

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO ENGENHARIA ELÉTRICA

Eduardo von Linsingen Carrer

**COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DA PROTEÇÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS
DE USINAS EÓLICAS**

Florianópolis

2020

Eduardo von Linsingen Carrer

**COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DA PROTEÇÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS
DE USINAS EÓLICAS**

Trabalho Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Miguel Moreto, Dr.

Coorientador: Eng.º Paulo Roberto Ramos de Almeida

Florianópolis

2020

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Carrer, Eduardo von Linsingen
Coordenação e seletividade da proteção em sistemas
elétricos de usinas eólicas / Eduardo von Linsingen Carrer
; orientador, Miguel Moreto, coorientador, Paulo Roberto
Ramos de Almeida, 2020.
79 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2020.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Geração eólica. 3. Proteção de
sistemas elétricos. 4. Curto-circuito. 5. Mensagem goose.
I. Moreto, Miguel . II. Almeida, Paulo Roberto Ramos de.
III. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em
Engenharia Elétrica. IV. Título.

Eduardo von Linsingen Carrer

**COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DA PROTEÇÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS
DE USINAS EÓLICAS**

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 08 de dezembro de 2020.



Documento assinado digitalmente
Jean Vianei Leite
Data: 08/12/2020 15:46:40-0300
CPF: 003.474.909-80

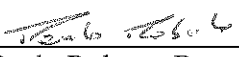
Prof. Jean Vianei Leite, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente
Miguel Moreto
Data: 08/12/2020 12:55:53-0300
CPF: 948.850.100-63

Prof. Miguel Moreto, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina


Eng. Eletric. Paulo Roberto Ramos de Almeida
Coorientador



Documento assinado digitalmente
Antonio Felipe da Cunha de Aquino
Data: 08/12/2020 13:49:45-0300
CPF: 044.652.117-59

Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente
Jose Octavio Cesario Pereira Pinto
Data: 08/12/2020 13:02:12-0300
CPF: 072.491.509-52

Eng. Eletric. José Octávio Cesário Pereira Pinto, Me.
Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado à minha família.

AGRADECIMENTOS

À Andrea von Linsingen por ser a maior fonte de amor e inspiração que tenho em minha vida.

À Oneide Klas Passos pelo carinho, suporte e cuidado ao longo de toda a minha caminhada.

À Gabriele von Linsingen Carrer que sempre esteve ao meu lado me apoiando durante toda a minha trajetória, sobretudo nos momentos mais difíceis.

Ao Vladimir Albino Martins pelo carinho, apoio e ensinamentos que serviram de base para minhas realizações.

Ao Ricardo Soares Salengue, Marcos Bernert Schwarz e Renata Ramalho por todo o conhecimento compartilhado e pela liderança inspiradora.

À Aline, Alexandre, Gustavo, Raphael e Henrique por todo amor e suporte incondicionais.

Ao Francisco e Diego pelos ensinamentos que transcendem essa vida.

Aos meus amigos representados pelos nomes de Anna, Rodrigo, Danilo e Edson, por todo apoio e parceria.

À Victória Schmidt Faria pelo companheirismo, apoio e disposição.

Ao meu professor orientador, Miguel Moreto, por todo conhecimento compartilhado e contribuições durante toda minha trajetória acadêmica.

À Universidade Federal de Santa Catarina pela estrutura e ensino de qualidade fornecidos.

À Engie e todos os meus colegas de trabalho representados pelos nomes de Thiago, Paulo, Alexandre, Lais, Renan e Rodrigo, que contribuíram com a realização desse trabalho.

“O futuro pertence àqueles que se preparam hoje para ele.”

(Malcolm X)

RESUMO

O crescimento acelerado da população mundial e da sua demanda de consumo de energia elétrica em todo o mundo somados com os impactos ambientais devido a dependência de combustíveis fósseis e não renováveis assim como a sua crescente escassez, têm acelerado a busca de soluções sustentáveis para a geração de energia elétrica. Entre essas soluções, os sistemas de geração eólica têm crescido significativamente nos últimos anos. As usinas de geração eólicas possuem dependência direta da velocidade do vento, que, por sua vez, apresenta imprevisibilidade e inconstância, fazendo com que seja necessária a utilização de esquemas de conexão dos geradores eólicos ao sistema de energia distintos daqueles utilizados em plantas de geração convencionais, como nas usinas hidrelétricas e termelétricas. Essas peculiaridades exigem mudanças de como devem ser realizados os estudos de proteção elétrica aplicados em parques eólicos. O tipo de aerogerador afeta diretamente a resposta de curto-circuito no sistema e, portanto, requerem uma análise específica para esses tipos de estudo. A seletividade é uma característica almejada nos estudos de proteção na qual somente o elemento de proteção mais próximo do defeito desligue a parte defeituosa do sistema elétrico, garantindo a eficiência da operação com segurança. Esse trabalho mostra que para uma correta coordenação e seletividade de atuação da proteção elétrica em plantas eólicas é necessária a utilização de métodos modernos para garantir a eficiência da geração, como a seletividade lógica, em conjunto com funções clássicas de proteção, como a sobrecorrente e sobrecorrente direcional.

Palavras-chave: Geração eólica. Proteção de sistemas elétricos. Seletividade. Coordenação. Curto-circuito. Relés de proteção. Sobrecorrente. Sobrecorrente direcional. Mensagem goose.

ABSTRACT

The accelerated growth of the world population and its demand for electricity consumption worldwide combined with environmental impacts due to dependence on fossil and non-renewable fuels as well as its growing scarcity, have accelerated the search for sustainable solutions for generation of electricity. Among these solutions, wind generation systems have grown significantly in recent years. Wind power plants are directly dependent on wind speed, which, in turn, is unpredictable and inconsistent, making it necessary to use schemes for connecting wind generators to the power system different from those used in conventional generation plants, as in hydroelectric and thermoelectric plants. These peculiarities require changes in how electrical protection studies applied to wind farms should be carried out. The type of wind turbine directly affects the short-circuit response in the system and therefore requires specific analysis for these types of studies. Selectivity is a desired feature in protection studies in which only the protection element closest to the defect disconnects the defective part of the electrical system, ensuring the efficiency of the operation safely. This work shows that for a correct coordination and selectivity of the performance of electrical protection in wind power plants, it is necessary to use modern methods to guarantee generation efficiency, such as logical selectivity, together with classic protection functions, such as overcurrent and overcurrent directional.

Keywords: Wind generation. Protection of electrical systems. Selectivity. Coordination. Short circuit. Protection relays. Overcurrent. Directional overcurrent. Goose message.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Desenho esquemático de um aerogerador.....	19
Figura 2 Parque eólico onshore	20
Figura 3 Parque eólico offshore	21
Figura 4 Esquema típico de conexão de aerogeradores em conjuntos eólicos.....	21
Figura 5 Sistema de proteção de relés	25
Figura 6 Filosofia de atuação e aplicação da função 67	27
Figura 7 Zonas de proteção em conjuntos eólicos	28
Figura 8 Coordenação e seletividade da proteção em parques eólicos	30
Figura 9 Seletividade amperimétrica.....	32
Figura 10 Seletividade cronométrica.....	33
Figura 11 Curvas de tempo inverso.....	34
Figura 12 Seletividade lógica.....	36
Figura 13 Níveis e barramentos de comunicação da IEC 61850	38
Figura 14 Comunicação com mensagem SV	39
Figura 15 Comunicação com mensagem MMS	40
Figura 16 Comunicação com mensagem GOOSE	41
Figura 17 Diagrama de blocos do aerogerador tipo I.....	43
Figura 18 Diagrama de blocos do aerogerador tipo II.....	44
Figura 19 Diagrama de blocos do aerogerador tipo III	45
Figura 20 Diagrama de blocos do aerogerador tipo IV	46
Figura 21 Subdivisão da corrente de curto-circuito	47
Figura 22 Diagramas de sequência para regime (a) transitório e (b) permanente de aerogeradores tipo I e II.....	48
Figura 23 Diagramas de sequência positiva e negativa, respectivamente, do aerogerador tipo III sem a atuação do crowbar, para regime permanente e/ou transitório	49
Figura 24 Diagramas de sequência positiva e negativa, respectivamente, do aerogerador tipo III com atuação do crowbar, para regime transitório	50
Figura 25 Diagramas de sequência positiva e negativa, respectivamente, do aerogerador tipo III com atuação do crowbar, para regime permanente	51
Figura 26 Diagrama de sequência positiva e negativa, respectivamente, do aerogerador tipo IV.....	52
Figura 27 Parque eólico genérico utilizado	52

Figura 28 Variação da corrente de curto-circuito trifásica na saída dos aerogeradores	53
Figura 29 Diagrama unifilar de CETR	55
Figura 30 Exemplo de configuração de relé digital no software DIGSI	56
Figura 31 Parques eólicos de Mundaú, Fleixeiras, Trairí e Guajirú.....	57
Figura 32 Circuito elétrico de CETR modelado no Anafas	58
Figura 33 Correntes de falta do sistema para curto-circuito trifásico em Trairi 230kV	60
Figura 34 Correntes de falta do sistema para curto-circuito bifásico em Trairi 34A .	61
Figura 35 Correntes de falta do sistema para curto-circuito monofásico em Mundaú 34A	62
Figura 36 Configuração de aerogerador no ANAFAS	63
Figura 37 Correntes de falta do sistema para curto-circuito bifásico em Fleixeiras 34A	64
Figura 38 Oscilografia de curto-circuito	65
Figura 39 Ilustração de curto-circuito na saída do gerador	68
Figura 40 Curto-circuito bifásico na barra de 34,5kV da saída do aerogerador	69
Figura 41 Esquema de seletividade lógica para curto na saída de um dos aerogeradores	69
Figura 42 Curto-circuito bifásico em 50% da linha 1 entre Fleixeira e Trairi A	70
Figura 43 Esquema de seletividade lógica para curto na metade da linha entre as barras	71
Figura 44 Função de sobrecorrente das proteções das linhas.....	72
Figura 45 Ilustração de curto-circuito na saída dos parques vizinhos.....	72
Figura 46 Curto-circuito bifásico na barra de 34,5kV na saída dos parques vizinhos	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Correntes de curto-circuito totais nas barras da simulação realizada no ANAFAS	59
Tabela 2 Relações entre as correntes de curto-circuito obtidas.....	66

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	American National Standart Institute
CETR	Conjunto Eólico de Trairi
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Event
IEC	International Electrotechnical Commission
IED	Intelligent Electronic Devices
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IHM	Interface Homem-Máquina
MMS	Manufacturing Message Specification
MU	Merging Unit
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
RTC	Relação de Transformação de Corrente
SAS	Sistema de Automação de Subestações
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SE	Subestações
SIN	Sistema Interligado Nacional
SV	Sampled Value
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial

LISTA DE SÍMBOLOS

C_{cpf}	Compensação reativa dos capacitores [F]
C_f	Capacitância dos filtros utilizados no conversor [F]
I	Corrente elétrica medida pelo transformador de corrente [A]
I_{CS}	Corrente elétrica de curto-circuito [A]
I_{gsc}	Corrente elétrica do conversor do lado grid [A]
I_p	Corrente elétrica de pick-up definida [A]
I_{rot}	Corrente elétrica do conversor do lado rotor [A]
R_{est}	Resistência dos enrolamentos do estator [Ω]
R_{rot}	Resistência dos enrolamentos do rotor [Ω]
S	Escorregamento
t	Tempo de trip [s]
T_p	Constante de tempo
X_{gf}	Reatância dos filtros utilizados no conversor [Ω]
Xl_{rot}	Reatância de dispersão do rotor [Ω]
Xl_{est}	Reatância de dispersão do estator [Ω]
X'_{est}	Reatância transitória do estator [Ω]
X_m	Reatância de magnetização [Ω]

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	OBJETIVOS DO TRABALHO	17
1.1.1	Objetivo Geral.....	17
1.1.2	Objetivo Específicos.....	17
2	CONTEXTO DO TRABALHO	18
2.1	GERAÇÃO DE ENERGIA A PARTIR DA ENERGIA EÓLICA	18
2.1.1	Estrutura de um aerogerador.....	19
2.1.2	Princípio de funcionamento.....	19
2.2	ESQUEMA ELÉTRICO DE PARQUES EÓLICOS	20
2.3	ESQUEMAS DE PROTEÇÃO DE PARQUES EÓLICOS.....	22
2.3.1	Curto-Circuito.....	22
2.3.2	Relés de proteção	24
2.3.2.1	<i>Relés de sobrecorrente instantâneos e temporizados (50/51 e 50N/51N).....</i>	<i>25</i>
2.3.2.1.1	<i>Função direcional de sobrecorrente (67)</i>	<i>26</i>
2.3.3	Esquema típico de proteção em parques eólicos.....	27
2.3.3.1	<i>Problemas na coordenação e seletividade da proteção em parques eólicos</i>	<i>29</i>
2.4	SELETIVIDADE DA PROTEÇÃO.....	31
2.4.1	Tipos de Seletividade	31
2.4.1.1	<i>Seletividade Amperimétrica.....</i>	<i>31</i>
2.4.1.2	<i>Seletividade Cronométrica</i>	<i>32</i>
2.4.1.3	<i>Seletividade Lógica.....</i>	<i>34</i>
2.5	REDES DE COMUNICAÇÃO PARA PROTEÇÃO	37
2.5.1	Protocolo IEC 61850.....	37
2.5.1.1	<i>SV.....</i>	<i>39</i>
2.5.1.2	<i>MMS.....</i>	<i>39</i>

2.5.1.3	<i>GOOSE</i>	40
3	AEROGERADORES NO SISTEMA ELÉTRICO	42
3.1	TIPOS DE AEROGERADORES	42
3.1.1	Tipo I	43
3.1.2	Tipo II	43
3.1.3	Tipo III	44
3.1.4	Tipo IV	45
3.2	CONTRIBUIÇÕES PARA AS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO	46
4	ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO EM USINAS EÓLICAS	54
4.1	SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA DE TRAIRÍ.....	54
4.2	SIMULAÇÃO DE CURTO-CIRCUITO	56
4.3	ANÁLISE dos RESULTADOS DA SIMULAÇÃO	59
4.4	COMPARAÇÃO COM OSCIOGRAFIAS REAIS DE CURTO-CIRCUITO...	64
4.5	COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DA PROTEÇÃO EM CETR	67
5	PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA SOLUÇÃO	68
5.1	EXEMPLOS DE APLICAÇÃO	68
6	CONCLUSÕES	74
	REFERÊNCIAS	75

1 INTRODUÇÃO

O crescimento acelerado da população mundial e da sua demanda de consumo de energia elétrica em todo o mundo, a distribuição desigual de recursos entre os países, impactos econômicos de larga escala somados com os impactos ambientais devido a dependência de combustíveis fósseis e não renováveis assim como a sua crescente escassez, tem acelerado a busca de soluções sustentáveis para a geração de energia elétrica. Entre essas soluções, os sistemas de conversão de energia eólica têm crescido significativamente nos últimos anos. De acordo com o Conselho Global de Energia Eólica (GWEC), em 2017 o mundo instalou um total de 52,57 gigawatts (GW) de potência à produção mundial de energia elétrica a partir da energia eólica, totalizando 539,58 GW e um crescimento de aproximadamente 10% da capacidade instalada global (A.; M.; I., 2010).

Apesar de uma estagnação inicial, desde a última década a energia eólica passa por um crescimento expressivo na participação da matriz energética mundial, devido ao renovado interesse público, aos benefícios fiscais ligados à sua exploração e, principalmente, devido ao avanço tecnológico das turbinas. Assim, a energia eólica tornou-se uma alternativa viável e atrativa na geração de energia renovável, sendo capaz de competir com os outros tipos de energia já existentes (ANEEL, 2003).

Como consequência deste crescimento, grandes parques eólicos estão sendo criados e integrados à rede elétrica em diferentes tensões, intensificando sua participação no Sistema Interligado Nacional (SIN) e a sua integração à rede elétrica. A energia eólica, na forma dos parques eólicos, passou a ser objeto de estudos na área de proteções elétricas, uma vez que todo sistema elétrico se defronta com perturbações e anomalias de funcionamento. É no campo da proteção de sistemas elétricos que este trabalho foi realizado, visando discutir as principais funções de proteção que são adotadas em sistemas elétricos, com enfoque especial para os sistemas de geração eólica, como forma de proteção dos mesmos de eventuais falhas e perturbações.

Um projeto de proteção deve considerar algumas propriedades fundamentais para se obter um bom desempenho, sendo algumas delas a seletividade, velocidade e sensibilidade. Os relés são dispositivos que detectam as condições anormais de operação do sistema elétrico de potência e iniciam ações corretivas o mais rápido possível, com o objetivo de normalizar o sistema ou retirar de operação equipamentos ou partes do sistema que apresentem condições anormais de operação (MAMEDE, 2011).

Apesar da crescente importância dos parques eólicos para o setor elétrico, elaborar estudos de plantas eólicas, particularmente aqueles relacionados com o projeto do sistema de proteção, continua sendo um grande desafio para as empresas. A primeira dificuldade decorre do fato de que não existem modelos, com base nas componentes de sequência utilizadas no cálculo das correntes de curto-circuito, que sejam aplicáveis a todos os tipos de aerogeradores utilizados, amplamente aceitos e conhecidos pelos profissionais do setor. Outra dificuldade reside no fato de os projetos mais modernos de aerogeradores utilizarem malhas de controle proprietárias que afetam significativamente a contribuição do equipamento para as correntes de curto-circuito. Os fabricantes tratam as informações referentes a esses controles como segredo industrial e não divulgam dados ou detalhes sobre seu funcionamento. Esses fatos têm impacto direto nos critérios de ajustes dos dispositivos de proteção em todo o sistema (SENGER; REIS FILHO, 2015).

Portanto, este trabalho é composto basicamente de três etapas distintas, sendo a primeira delas a discussão sobre como é o sistema típico de um parque eólico e como é feita sua proteção elétrica. Nessa etapa também são abordadas quais as principais características que tornam um sistema de proteção eficiente e quais são as principais funções de proteção para curto-circuito em relés digitais. A segunda etapa é constituída de uma análise das contribuições de curto-circuito dos tipos mais comuns de aerogeradores presentes no sistema elétrico e a sua comparação com um caso real de curto-circuito ocorrido no conjunto eólico de Trairí (CETR). Essa comparação entre teoria e prática demonstra as peculiaridades das correntes de curto-circuito nas usinas de geração eólicas em relação a outros tipos de geração convencionais, como nas usinas hidrelétricas, e aponta os problemas relacionados com a descoordenação da atuação da proteção nesses sistemas de geração. Por último é sugerido uma metodologia destinada a solução desses problemas de descoordenação na atuação da proteção em sistemas elétricos de geração eólica. As etapas são realizadas com o auxílio do software ANAFAS (Análise de Falhas Simultâneas) do Cepel (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), da ferramenta Excel da Microsoft, e do software DIGSI da Siemens, para a consulta da configuração dos relés digitais e oscilografias reais em CETR. Todas as licenças foram fornecidas pela empresa Engie Brasil Energia.

1.1 OBJETIVOS DO TRABALHO

Nas seções abaixo estão descritos o objetivo geral e os objetivos específicos deste trabalho.

1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho é fazer uma análise crítica, baseada em simulações e oscilografias reais, sobre estudos de curto-circuito em sistemas de geração eólica para o dimensionamento correto de sua proteção elétrica.

1.1.2 Objetivo Específicos

- Analisar um sistema de proteção convencional para usinas eólicas;
- Discutir quais são as principais características que tornam um sistema de proteção eficiente e as maneiras possíveis de dimensioná-lo;
- Identificar o comportamento contribuição de corrente de curto-circuito em aerogeradores;
- Simular as correntes de curto-circuito utilizando o software ANAFAS e comparar com oscilografias de eventos reais de curto-circuito;
- Propor um novo dimensionamento dos relés de proteção em sistemas de geração eólica.

2 CONTEXTO DO TRABALHO

Como o presente projeto está inserido no contexto de usinas eólicas, para um melhor entendimento, antes de apresentar o estudo de proteção elétrica, será realizada uma explicação prévia do uso de energia eólica para produção de energia elétrica.

2.1 GERAÇÃO DE ENERGIA A PARTIR DA ENERGIA EÓLICA

Denomina-se energia eólica a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). Seu aproveitamento ocorre por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas, também denominadas aerogeradores (ANEEL, 2003).

No atual contexto de preocupação com a emissão de gases de efeito estufa, que provocam o aquecimento do nosso planeta, o Brasil apresenta uma situação privilegiada. A matriz energética brasileira conta com uma participação marcante das fontes renováveis, em relação à matriz energética mundial, onde predomina a utilização de fontes de origem fóssil (CUSTÓDIO, 2009).

Entre as fontes renováveis de energia, a eólica vem apresentando forte crescimento em todo o mundo. No entanto, ainda apresenta custos elevados, se comparadas às fontes convencionais, em especial à energia hídrica (CUSTÓDIO, 2009).

Recentes desenvolvimentos tecnológicos (sistemas avançados de transmissão, melhor aerodinâmica, estratégias de controle e operação das turbinas etc.) têm reduzido custos e melhorado o desempenho e a confiabilidade dos equipamentos. O custo dos equipamentos, que era um dos principais entraves ao aproveitamento comercial da energia eólica, reduziu-se significativamente nas últimas duas décadas. Nesse sentido o estudo e o desenvolvimento da tecnologia de aproveitamento da energia eólica são importantes para que essa fonte possa ter sua contribuição de geração ampliada, como energia renovável e limpa na matriz energética brasileira (ANEEL, 2003).

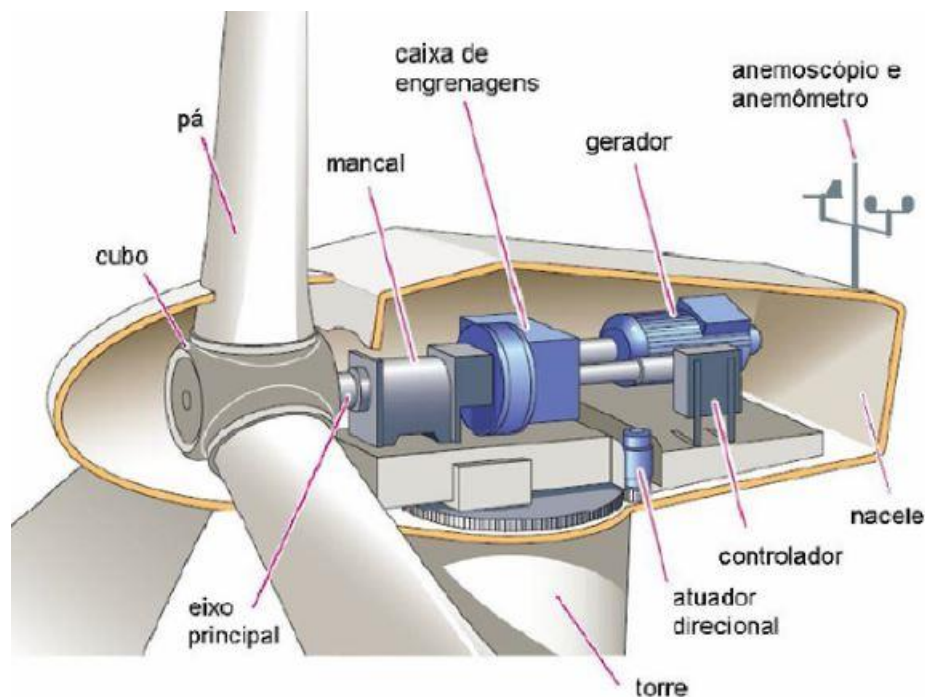
Consultando o Boletim Diário da Operação (BDO) do ONS, o total de energia elétrica gerada no dia 25 de julho de 2020 no Brasil foi de 57.354MWmed. Desse total, 8.594MWmed são decorrentes da geração eólica, ou seja, aproximadamente 14,98% (ONS, 2020).

2.1.1 Estrutura de um aerogerador

Há várias configurações de geradores eólicos, a mais comum é aquela com três pás ligadas com o eixo de rotação horizontal. As pás são normalmente construídas de fibras poliméricas reforçadas com o objetivo de reduzir o peso do conjunto e fornecer boa resistência estrutural. Um sistema automático de controle pode permitir guinar o gerador para que este sempre receba o vento frontalmente (WEKKEN; WIEN, 2006).

Na Figura 1 são mostrados os principais componentes de um gerador eólico de eixo vertical: nacele, torre, pás, cubo, eixo principal, caixa de engrenagem, anemoscópio e anemômetro e sistema de controle.

Figura 1 Desenho esquemático de um aerogerador



Fonte: WEKKEN; WIEN (2006)

2.1.2 Princípio de funcionamento

A turbina eólica (rotor) acionada pelo vento produz energia mecânica no eixo que, por sua vez, movimentando o gerador elétrico fixo no mesmo eixo. O gerador elétrico, acionado pela turbina, converte energia mecânica em energia elétrica por meio de conversão eletromagnética.

O acoplamento entre a turbina e o gerador, na maioria dos grandes aerogeradores, é feito por meio de caixas multiplicadoras, devido às diferentes velocidades de rotação das duas máquinas. Entretanto, existem alguns casos de acoplamentos diretos, eliminando as caixas multiplicadoras (CUSTÓDIO, 2009).

Apesar do princípio de funcionamento de um aerogerador ser de fácil entendimento, essa máquina é um sistema complexo no qual áreas de estudo tais como aerodinâmica, mecânica, elétrica, controle e automação estão intimamente ligadas.

2.2 ESQUEMA ELÉTRICO DE PARQUES EÓLICOS

Parques, ou fazendas eólicas, são usinas desenhadas para a produção e injeção de energia elétrica no sistema elétrico de potência. As Figuras 2 e 3 ilustram alguns parques eólicos instalados em diferentes regiões.

