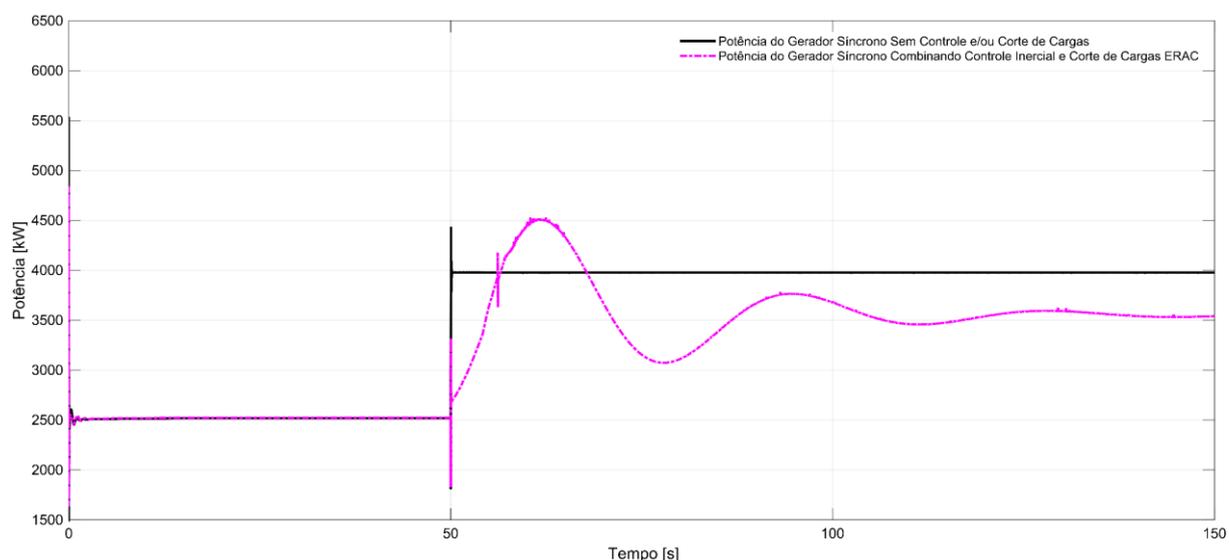


Figura 33 - Potência ativa do gerador síncrono durante o processo de ilhamento da microrrede, sem controle e com controle inercial e relé do ERAC.
Fonte: Autoria própria.

Para o mesmo cenário, na Figura 34 é apresentada a potência ativa da unidade eólica.

