

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA - DAELT
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PAULO RICARDO SELHORST GOVEIA
WILLIAN CESAR MISSIAS

**INTEGRAÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA E FOTOVOLTAICA: ANÁLISE
SOB ASPECTOS DE FLUXO DE POTÊNCIA E CURTO-CIRCUITO**

Trabalho de Conclusão de Curso

CURITIBA
2018

PAULO RICARDO SELHORST GOVEIA

WILLIAN CESAR MISSIAS

INTEGRAÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA E FOTOVOLTAICA: ANÁLISE SOB ASPECTOS DE FLUXO DE POTÊNCIA E CURTO-CIRCUITO

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, do curso de Engenharia Elétrica do departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Eloi Rufato Junior

CURITIBA

2018

PAULO RICARDO SELHORST GOVEIA
WILLIAN CESAR MISSIAS

INTEGRAÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA E FOTOVOLTAICA: ANÁLISE SOB ASPECTOS DE FLUXO DE POTÊNCIA E CURTO-CIRCUITO

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 15 de Junho de 2018.

Prof. Antônio Carlos Pinho, Dr.
Coordenador de Curso
Engenharia Elétrica

Profa. Annemarien Gehrke Castagna, Ma.
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Elétrica do DAELT

ORIENTAÇÃO

BANCA EXAMINADORA

Eloi Rufato Junior, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

Eloi Rufato Junior, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Andrea Lúcia Costa, Dra.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Nastasha Salame da Silva, Dra.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

A folha de aprovação assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica

AGRADECIMENTOS

Gostaríamos de dedicar este trabalho a todas as pessoas que ao longo do nosso período acadêmico foram solidárias ao nosso desenvolvimento pessoal e profissional, assim como à Universidade Tecnológica Federal do Paraná, pelo curso e pelo ambiente favorável à nossa formação, permitindo que tivéssemos a chance de fazer amigos que, de uma forma ou outra, foram de fundamental importância para o desenvolvimento deste documento.

Ao nosso orientador, professor Eloi Rufato Junior, pela oportunidade e apoio durante a realização do Trabalho de Conclusão de Curso.

E por fim, à nossas famílias, por serem a base e principal motivo de buscarmos fazer sempre o melhor.

RESUMO

GOVEIA, Paulo; MISSIAS, Willian C. Integração de Geração Eólica e Fotovoltaica: Análise sob aspectos de Fluxo de Potência e Curto-circuito. 2018. 111 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Curso Superior de Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba. 2018.

No cenário de produção de energia elétrica, é comum haver integração entre dois tipos de fontes de energia para geração em usinas. No Brasil, por exemplo, costuma-se integrar a energia de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) para suprir a demanda de geração de parques eólicos. Entretanto, é comum no país que parques eólicos se localizem em lugares onde o recurso hídrico é escasso. Por outro lado, em praticamente todo território brasileiro, o recurso solar disponível é muito abundante. Nesse âmbito, uma cogeração entre uma usina eólica e uma solar fotovoltaica apresentaria as características de aumento de energia gerada, por meio do melhor aproveitamento dos recursos eólicos e solares disponíveis. A proposta desse trabalho é verificar, em termos elétricos, a viabilidade de utilizar o recurso solar disponível de uma região para implementar uma usina fotovoltaica em uma mesma subestação de um parque eólico existente. Foi utilizado um simulador de sistemas elétricos para obtenção de resultados, no qual foram inseridos dados reais da estrutura de geração eólica e fotovoltaica, de distribuição e transmissão de energia. Então, foi avaliado de que forma essa integração influenciaria na energia gerada, nas tensões e correntes de operação do sistema e nas magnitudes das correntes de curto-circuito. Para tanto, foi escolhido implementar uma geração fotovoltaica de aproximadamente 5 e 10 MW a um parque eólico de aproximadamente 30 MVA, localizado no estado do Rio Grande do Norte, sem comprometer a estrutura elétrica do sistema existente.

Palavras Chave: Geração Híbrida. Sistema Eólico. Sistema Fotovoltaico. Fluxo de Potência. Curto-Circuito.

ABSTRACT

GOVEIA, Paulo; MISSIAS, Willian C. Integration of Wind Power and Photovoltaic Generation: Power Flow and Short-Circuit Analysis. 2018. 111 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Curso Superior de Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba. 2018.