Figura 2 Parque eólico onshore



Fonte: CUSTÓDIO (2009)

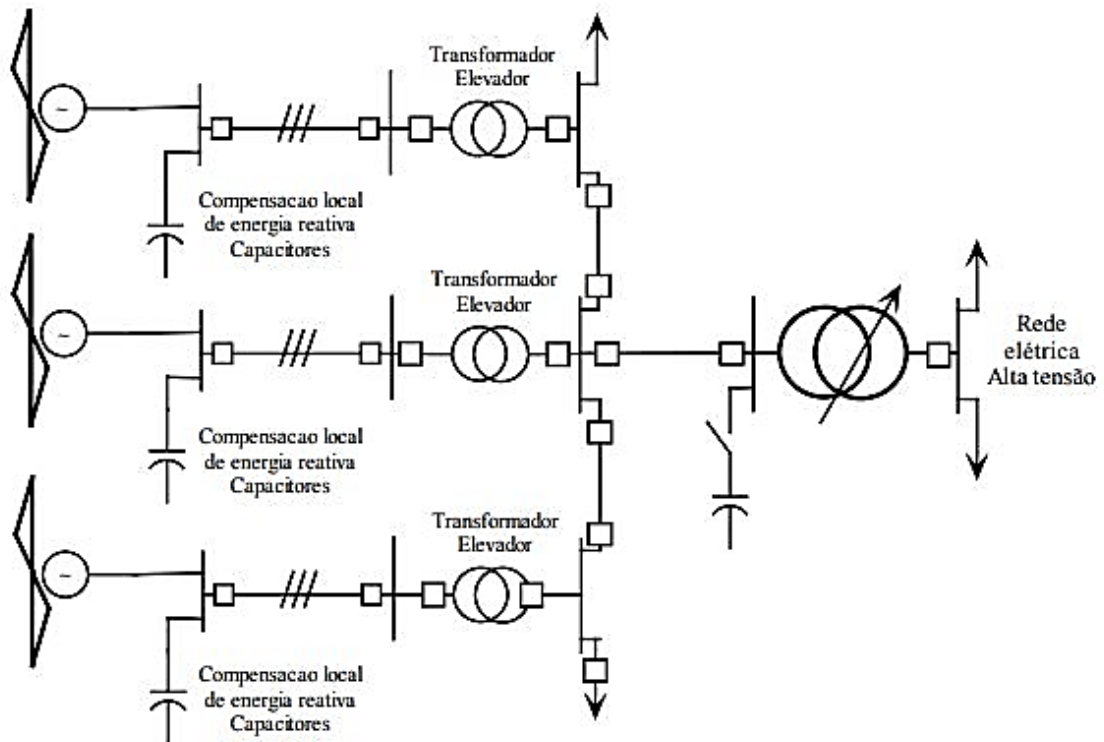
Figura 3 Parque eólico offshore



Fonte: CUSTÓDIO (2009)

O parque eólico é composto por um conjunto de aerogeradores conectados em paralelo, de forma a constituir uma usina de produção de energia elétrica. O diagrama unifilar simplificado da Figura 4 ilustra arranjos de uma usina eólica típica.

Figura 4 Esquema típico de conexão de aerogeradores em conjuntos eólicos



Fonte: ROSAS; ESTANQUEIRO (2003)

A geração de energia elétrica nos aerogeradores situa-se, normalmente, entre 380V e 690V, o que exige a instalação de um transformador elevador na saída de cada aerogerador. Estes transformadores de saída são conectados, geralmente, a um barramento de uma subestação dedicada ao parque eólico. Esta subestação, normalmente denominada de coletora, cumpre o papel de interligar os aerogeradores do parque e conectá-lo com um ou mais transformadores que têm a função de elevar a tensão até o nível de transmissão, para conexão no sistema elétrico. Quando o parque de pequena capacidade for conectado a uma rede de distribuição, poderá ser dispensado o uso do transformador para conexão, bastando que os transformadores de saída de cada aerogerador elevem tensão para o nível da rede de distribuição (CUSTÓDIO, 2009).

O estudo da conexão da usina eólica no sistema elétrico é um dos principais parâmetros no projeto de um parque eólico. A disponibilidade de ponto de conexão na região é, geralmente, decisiva na viabilidade do projeto, haja vista que a necessidade de construção de grandes extensões de linhas de transmissão e de subestações encarecem o projeto e podem torná-lo pouco atrativo (CUSTÓDIO, 2009).

2.3 ESQUEMAS DE PROTEÇÃO DE PARQUES EÓLICOS

Qualquer componente de um sistema elétrico é especificado em função das condições operativas desse sistema no qual irá funcionar, de forma que suas características técnicas não sejam superadas. Os sistemas elétricos estão sujeitos permanentemente a eventos que devem ser controlados, monitorados ou simplesmente eliminados. Para que se possa operar um sistema elétrico com o maior grau de confiabilidade, é necessária a utilização de um conjunto de proteções, cada uma específica para um determinado evento (MAMEDE, 2011).

As principais anormalidades encontradas em sistemas elétricos e que devem ser prevenidas são os curtos-circuitos e sobrecargas (IEEE Std 242, 2001).

2.3.1 Curto-Circuito

Os curtos-circuitos são variações extremas da corrente que flui no sistema elétrico. Se não forem limitados no seu módulo e no tempo, danificam os componentes elétricos por meio dos quais são conduzidos. Enquanto os tempos permitidos nos eventos de sobrecarga podem chegar a vários segundos, os tempos permitidos para a duração dos curtos-circuitos não devem

superar o valor de 2 segundos. Normalmente, devem ser limitados entre 50 e 1000 ms. Para tanto, os dispositivos de proteção devem ser extremamente velozes e os equipamentos de manobra, no caso os disjuntores, devem ter capacidade adequada para operar em condições extremas de corrente (MAMEDE, 2011).

É importante ressaltar que elevadas correntes, tais como correntes de curto-circuito, podem acarretar danos mecânicos e térmicos aos equipamentos elétricos. Os danos mecânicos podem ser a deformação de condutores e enrolamentos de transformadores. Já os danos térmicos estão ligados com o tempo em que a corrente permanece no sistema e podem danificar a isolação de diversos equipamentos do sistema. Um curto-circuito também pode levar a elevadas quedas de tensão em outros locais do sistema, ocasionando desligamento indevido de equipamentos (MAMEDE, 2011).

Desse modo é de fundamental importância calcular a corrente de curto-circuito (ou corrente de falta) para estudos de proteção e correta especificação dos equipamentos de proteção.

Em sistemas elétricos aterrados, os curtos-circuitos podem ser de quatro tipos (ROEPER, 1975):

- Trifásico;
- Bifásico;
- Bifásico-terra;
- Fase-terra.

As faltas trifásicas podem ser analisadas como se fossem sobrecargas equilibradas na rede, ou seja, todos os condutores estão sujeitos a correntes de mesma intensidade, porém defasadas de 120° entre si. Assim, essas faltas podem ser analisadas pela sua representação por fase. Normalmente são as faltas mais perigosas que podem ocorrer em um sistema elétrico. As demais faltas ocasionam comportamentos desbalanceados no sistema, sendo preferível utilizar o Método das Componentes Simétricas para suas análises. As faltas que envolvem a terra podem apresentar diferenças devido a impedância no local da falta, que pode simplesmente não existir ou possuir algum valor relevante para os cálculos das correntes (ROEPER, 1975).

Durante a ocorrência de um curto-circuito, os equipamentos devem suportar, sem prejuízo do seu desempenho, todas as solicitações térmicas e dinâmicas das correntes que surgirem até o instante que os disjuntores atuem no sentido de isolar o trecho defeituoso do sistema (MAEZONO, 2003).

2.3.2 Relés de proteção

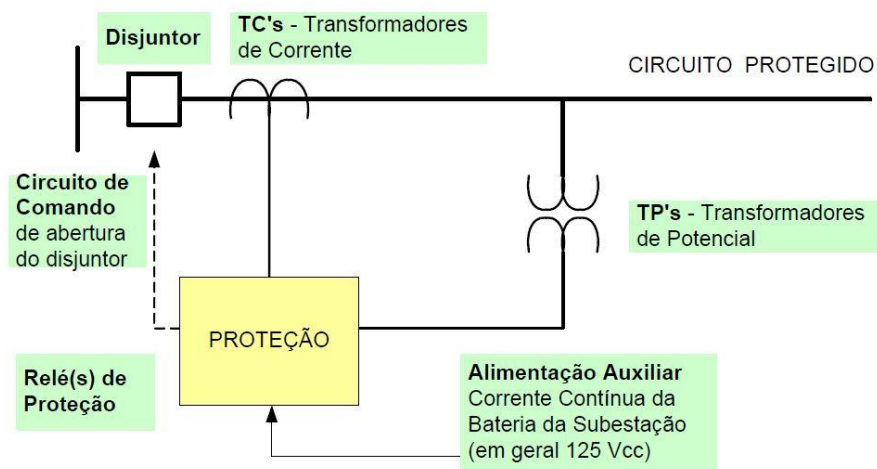
Relés são dispositivos que detectam condições anormais de operação do sistema elétrico de potência e iniciam ações corretivas tão rápido quanto possível, com o objetivo de normalizar o sistema ou retirar de operação equipamentos ou partes do circuito que apresentem condições anormais de operação. Assim, o objetivo principal dos relés de proteção é diagnosticar corretamente o problema e atuar de forma automática e rápida, causando o menor distúrbio possível para o sistema de potência protegido (MAMEDE, 2011).

Apesar de, atualmente, um sistema de proteção estar diretamente relacionado com relés de proteção, também existem outros componentes que devem atuar em conjunto com os relés. Os relés necessitam ser conectados a uma fonte de tensão, normalmente uma bateria ou outra fonte de tensão que não sofra influência da falha que o relé está monitorando, pois, a correta atuação do relé não pode ser comprometida pela falha no sistema elétrico (MAEZONO, 2003).

Os relés de proteção não têm capacidade para seccionar um circuito fisicamente, apenas são sensibilizados por uma condição anormal e enviam um sinal para um dispositivo que seja capaz de seccionar o circuito. Os dispositivos de seccionamento mais utilizados em conjunto com os relés são os disjuntores, que devem ter capacidade de interrupção compatível com o nível de curto-circuito no ponto em que irá atuar (MAEZONO, 2003).

A Figura 5 ilustra o funcionamento de um relé de proteção genérico, em que o dispositivo está conectado à uma alimentação auxiliar separada do circuito protegido, e os transformadores de corrente e de potencial fornecem os dados de corrente e tensão elétrica para que o dispositivo interprete se é ou não necessário enviar um sinal de abertura para o disjuntor.

Figura 5 Sistema de proteção de relés



Fonte: MAEZONO (2003)

A forma mais simples de detecção de falhas de um relé é através de um nível de detecção. O relé será sensibilizado para todos os valores acima de um determinado nível de detecção pré-configurado e deverá atuar, normalmente, enviando um sinal de trip para o disjuntor ou sinalizando através de um alarme para que o operador possa realizar a ação necessária para eliminação da falta. Esse nível de detecção citado acima é conhecido como valor de pick-up de um relé.

2.3.2.1 Relés de sobrecorrente instantâneos e temporizados (50/51 e 50N/51N)

Estes são os relés mais utilizados nos sistemas de proteção. São usados tanto para a proteção primária como para retaguarda, ou *backup* (MAMEDE, 2011).

A codificação adotada pela American National Standart Institute (ANSI) para representar os relés de sobrecorrente instantâneos e temporizados é 50 e 51, respectivamente. Adiciona-se a letra “N” após o número para representar que o relé de sobrecorrente será aplicado ao neutro do sistema.

Com o desenvolvimento dos relés digitais, desenvolveram-se modelos analíticos para representação das curvas. Os relés digitais atuais se baseiam nos padrões do Institute Electrotechnical Comission (IEC) (seção 3.5.2 da norma IEC 60255-3) e ANSI/IEE para representar as curvas de atuação.

As equações que descrevem essas características são apresentadas em (1), (2), (3) e (4).

$$\text{Normal Inversa} \quad t = \frac{0,14}{\left(I/I_p\right)^{0,02} - 1} \cdot T_p \quad [s] \quad (1)$$

$$\text{Muito Inversa} \quad t = \frac{13,5}{\left(I/I_p\right)^1 - 1} \cdot T_p \quad [s] \quad (2)$$

$$\text{Extremamente Inversa} \quad t = \frac{80}{\left(I/I_p\right)^2 - 1} \cdot T_p \quad [s] \quad (3)$$

$$\text{Ultra Inversa} \quad t = \frac{120}{\left(I/I_p\right)^1 - 1} \cdot T_p \quad [s] \quad (4)$$

Onde t é o tempo de trip em segundos, T_p é a constante de tempo a ser definida, I é a corrente medida pelo transformador de corrente e I_p é o valor de corrente de *pick-up* definido. Para a curva 50 ou 50N, como o nome já diz, a atuação do relé é instantânea, portanto, há apenas a definição do *pick-up* do relé para a atuação.

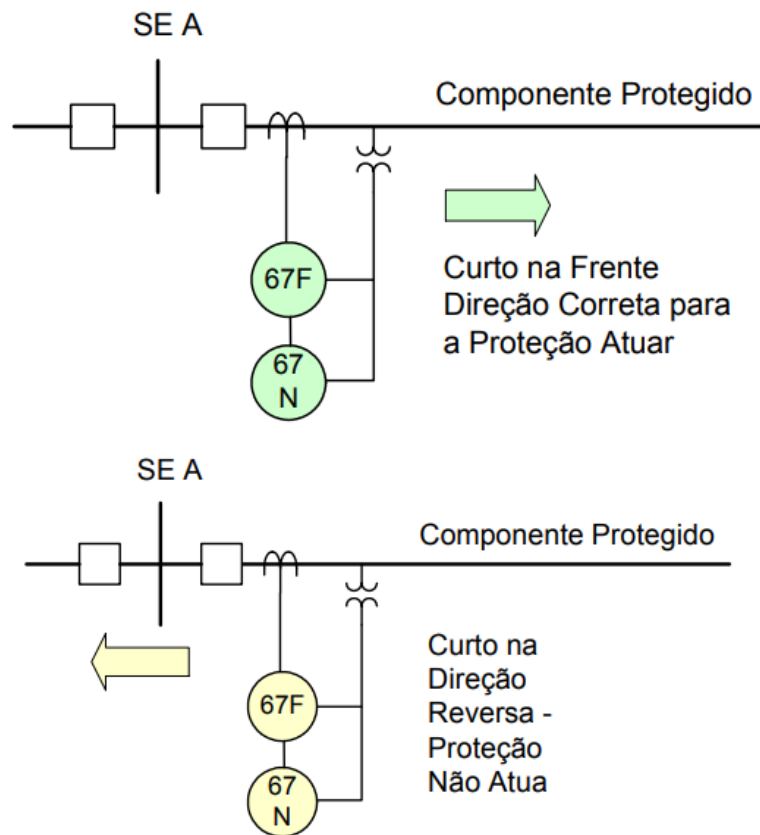
Além das equações (1), (2), (3) e (4), também é possível configurar o relé por tempo definido, ou seja, o tempo de atuação do relé é sempre o mesmo quando o valor de corrente de *pick-up* é ultrapassado.

2.3.2.1.1 Função direcional de sobrecorrente (67)

A diferença entre uma função de sobrecorrente e uma função direcional de sobrecorrente é que esta última tem uma característica extra associada à direção da corrente medida, e não apenas ao seu módulo. Para que seja possível a análise de direcionalidade da corrente, o relé deve ter uma referência de tensão, ou seja, ele deve ser polarizado (MAEZONO, 2003).

Na ilustração da Figura 6 a função direcional de sobrecorrente deve atuar apenas se as condições de intensidade de corrente acima do *pick-up* estabelecido for violada e se a corrente estiver no sentido do ajuste da proteção, nesse caso para frente da função 67.

Figura 6 Filosofia de atuação e aplicação da função 67



Fonte: MAEZONO (2003)

Do mesmo modo que para a função 50/51 é adicionada as letras “N” ou “F” após o número para representar que o relé de sobrecorrente será aplicado ao neutro ou fase do sistema, respectivamente, para a função 67 isso também é aplicado.

2.3.3 Esquema típico de proteção em parques eólicos

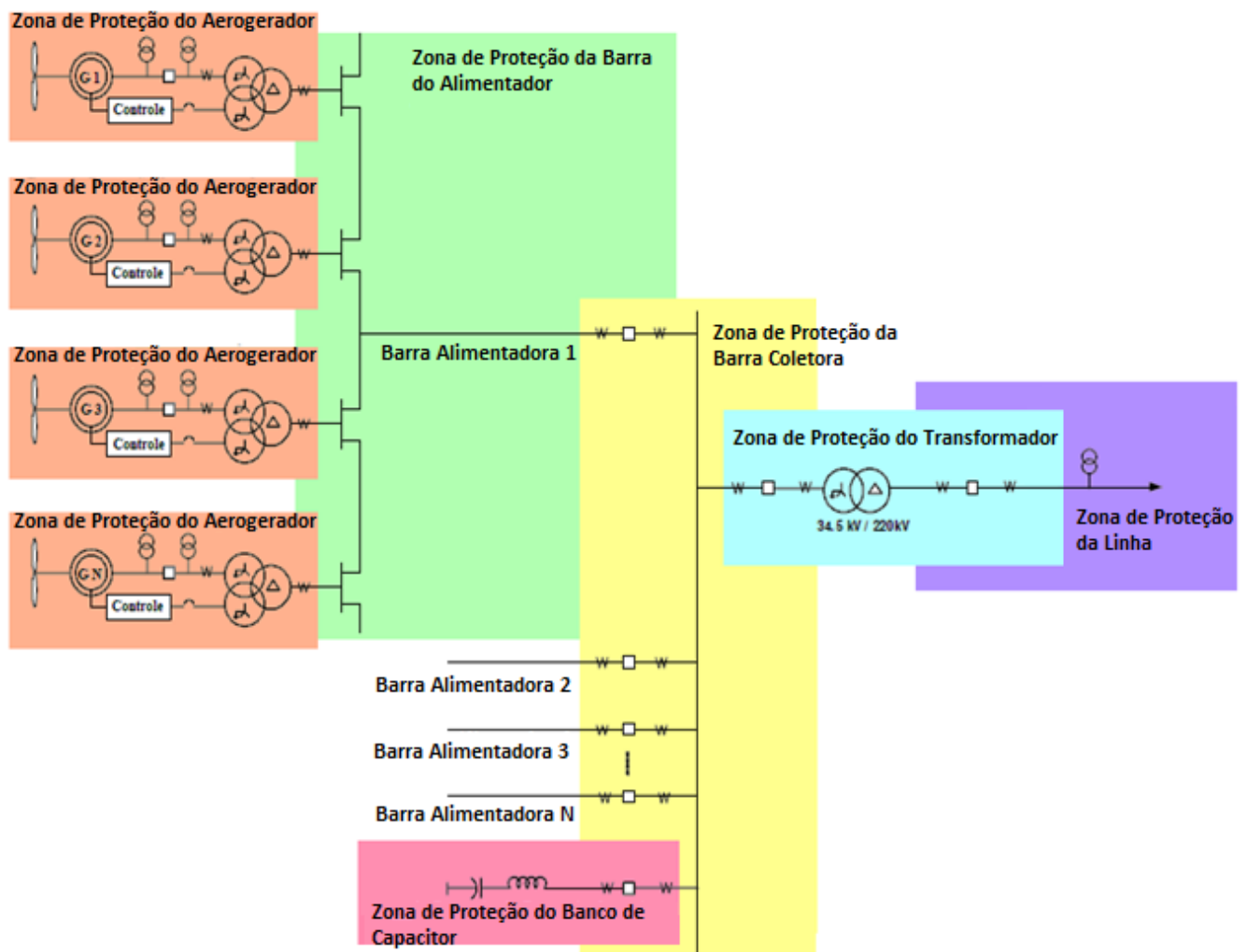
A Figura 7, mostra o arranjo típico de um parque eólico conectado ao sistema elétrico com N aerogeradores. Neste diagrama, observa-se que a proteção elétrica do sistema está dividida em zonas de proteção e que estas zonas abrangem todos os componentes, desde os geradores eólicos, passando pelos transformadores elevadores, barras, até a linha de transmissão. Cada zona de proteção possui um ou mais relés de proteção e, dependendo do porte e arranjo elétrico do parque, outros dispositivos de proteção também são utilizados, como os fusíveis. Este arranjo típico de proteção por zonas é usado tanto em parques eólicos onshore

quanto nos parques instalados offshore (CARDENAS; MUTHUKRISHNAN; MCGINN; HUNT, 2010).

A divisão por zonas é definida da seguinte forma:

- Zona de proteção do aerogerador;
- Zona de proteção da barra do alimentador;
- Zona de proteção da barra coletora;
- Zona de proteção do banco de capacitor;
- Zona de proteção do transformador;
- Zona de proteção da linha.

Figura 7 Zonas de proteção em conjuntos eólicos



Fonte: CARDENAS, MUTHUKRISHNAN, MCGINN, HUNT (2010)

A proteção do aerogerador, que normalmente é um gerador indutivo, é feita pelo seu sistema de controle que cobre as funções de sub e sobretensão, sub e sobre frequência, e de temperatura do enrolamento do gerador. O transformador conectado na saída do gerador é normalmente protegido por fusíveis. Quando transformador é instalado dentro da nacela do aerogerador, um disjuntor é acoplado ao sistema com relés de proteção de corrente de terra e de fase temporizadas. A proteção da zona da barra do alimentador é realizada por relés de proteção de sobrecorrente (50/51). Do outro lado, a proteção da barra e do transformador de alta tensão (ligado ao sistema de transmissão) consistem em várias funções numéricas de relés de proteção, como a diferencial para transformadores de alta tensão, sobrecorrente reserva de transformador, diferencial de barra de subestação e falha de abertura (A.; M.; I., 2010)

2.3.3.1 Problemas na coordenação e seletividade da proteção em parques eólicos

Um projeto de proteção deve considerar algumas propriedades fundamentais para se obter um bom desempenho (MAMEDE, 2011):

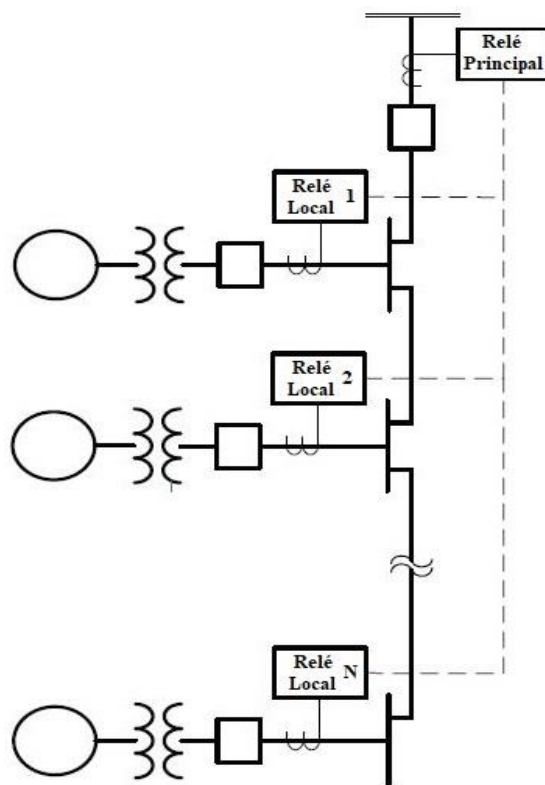
- **Seletividade:** Característica almejada nos estudos de proteção e coordenação na qual somente o elemento de proteção mais próximo do defeito desligue a parte defeituosa do sistema elétrico.
- **Zonas de atuação:** Durante a ocorrência de um defeito, o elemento de proteção deve ser capaz de definir se aquela ocorrência é interna ou externa à zona protegida. Se a ocorrência está nos limites da zona protegida, o elemento de proteção deve atuar e acionar a abertura do disjuntor associado, num intervalo de tempo definido no estudo de proteção.
- **Velocidade:** Desde que seja definido um tempo mínimo de operação para um elemento de proteção, a velocidade de atuação deve ser a de menor duração possível.
- **Sensibilidade:** Consiste na capacidade de o elemento de proteção reconhecer com precisão a faixa e os valores indicados para a sua operação e não operação.
- **Confiabilidade:** Propriedade de o elemento de proteção cumprir com segurança e exatidão as funções que lhe foram confiadas.

- Automação: Consiste na propriedade de o elemento de proteção operar automaticamente quando for solicitado pelas grandezas elétricas que o sensibilizam e retornar sem auxílio humano, se isso for conveniente, à posição de operação depois de cessada a ocorrência.

Como a zona de proteção da barra coletora é uma distribuição radial de conexão com as diversas unidades geradoras, é esperado que os problemas de proteção nessa zona sejam os mais recorrentes. A descoordenação da seletividade e o mau funcionamento dos relés de proteção são as falhas mais comuns em parques eólicos (A.; M.; I., 2010)

De acordo com a Figura 8, o relé de cada unidade geradora (Relé Local) coordena a resposta de atuação simultaneamente com as outras unidades geradoras junto com a proteção principal (Relé Principal). A localização das faltas e decisão final de ativação da proteção deve ser feita de acordo com o sinal recebido de cada relé e da seletividade da proteção (A.; M.; I., 2010)

Figura 8 Coordenação e seletividade da proteção em parques eólicos



Fonte: A. M. I (2010)

2.4 SELETIVIDADE DA PROTEÇÃO

A capacidade de ser seletivo é um dos conceitos fundamentais de um sistema de proteção elétrica. Em conjunto com a velocidade de extinção de faltas, segurança de atuação e coordenação de disparo, a seletividade trabalha para garantir a estabilidade de sistemas e aumentar a disponibilidade do sistema elétrico protegido, evitando o desligamento indevido de equipamentos sãos. É a característica que um sistema de proteção deve ter para que, ao ser submetido a correntes anormais, faça atuar os dispositivos de proteção de maneira a desenergizar somente a parte do circuito afetado (MAMEDE, 2011).