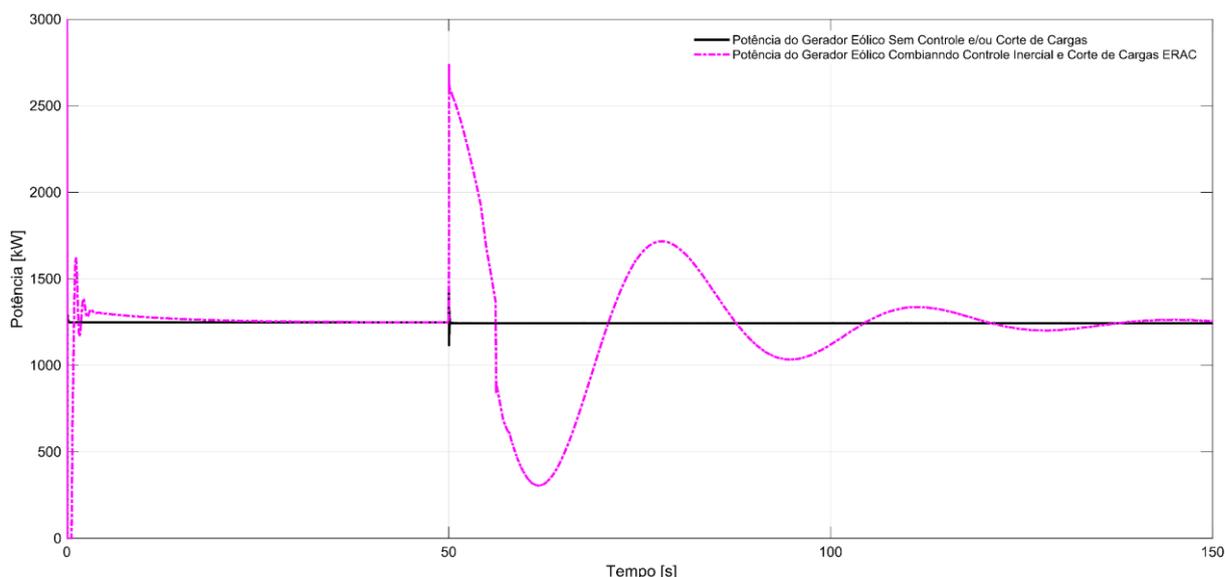


Figura 34 – Potência ativa da unidade eólica durante o processo de ilhamento da microrrede, sem controle e com controle inercial e relé do ERAC.
Fonte: Autoria própria.

Na Figura 33 e a Figura 34 percebe-se que quando o controle inercial da unidade eólica encontra-se desabilitado, após o ilhamento o gerador síncrono assume toda a diferença de potência requerida pelas cargas locais e a unidade eólica mantém-se na potência inicial de 1248 kW. Já para o caso em que o controle inercial está habilitado, a unidade eólica fornece grande parte da potência de forma quase instantânea, reduzindo posteriormente a potência entregue à microrrede, à medida que a frequência do sistema é reestabelecida e o gerador síncrono aumenta a sua geração. Também, com o corte de cargas, após o ilhamento, o gerador encontra um novo ponto de operação.

Os resultados obtidos nas simulações mostraram a efetividade do controlador inercial atuando juntamente com o relé do ERAC, o que possibilitou o sucesso do ilhamento. O controle inercial combinado com o relé do ERAC proporcionou uma melhoria significativa na redução do ROCOF e do afundamento máximo da frequência do sistema, sendo um método mais eficiente quando comparado aos dois atuando separados.

3.4.2 Controle Inercial e Relé Inteligente

A avaliação do controle inercial proposto para o ilhamento do sistema fora realizada considerando uma carga igual a 5730 kW. Antes do ilhamento, o sistema de

transmissão, representada pelo barramento infinito, estava conectada à barra de geração, fornecendo uma potência de 2575 kW para as cargas locais. Após o ilhamento, o gerador síncrono assume a diferença de potência requerida pelas cargas locais, o que resulta em um desbalanço 2443 kW entre a potência mecânica e elétrica, pelo fato da potência elétrica da carga ser superior à potência mecânica das unidades de geração. O impacto do ilhamento da microrrede no comportamento da frequência é avaliado em dois cenários diferentes: unidade eólica operando sem o controle inercial proposto e o sistema operando simultaneamente com o controle inercial e o relé inteligente propostos.

A Figura 35 apresenta as curvas de frequência da microrrede durante o processo de ilhamento, considerando os dois cenários adotados.