In the electrical energy production scenario, it is common to see an integration of two kinds of energy sources for power plant energy generation. In Brazil, for example, Small Central Hydroelectric Dams (Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs) integrate energy to supply the demand of wind farm's energy generation. However, wind farms in Brazil usually are located where hydric resources are scarce. On the other hand, within the entire Brazilian territory, the solar resource available is significantly abundant. In this sense, a cogeneration between eolic and solar photovoltaic power plants would present characteristics of an increase in generated energy through a better use of available eolic and solar resources. The proposal of this paper is to verify the viability of utilizing the available solar resources of a specific region, to implement a photovoltaic power plant connected to the same system of an existent wind farm. An electrical systems program was utilized to obtain results in which real data of photovoltaic and eolic generation structures, distribution and transmission of energy was inputted. Then, it was evaluated how this integration would influence the generated energy, the voltage, the electric currents of the system operation, and in the magnitudes of short-circuit currents. To that effect, a photovoltaic generation of approximately 5 and 10 MW was implemented to a wind farm of approximately 30 MVA, in the state of Rio Grande do Norte, without compromising the electrical structure of the existing wind power farm system.

Key words: Hybrid Generation. Wind Power Generation. Photovoltaic Generation. Power Flow. Short-Circuit.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Fator de capacidade eólica por estado no Brasil em 2016.....	20
Figura 2: Distribuição da capacidade instalada anual, por tipologia.....	22
Figura 3: Componentes de um aerogerador.	31
Figura 4: Exemplo de curva de potência de um aerogerador.	32
Figura 5: Influência do ângulo de passo na curva C_p de uma turbina eólica.	33
Figura 6: Velocidade de rotação do eixo da turbina.	33
Figura 7: Tipos de classificação aerogeradores.	34
Figura 8: Aerogerador Tipo 1.	35
Figura 9: Aerogerador Tipo 2.	35
Figura 10: Aerogerador Tipo 3.	36
Figura 11: Aerogerador Tipo 4.	37
Figura 12: Centro de Transformação com estrutura interna ao aerogerador (nacele e na base torre).	38
Figura 13: Centros de Transformação com estrutura externa ao aerogerador.	38
Figura 14: Configuração para redes de distribuição/redes coletoras em parques eólicos.	39
Figura 15: Exemplo de subestação adotada em parques eólicos.	40
Figura 16: Central de geração fotovoltaica conectada à rede.	42
Figura 17: Principais fatores que determinam a eficiência de uma célula fotovoltaica.	45
Figura 18: Curva I-V de uma célula fotovoltaica.	46
Figura 19: Influência da variação da irradiância solar na curva característica I-V de uma célula FV de silício cristalino à 25°C.	48
Figura 20: Associação em série de células FV.	48
Figura 21: Associação em paralelo de células FV.	49
Figura 22: Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo com potência nominal de 1000Wp.	50
Figura 23: Influência da temperatura nas curva I-V de um módulo FV de 36 células de Silício Cristalino a 1.000W/m ² (à esquerda). Influência da irradiância para o mesmo arranjo a 25°C (à direita).	51
Figura 24: Operação do diodo by-pass.	52
Figura 25: Tipos de inversores quanto ao princípio de operação.	53
Figura 26: Inversor de dois estágios.	54
Figura 27: Curto-circuito monofásico.	61
Figura 28: Curto-circuito bifásico, com contato de terra.	62
Figura 29: Curto-circuito trifásico (ou simétrico).	63
Figura 30: Curto-circuito bifásico, sem contato com terra.	63
Figura 31: Diagrama unifilar do sistema eólico existente.	66
Figura 32: Diagrama unifilar do sistema adotado no estudo.	68
Figura 33: Modelamento do gerador para o AG Tipo 1 e respectivas curvas de performance da máquina.	76
Figura 34: Curva de Potência e C_p para aerogerador Tipo 1.	77
Figura 35: Modelamento do gerador e controle do AG Tipo 3.	77

Figura 36: Curva de Potência e curva $\theta \times v$ para o AG Tipo 3.	78
Figura 37: Curva P-V e curva I-V do painel fotovoltaico.	81
Figura 38: Barras nas quais foram aplicados os defeitos.	93