2.4.1 Tipos de Seletividade

A seletividade de um sistema de proteção pode ser efetuada por meio de três diferentes formas: por corrente, por tempo e por lógica (MAMEDE, 2011).

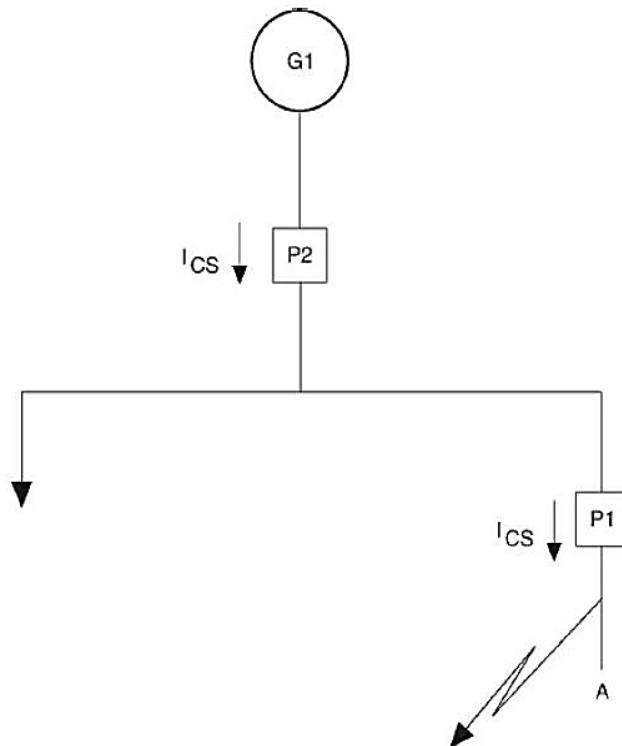
2.4.1.1 Seletividade Amperimétrica

A seletividade amperimétrica é aquela que é utilizada quando existe uma impedância muito grande entre os pontos em que se está fazendo a seletividade. Neste caso, a corrente de falta vista pelo dispositivo de proteção à montante é muito maior que aquela vista pelo dispositivo de proteção instalado à jusante (MARDEGAN, 2011).

A Figura 9 mostra uma aplicação de seletividade amperimétrica. Para uma corrente de defeito no ponto A de valor igual a I_{CS} e valores de ajuste das proteções P1 e P2 respectivamente iguais a I_{P1} e I_{P2} , a seletividade estará satisfeita se a equação (5) for respeitada.

$$I_{P2} > I_{CS} > I_{P1} \quad (5)$$

Figura 9 Seletividade amperimétrica



Fonte: MAMEDE (2011)

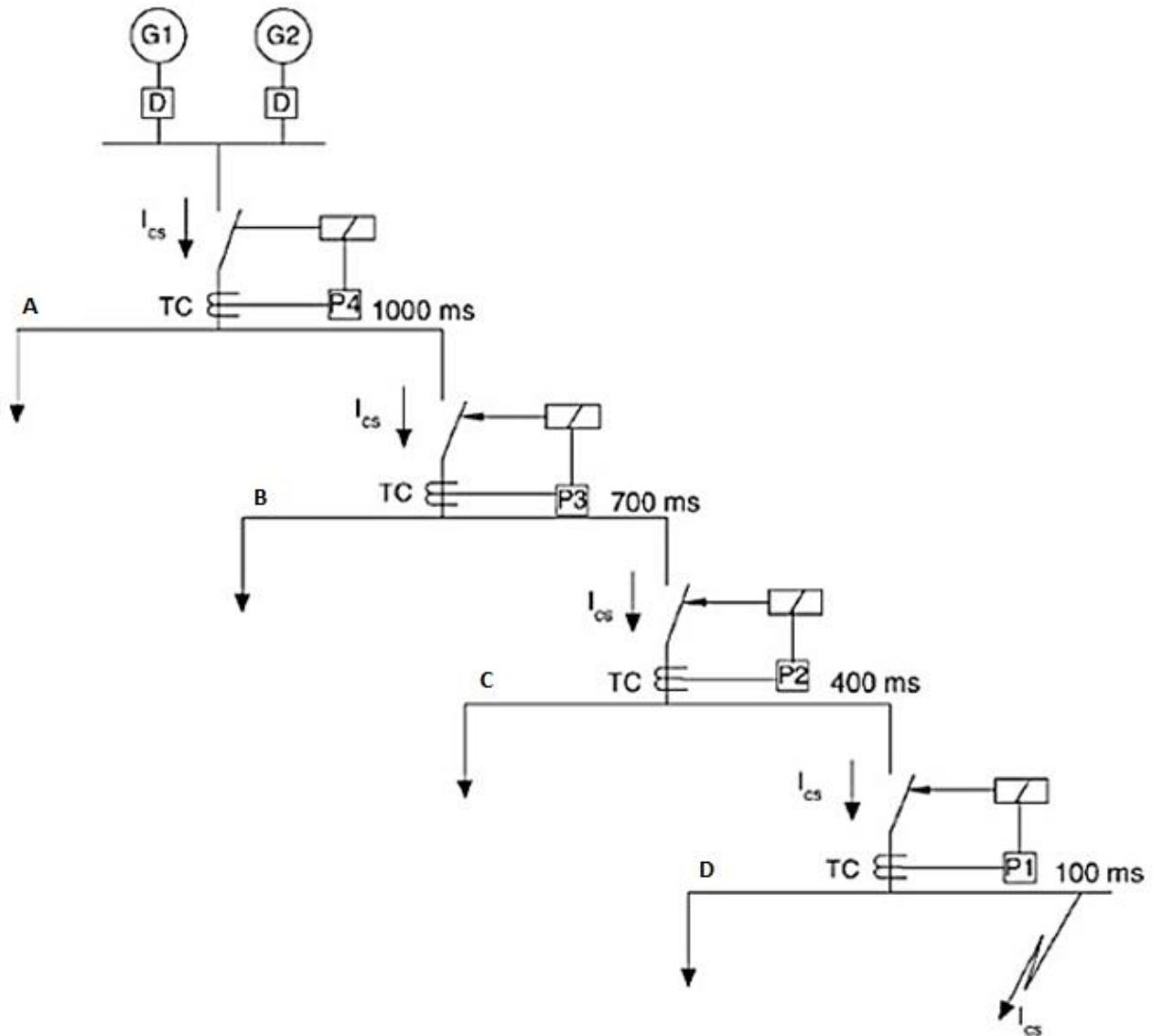
Nesse caso a proteção P1 deve atuar já que seu valor de *pick-up* foi ultrapassado, isolando assim apenas a zona de falta do sistema elétrico. Se a proteção P2 atuar primeiro que a proteção P1, toda a geração do sistema elétrico seria retirada de operação sem necessidade, tornando o sistema destinado a proteção não seletivo.

2.4.1.2 Seletividade Cronométrica

A seletividade cronométrica é aquela realizada aplicando intervalos de tempo entre os dispositivos de proteção situados à jusante e à montante, de forma que se garanta que eles irão operar de forma seletiva e coordenada (MARDEGAN, 2011).

A Figura 10 ilustra uma corrente de curto-circuito localizado na barra D, com valor igual a I_{CS} , que atravessa todos os dispositivos de proteção do sistema radial. Cada proteção tem um retardo próprio, P1 de 100ms, P2 de 400ms, P3 de 700ms e P4 de 1000ms, ou seja, um tempo de coordenação de 300ms entre as proteções.

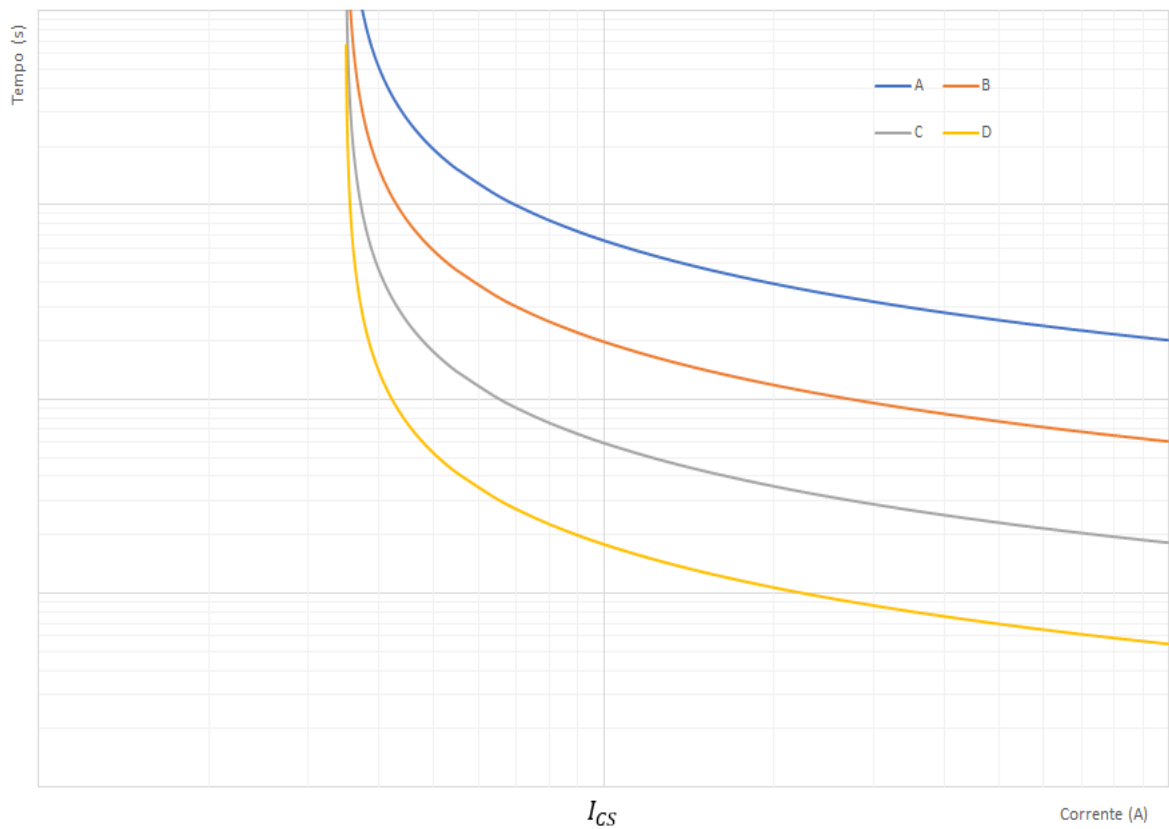
Figura 10 Seletividade cronométrica



Fonte: MAMEDE (2011)

Observando o gráfico da Figura 11 é possível observar que, para uma corrente I_{CS} , a proteção mais rápida a atuar será a curva D. Caso ela não atue, a proteção C irá atuar, e assim sucessivamente até a proteção A.

Figura 11 Curvas de tempo inverso



Fonte: Do autor

Esse tipo de seletividade pode durar períodos muito elevados de atuação, o que traz algumas desvantagens relacionadas à velocidade de extinção da falha no sistema. Por isso esse tipo de função normalmente é utilizado em combinação com outras proteções, como os fusíveis (MAMEDE, 2011).

2.4.1.3 Seletividade Lógica

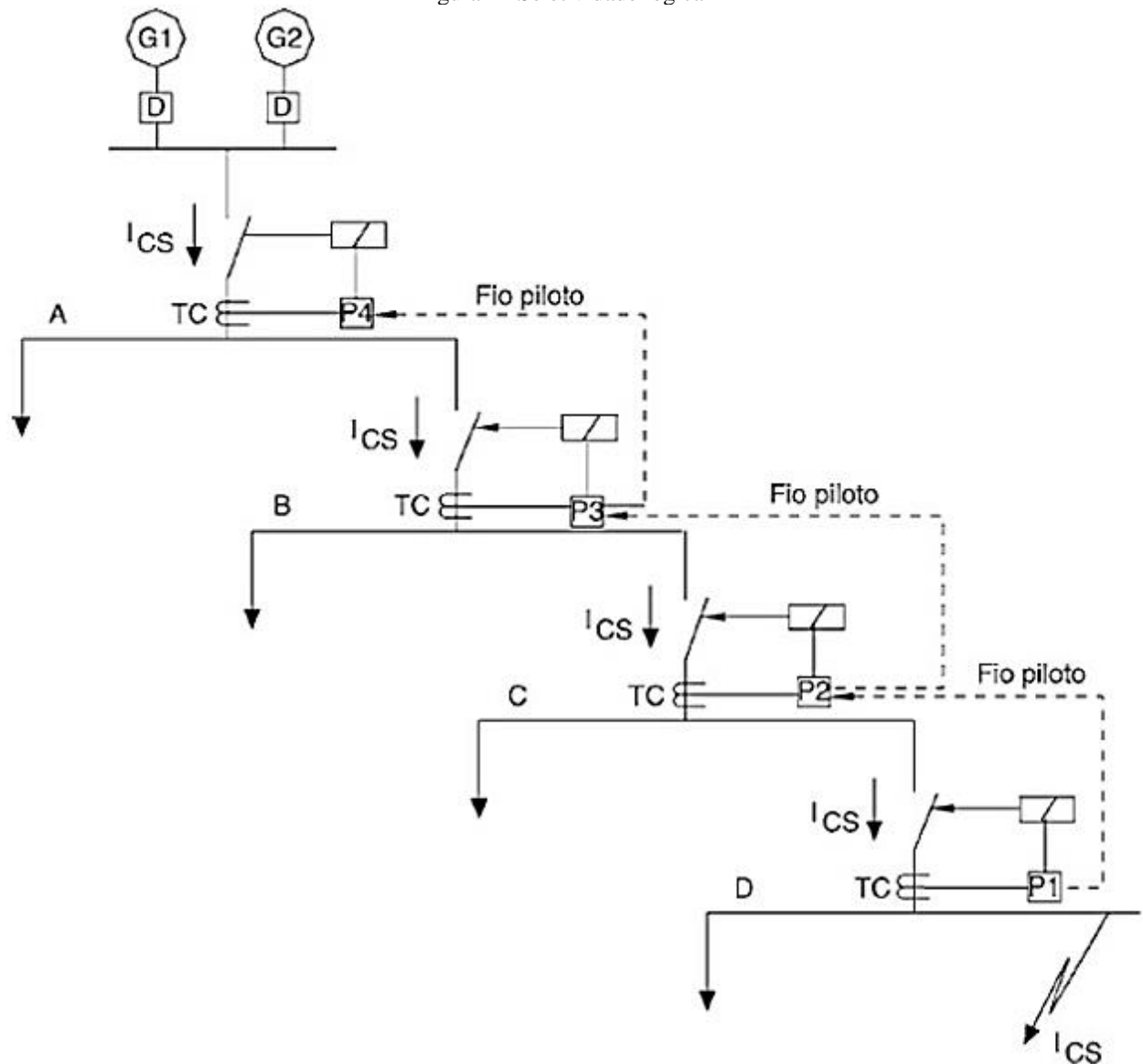
A seletividade lógica é a mais moderna de todos os tipos de seletividade, já que surgiu em função dos relés digitais. Ela combina um esquema de proteção de sobrecorrente com um esquema de comunicação utilizando um fio piloto ou outro meio equivalente de forma a obter uma proteção com intervalos de tempo extremamente reduzidos e seletivos (MAMEDE, 2011).

A seletividade lógica opera de modo seguro, tendo como princípio de funcionamento a troca de informações (dados lógicos), entre as proteções instaladas de maneira sucessivas num sistema elétrico. Estas informações, são a base para atuação dos dispositivos de proteção, tendo como consequência o envio de comandos de bloqueio das proteções à jusante para as proteções a montante, sempre em relação ao ponto onde ocorreu o curto-circuito no sistema. Neste modo de atuação, o comando de bloqueio ocorre para os dispositivos de proteção que estejam a montante do ponto de falta, onde o dispositivo que envia esse sinal assume a responsabilidade de atuar para extinguir totalmente a perturbação, caso o mesmo falhe ou o disjuntor correspondente não atue, o sinal de bloqueio fica ativo por um tempo pré-definido e se houver falha na atuação dos dispositivos responsáveis, os secundários atuarão para eliminar a corrente de curto de todo sistema, ainda de maneira seletiva para evitar desligamentos desnecessários. Os dispositivos de proteção localizados a jusante do ponto da falta não serão sensibilizados, tendo como princípio a atuação correta dos dispositivos a montante, desta maneira não serão bloqueados. Com estes procedimentos, consegue-se definir claramente o relé que deverá atuar em função da falta no sistema (MAMEDE, 2011).

Em sistemas com múltiplas fontes de geração ou circuitos em paralelo, é possível que haja circulação de correntes de curto-circuito de localidades distintas, fazendo com que as mensagens de bloqueio de atuação sejam enviadas não apenas para os relés a montante da falta.

Na ocorrência de um curto-circuito na barra D igual a I_{CS} , ilustrada no sistema elétrico da Figura 12, a proteção P1 ordena o bloqueio de P2 através do fio piloto (canal de comunicação). Ao receber a ordem de bloqueio, P2 ordena bloqueio de P3 que, por sua vez, ordena o bloqueio de P4. Caso ocorra uma eventual falha de P1, a proteção de retaguarda será solicitada a atuar, que nesse caso é a proteção P2, após o tempo de duração da ordem de bloqueio oriunda de P1 acabar.

Figura 12 Seletividade lógica



Fonte: MAMEDE (2011)

A duração dos sinais de bloqueio normalmente é delimitada por um valor fixo entre 150ms a 200ms, a fim de permitir que a proteção imediatamente a montante possa atuar no caso de falha do disjuntor ou no circuito de comando da proteção a jusante (MAMEDE, 2011).

Esse tipo de seletividade é comumente utilizado em sistemas de distribuição de energia e em plantas industriais, já que esses sistemas possuem, normalmente, uma barra central de alimentação e várias derivações nela (GUERRA, 2020).

2.5 REDES DE COMUNICAÇÃO PARA PROTEÇÃO

A construção de subestações é uma atividade que vem se desenvolvendo desde o final do século XIX, ou seja, há mais de 100 anos. A automação das subestações de energia elétrica significa, de uma forma geral, monitorar e controlar as grandezas elétricas envolvidas no processo de transmissão e distribuição de energia: tensões, correntes, potências ativas, reativas e posições aberta/fechada de seccionadoras e disjuntores (SEL, 2010).

Um sistema elétrico, do ponto de vista das comunicações, é suportado por um conjunto heterogêneo de tecnologias de rede, possivelmente em domínios diferentes, na medida em que nenhuma solução tecnológica atende completamente todos os requisitos de comunicação sozinha. Considerando este cenário, existem diversas propostas para padrões e protocolos de comunicação, como, por exemplo, a norma IEC 61850 (LOPES; FRANCO; CALHAU; BASTOS; MARTINS; FERNANDES; MOLANO; SANTOS, 2012)

Esquemas de seletividade modernos de proteção aproveitam-se da infraestrutura de rede de comunicação existente no sistema, utilizada para a automação da supervisão e comando dos relés, para o envio dos sinais de estado de sensibilização entre relés de proteção (GUERRA, 2020).

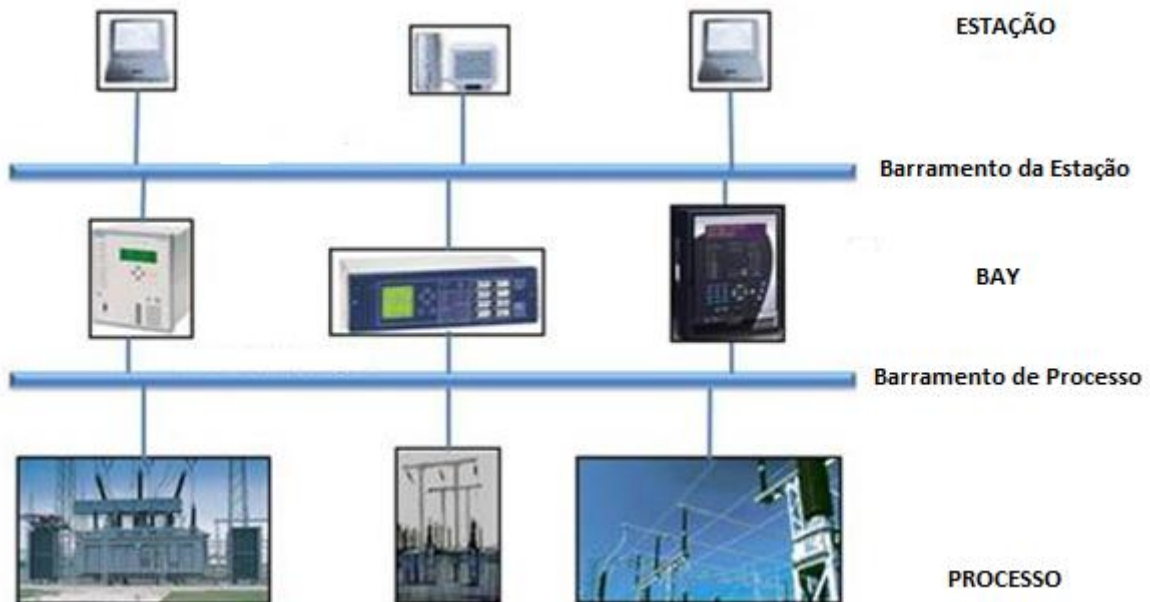
2.5.1 Protocolo IEC 61850

O sistema de comunicação IEC 61850 é um protocolo altamente eficiente para enviar comandos do centro de controle para o equipamento na subestação, recebendo o *status* de *feedback* e permitindo um registro de perturbações sincronizado com tempo preciso. Uma das premissas da norma é a garantia de interoperacionalidade entre dispositivos de diferentes fabricantes. Tais dispositivos são designados como Intelligent Electronic Devices (IEDs) e atuam executando funções lógicas de proteção, automação e controle. Assim, os IEDs são relés digitais modernos, capazes não só de acionar disjuntores, mas também de enviar amostras de sinais de tensão e corrente (LOPES; FRANCO; CALHAU; BASTOS; MARTINS; FERNANDES; MOLANO; SANTOS, 2012)

A norma IEC 61850 define três níveis nos quais são alocadas as funções de proteção, controle e supervisão do sistema de automação de subestações (SAS), sendo eles o nível de estação, nível de bay e nível de processo, conforme Figura 13. As funções no nível de estação são as que realizam interface entre o SAS e o sistema de Interface Homem-Máquina (IHM),

centro de controle ou engenharia remoto, possibilitando seu monitoramento e manutenção. No nível de bay têm-se as funções de proteção e controle do sistema, realizadas pelos relés de proteção, registradores e controladores. Para interface de comunicação entre estes dois níveis, tem-se o barramento de estação. No nível de processo, encontram-se as funções de entradas e saídas binárias e analógicas para aquisição de dados e emissão de comandos para os equipamentos de campo. A interface entre o nível de *bay* e nível de processos é realizada via barramento de processo (SOARES, 2020).

Figura 13 Níveis e barramentos de comunicação da IEC 61850



Fonte: JUNIOR, RAMOS, MARTINS, PEREIRA, LOURENÇO, SALGE (2011)

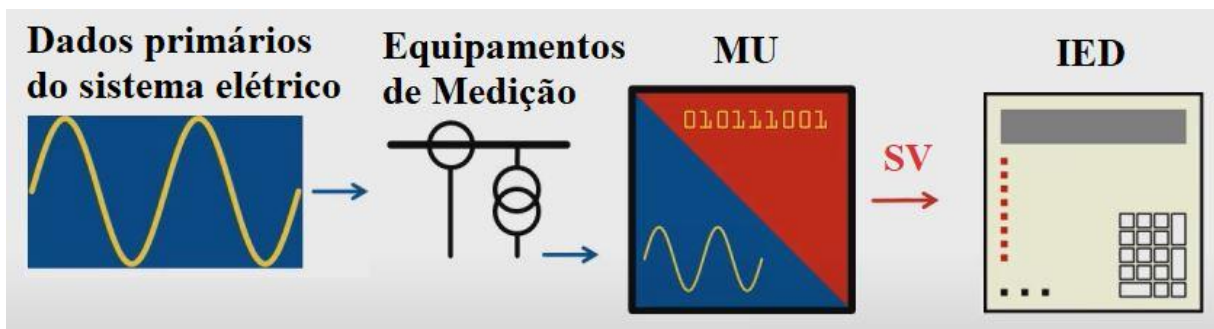
Os modelos de dados definidos pelo IEC 61850 podem ser mapeados em diversos perfis de mensagens visando a troca de dados entre dispositivos e aplicações. No grupo de mensagens que não possuem restrição de tempo, denominadas cliente-servidor, encontram-se as mensagens TimeSync e Manufacturing Message Specification (MMS). As demais mensagens possuem grande restrição de tempo. Nesse outro grupo, estão as mensagens Sampled Values (SV), Generic Object Oriented Substation Event (GOOSE) e Generic Substation Status Event (GSSE) (LOPES; FRANCO; CALHAU; BASTOS; MARTINS; FERNANDES; MOLANO; SANTOS, 2012)

Entre as mensagens mencionadas, a SV, MMS e GOOSE merecem maior destaque devido as suas funcionalidades e ampla utilização nos sistemas elétricos de potência.