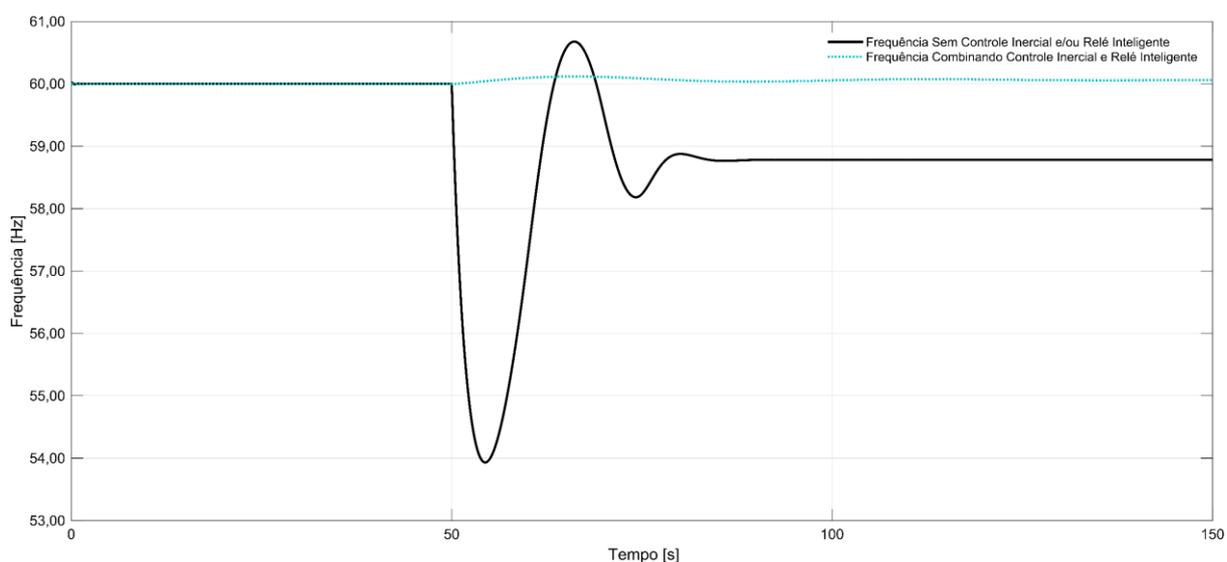


Figura 35 – Frequência da microrrede durante o processo de ilhamento, sem e com controle inercial e relé inteligente.
Fonte: Autoria própria.

Analisando-se a Figura 35 pode-se obter os dados apresentados na Tabela 10, os quais explicitam o afundamento máximo da frequência da microrrede durante o processo de ilhamento, considerando os dois cenários adotados.

Tabela 10 – Comparativo do afundamento máximo de frequência entre o sistema sem controle e com o controle inercial e relé inteligente atuando simultaneamente

	F_{\min} [Hz]	% Carga Rejeitada
Sem controle	53,93	0,00
Com controle inercial e Relé Inteligente	59,98	45,55

Conforme observado na Tabela 10, o afundamento de frequência fora significativamente reduzido com a inserção da malha de controle inercial juntamente com o relé inteligente. Este desempenho é resultante da capacidade e agilidade do sistema dos conversores inserirem uma “inércia virtual” combinado com a rapidez de resposta do relé inteligente.

A Figura 36 apresenta a curva da potência ativa fornecida pelo gerador síncrono durante o processo de ilhamento da microrrede.

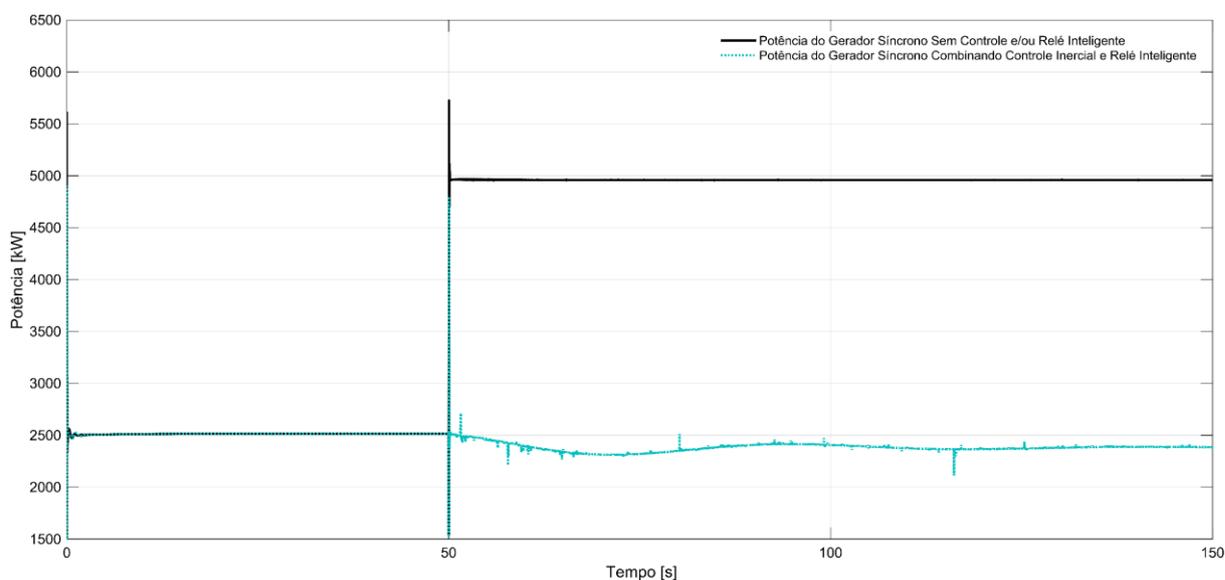


Figura 36 - Potência ativa do gerador síncrono durante o processo de ilhamento da microrrede, sem controle e com controle inercial e relé ótimo.
Fonte: Autoria própria.