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Arranjos de Subestações e relação das principais características.....	41
Quadro 2: Principais características de inversores com e sem transformador acoplado	55
Quadro 3: Configuração de disjuntores adotados para os cenários de simulação.	69
Quadro 4: Resultado de potência ativa (em MW) nas barras para os quatro cenários de geração.....	84
Quadro 5: Resultado das perdas (em kW) nos componentes para os quatro cenários de geração.	85
Quadro 6: Resultado de potência ativa (em MW) nas barras para os quatro cenários de geração com seções de cabo aumentada.	86
Quadro 7: Resultado das perdas (em kW) nos componentes para os quatro cenários de geração com seção de cabo aumentada.	87
Quadro 8: Resultado de potência reativa (em Mvar) nas barras para os quatro cenários de geração.	88
Quadro 9: Resultado das perdas (em kvar) nos componentes para os quatro cenários de geração.	89
Quadro 10: Resultado de tensão (em %) nas barras para os quatro cenários de geração.	89
Quadro 11: Resultado das correntes (em A) nas barras para os quatro cenários de geração.	90
Quadro 12: Resultado das quedas de tensão (em %) nos componentes para os quatro cenários de geração.....	91
Quadro 13: Carregamento (em %) nos transformadores para os quatro cenários de geração.	92
Quadro 14: Resultados de curto-circuito na barra de conexão com o SIN.	94
Quadro 15: Dados de contribuição do sistema para falta na Barra SIN.	95
Quadro 16: Contribuições das gerações adotadas no sistema para defeito na Barra SIN (em kA).	96
Quadro 17: Comparativo do módulo das correntes de falta na Barra SIN (em kA).....	96
Quadro 18: Módulo das correntes de falta monofásica na Barra SIN, com variação de resistência de falta.....	97
Quadro 19: Dados de curto-circuito na barra da SE.	97
Quadro 20: Dados de contribuição do sistema para Barra SE.	98
Quadro 21: Contribuições das gerações adotadas no sistema para defeito na Barra SE (em kA).....	99
Quadro 22: Comparativo do módulo das correntes de falta na Barra SE (em kA).....	99
Quadro 23: Módulo das correntes de falta monofásica na Barra SE, com variação de resistência de falta.....	100
Quadro 24: Dados de curto-circuito na Barra Geral.....	100
Quadro 25: Dados de contribuição do sistema para Barra Geral.	101
Quadro 26: Contribuições das gerações adotadas no sistema para defeito na Barra Geral (em kA).	101
Quadro 27: Comparativo do módulo das correntes de falta na Barra Geral (em kA).....	102
Quadro 28: Módulo das correntes de falta monofásica na Barra Geral, com variação de resistência de falta.....	103

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Parâmetros elétricos de algumas tecnologias em células FV.	47
Tabela 2: Níveis de tensão (Fase-Fase) máximos e mínimos em sistemas CA.	57
Tabela 3: Parâmetros, configurações e impedâncias do barramento infinito.	70
Tabela 4: Parâmetros e configurações das LT.	70
Tabela 5: Matrizes de resistência, reatância e susceptância da LT.	71
Tabela 6: Parâmetros, configurações e impedâncias dos transformadores.	71
Tabela 7: Dados dos alimentadores e redes coletoras do sistema.	73
Tabela 8: Impedâncias em Ω/km dos alimentadores e redes coletoras do sistema.	73
Tabela 9: Impedâncias consideradas para AL 1 e AL 2.	74
Tabela 10: Dados e informações gerais dos AGs.	75
Tabela 11: Dados de impedâncias da máquina de indução adotados para o AG Tipo 1.	75
Tabela 12: Parâmetros para configuração de modelamento do AG Tipo 3.	78
Tabela 13: Dados de curto-circuito adotados para o AG Tipo 1 e Tipo 3.	79
Tabela 14: Parâmetros e configurações dos inversores.	79
Tabela 15: Características do inversor.	80
Tabela 16: Características do painel adotado.	80
Tabela 17: Características do arranjo de geração FV.	82

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Agência Brasileira de Normas Técnicas
AGFV	Arranjo de geração Fotovoltaica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CE	Ceará
CGE	Central de Geração Eólica
CGFV	Central de Geração Fotovoltaica
CSI	<i>Current Source Inverter</i>
CT	Centrais de Transformação
Dn	Disjuntores
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
DSV	Dispositivo Seccionador Visível
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FV	Fotovoltaico
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
LER	Leilão de Energia de Reserva
LT	Linha de Transmissão
ML	Mercado Livre
MME	Ministério de Minas e Energia
NBR	Norma Brasileira
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas
RC	Rede Coletora
REN	Resolução Normativa
RN	Rio Grande do Norte
SE	Subestação Elevadora
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFI	Sistemas Fotovoltaicos Isolados
SPDA	Sistemas de Proteção contra Descargas Atmosféricas
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TC	Transformador de Corrente

Tn	Transformadores
TP	Transformador de Potência
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i>

LISTA DE ACRONIMOS

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAPES	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
CELPE	Companhia Elétrica de Pernambuco
ELAT	Grupo de Eletricidade Atmosférica
ETAP	<i>Electrical Transient and Analysis Program</i>
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
GIDA	Gerador de Indução com Dupla Alimentação
GIGE	Gerador de Indução Rotor Bobinado
GIRB	Gerador de Indução Duplamente Alimentado
GSIP	Gerador Síncrono Ímãs Permanentes
PROEÓLICA	Programa Emergencial de Energia Eólica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
WECC	<i>Western Electricity Coordinating Council</i>