2.5.1.1 SV

A mensagem SV é usada para transmitir os valores de tensão e corrente do sistema elétrico em análise. A Figura 14 ilustra esse funcionamento, onde os dados primários são obtidos por meio dos equipamentos de medição do sistema (transformadores de corrente e de potencial), a Merging Unit (MU) digitaliza esses dados e envia a mensagem SV para que os IEDs possam fazer uso delas (OMICRON, 2020).

Figura 14 Comunicação com mensagem SV



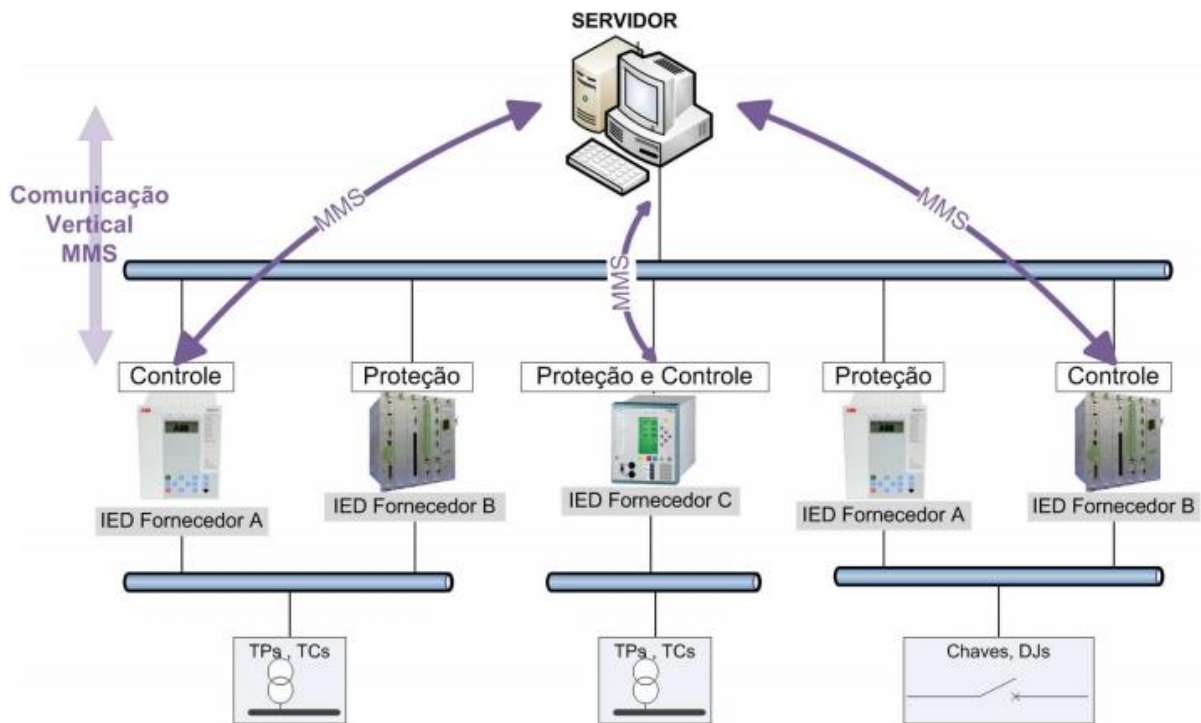
Fonte: OMICRON (2020)

2.5.1.2 MMS

Em geral, a mensagem MMS atende os sistemas de aquisição de dados de um sistema de supervisão, como, por exemplo, o sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) ou outros sistemas que não necessitem de requisitos de tempo. No centro de operação, existe um servidor acessível aos operadores através de uma HMI e as mensagens trocadas entre os equipamentos e esse servidor são do tipo MMS, pois não tem requisitos fortes com relação a atraso. Outros tipos de mensagem mapeados como MMS são aquelas geradas pelos IEDs para a estação de controle, contendo dados para o planejamento e a administração da rede de produção. O conteúdo dessas mensagens abrange alarmes e eventos menos críticos, medições de parâmetros envolvidos no provimento de energia elétrica, comutações de elementos *backup* e etc. (LOPES; FRANCO; CALHAU; BASTOS; MARTINS; FERNANDES; MOLANO; SANTOS, 2012)

Na Figura 15 é ilustrado esse tipo de comunicação vertical entre os equipamentos e o servidor no centro de operação.

Figura 15 Comunicação com mensagem MMS



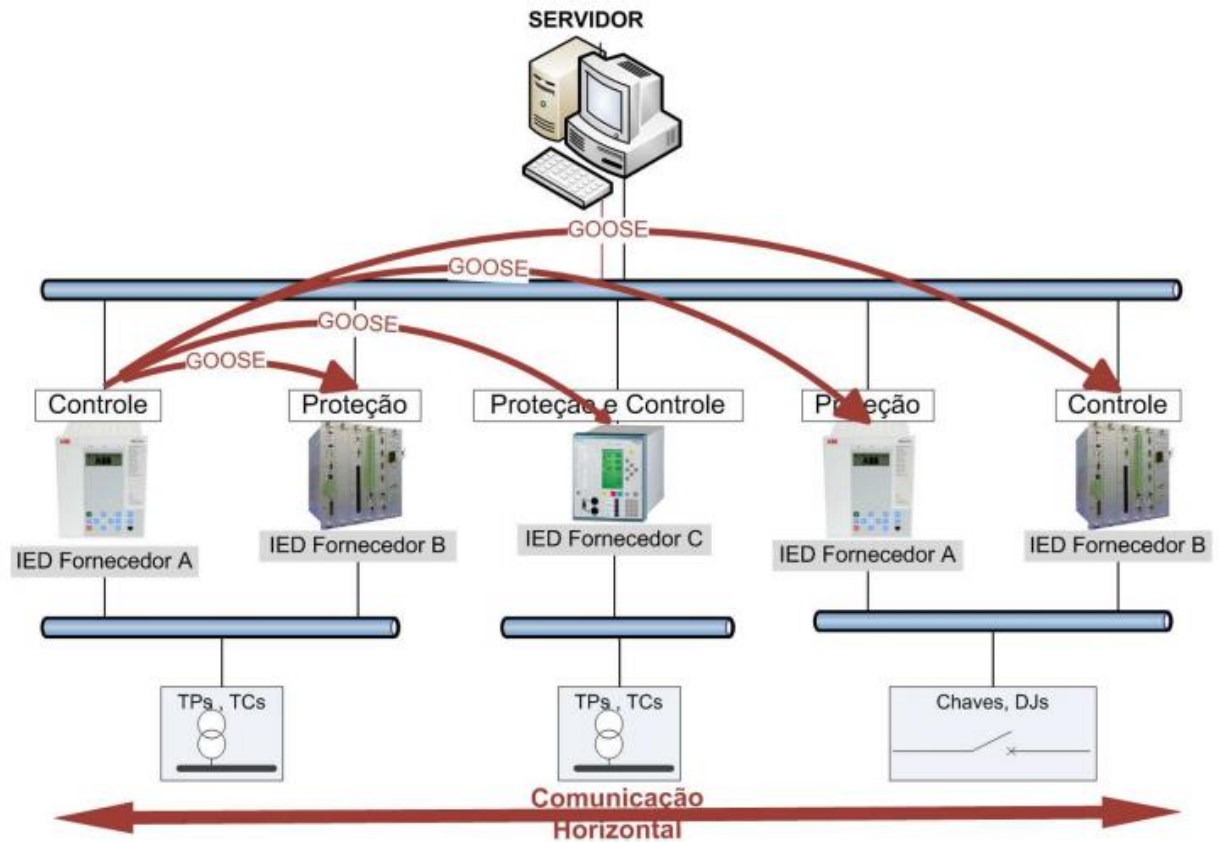
Fonte: LOPES, FRANCO, CALHAU, BASTOS, MARTINS, FERNANDES, MOLANO, SANTOS (2012)

2.5.1.3 GOOSE

A próxima mensagem a ser destacada é a GOOSE. Esse tipo de mensagem tem grande restrição de tempo. A mensagem GOOSE é baseada no envio assíncrono de variáveis binárias, sendo orientada a eventos e direcionada as aplicações de proteção em subestações. Ela é implementada como um datagrama, contendo em seu princípio as informações de endereço e nome do emissor, tempo do evento que disparou a mensagem GOOSE e o tempo esperado para o reenvio de uma nova mensagem (LOPES; FRANCO; CALHAU; BASTOS; MARTINS; FERNANDES; MOLANO; SANTOS, 2012)

As mensagens GOOSE são trocadas entre IEDs para envio de alarmes críticos, o que caracteriza uma comunicação horizontal, como mostrado na Figura 16. Neste tipo de comunicação, os IEDs trocam informações entre si utilizando multicast (transmissão de informação para múltiplos destinatários simultaneamente) e repetição de envio, garantindo a funcionalidade e o recebimento da mensagem. Em uma subestação digital o sinal para a atuação ou o bloqueio dos dispositivos de proteção é enviado através de mensagens GOOSE.

Figura 16 Comunicação com mensagem GOOSE



Fonte: LOPES, FRANCO, CALHAU, BASTOS, MARTINS, FERNANDES, MOLANO, SANTOS (2012)

Entre as vantagens do uso de redes de comunicação baseadas em protocolos de comunicação, para a realização de esquemas de proteção, estão na capacidade de automonitoração da conexão e a existência de protocolos de comunicação, como aqueles relacionados na norma IEC 61850, que possibilitam a troca de mensagens críticas com tempos bastante reduzidos, inclusive menores que aqueles obtidos na utilização de contatos físicos entre dispositivos (GUERRA, 2020).

3 AEROGERADORES NO SISTEMA ELÉTRICO

As usinas elétricas de geração convencionais, como as hidrelétricas e as termelétricas, normalmente utilizam geradores síncronos conectados diretamente à rede para a conversão da energia mecânica das turbinas em eletricidade. Para isso, é necessário o controle do conjunto turbina-gerador, mantendo a velocidade de rotação constante e proporcional da rede à qual está conectado o gerador. Nestes tipos de usinas é possível o uso desta solução pois possuem fontes de energia mecânica relativamente constantes, previsíveis e controláveis a curto prazo. Ao contrário das usinas eólicas, que devido a dependência direta da velocidade do vento, possui imprevisibilidade e inconstância, fazendo com que seja necessária a utilização de esquemas de conexão de geradores ao sistema de energia distintos daqueles utilizados em plantas de geração convencionais (GUERRA, 2020).

Apesar da crescente relevância da geração eólica para o setor elétrico, a elaboração de estudos elétricos em plantas eólicas, especialmente aqueles relacionados com o projeto do sistema de proteção, é um grande desafio para as empresas. A primeira dificuldade decorre do fato de que não existem modelos de diagramas sequenciais, utilizados no cálculo das correntes de curto-circuito, que sejam aplicáveis a todos os tipos de aerogeradores e amplamente aceitos e conhecidos pelos profissionais do setor. Outra dificuldade reside no fato de os projetos mais modernos de aerogeradores utilizarem malhas de controle proprietárias que afetam significativamente a contribuição do equipamento para as correntes de curto-circuito. Os fabricantes desses equipamentos tratam as informações construtivas referentes a esses controles como segredo industrial, não permitindo a divulgação dos dados ou detalhes relacionados com o seu funcionamento. Portanto, ainda não existem modelos bem estabelecidos ou um procedimento padrão para o cálculo das correntes de curto-circuito e, conseqüentemente, para os ajustes das proteções elétrica em sistemas de geração eólicos (SENGER; REIS FILHO, 2015).

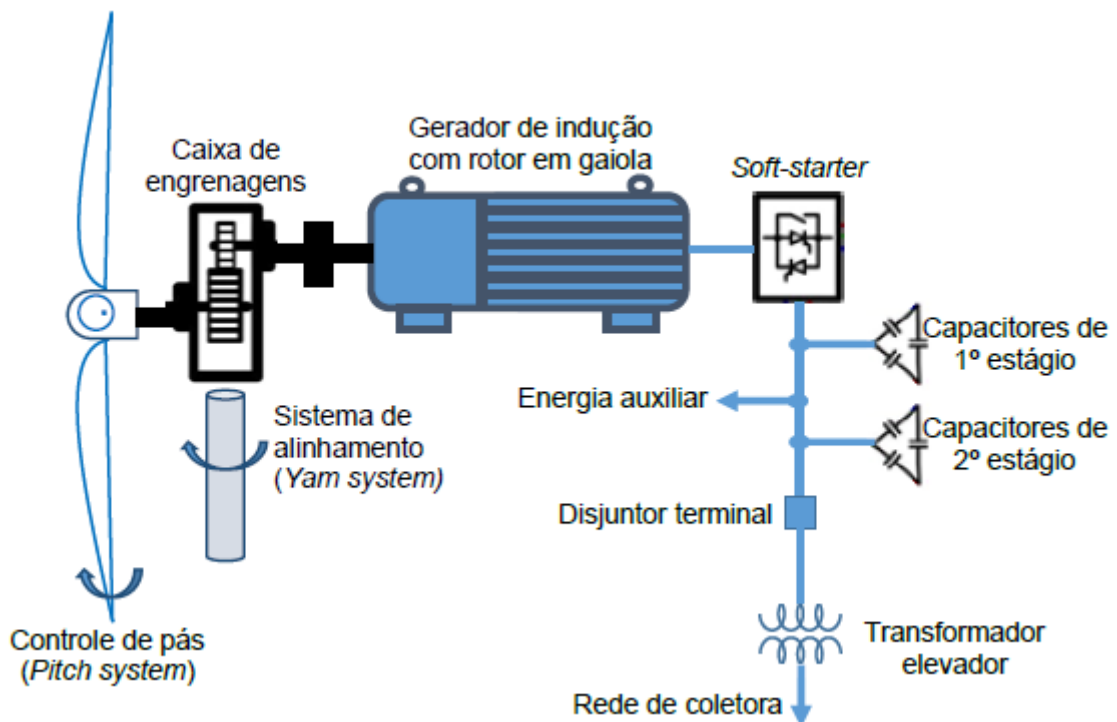
3.1 TIPOS DE AEROGERADORES

Os aerogeradores utilizados nas instalações eólicas mais comuns podem ser agrupados em quatro tipos diferentes (SENGER; REIS FILHO, 2015):

3.1.1 Tipo I

Consiste em um Gerador de indução de Gaiola de Esquilo (GIGE ou SCIG) que opera em velocidade fixa, levemente acima da frequência da rede. Para compatibilizar a baixa frequência de rotação do eixo das pás (20 rpm a 150 rpm) com a rotação exigida para o rotor do gerador (1.200 rpm a 1.800 rpm), utiliza-se uma caixa de engrenagens multiplicadora. A partida da unidade é realizada por um *soft-start*, o qual é curto-circuitado por um contator de *by-pass* durante a operação normal. Para a absorção de potência reativa, como mostrado na Figura 17, na saída do enrolamento do estator encontram-se instalados vários estágios de banco de capacitores para correção do fator de potência, os quais são chaveados ligados e desligados de acordo com a potência gerada.

Figura 17 Diagrama de blocos do aerogerador tipo I



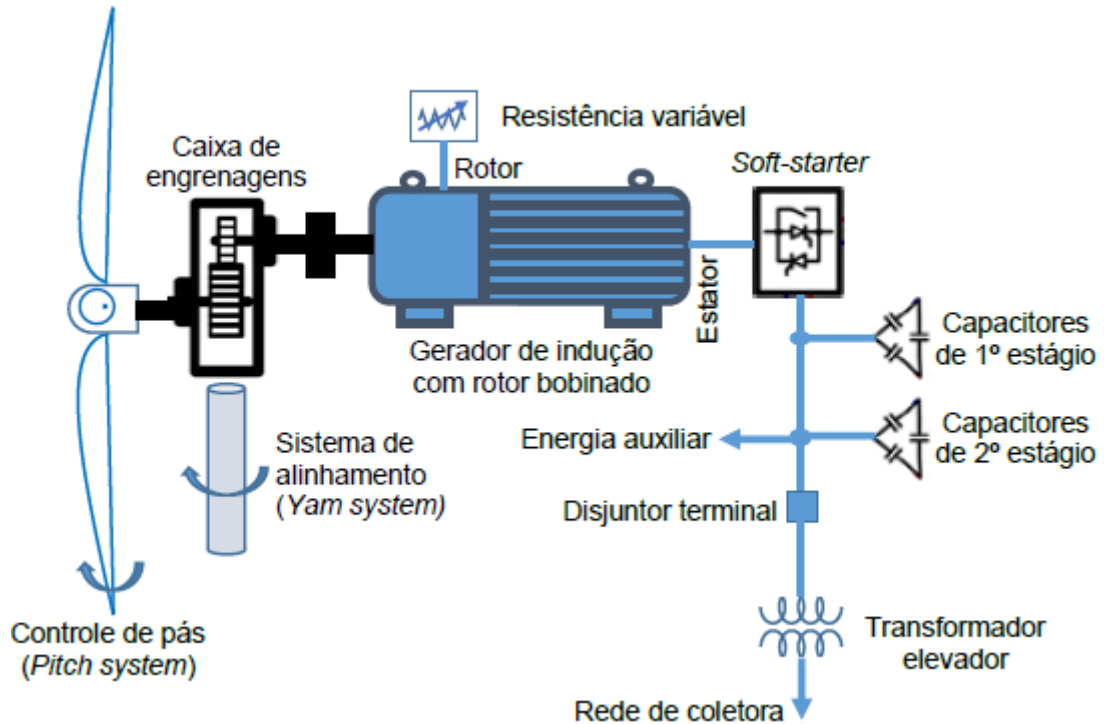
Fonte: SECCO (2015)

3.1.2 Tipo II

Difere do anterior por utilizar um Gerador de Indução de Rotor Bobinado (GIRB ou WRIG), sendo que neste enrolamento é conectado, por meio de escovas e anéis, um grupo de

resistores variáveis. O valor efetivo desses resistores é ajustado pelo controle de carga do aerogerador.

Figura 18 Diagrama de blocos do aerogerador tipo II



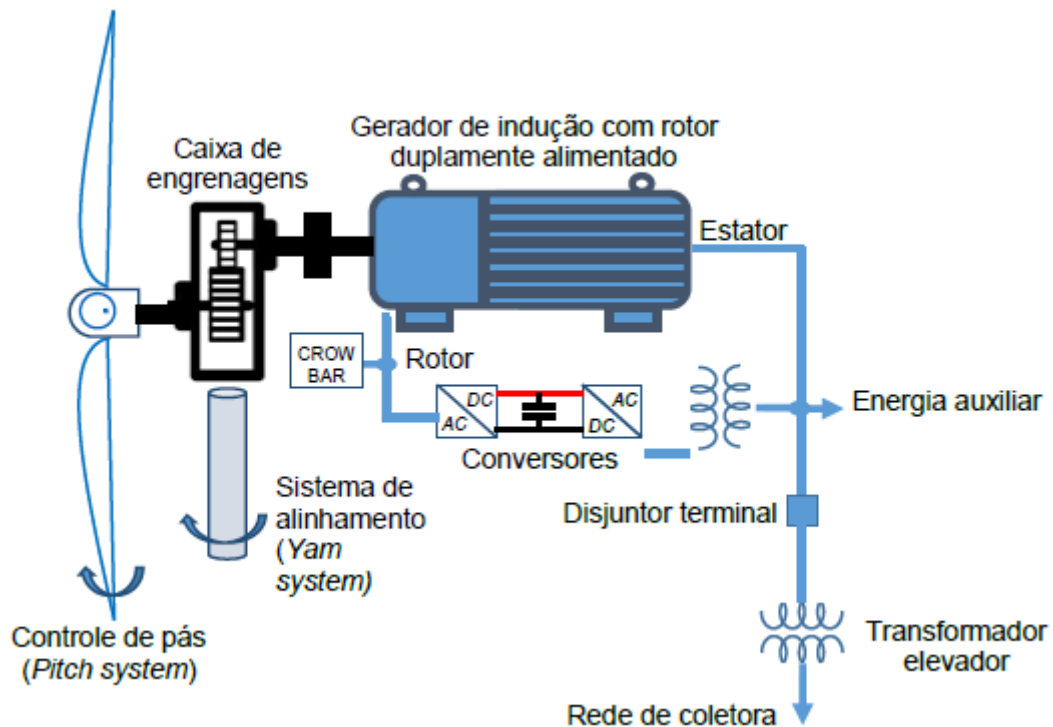
Fonte: SECCO (2015)

3.1.3 Tipo III

Este tipo, também denominado Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA ou DFIG), faz uso dos conversores eletrônicos de potência para viabilizar o controle completo das potências ativa e reativa fornecidas à rede. Semelhante ao tipo II, também utiliza um gerador de indução de rotor bobinado, sendo que os enrolamentos do rotor são conectados em paralelo com os enrolamentos do estator por um conversor bidirecional de potência, AC/AC.

Nesse tipo de aerogerador é utilizado o crowbar CA, que é um tipo de proteção utilizado para diminuir a corrente de curto-circuito e evitar danos ao equipamento. Quando atuado, o *crowbar* desabilita o conversor e curto-circuita os enrolamentos do rotor por meio de um resistor adequado, levando ao amortecimento das correntes induzidas nesse enrolamento. As diferentes formas de controle do conversor e do *crowbar* influenciam fortemente o comportamento dinâmico das correntes fornecidas pelo gerador durante a falta.

Figura 19 Diagrama de blocos do aerogerador tipo III

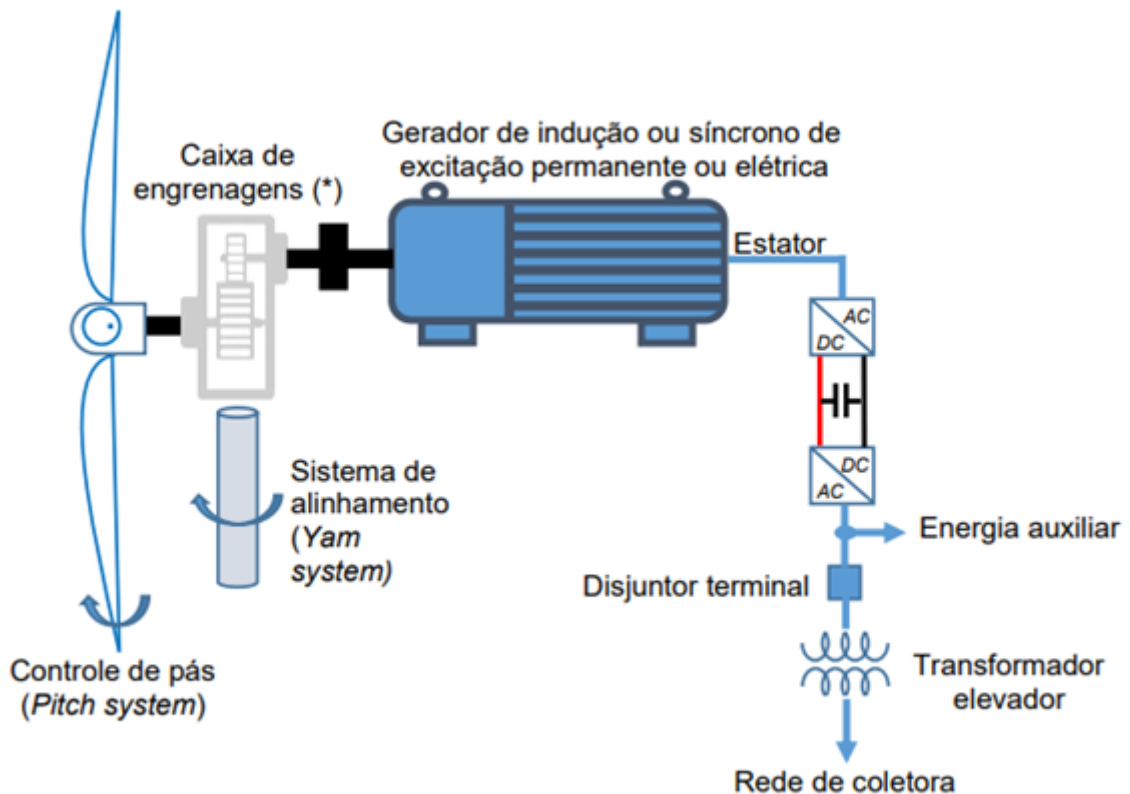


Fonte: SECCO (2015)

3.1.4 Tipo IV

Esse tipo, denominado de Full Converter, representa atualmente a topologia de tecnologia mais avançada, permitindo diferentes configurações nos comportamentos internos do aerogerador e a eliminação da caixa de engrenagens, uma vez que toda potência gerada é modulada pelos conversores eletrônicos. Nesta solução, os enrolamentos do estator são conectados à rede por um conversor AC-AC, bidirecional, projetado, neste caso, para 100% da potência nominal do aerogerador. Devido ao conversor, a velocidade de rotação é completamente desacoplada da frequência da rede, permitindo a operação do aerogerador em uma ampla faixa de velocidades e a minimização das oscilações mecânicas e elétricas no sistema.