Para o mesmo cenário, na Figura 37 é apresentada a potência ativa da unidade eólica.

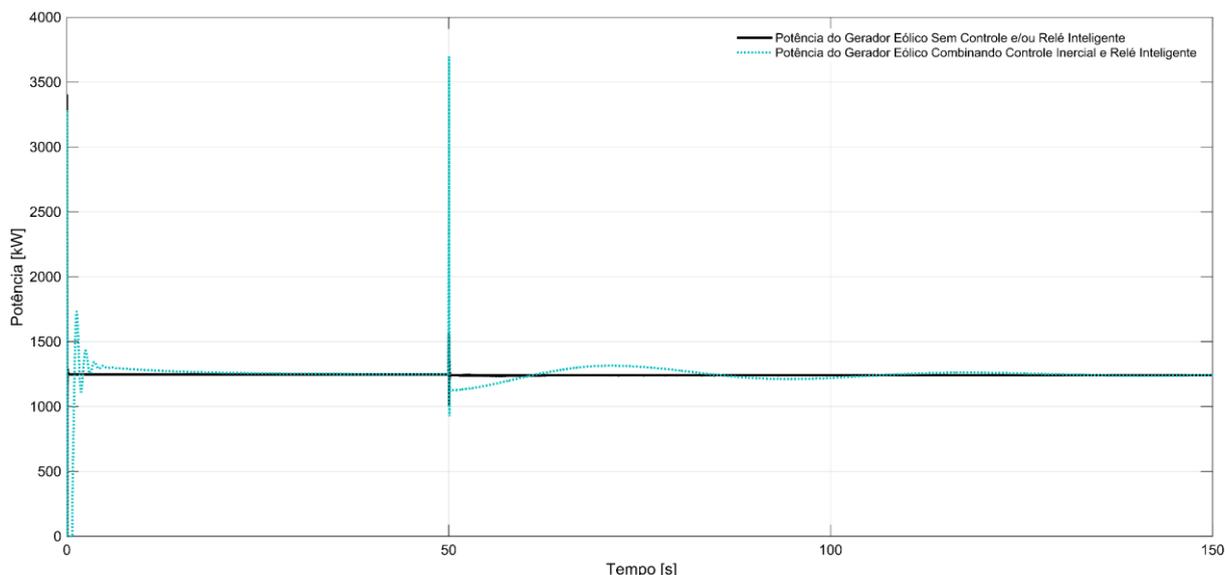


Figura 37 – Potência ativa da unidade eólica durante o processo de ilhamento da microrrede, sem controle e com controle inercial e relé ótimo.
Fonte: Autoria própria.

Na Figura 36 e a Figura 37 pode-se notar que quando o controle inercial da unidade eólica encontra-se desabilitado, após o ilhamento o gerador síncrono assume toda a diferença de potência requerida pelas cargas locais e a unidade eólica mantém-se na potência inicial de 1248 kW. Já para o caso em que o controle inercial está habilitado, a unidade eólica fornece grande parte da potência de forma quase instantânea, nos instantes que antecedem a atuação do relé. Posteriormente, com a atuação do relé, a unidade eólica reduz a potência entregue à microrrede. Também, com o corte de cargas, após o ilhamento, o gerador encontra um novo ponto de operação próximo ao seu ponto inicial de operação.

Os resultados obtidos nas simulações mostraram a efetividade da malha do controlador inercial atuando juntamente com o relé inteligente e o sucesso no processo de ilhamento da microrrede. O controle inercial combinado com o relé inteligente proporcionou uma melhoria significativa na redução do afundamento máximo da frequência do sistema, sendo um método mais eficiente quando comparado aos dois atuando separados.

4 CONCLUSÕES

A estrutura do controle inercial proposta é simples e mostrou-se eficiente. Os testes realizados demonstram uma redução significativa nos desvios de frequência durante o processo de ilhamento da microrrede. O controle inercial proposto reduziu o afundamento de frequência, embora sua principal função é agir na taxa de variação de frequência.