Figura 20 Diagrama de blocos do aerogerador tipo IV



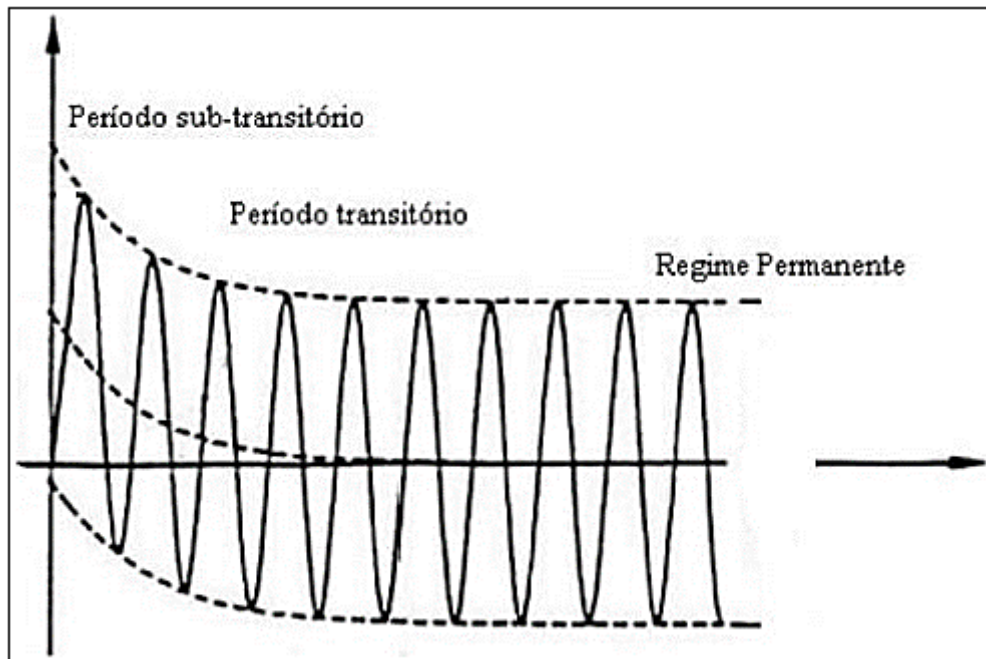
Fonte: Adaptado de SECCO (2015)

3.2 CONTRIBUIÇÕES PARA AS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

Como já foi comentado nos capítulos anteriores, para o cálculo das correntes de curto-circuito é aplicado o conceito das componentes simétricas através da modelagem dos diagramas de sequência que representem, para os diferentes tipos de falta, o comportamento da contribuição de cada equipamento na corrente de curto-circuito resultante no ponto sob análise.

Normalmente, para as gerações convencionais de energia elétrica, como hídrica e térmica, para efeito dos cálculos de curto-circuito os geradores síncronos são modelados com diagramas sequenciais bastantes simples, constituídos de uma tensão ideal em série com suas respectivas reatâncias subtransitórias, transitórias e de regime permanente. A Figura 21 ilustra o comportamento da corrente de curto-circuito com as reatâncias mencionadas.

Figura 21 Subdivisão da corrente de curto-circuito



Fonte: KINDERMANN (1997)

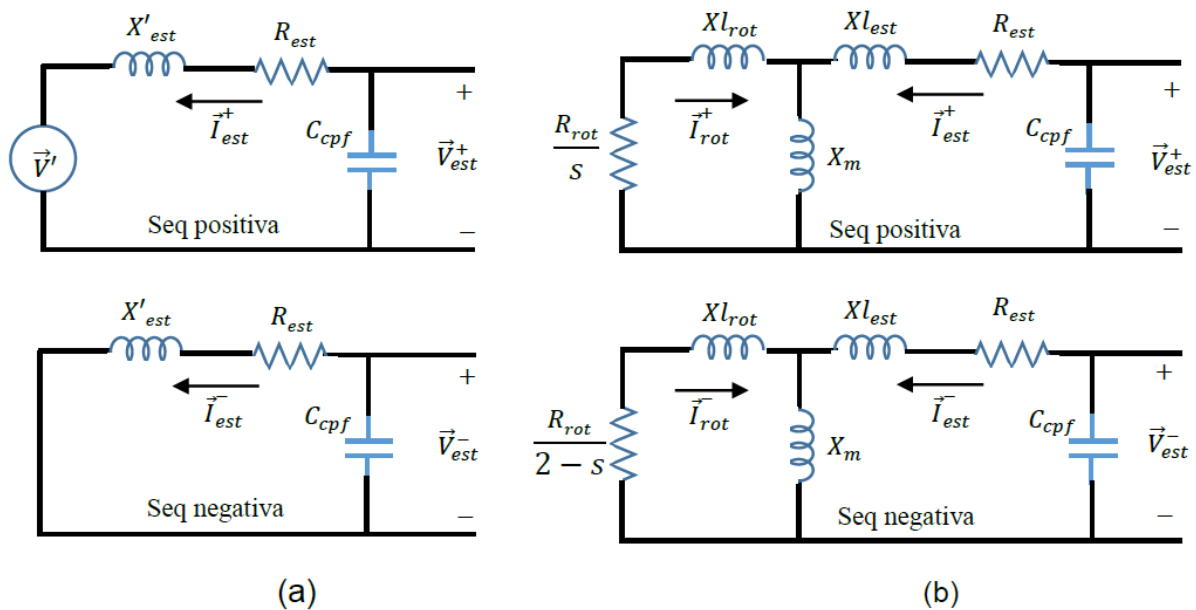
Já para os aerogeradores, não existem modelos baseados em diagramas sequenciais que sejam aplicados a todos os tipos e que sejam amplamente aceitos e conhecidos pelos profissionais do setor, como já foi mencionado anteriormente.

Diversos trabalhos de pesquisa foram publicados na literatura internacional que estudaram a modelagem dos geradores utilizados em plantas eólicas, visando a construção de diagramas sequenciais aplicáveis ao cálculo das correntes de curto-circuito. Merece destaque a tese de doutorado de Justin Dustin Howard, intitulada “Short-circuit Currents in Wind-Turbine Generator Networks”, apresentada, em Dezembro de 2013, ao Georgia Institute of Technology, por apresentar diagramas de sequência que representam o comportamento individual de todos os tipos de aerogeradores, as diferentes possibilidades de atuação dos dispositivos internos de proteção do tipo III e, principalmente, por realizar ensaios em laboratórios validando a metodologia adotada (SECCO, 2015).

Os aerogeradores do tipo I e II são construtivamente similares e, analogamente, seus diagramas de sequência também são. O modelo de tensão através da reatância transitória é usado no circuito de sequência positiva para descrever o comportamento do gerador de indução durante o período transitório. Já o circuito de sequência negativa é tipicamente representado por uma impedância igual à impedância de sequência positiva, porém, sem a representação da fonte de tensão. O diagrama de sequência zero adota como premissa que o diagrama fasorial do

gerador de indução é estrela não aterrada, ou ainda, que o delta do transformador elevador isolará qualquer contribuição para faltas do aerogerador do restante do sistema elétrico, podendo este ser simplesmente ignorado ou representado como circuito aberto. A Figura 22 mostra como deve ser modelado as sequências positiva e negativa para o cálculo das correntes de curto-circuito dos aerogeradores do tipo I e II (SECCO, 2015).

Figura 22 Diagramas de sequência para regime (a) transitório e (b) permanente de aerogeradores tipo I e II



Fonte: SECCO (2015)

Em que X'_{est} é a reatância transitória do estator; R_{est} é a resistência dos enrolamentos do estator; C_{cpf} é a compensação reativa dos capacitores; R_{rot} é a reatância dos enrolamentos do rotor; S é o escorregamento; Xl_{rot} é a reatância de dispersão do rotor; X_m é a reatância de magnetização; Xl_{est} é a reatância de dispersão do estator.

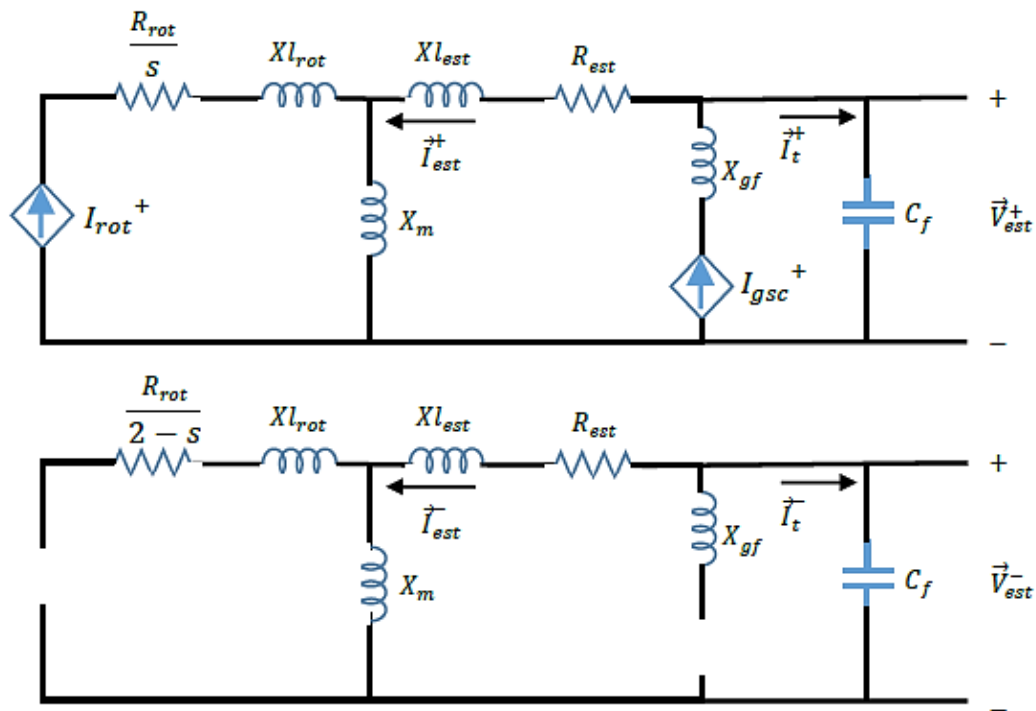
Em termos de cálculo das correntes de curto-circuito, o comportamento do gerador tipo II é semelhante ao do tipo I, exceto pelo valor da resistência do rotor que para o tipo II assume valores maiores. Isso irá influir principalmente em uma diminuição significativa da constante de decaimento da corrente de curto-circuito (SENGER; REIS FILHO, 2015).

A modelagem dos aerogeradores do tipo III apresenta um grande diferencial devido a atuação da proteção crowbar, que altera a topologia no circuito elétrico do gerador e, dessa forma, a dinâmica das correntes durante a falta. Portanto, para esse tipo de aerogerador existem diagramas de sequência diferentes no caso da atuação ou não dessa proteção. Além do crowbar,

outro ponto importante a ser considerado é a malha de controle do conversor, que influencia fortemente o comportamento do gerador durante a ocorrência de curtos-circuitos.

Sem a atuação do crowbar, os conversores do lado rotor e grid comportam-se como geradores de correntes de sequência positiva (I_{rot}^+ e I_{gsc}^+ , respectivamente). Para o circuito de sequência negativa, os ramos correspondentes aos conversores lado rotor e lado grid são representados como circuitos abertos, dado que se considera que os controles desses conversores somente permitem o fluxo de corrente de sequência positiva. Dessa forma, o único caminho para a circulação das correntes de sequência negativa no gerador tipo III, sem atuação do crowbar, é pela reatância magnetizante e da capacitância do filtro utilizado no conversor. A Figura 23 mostra como deve ser modelado as sequências positiva e negativa para o aerogerador tipo III sem a atuação do crowbar (SENGER; REIS FILHO, 2015).

Figura 23 Diagramas de sequência positiva e negativa, respectivamente, do aerogerador tipo III sem a atuação do crowbar, para regime permanente e/ou transitório

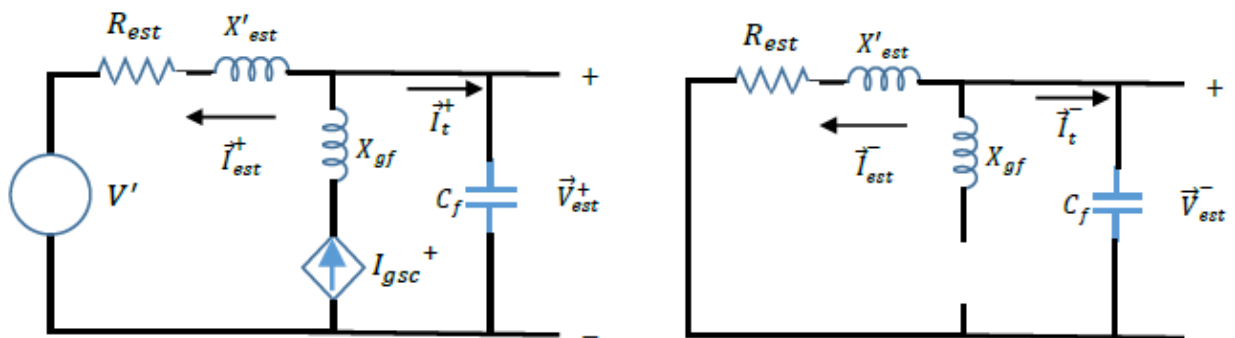


Fonte: SECCO (2015)

Onde os parâmetros X_{gf} e C_f correspondem à reatância e capacitância dos filtros utilizados no conversor ligado no lado da rede, responsável por controlar a tensão no barramento CC e o fluxo de reativo que flui pelo filtro para as malhas de controle do aerogerador.

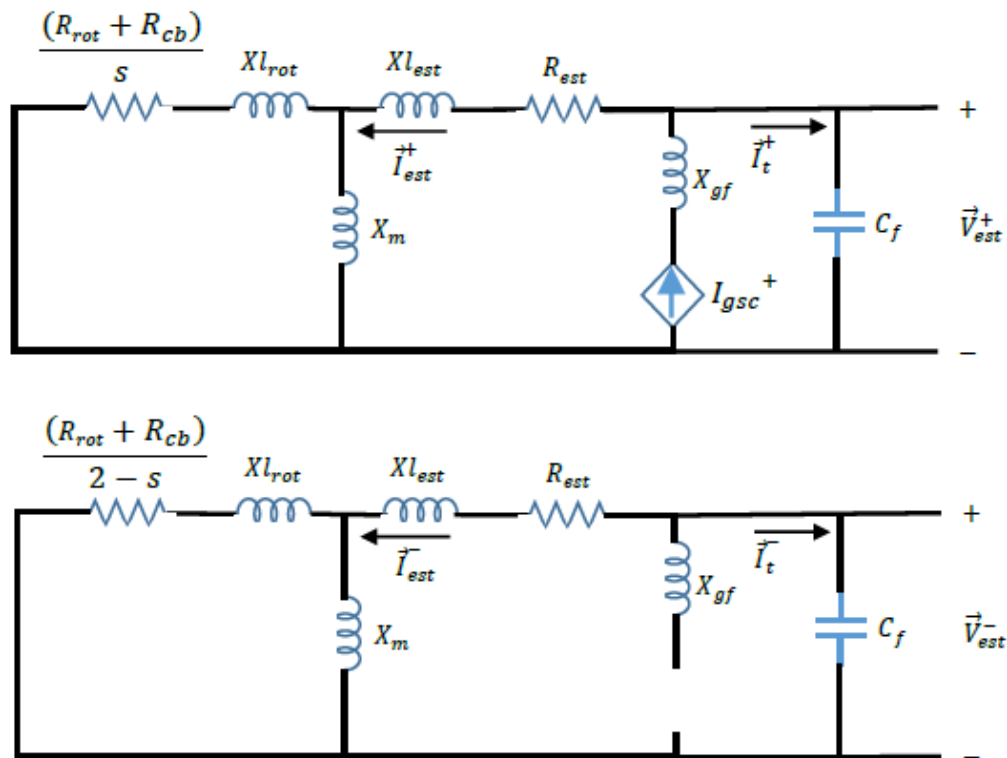
No caso da atuação do crowbar, o gerador tipo III comporta-se de forma próxima ao gerador do tipo II, dado que o conversor do lado do rotor é desabilitado e os enrolamentos do rotor são conectados a um resistor externo (a resistência do crowbar, R_{cb}). O conversor do lado grid, no entanto, continua mantendo o controle de tensão CC e das correntes do lado grid. Esses circuitos são parecidos com os tipos I e II, com exceção do ramo com o gerador de corrente correspondente ao conversor lado grid cujo controle permaneceu ativo. As Figuras 24 e 25 mostram como devem ser modeladas as sequências positiva e negativa para o aerogerador tipo III com a atuação do crowbar para regime transitório e permanente, respectivamente (SENGER; REIS FILHO, 2015).

Figura 24 Diagramas de sequência positiva e negativa, respectivamente, do aerogerador tipo III com atuação do crowbar, para regime transitório



Fonte: SECCO (2015)

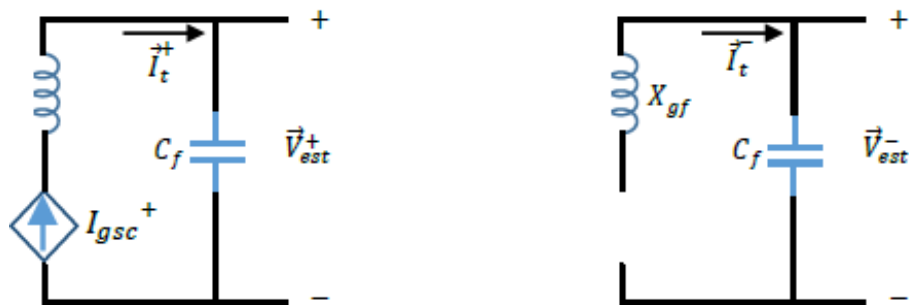
Figura 25 Diagramas de sequência positiva e negativa, respectivamente, do aerogerador tipo III com atuação do crowbar, para regime permanente



Fonte: SECCO (2015)

Para o aerogerador do tipo IV a dinâmica das correntes fornecidas pelo gerador será ditada quase que exclusivamente pelos algoritmos de controle do conversor lado grid. Quando da ocorrência de uma falta, o controle detecta essa situação a partir do monitoramento da subtensão produzida pela falta nos terminais do aerogerador e passa a operar em um modo de limitação da corrente, no qual o conversor lado fonte injeta na rede uma corrente constituída somente por sequencia positiva e com magnitude pré-definida (I_{gsc}). A Figura 26 mostra como deve ser modelado as sequências positiva e negativa para o aerogerador tipo IV (SENGER; REIS FILHO, 2015).

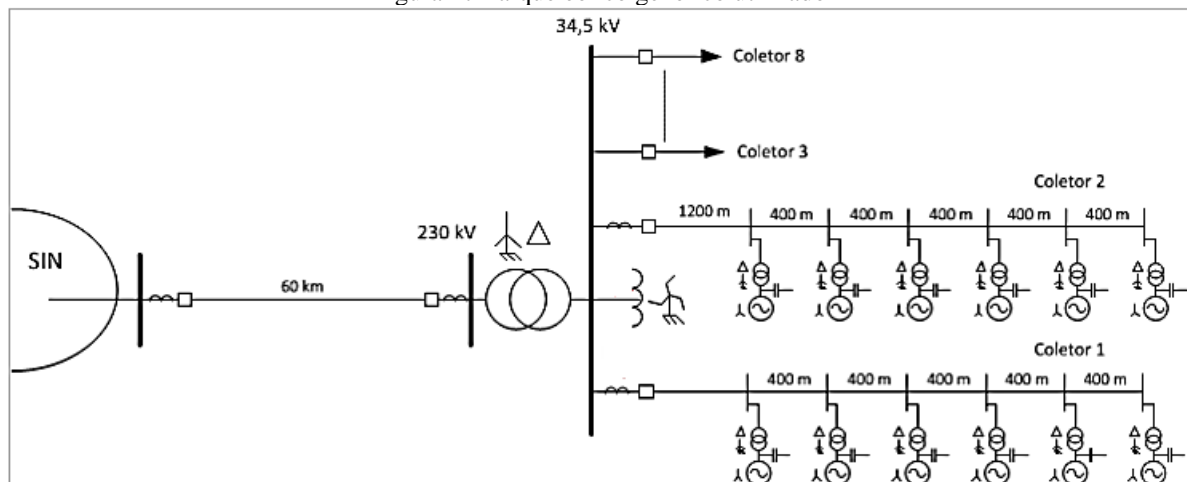
Figura 26 Diagrama de sequência positiva e negativa, respectivamente, do aerogerador tipo IV



Fonte: SECCO (2015)

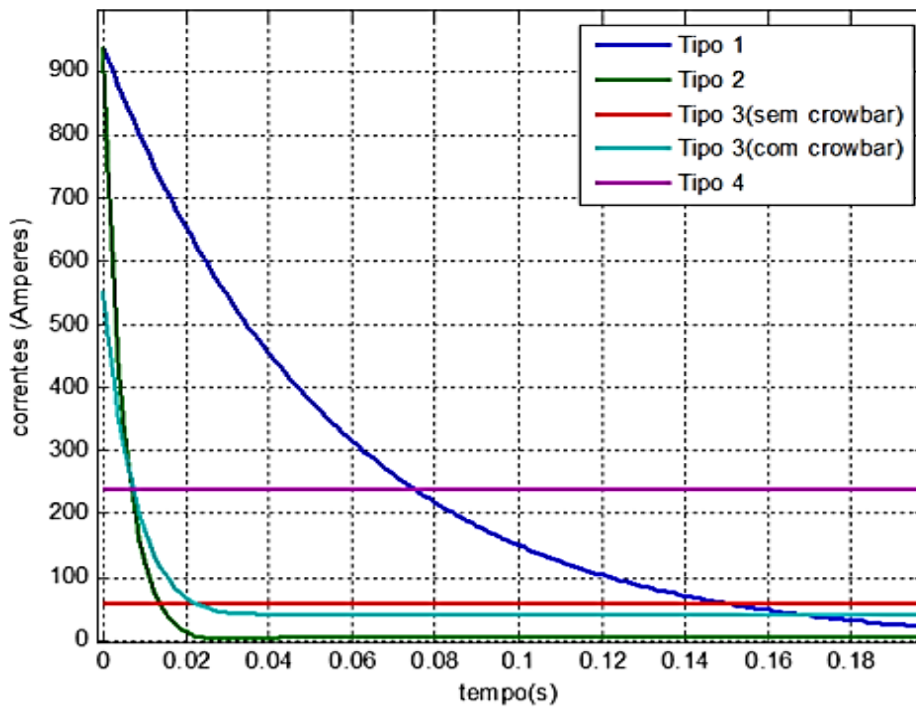
A modelagem apresentada acima foi utilizada por Senger e Reis Filho (2015) na simulação do sistema de proteção do parque exemplo mostrado na Figura 27. Simulando um curto-circuito na barra de 34,5kV e monitorando as correntes na saída dos aerogeradores, são obtidas as contribuições de corrente de todos os tipos de aerogeradores na Figura 28.

Figura 27 Parque eólico genérico utilizado



Fonte: SENGER; FILHO (2015)

Figura 28 Variação da corrente de curto-circuito trifásica na saída dos aerogeradores



Fonte: SENGER; FILHO (2015)

Analisando os resultados obtidos na simulação, é visível a similaridade no comportamento dos aerogeradores do tipo I e II e, também, a sua diferença no amortecimento da corrente devido à resistência presente no rotor no tipo II. Em relação aos resultados dos aerogeradores tipo III, sem o crowbar, e IV, percebe-se que elas são fontes de correntes constantes. Para o aerogerador tipo III com o crowbar ativado, ele apresenta um alto amortecimento (parecido com o tipo II) e permanece constante com valor muito próximo quando não está com o crowbar ativado no regime permanente.

4 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO EM USINAS EÓLICAS

A análise de curto-circuito em usinas eólicas foi realizada no conjunto eólico de Trairi (CETR) por já ser um sistema eólico destinado a diversos estudos sob o aspecto de proteção elétrica.

O CETR foi dividido em duas etapas e totalmente desenvolvido pela empresa Engie. Na primeira etapa, iniciada em 2011, foram implantados os Parques Eólicos Fleixeiras (30,0 MW), Guajirú (30,0 MW), Mundaú (30,0 MW) e Trairi (25,4 MW), concluídos em 2014 e autorizado para operar comercialmente até 2041. Na segunda etapa, foram implantados os Parques Eólicos Cacimbas (18,9 MW), Estrela (29,7 MW), Ouro Verde (29,7 MW) e Santa Mônica (18,9 MW), que entraram em operação comercial em 2017 e estão autorizados para operar até 2045. O CETR possui 86 aerogeradores, totalizando 212,6 MW de capacidade instalada e 102,3 MW médios de garantia física para comercialização. Em 2018, o Conjunto Eólico Trairi passou a ser operado remotamente a partir do Centro de Operação da Geração (COG), localizado na sede da ENGIE em Florianópolis – SC (ENGIE, 2020).

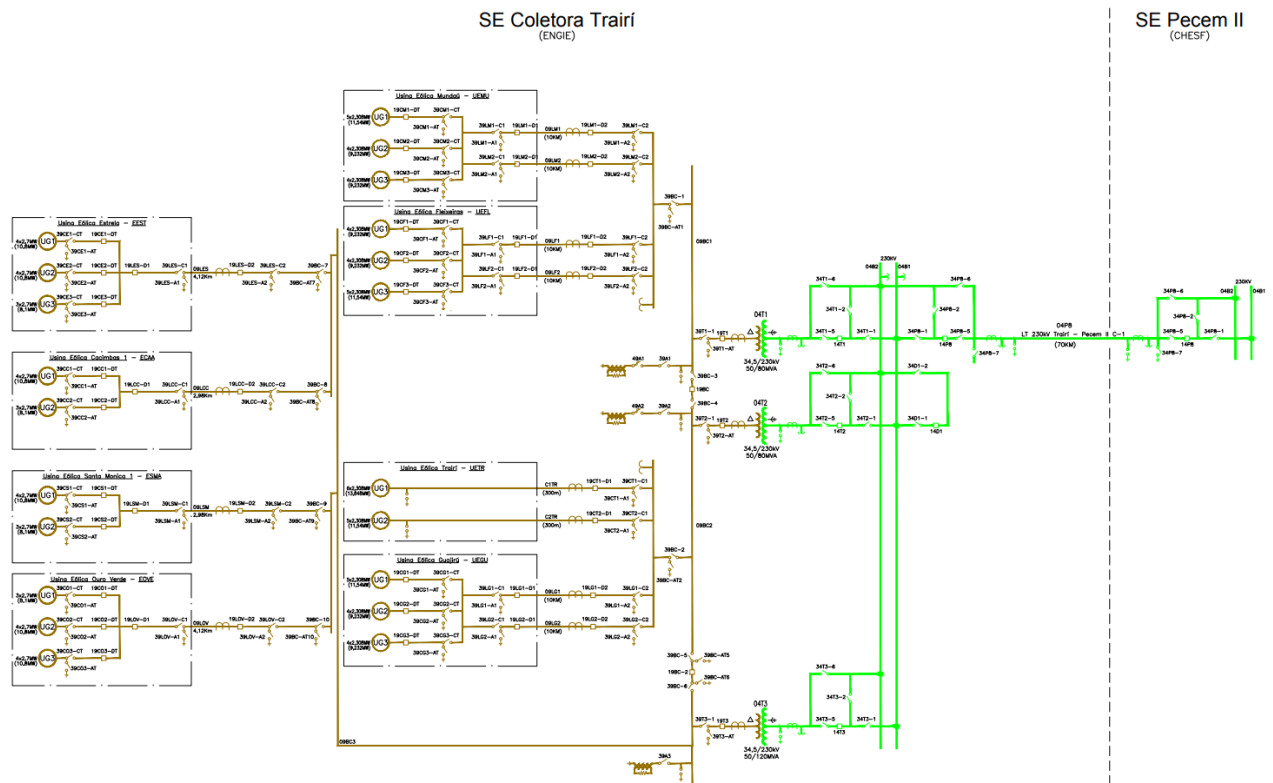
Desde sua implantação, CETR apresenta um histórico de falhas na coordenação e seletividade da proteção, o que acarreta uma geração menor de energia elétrica em razão de desligamentos de circuitos que não deveriam ter sua proteção atuada. Consequentemente há uma menor lucratividade para empresa devido indisponibilidades na geração. Em 2017 foi realizado um estudo para modificação da proteção e seletividade das usinas de Mundaú, Fleixeiras, Trairí e Guajirú. Foi observado uma demora excessiva para a eliminação das faltas, entre 350 ms e 1,5 s, o que poderia acarretar graves problemas, como o sinistro de equipamentos e até mesmo risco de vida para as pessoas. Com a atualização da proteção, o tempo de atuação dos dispositivos diminuiu, mas a quantidade de desligamentos equivocados devido as falhas de coordenação e seletividade não.

4.1 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA DE TRAIRÍ

O Conjunto Eólico de Trairí, Figura 29, é alimentado eletricamente por 8 usinas eólicas, somando uma potência total de 212,6 MW de geração. Cada aerogerador possui tensão nominal de 0,69kV que, após passar pelo transformador elevador individual de cada aerogerador, é elevada para 34,5kV, e depois ligada à barra principal de Trairí. A barra de Trairí pode ser seccionada em 3 barras individuais, Trairi 34A, Trairi 34B e Trairi 34C, de acordo

com a atuação de disjuntores e seccionadores específicos a ela. Depois de conectados à barra de Trairí, a tensão é elevada para 230kV para percorrer uma linha de transmissão de 70km até a subestação de Pecém II da CHESF.

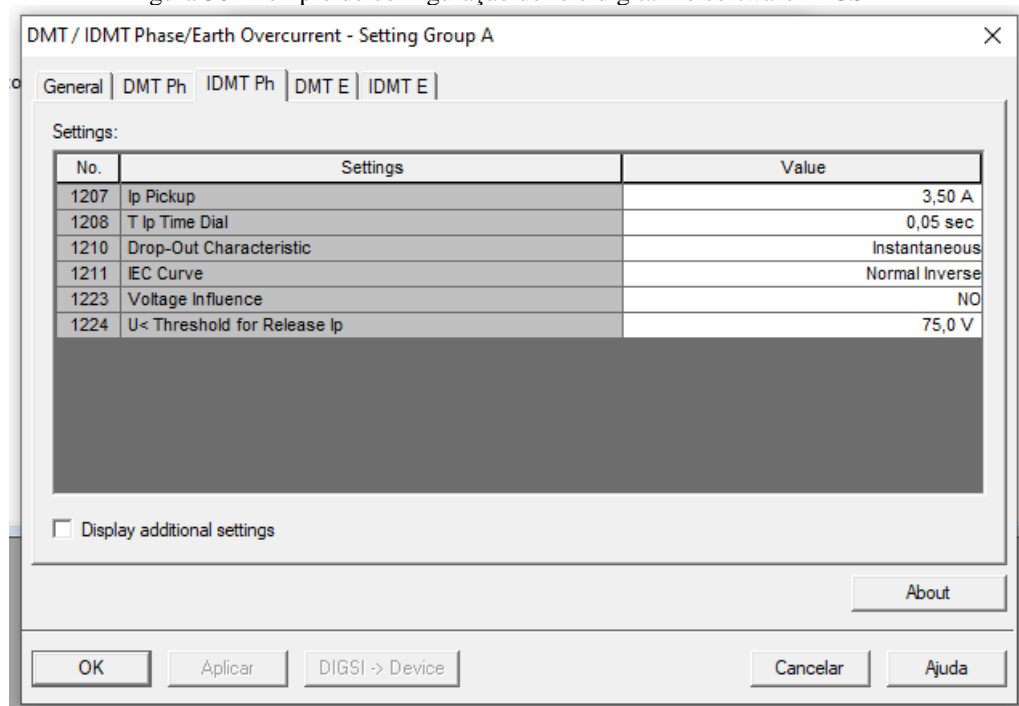
Figura 29 Diagrama unifilar de CETR



Fonte: ENGIE (2020)

Segundo o memorial de cálculo da seletividade em Trairí, TR5-EE-WG-00-E00-002-0F, todos os relés utilizados nos cubículos do circuito em análise são do modelo 7SJ6415, da Siemens, e o software utilizado para configuração desse relé digital é chamado DIGSI. Portanto, todas as variáveis utilizadas para a configuração dos relés podem ser obtidas consultando o software DIGSI, como ilustrado na Figura 30.

Figura 30 Exemplo de configuração de relé digital no software DIGSI



Fonte: DIGSI (2020)

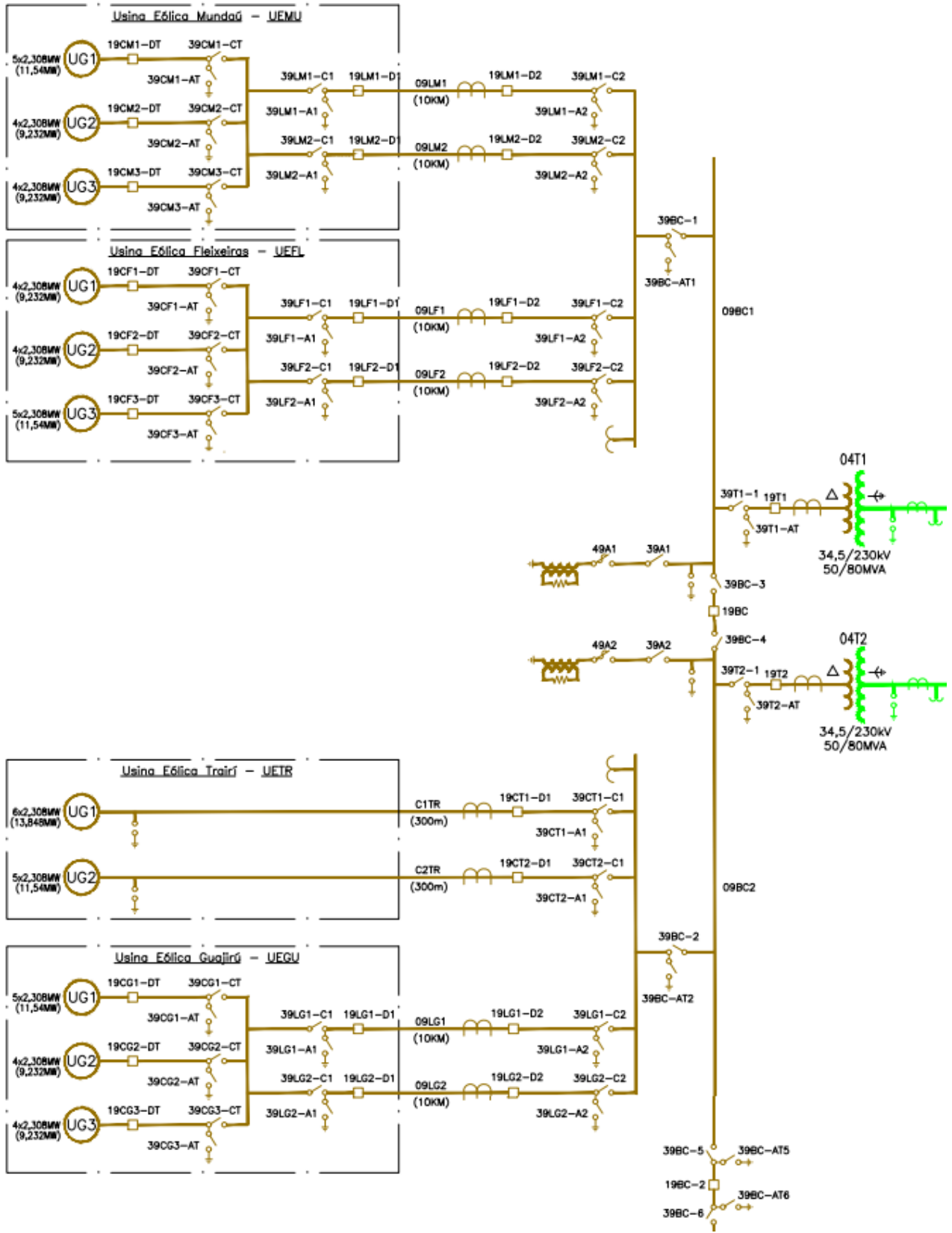
A curva IDMT (inverse definite mean time) e DMT (definite mean time) são as funções de sobrecorrente 51 (Item 2.3.2.1) e de tempo definido, respectivamente. O “Ph” (phase) significa que está aplicado ao sistema de fase do circuito, o “E” (earth) significa que está aplicado ao sistema de neutro do circuito. Essas são as únicas funções de proteção utilizadas em CETR.

Como os relés medem a corrente no secundário do transformador de corrente (TC), a corrente de pick-up deve ser multiplicada pela relação de transformação do TC (RTC). De acordo com o memorial de cálculo de Trairí, TR5-EE-WG-00-E00-002-0F, todos os TCs possuem um RTC de 600:5 A, ou 120. Portanto, para o exemplo da Figura 29, a corrente elétrica de 3,50A configurada no software é equivalente à 420A no primário do TC.

4.2 SIMULAÇÃO DE CURTO-CIRCUITO

Os problemas relacionados aos erros de coordenação e seletividade da proteção elétrica em CETR ocorrem mais precisamente nos parques eólicos de Mundaú, Fleixeiras, Trairi e Guajirú, que possuem os aerogeradores do tipo IV (Full Converter). Portanto, essa análise será direcionada apenas para as usinas eólicas e sistema elétrico de interligação desses parques mencionados, conforme Figura 31.

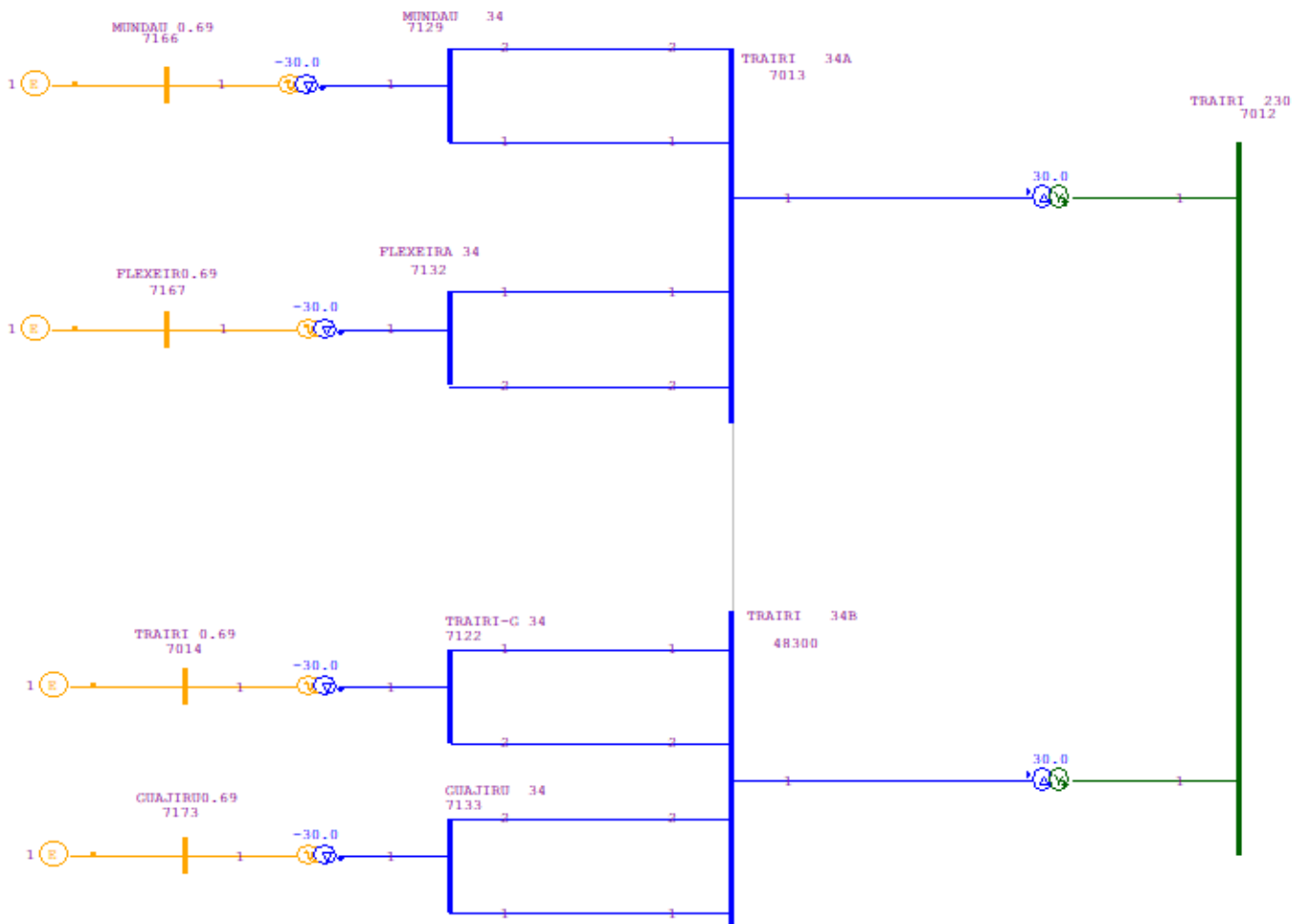
Figura 31 Parques eólicos de Mundaú, Fleixeiras, Trairí e Guajirú



Fonte: ENGIE (2020)

Na simulação, todos os cálculos de curto-circuito foram feitos auxiliados pelo software de análise de faltas do Cepel, o ANAFAS. O diagrama unifilar do parque foi desenhado na interface gráfica do ANAFAS junto ao caso BR1903A.ANA (base de dados de operação para estudos de curto-circuito), disponibilizado pelo ONS, contendo todas as barras, transformadores, geradores e etc. do SIN. Portanto, na simulação de curto-circuito do sistema, há contribuição de corrente elétrica tanto do lado de geração dos parques como do lado do SIN. O número 19 no nome do arquivo BR1903A.ANA significa que o caso é do ano de 2019, já o 03 significa que é do primeiro trimestre do ano referido. O circuito modelado é apresentado na Figura 32.

Figura 32 Circuito elétrico de CETR modelado no Anafas



Fonte: Do autor

Na Figura 32, os trechos coloridos em laranja representam que a tensão de base é de 0,69 kV, os trechos coloridos em azul a tensão base é de 34,5 kV e o trecho colorido em verde a tensão é de 230 kV. O Anafas utiliza uma equivalência de aerogeradores, ou seja, na Figura

32 estão desenhados apenas um aerogerador para cada parque, porém dentro de cada gerador eólico desenhado existem vários aerogeradores ligados em paralelo.

Com o diagrama esquematizado, foram simuladas faltas em todas as barras do sistema para o estudo de coordenação dos elementos de proteção. A Tabela 1 apresenta os valores de curto-circuito monofásicos, trifásicos e bifásicos envolvendo a terra simulados em cada barra do circuito. Os valores de corrente elétrica para as barras de 0,69kV estão elevados devido a equivalência de aerogeradores utilizados no ANAFAS.

Tabela 1 Correntes de curto-circuito totais nas barras da simulação realizada no ANAFAS

	<i>TENSÃO</i> <i>kV</i>	<i>MONOFÁSICO</i>		<i>TRIFÁSICO</i>		<i>BIFÁSICO -</i> <i>TERRA</i>	
		<i>kA</i>	<i>Ângulo</i>	<i>kA</i>	<i>Ângulo</i>	<i>kA</i>	<i>Ângulo</i>
<i>TRAIRI 230</i>	230	4.71	-81.75	4.03	-80.33	4.65	48.04
<i>TRAIRI 34A</i>	34.5	1.24	-22.80	9.01	-86.47	8.08	-177.88
<i>TRAIRI 0.69</i>	0.69	308.59	-87.70	254.13	-87.41	298.25	44.46
<i>TRAIRI-G 34</i>	34.5	1.21	-22.95	7.72	-92.67	7.92	-177.42
<i>MUNDAU 34</i>	34.5	1.14	-32.58	6.58	-82.39	5.96	-173.07
<i>FLEXEIRA 34</i>	34.5	1.15	-31.78	6.73	-82.87	6.10	-173.37
<i>GUAJIRU 34</i>	34.5	1.12	-33.36	6.37	-81.55	5.76	-172.68
<i>MUNDAU 0.69</i>	0.69	298.26	-84.41	232.73	-83.88	295.82	51.67
<i>FLEXEIRO.69</i>	0.69	301.74	-84.66	236.8	-84.15	299.54	51.19
<i>GUAJIRU0.69</i>	0.69	291.94	-84.17	227.22	-83.50	290.17	52.20
<i>TRAIRI 34B</i>	34.5	1.22	-22.78	8.91	-86.54	8.00	-177.80

Fonte: Do autor

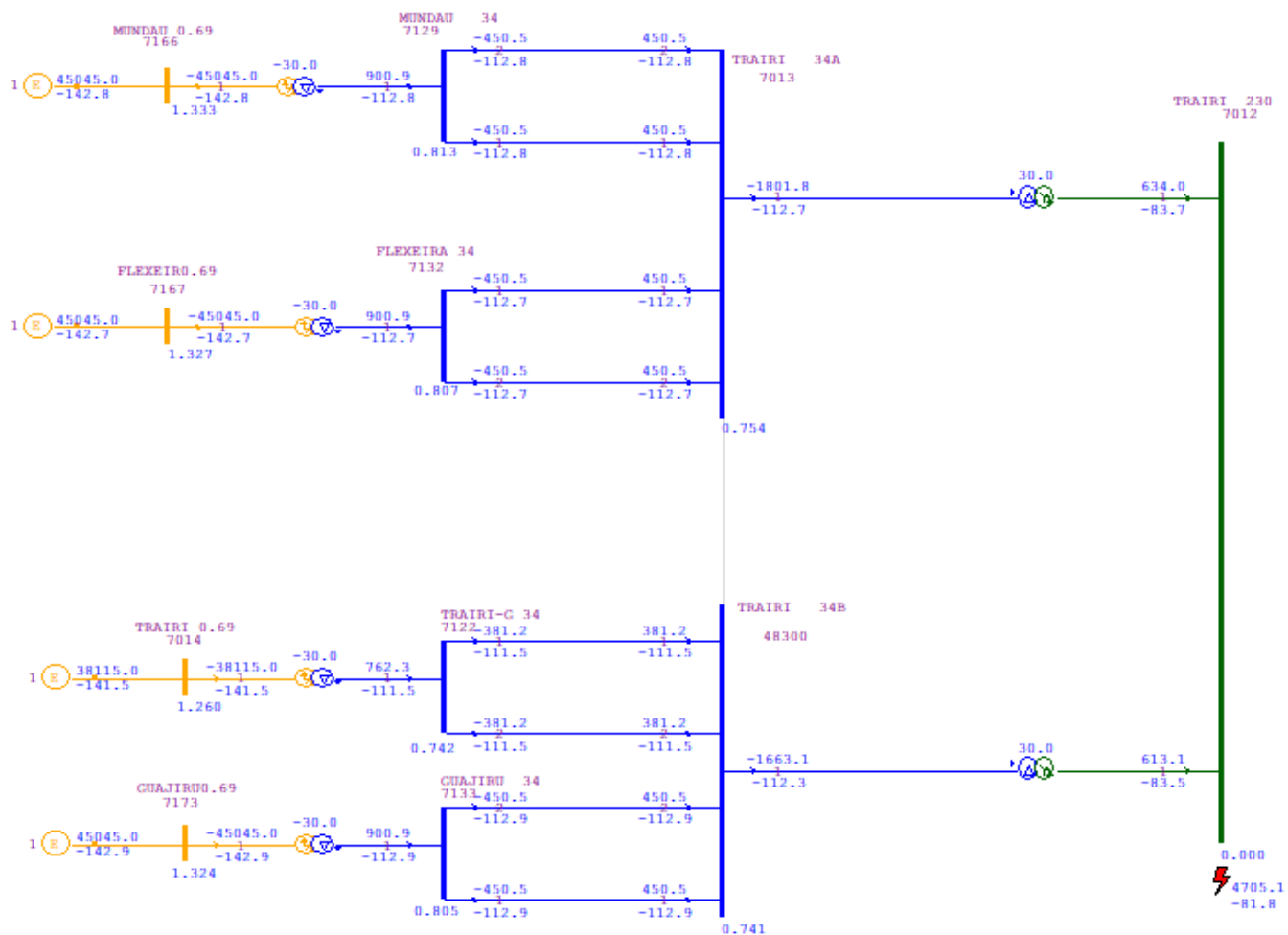
4.3 ANÁLISE DOS RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

O resultado da simulação mostra que não importa qual tipo seja o curto-circuito (monofásico, bifásico, bifásico envolvendo a terra ou trifásico) e onde ele esteja localizado, a contribuição máxima dos aerogeradores, após o transformador de 0,69/34,5kV, é sempre igual a 762A para o parque de Trairi e 900A para os parques Mundau, Fleixeiras e Guajirú. O ANAFAS utiliza o modelo de aerogerador tipo IV (Full Converter) para o cálculo de curto-

circuito com geração eólica, portanto o resultado de corrente constante em condição de curto-circuito já era esperado, conforme discutido no capítulo 4.

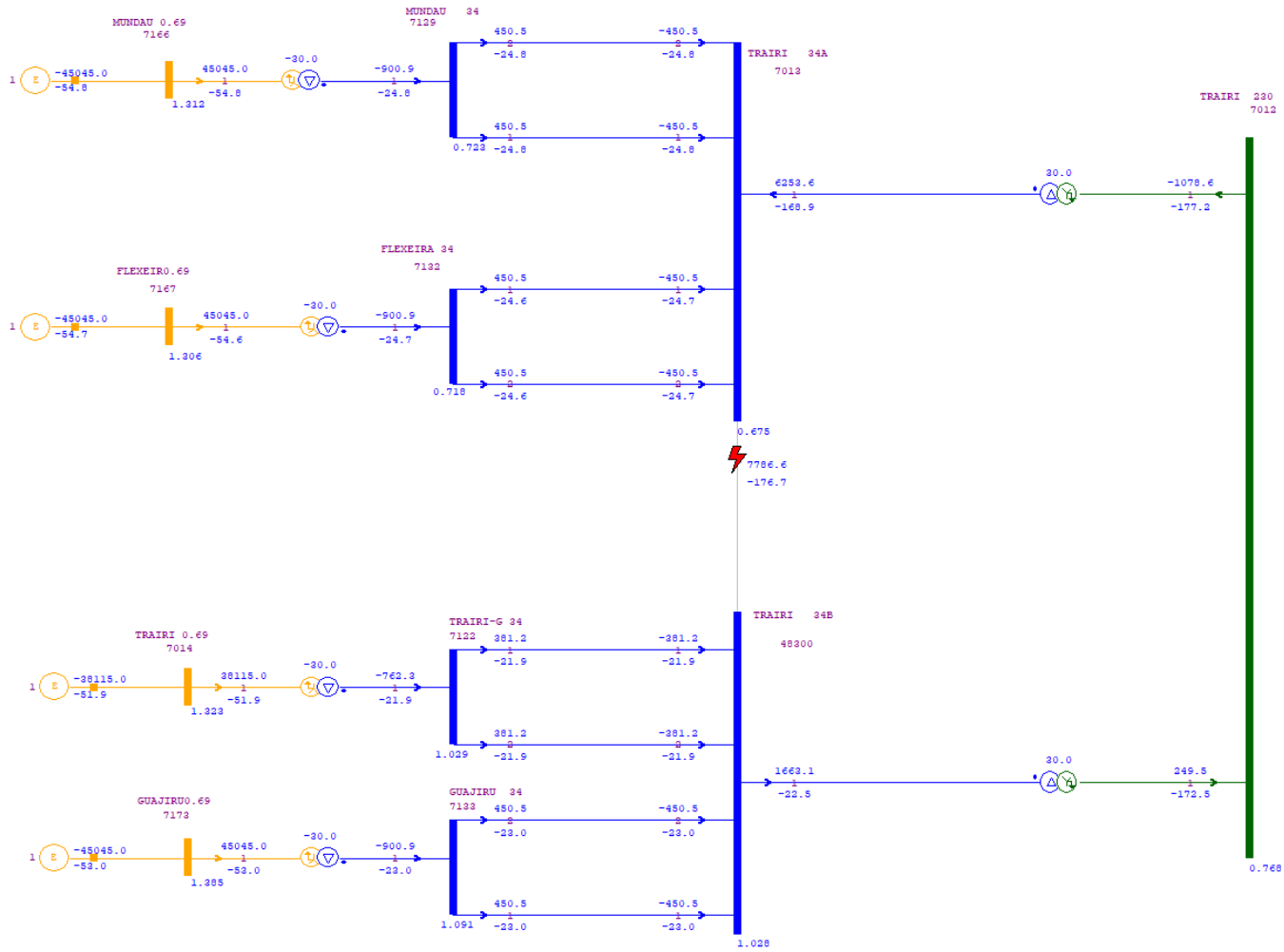
As Figuras 33, 34 e 35 ilustram as correntes passantes no sistema em condição de curto-circuito nas barras de 230 kV e de 34,5kV, respectivamente, sendo possível observar que as correntes na saída dos geradores são sempre constantes, independentemente do tipo e localização da falta.