O relé do ERAC demonstrou-se eficiente, reduzindo o afundamento de frequência quando comparado com o sistema sem controle de frequência auxiliar. Por outro lado, quando compara-se os resultados obtidos com o relé do ERAC e com o relé inteligente, para os mesmos cenários, percebe-se que o relé inteligente é mais eficiente. Este fato demonstra que o relé do ERAC é eficiente para sistemas com alta inércia, onde pode-se esperar até que o sistema atinja a frequência absoluta pré-estabelecida para que se realize o corte de carga. Em microrredes o relé baseado no ERAC não é tão efetivo pelo fato da baixa inércia do sistema resultar em elevadas variações de frequência, quando o sistema é submetido a grandes desbalanços de potência. Por isso, conclui-se que o relé baseado no ERAC não é recomendado para microrredes com baixa inércia equivalente.

O algoritmo implementado no relé inteligente demonstrou-se eficiente para que o corte de carga fosse o mínimo possível. Os testes realizados demonstram uma redução significativa nos desvios de frequência durante o processo de ilhamento da microrrede. Quando combinou-se o relé inteligente com o controle inercial, reduziu-se ainda mais o afundamento de frequência.

O principal desafio da estratégia do controle inercial encontra-se em projetar um controlador que atenda as variações de carga do sistema, sem atingir os limites mínimos de frequência. Pois, o aumento do ganho proporcional deixa o sistema mais oscilatório. Já os desafios dos relés encontram-se na implementação da lógica adequada de corte de carga.

Apesar disso, a malha de controle proposta e os relés implementados são eficientes e auxiliam durante o processo de ilhamento de microrredes, reduzindo os desvios de frequência sem comprometer de forma significativa a qualidade de energia do sistema. O relé inteligente combinado com o controle inercial fora a estratégia adotada que se mostrou mais eficiente na redução do afundamento de frequência durante o processo de ilhamento da microrrede híbrida.

Por fim, pode-se concluir que estratégias operacionais e de controle adequadas associadas com a geração distribuída permitem o sucesso do ilhamento de microrredes e sistemas de distribuição com geração distribuída. A operação ilhada do sistema de distribuição para situações operacionais onde não seria possível manter o sistema operando, fora possível devido a inserção tanto do esquema de corte de cargas quanto da malha de controle inercial.

REFERÊNCIAS

ACKERMANN, Thomas. Wind Power in Power Systems. **John Wiley e Sons, Ltd**, 2005.

ANAYA-LARA, Olimpo. et al. **Wind Energy Generation: Modelling and Control**. West Sussex: John Wiley & Sons, Ltd, 2009. 288 p.

ANDERSSON, G. et al. Causes of the 2003 major grid blackouts in North America and Europe, and recommended means to improve system dynamic performance. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 4, p. 1922-1928, nov. 2005.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 414, de 9 de Setembro de 2010**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 23 mar. 2018.

ARANI, A. A. et al. Improving power sharing and reduction circulating current in parallel inverters of isolated microgrids. **IEEE Smart Grid Conference (SGC)**, Tehran, p. 75-79, 2013.

BAHRAMIRAD, S.; REDER, W. Islanding applications of energy storage system. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, p. 1-5, 2012.

BASTIANI, Bruno A. **Regulador Suplementar para o Controle Auxiliar de Frequência em Microrredes Ilhadas**. 2016. 83p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2016.

BIALEK, Janusz W. Why has it happened again? Comparison between the UCTE blackout in 2006 and the blackouts of 2003. **IEEE Lausanne Power Tech**, Lausanne, p. 51-56, 2007.

BLAABJERG, Frede; CHEN, Zhe. Power Electronics for Modern Wind Turbines. **Morgan e Claypool Publishers**, p. 68, 2006.

BORDIGNON, Andrei. **Restabelecimento de Microrredes Ilhadas com Alto Nível de Inserção de Geração Eólica**. 2016. 148p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2016.

BORDIGNON, Andrei; OLIVEIRA, Ricardo V. D.; LUKASIEVICZ, Tiago. Controle Inercial de Unidades Eólicas para a Regulação de Frequência no Restabelecimento

de Microrredes Ilhadas com Alto Nível de Inserção de Geração Eólica. **VI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos**, Natal, 2016.

BROLIN, Leandro C. **Análise de Planos de Corte de Carga Através de Métodos diretos**. 2010. 73p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. São Carlos, 2010.