Figura 33 Correntes de falta do sistema para curto-circuito trifásico em Trairi 230kV



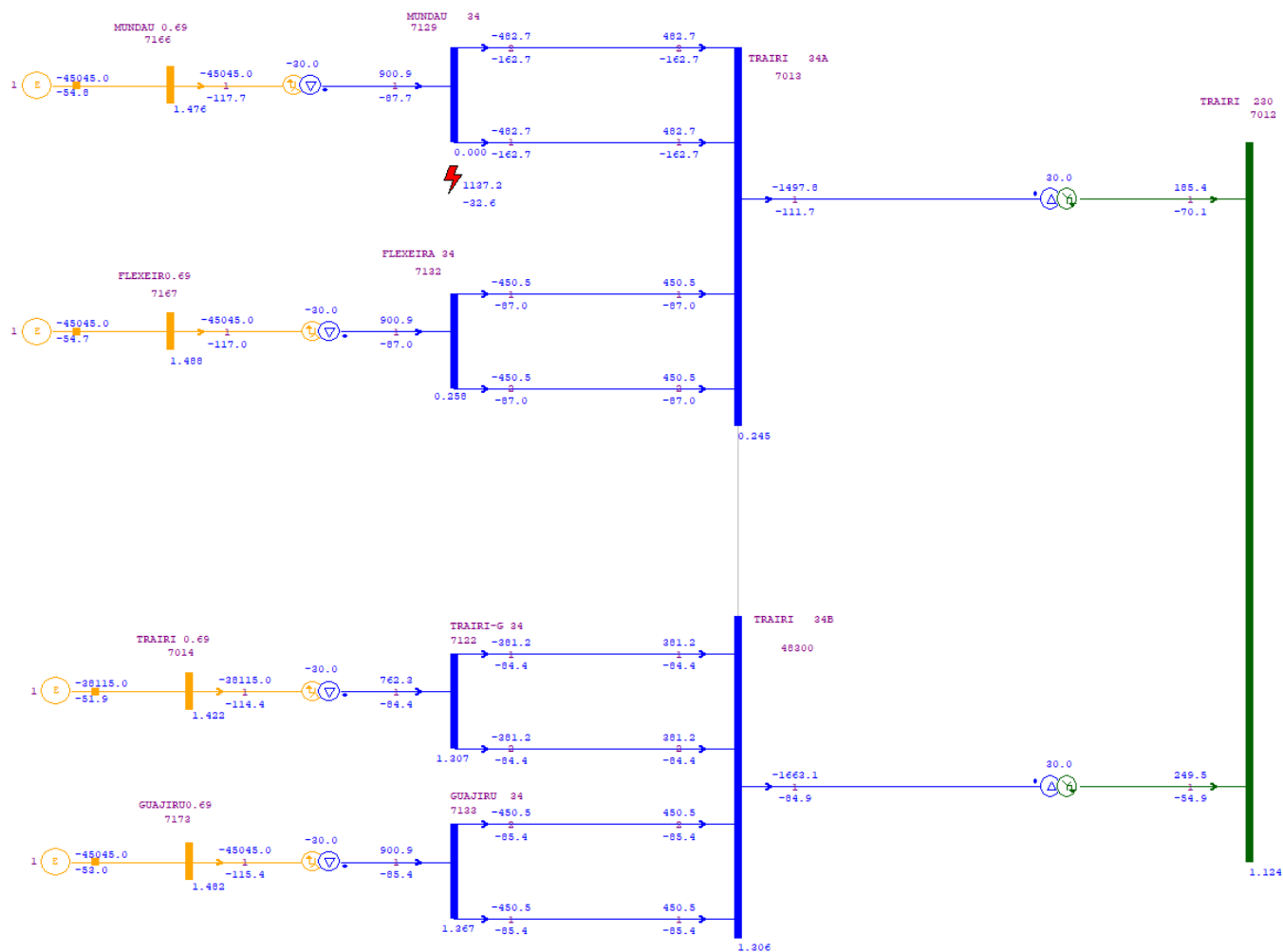
Fonte: Do autor

Figura 34 Correntes de falta do sistema para curto-circuito bifásico em Trairi 34A



Fonte: Do autor

Figura 35 Correntes de falta do sistema para curto-circuito monofásico em Mundau 34A



Fonte: Do autor

Como já foi comentado anteriormente, a capacidade de ser seletivo é um dos conceitos fundamentais de um sistema de proteção elétrica. Em conjunto com a velocidade de extinção de faltas, segurança de atuação e coordenação de disparo, a seletividade trabalha para garantir a estabilidade de sistemas e aumentar a disponibilidade do sistema elétrico protegido, evitando o desligamento indevido de equipamentos sãos. Porém, dimensionando o relé para ser sensibilizado pela menor corrente de curto-circuito possível dentro da sua zona de proteção para os valores de corrente elétrica simuladas anteriormente, todos os parques vão desligar para qualquer curto-circuito no sistema, já que as correntes de contribuição dos geradores não se alteram. Isso leva o circuito em análise a graves problemas de descoordenação da atuação de proteção, já que, teoricamente, toda a geração do conjunto eólico será comprometida mesmo que a falta não esteja localizada em sua zona de proteção.

A Figura 36 mostra as informações necessárias para a modelagem do aerogerador utilizado no ANAFAS.

Figura 36 Configuração de aerogerador no ANAFAS

The screenshot shows a configuration window titled "Dados de Gerador Eólico Full Converter". It contains the following fields and values:

- Identificação:**
 - Barra: 7166 (dropdown)
 - Nome: MUNDAU 0.69 (dropdown)
 - Área: 21 (dropdown)
 - Grupo: 1 (dropdown)
 - Nome: (empty text box)
 - Ligado
- Operational Parameters:**
 - Corrente Máxima de Seq. Positiva (Imáx Arms): 3465
 - Fator de Potência de Operação (FP_pré): 1
 - Tensão Mínima para Injetar (Vmin pu): 0
 - Potência Ativa Pré-Falta (Pinic MW): 2.3
 - Tensão Máxima para Injetar (Vmax pu): (empty text box)
 - Fator de Potência de Curto (FP_CC): 0.1
- Units:**
 - Número de Unidades: 13
 - Número de Unidades em Operação: 13
- Breaker Capacity:**
 - Capacidade de Interrupção do Disjuntor (kA): (empty text box)
- Buttons:**
 - Inserir
 - Alterar
 - Remover
 - Fechar

Fonte: Do autor

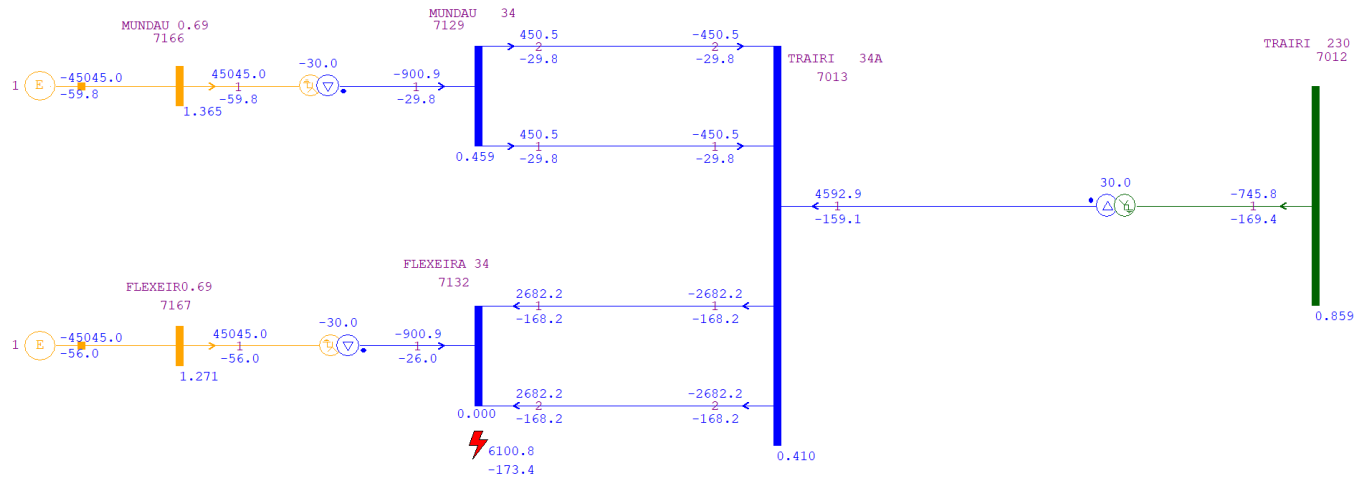
A corrente máxima de sequência positiva utilizada para os aerogeradores em CETR é igual a 3465A em todos os parques. Multiplicando essa corrente pelos 13 aerogeradores em Mundaú, Fleixeiras e Guajirú, a corrente total de contribuição dos parques mencionados é igual a 45045A no lado de 0,69kV e 900,9A no lado de 34,5kV. Como o parque de Trairí possui 11 aerogeradores, a sua contribuição de corrente em curto-circuito é igual a 38115A no lado de 0,69kV e 762,3A no lado de 34,5kV. Considerando que essas correntes nunca se alteram, o software ANAFAS modela os aerogeradores como fontes de correntes constantes com valor igual a informação no campo de corrente máxima de sequência positiva em qualquer caso e localização de curto-circuito no sistema.

4.4 COMPARAÇÃO COM OSCILOGRAFIAS REAIS DE CURTO-CIRCUITO

De acordo com o relatório de ocorrências de perturbações no sistema de CETR do dia 11/02/2019, foi verificada uma falta bifásica envolvendo a terra e as fases B e C em Fleixeiras, onde houve atuação de sobrecorrente temporizada de neutro e atuação da proteção de falha no disjuntor. O curto-circuito comprometeu toda a geração do parque eólico de Fleixeiras e a geração do parque eólico vizinho, de Mundaú. Os dois parques geravam, em conjunto, 9MW de potência ativa.

Já que a falta ocorreu no primeiro trimestre de 2019, utilizando o caso BR1903A.ANA disponibilizado pelo ONS e simulando o curto-circuito bifásico-terra na barra de Fleixeiras, onde ocorreu a falta real, é possível observar que as correntes elétricas na fase B das suas linhas 1 e 2 são idênticas e iguais a 2682A. Já para as correntes de Mundaú, os 900A de contribuição dos aerogeradores se dividem nas duas linhas, resultando em 450A em cada uma.

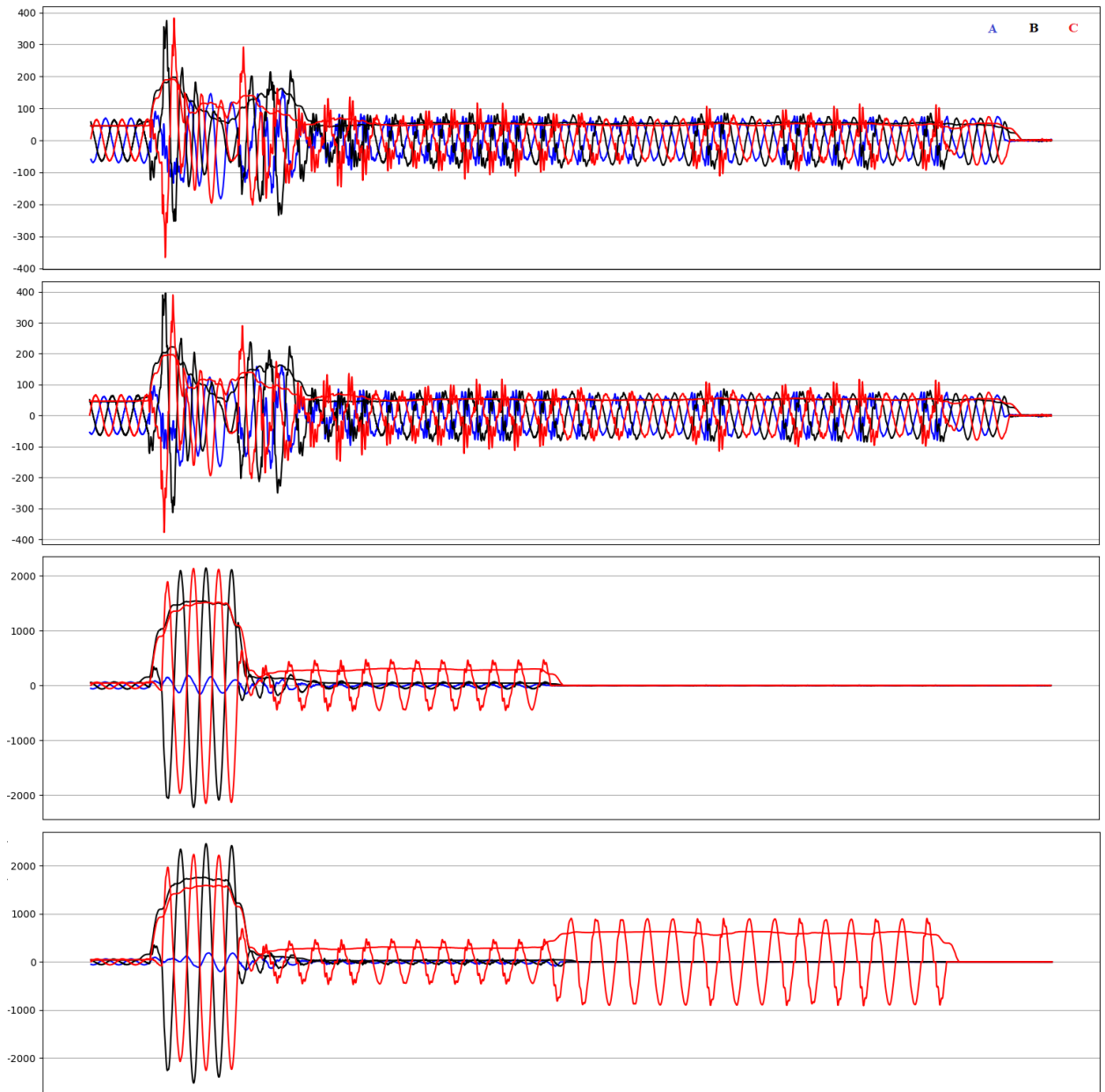
Figura 37 Correntes de falta do sistema para curto-circuito bifásico em Fleixeiras 34A



Fonte: Do autor

Na Figura 38, é possível verificar nos primeiros dois gráficos o comportamento real das correntes nas linhas 1 e 2 de Mundaú, respectivamente, e nos últimos dois gráficos, as linhas 1 e 2 de Fleixeiras, respectivamente. As proteções atuaram desligando os dois parques após, aproximadamente, 550ms do início da falha.

Figura 38 Oscilografia de curto-circuito



Fonte: ENGIE (2019)

Logo no início da falta as correntes elétricas das linhas 1 e 2 de Mundaú assumiram valores de, aproximadamente, 200A. As linhas 1 e 2 de Fleixeiras assumiram valores aproximadamente iguais a 1500A e 1700A, respectivamente. Após 50ms do início da falta ocorreu a abertura da fase B em Fleixeiras, mas a fase C permaneceu ligada por mais 250ms e com valor aproximadamente igual a 620A. As linhas 1 e 2 de Mundaú continuaram conduzindo correntes que diminuíram para aproximadamente 50A até 550ms após o início da falta, quando foram desligadas.

Na Tabela 2 constam os valores das correntes obtidas através da oscilografia real, Figura 38, e da simulação no software ANAFAS, Figura 37. Também foi realizada uma comparação entre as correntes para análise de sua discrepância.

Tabela 2 Relações entre as correntes de curto-circuito obtidas

	Correntes Reais (A)	Correntes Simuladas (A)	Diferença Percentual (%)
<i>MUN-1</i>	200	450	55
<i>MUN2</i>	200	450	55
<i>FLEIX-1</i>	1500	2682	44
<i>FLEIX-2</i>	1700	2682	37

Fonte: Do autor

Comparando os dados fornecidos na Tabela 2, como o caso com a menor diferença percentual é igual a 37%, é possível concluir que a simulação realizada no ANAFAS não está adequada ao caso real de curto-circuito analisado. Já que a base de dados de operação para estudos de curto-circuito é fornecida pelo ONS (BR1903A.ANA), é possível que os parâmetros informados nos equipamentos, tais como reatâncias e resistências, estejam incorretos, ou que, além disso, existam dados incompletos, como por exemplo a tensão mínima e máxima para injetar no sistema em caso de curto-circuito dos aerogeradores Full Converter da Figura 36. O próprio modelo em si de fontes de correntes utilizados no Anafas também pode estar inadequado para os estudos de curto-circuito em sistemas de geração eólicos. Outro problema também parte da dificuldade de modelagem dos aerogeradores que, por serem tratados como segredo industrial dos fabricantes, podem conter dados incorretos ou não informados como alguns parâmetros do inversor de frequência ou da malha de controle, como já foi citado em capítulos anteriores. Além desses problemas, a impedância no local da falta também pode estar aumentando essa diferença, já que uma falta solidamente aterrada apresenta valores diferentes que uma falta com impedância de arco elétrico entre os condutores e o terra, por exemplo.

4.5 COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DA PROTEÇÃO EM CETR

Como foi analisado nos capítulos anteriores, a contribuição de curto-circuito é constante na saída dos aerogeradores e de mesmo módulo para qualquer localização de curto-circuito no sistema simulado. Isso acontece pois o software ANAFAS utiliza como modelo o aerogerador do tipo IV para o cálculo das correntes de curto-circuito.

Devido as singularidades de geradores eólicos e dificuldades na sua modelagem, os relés de proteção destinados a proteção dos parques eólicos encaram problemas para uma correta atuação coordenada e podem acabar desligando partes do sistema elétrico independentemente se a falta ocorreu ou não em sua zona de proteção. Consequentemente, uma parcela da geração de energia do conjunto eólico é interrompida equivocadamente.

Sendo assim, faz-se necessário uma nova metodologia nos estudos de coordenação e seletividade da proteção nos Complexos Eólicos, introduzindo novas funções de proteção além da 50/51, como a 67, e novos tipos de seletividade, como a lógica em conjunto com a amperimétrica, tornando os sistemas de geração eólica mais eficientes e lucrativos.

5 PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA SOLUÇÃO

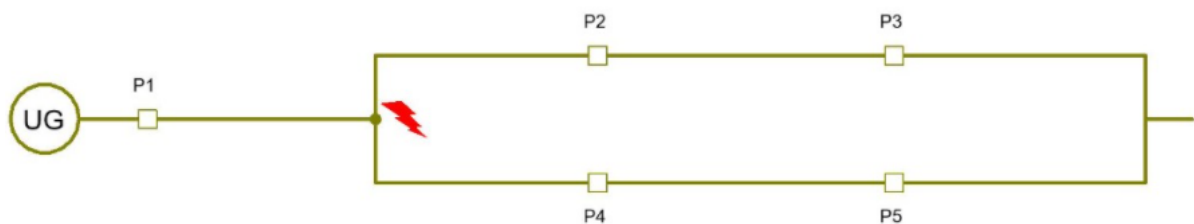
Conforme já discutido nos capítulos anteriores, a seletividade lógica tem como princípio de funcionamento a troca de informações (dados lógicos), entre as proteções instaladas de maneira sucessivas num sistema elétrico. Estas informações são a base para atuação dos dispositivos de proteção, tendo como consequência o envio de comandos de bloqueio das proteções à jusante pelas proteções a montante em sistemas radiais, sempre em relação ao ponto onde ocorreu o curto-circuito no sistema. Para sistemas com múltiplas fontes de alimentação ou com circuitos em paralelo, não é regra que as informações de bloqueio sejam destinadas apenas para proteções a montante da localização de curto-circuito, já que as correntes de contribuição podem assumir caminhos paralelos.

5.1 EXEMPLOS DE APLICAÇÃO

Para demonstrar situações práticas de aplicação da seletividade lógica, serão analisados alguns casos de curto-circuito no sistema elétrico simulado no capítulo anterior, mais precisamente o sistema modelado na Figura 32.

Analisando apenas um parque eólico isolado, na ocorrência de um curto-circuito na barra conectada na saída do aerogerador, as proteções serão solicitadas e todos os disjuntores da Figura 39 deverão abrir para garantir a proteção do sistema. A função de sobrecorrente da proteção P1, na saída da Unidade Geradora (UG), irá atuar eliminando a contribuição de corrente de falta do aerogerador. As funções de sobrecorrente das proteções P2, P3, P4 e P5 também irão atuar eliminando a contribuição do sistema no local da falta.

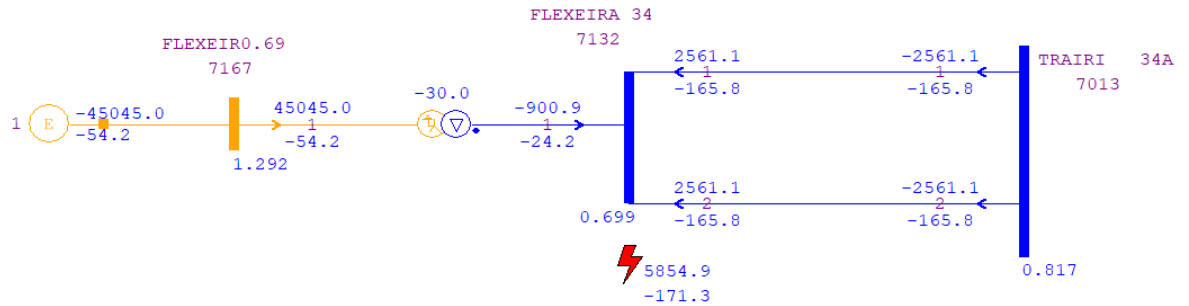
Figura 39 Ilustração de curto-circuito na saída do gerador



Fonte: Do autor

A simulação da Figura 40 mostra os valores das correntes de curto-circuito passantes em cada dispositivo de proteção.

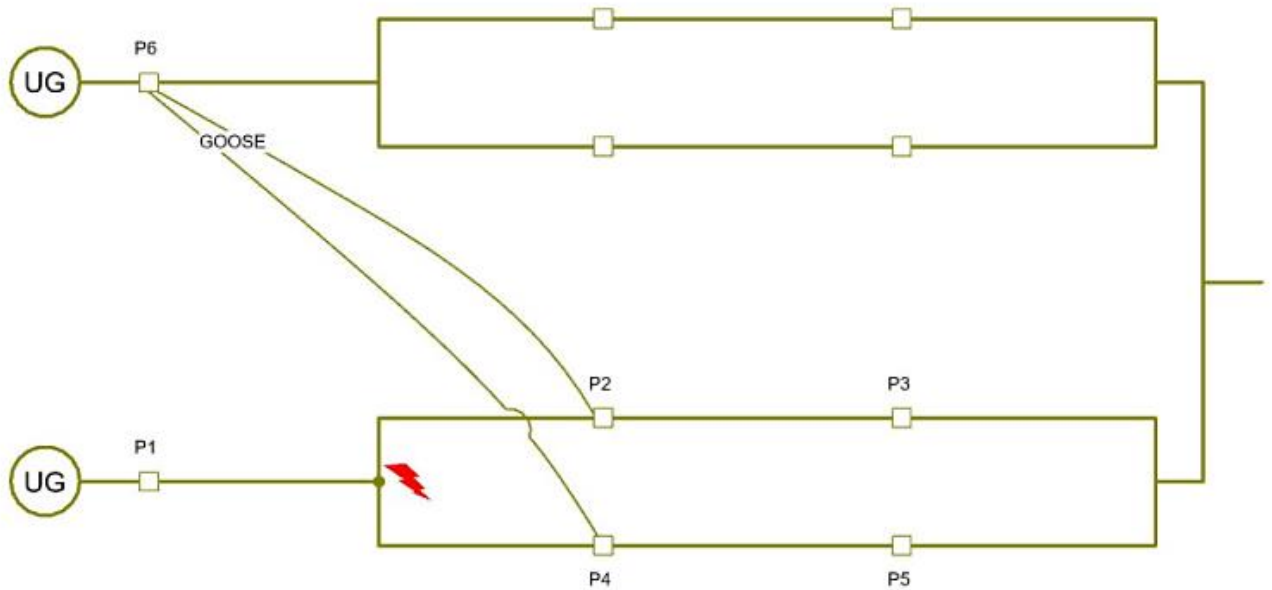
Figura 40 Curto-circuito bifásico na barra de 34,5kV da saída do aerogerador



Fonte: Do autor

Adicionando ao sistema elétrico analisado o parque eólico vizinho e simulando o curto-circuito no mesmo local do caso anterior, como a contribuição do aerogerador para qualquer curto-circuito no sistema é a mesma, a função de sobrecorrente da proteção P6 também será solicitada para atuar. Já que as funções de sobrecorrente das proteções P2 e P4 foram sensibilizadas, elas enviam uma mensagem de bloqueio GOOSE garantindo a seletividade de que apenas o parque eólico que contém a falha será desligado, conforme Figura 41.

Figura 41 Esquema de seletividade lógica para curto na saída de um dos aerogeradores

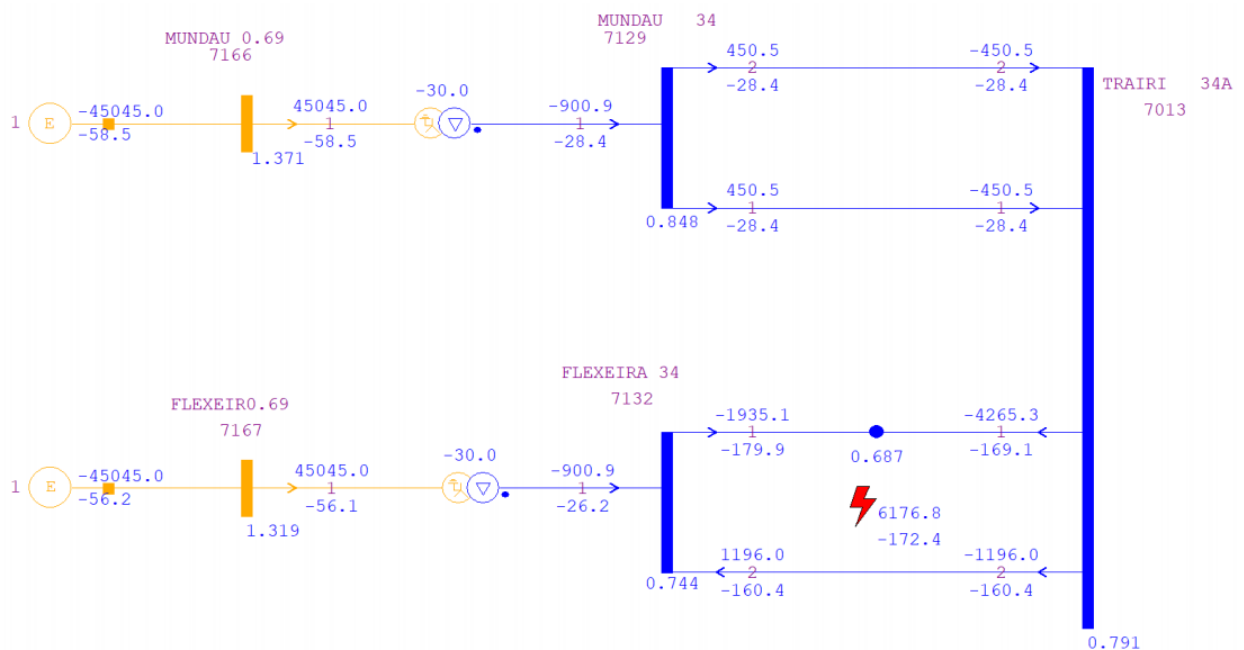


Fonte: Do autor

Como os relés instalados no conjunto eólico de Trairi são digitais, é possível fazer a comunicação entre eles. Para o envio de mensagens GOOSE, nos relés da SIEMENS, é necessário a configuração das lógicas de envio e recebimento do sinal de bloqueio na matriz de configurações do software DIGSI.

Na ocorrência de um curto-circuito na metade da linha entre as barras FLEIXEIRA 34 e TRAIRI 34A, as proteções das linhas serão solicitadas pela sua função de sobrecorrente, assim como a dos aerogeradores, e todo o parque onde ocorreu o curto-circuito será desligado. Como as proteções das linhas foram solicitadas, a proteção do aerogerador do parque vizinho será bloqueada e sua geração não será comprometida. A simulação da Figura 42 mostra os valores dessas correntes.

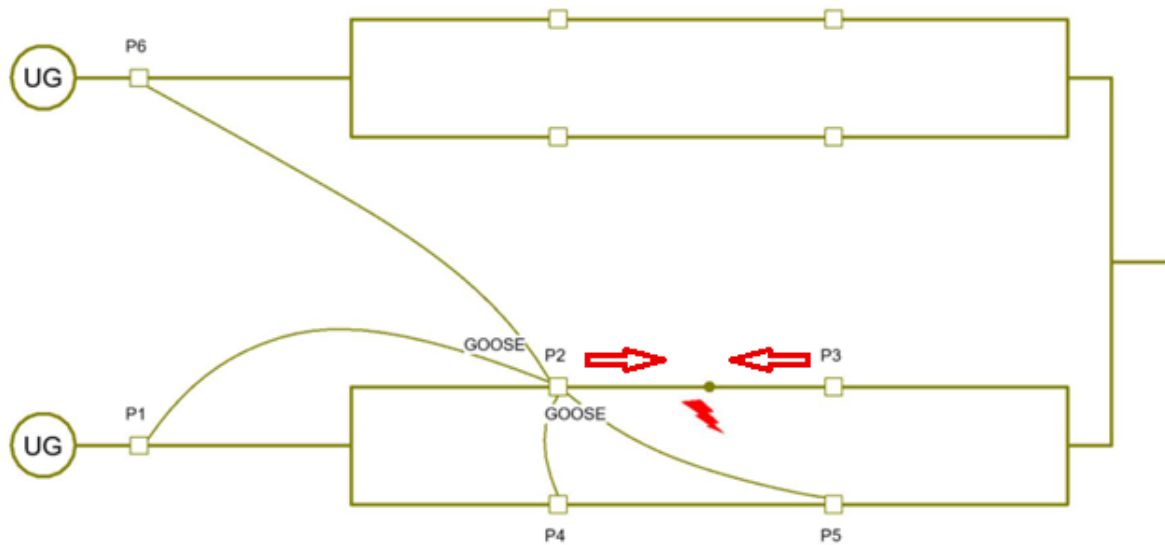
Figura 42 Curto-circuito bifásico em 50% da linha 1 entre Fleixeira e Trairi A



Fonte: Do autor

Porém, se for utilizado a seletividade lógica em conjunto com a função de sobrecorrente direcional, enviando bloqueio por mensagem GOOSE de P2 para P1, P4, P5 e P6 a falta será isolada pela atuação de P2 e P3, garantindo a seletividade e a não interrupção da geração em nenhum dos parques, conforme Figura 43.

Figura 43 Esquema de seletividade lógica para curto na metade da linha entre as barras

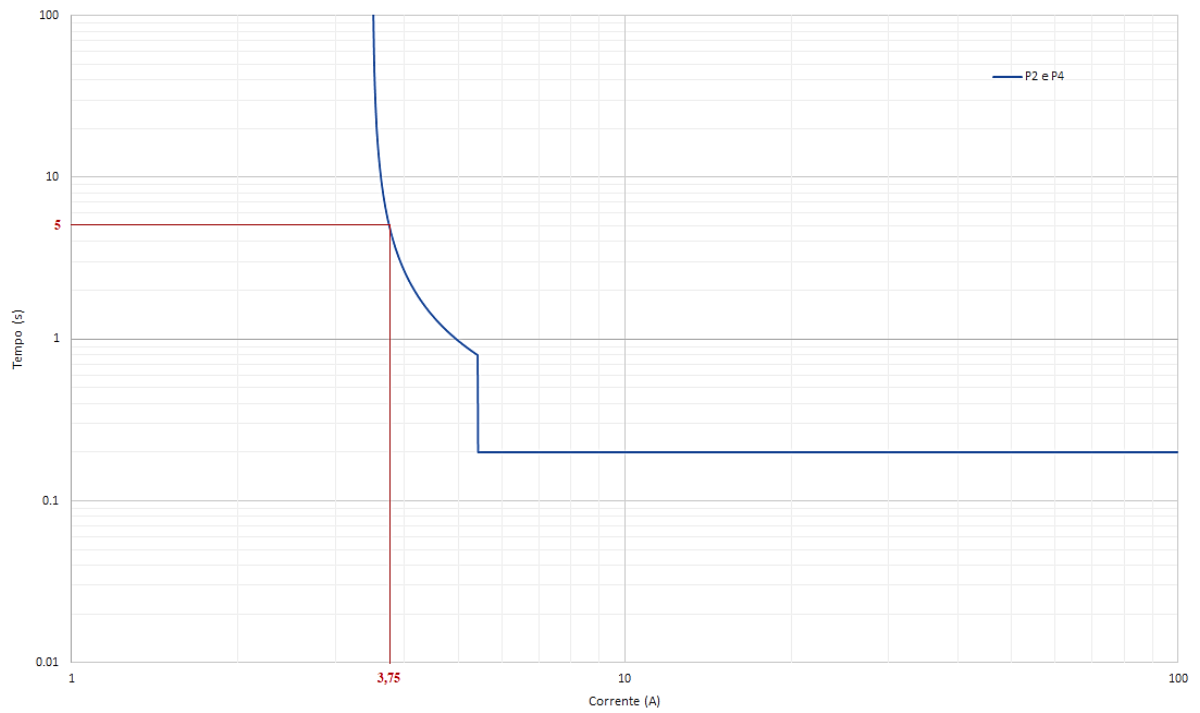


Fonte: Do autor

No caso de um curto-circuito localizado entre P4 e P5 a mesma lógica da Figura 43 pode ser utilizada, apenas alterando os envios de bloqueio para partir de P4 com destino a P1, P2, P3 e P6.

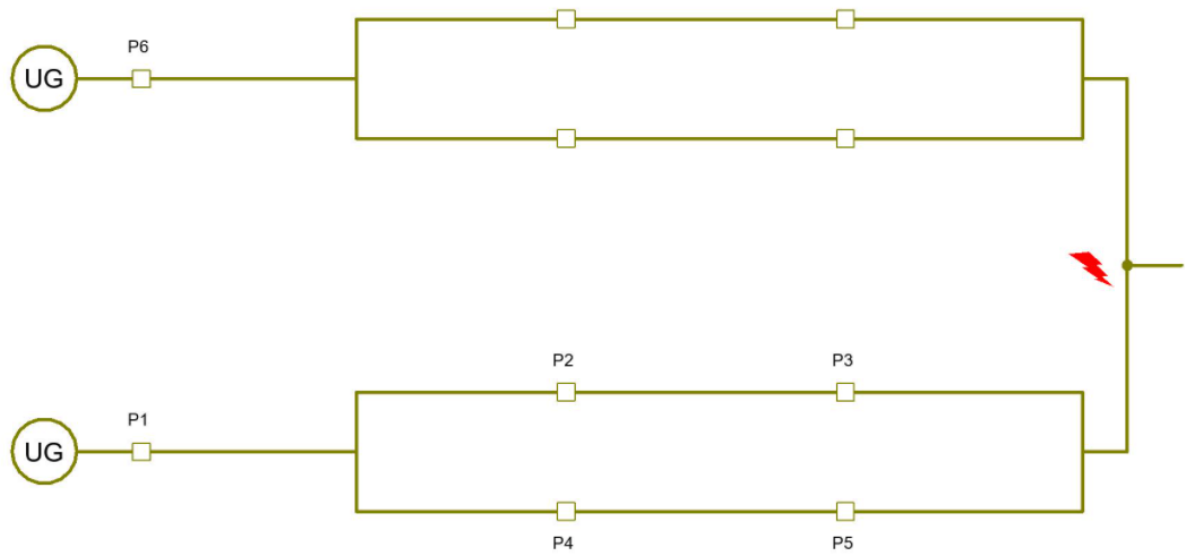
Para um curto-circuito localizado na saída dos dois parques vizinhos, as proteções P6 e P1 serão sensibilizadas. Como a corrente de contribuição do aerogerador é igual a 900A, a corrente nas linhas será igual a 450A. Dividindo essa corrente pelo RTC do transformador de corrente, o valor de corrente elétrica medida pelo relé de proteção é igual a aproximadamente 3,75A. Plotando as funções de sobrecorrente das proteções de P2 e P4 na Figura 44 com os dados retirados do DIGSI, tem-se que o tempo de atuação para a atuação dessas proteções para esse nível de corrente elétrica é de aproximadamente 5 segundos. Como essa corrente é baixa, ela não chega a sensibilizar o pick-up do relé para haver envio de bloqueio de atuação para as proteções dos aerogeradores por mensagem GOOSE. Portanto na ilustração da falta da Figura 45 apenas as proteções P1 e P6 irão atuar, sem envio algum de bloqueio as outras proteções.

Figura 44 Função de sobrecorrente das proteções das linhas



Fonte: Do autor

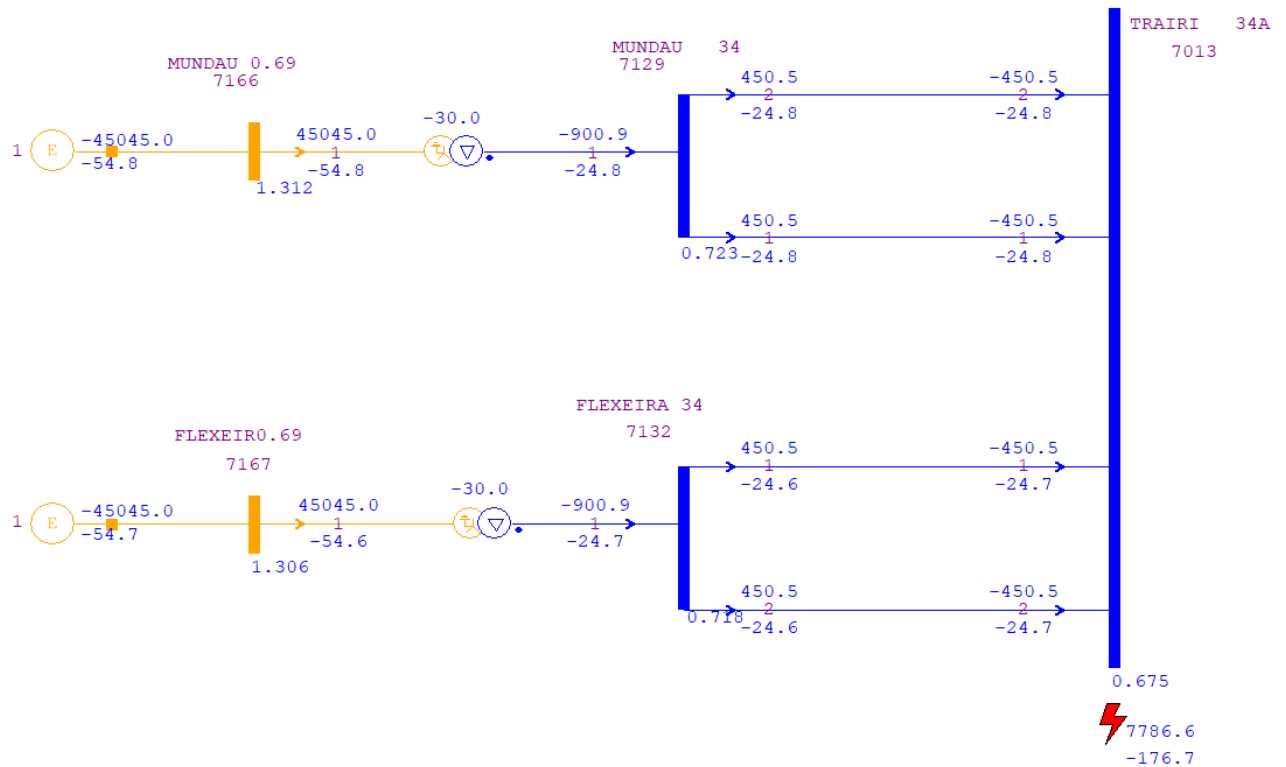
Figura 45 Ilustração de curto-circuito na saída dos parques vizinhos



Fonte: Do autor

A simulação da Figura 46 mostra os valores das correntes de curto-circuito passantes em cada dispositivo de proteção do caso citado anteriormente.

Figura 46 Curto-circuito bifásico na barra de 34,5kV na saída dos parques vizinhos



Fonte: Do autor

Considerando as metodologias propostas e os equipamentos instalados no conjunto eólico de Trairí, para garantir a total coordenação e seletividade das proteções é necessária a instalação da função de proteção de sobrecorrente direcional (67) nas proteções das linhas que estão mais próximas do aerogerador, ou seja, P2 e P4 para os casos analisados anteriormente. Apenas com essa função de proteção é possível coordenar as atuações da proteção para os curtos-circuitos que ocorrem nas linhas que ligam os aerogeradores à subestação coletora de CETR. Como os relés instalados são digitais, a comunicação entre eles para os bloqueios por mensagem GOOSE pode ser configurada pelo software DIGSI da SIEMENS.

6 CONCLUSÕES

Devido as peculiaridades dos aerogeradores, a energia eólica nunca foi competitiva com os outros meios de geração convencionais, sendo até de inviável implementação. Porém, hoje em dia, devido ao avanço tecnológico na construção desses equipamentos, a participação da geração eólica na matriz energética mundial está crescendo cada vez mais. No Brasil ela é a segunda fonte mais utilizada para a geração de energia elétrica. Esse resultado demonstra como esse tipo de geração passou a ser competitivo com os meios de geração convencionais.

Por apresentar características distintas, os aerogeradores também impactam como devem ser realizados os estudos de proteção e seletividade em parques eólicos. O tipo de aerogerador afeta diretamente a resposta de curto-circuito no sistema e, portanto, requerem uma análise específica para esses tipos de estudo.

É necessário tomar cuidado com o modelo de gerador utilizado nas simulações de curto-circuito, já que isso é um fator determinante para as análises das correntes de contribuição em condição de falta. O Anafas utiliza o modelo de aerogerador tipo IV (Full Converter) para sua modelagem, porém se o equipamento em simulação for qualquer um dos outros tipos isso pode acarretar graves problemas na proteção elétrica da planta eólica.

Já que o relé de proteção deve ser sensibilizado pela menor corrente de curto-circuito possível dentro de sua zona de atuação e como as correntes de curto-circuito na saída dos aerogeradores não se alteram para qualquer tipo ou localização de falta, com os resultados obtidos pela simulação fica claro que todos os parques terão sua geração comprometida para qualquer falta no conjunto eólico, gerando a descoordenação e falta de seletividade da proteção.

A comparação entre a oscilografia e simulação de curto-circuito demonstrou que há divergências entre os valores de corrente elétrica obtidos nos dois casos. Isso prova que, além das dificuldades relacionadas ao cálculo da corrente de curto-circuito, ainda são necessárias pesquisas referentes à modelagem dos aerogeradores para esse tipo de estudo, como também para sua correta implementação nos softwares pertinentes, como o ANAFAS.

Este trabalho mostrou a introdução de uma metodologia que pode ser considerada nos estudos de proteção de coordenação e seletividade em parques eólicos, possibilitando melhorar a eficiência da geração e lucros para as empresas geradoras de energia elétrica a partir da energia eólica. Cada conjunto eólico possui suas particularidades, portanto, o estudo apresentado aqui deve ser aplicado caso a caso para um correto funcionamento dos sistemas elétricos destinados a proteção em parques eólicos.

REFERÊNCIAS

- A., Elbaset Adel; SAYED, Mohamed Yehia; AMER, Nasr A. Elghaffar. **IEC 61850 Communication Protocol with the Protection and Control Numerical Relays for Optimum Substation Automation System**. Journal Of Engineering Science And Technology Review, [S.L.], v. 13, n. 2, p. 1-12, abr. 2020. International Hellenic University. <http://dx.doi.org/10.25103/jestr.132.01>.
- A., Tamer; M., Naema; I., Abdel-Maksoud. Wind Farm Protection Systems: state of the art and challenges. **Distributed Generation**, [S.L.], p. 265-288, 1 fev. 2010. InTech. <http://dx.doi.org/10.5772/8882>.
- ABEEólica. **Eólica já é a segunda fonte da matriz elétrica brasileira com 15 GW de capacidade instalada**. Disponível em: < <http://abeeolica.org.br/noticias/eolica-ja-e-a-segunda-fonte-da-matriz-eletrica-brasileira-com-15-gw-de-capacidade-instalada/>>. Acesso em: 28 out. 2020.
- GUERRA, Alexandre Specialski. **Seletividade Lógica em Usinas Eólicas**. 2020. 71 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2020.
- ANEEL. **CD-ROM - Atlas de Energia Elétrica do Brasil - 2ª edição** Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/sumario/sumario.htm>. Acesso em: 20 jul. 2020.
- CARDENAS, J.; MUTHUKRISHNAN, V.; MCGINN, D.; HUNT, R.. Wind farm protection using an IEC 61850 process bus architecture. **10Th Iet International Conference On Developments In Power System Protection (Dpsp 2010). Managing The Change**, [S.L.], p. 1-5, 2010. IET. <http://dx.doi.org/10.1049/cp.2010.0285>.
- CUSTÓDIO, Ronaldo dos Santos. **Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009.
- HOWARD, Dustin F.. **SHORT-CIRCUIT CURRENTS IN WIND-TURBINE GENERATOR NETWORKS**. 2013. 273 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Georgia Institute Of Technology, Geórgia, 2013.
- GWEC. **Brasil avança nos números do mercado de energia eólica no mundo**. Disponível em: < <https://gwec.net/brasil-avanca-nos-numeros-do-mercado-de-energia-eolica-no-mundo/>>. Acesso em: 28 out. 2020.
- INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 242-2001: IEEE Recommended practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems**. Estados Unidos da América. 2001.

JUNIOR, Paulo Sergio Pereira; RAMOS, Rodrigo; MARTINS, Cristiano Moreira; PEREIRA, Paulo Sergio; LOURENÇO, Gustavo Espinha; SALGE, Gustavo Silva. **IEC 61850-9-2 Avaliação e testes de um barramento de processos**. Revista digital - O Setor Elétrico. Ed. 63, Maio, 2011. Disponível em: <<https://www.osetoreletrico.com.br/iec-61850-9-2-avaliacao-e-testes-de-um-barramento-de-processos/>>. Acesso em: 01 nov. 2020.

JONES, Doug; BENNETT, Kyle. Wind farm collector protection using directional overcurrent elements. **Pes T&d 2012**, [S.L.], p. 1-8, maio 2012. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/tdc.2012.6281532>.

KINDERMANN, Geraldo. **Curto-Circuito**. Florianópolis: Ufsc, 2007.

LOPES, Yona; FRANCO, Ricardo; CALHAU, Flávio; BASTOS, Carlos; MARTINS, Joberto; FERNANDES, Natalia; MOLANO, David; SANTOS, Margareth. Minicurso para o SBrT'2012: smart grid e iec 61850. **Anais de XXX Simpósio Brasileiro de Telecomunicações**, [S.L.], p. 1-44, 2012. Sociedade Brasileira de Telecomunicações. <http://dx.doi.org/10.14209/sbrt.2012.188>.

MAEZONO, Paulo Koiti. **Proteção de Linhas de Transmissão**. São Paulo: Siemens, 2003.

MAMEDE FILHO, João; MAMEDE, Daniel Ribeiro. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro: Ltc, 2011.

MARDEGAN, Cláudio. **Capítulo XVII – A seletividade**. Revista digital - O Setor Elétrico. Ed. 64, Maio, 2011. Disponível em: <<https://www.osetoreletrico.com.br/capitulo-xvii-a-seletividade/>>. Acesso em: 20 out. 2020.

OMICRON. **IEC 61850: Thematic introduction and testing solutions**. 2020. Disponível em: <<https://www.omicronenergy.com/en/applications/power-utility-communication/sampled-values-in-iec-61850-environments/>>. Acesso em: 28 out. 2020.

ONS. **Boletim Diário da Operação**. Disponível em: <http://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm>. Acesso em: 25 jul. 2020.

PROTCOM. **INTRODUÇÃO A NORMA IEC 61850 – PARTE 1**. Disponível em: <<https://www.protcom.net/introducao-a-norma-iec-61850-parte-1/#:~:text=A%20norma%20IEC%2061850%20define,conforme%20ilustra%20a%20Figura%201.>>>Acesso em: 28 out. 2020.

ROEPER, Richard. **Correntes de Curto-Circuito em Redes Trifásicas**. São Paulo: Siemens, 1975.

ROSAS, Pedro André Carvalho; ESTANQUEIRO, Ana Isabel. **Guia de Projetos Elétricos de Centrais Eólicas – Volume 1: Projeto Elétrico e Impacto de Centrais Eólicas na Rede Elétrica**, Centro Brasileiro de Energia Eólica. 2003.

SECCO, Gustavo Prado. **Procedimento para estudo de coordenação das proteções elétricas em Centrais de Geração Eólica**. 2015. 125 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

SEL. Capítulo VII – Redes de comunicação em subestações de energia elétrica – Norma IEC 61850. Revista digital - O Setor Elétrico, Agosto, 2010. Disponível em: <<https://www.osestoreletrico.com.br/capitulo-vii-redes-de-comunicacao-em-subestacoes-de-energia-eletrica-norma-iec-61850/>>. Acesso em: 26 out. 2020.

SENGER, Eduardo Cesar; FILHO, Francisco Antônio Reis. **Plantas eólicas: modelagem para estudos de curto-circuito e critérios de ajustes das proteções de planta eólica.** Revista digital - O Setor Elétrico. Ed. 114, Julho, 2015. Disponível em: <<http://www.osestoreletrico.com.br/web/a-revista/edicoes/1722-plantas-eolicasmodelagem-para-estudos-de-curto-circuito-e-criterios-de-ajustes-das-protocoos-deplanta-eolica.html>>. Acesso em: 01 nov. 2020.

WEKKEN, T. WIEN, F.; Kema Consulting, **Power Quality and Utilization Guide, Wind Power, Leonardo Energy, 2006.**