BURTON, Tony et al. **Wind Energy Handbook**. 1º. ed. [S.l.]: John Wiley e Sons, Ltd, 2001.

COLLIER, D. A. F. **Modelagem e Controle de Retificadores PWM Trifásicos Conectados a Geradores Síncronos a Ímãs Permanentes em Sistemas de Conversão de Energia Eólica**. 2011. 378p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2011.

DRANKA, Géremi G. **Uso da Geração Eólica Associada a Sistemas de Armazenamento de Energia para Operação Ilhada de Sistemas Eólicos**. 2014. 139p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2014.

DUTRA, Ricardo M. **CRESESB - Energia Eólica Princípios e Tecnologias**.

GAULKE, Eduardo. **Metodologia para determinação do corte de carga em sistemas de distribuição utilizando inteligência artificial e múltiplos critérios**. 2007. 171p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2007.

HATZIARGYRIOU, Nikos. **Microgrids: architectures and control**. Chichester: John Wiley & Sons, n. 1, 2014.

HAU, Erich. **Wind turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics**. 2º. ed. [S.l.]: Springer, 2005.

KRAUSE, Paul C. et al. **Analysis of Electric Machinery and Drive Systems**. IEEE Press, New York, n. 2, 2002.

KUNDUR, Prabha. **Power System Stability and Control**. New York: McGraw-Hill, 1994.

LASSETER, R. H.; PAIGI, P. **Microgrid: a conceptual solution**. IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference, v. 6, p. 4285-4290, 2004.

LUKASIEVICZ, Tiago. **Controle de uma Microrrede Baseada em Geração Eólica-Diesel Com Alto Nível de Inserção de Geração Eólica**. 2016. 158p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2016.

MARGARIS, Ioannis D. et al. Frequency Control in Autonomous Power Systems With High Wind Power Penetration. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 3, n. 2, p. 189-199, Abril 2012. ISSN 1949-3029.

MARQUES, Jeferson. **Turbinas Eólicas: Modelo, Análise e Controle do Gerador de Indução Duplamente Alimentado**. 2004. 158p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria. Santa Maria, 2004.

OLIVARES, Daniel E. et al. Trends in Microgrid Control. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 4, p. 1905-1920, Julho 2014. ISSN 1949-3053.

ONS. **Acompanhamento do esquema regional de alívio de carga**. Acesso em: 11 fev. 2018.

OTTERSTEN, R. **On Control of Back-to-Back Converters and Sensorless Induction Machines Drives**. 2003. Thesis (Doctor of Philosophy) - Division of Electric Power Engineering, Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology. Goteborg, 2003.

SABPAYAKOM, Noppatee; SIRISUMRANNUKUL, Somporn. Practical impact of VSPP in distribution networks: Intentional islanding operation. **IEEE Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)**, Brisbane, p. 1-6, 2016.

SAPAR, Ahmad F. et al. Modelling and simulation of islanding detection in microgrid. **IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA)**, Kuala Lumpur, p. 641-646, 2014.

SILVA, Kleber F. D. **Controle e Integração de Centrais Eólicas à Rede com Geradores de Indução Duplamente Alimentados**. 2006. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade de São Paulo. São Paulo, 2006.

VOLTOLINI, Hélio. **Modelagem e Controle de Gerador de Indução Duplamente Alimentado com Aplicação em Sistemas Eólicos**. 2007. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria. Florianópolis, 2007.

VYVER, Jan V. D. et al. Droop Control as an Alternative Inertial Response Strategy for the Synthetic inertia on Wind Turbines. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS**, v. 31, n. 2, p. 1129-1138, mar. 2016.

WANG, Ye et al. High Wind Power Penetration in Isolated Power Systems— Assessment of Wind Inertial and Primary Frequency Responses. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 3, p. 2412-2420, ago. 2013.

WU, Bin et al. **Power Conversion and Control of Wind Energy Systems**. [S.l.]: IEEE Press, 2011.

ZAMADEI, José A. **Projeto de Controladores de Amortecimento para Unidades Eólicas de Geração Baseadas em Gerador de Indução Duplamente Alimentado**. 2012. 124p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2012.

ZHANG, Jimmy Y.; BOON-TECK OOI. Islanding Operation for DFIG Based Wind Farm. **IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)**, Montreal, p. 4172-4177, 2015.