LISTA DE SIMBOLOS

A	Ampere
A_t	Área de varredura das pás da turbina
Brkpt	Ponto de ruptura
C_P	Coeficiente de potência
d_t	Diâmetro das pás da turbina
e	Espessura
E_g	Gap entre banda de condução e banda de valência
eV	Elétron-volt
f	Frequência
FF	Fator de forma
G	Giga
h	Hora (s)
I	Corrente Elétrica
I_{F-T}	Corrente de Falta Monofásica
I_{F-F}	Corrente de Falta Bifásica sem contato de terra
I_{F-F-T}	Corrente de Falta Bifásica com contato de terra
I_{3F}	Corrente de Falta Trifásica
I_B	Corrente de contribuição da fase B para Falta Fase-Fase-Terra
I_C	Corrente de contribuição da fase C para Falta Fase-Fase-Terra
I_{MP}	Valor de corrente na qual a potência é máxima
I_{sc}	Corrente de Curto-Circuito
J_n	Elementos da Matriz Jacobiana
J_{sc}	Densidade de Corrente de Curto-Circuito
k	Quilo
K	Kelvin
l	Comprimento
LRC	Corrente de rotor bloqueado com base nos dados da máquina
Lvpl1	Ponto 1 do controlador
Lvpl2	Ponto 2 do controlador
Lvplsw	Estado do Controlador de baixa tensão
M	Mega
m	metro (s)
°C	Graus Celsius

P	Potência Ativa
p	Peso
PF _{lr}	Fator de potência de rotor bloqueado
P _{MP}	Potência máxima
P _t	Potência disponível no eixo da turbina
P _u	Sistema por Unidade
Q	Potência Reativa
R	Resistência
R ₀	Resistência de sequência zero
R ₁	Resistência de sequência positiva
R ₂	Resistência de sequência negativa
R _{r fl}	Resistência do estator a plena carga
R _{r lr}	Resistência do rotor para rotor bloqueado
R _{rpwr}	Limite da taxa de ganho da corrente ativa na recuperação de tensão
R _s	Resistência do estator
RPM	Rotações por Minuto
S	Potência Aparente
s	Segundos
S _{sc}	Potência Aparente de Curto-Circuito
T ₁	Primeira constante de tempo
T ₂	Segunda constante de tempo
T ₃	Terceira constante de tempo
T _{d'}	Constante de tempo de transiente do motor de indução
V	Volt (s)
v	Velocidade do vento
VA	Volt-ampere (s)
var	Volt-ampere reativo (s)
V _i	Magnitude de tensão
V _{MP}	Valor de tensão na qual a potência é máxima
V _{oc}	Tensão de Circuito Aberto
V _{pré-falta}	Tensão no momento anterior à falta
V ^T	Matriz transposta das tensões nas Barras
W	Watt (s)
Wp	Watt-pico

X	Reatância
X_0	Reatância de sequência zero
X_1	Reatância de sequência positiva
X_2	Reatância de sequência negativa
X/R	Relação de impedância de curto-circuito e resistência de armadura (X_{sc}/R_a)
X''	Reatância efetiva do gerador
X_m	Reatância de magnetização
$X_{r\ fl}$	Reatância do rotor a plena carga
$X_{r\ lr}$	Reatância para rotor bloqueado
X_s	Reatância do estator
Y^*_{BUS}	Conjugado da Matriz de Admitância
Y_{BUS}	Matriz de Admitância do sistema
Z	Impedância
Z_0	Impedância de sequência zero
Z_1	Impedância de sequência positiva
Z_2	Impedância de sequência negativa
Z_{def}	Impedância de defeito
Zerox	Cruzamento Zero
Z_{sc}	Impedância de Curto-circuito
η	Eficiência
θ	Ângulo de Passo do Aerogerador
δ	Ângulo de tensão nodal
λ	Velocidade nominal da turbina
ρ	Densidade do ar
Ω	Ohm (s)
ω_t	Velocidade de rotação do eixo da turbina

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	Tema.....	19
1.1.1	Delimitação do tema.....	25
1.2	Problemas e Premissas	25
1.3	Objetivos.....	26
1.3.1	Objetivo Geral	26
1.3.2	Objetivos Específicos	26
1.4	Justificativa	27
1.5	Procedimentos metodológicos.....	27
1.6	Estrutura do trabalho.....	28
2	SISTEMA EÓLICO.....	29
2.1	Introdução.....	29
2.2	Central de Geração Eólica.....	29
2.3	Aerogeradores (AGs).....	30
2.4	Centrais de Transformação (CT).....	37
2.5	Rede Coletora (RC)	39
2.6	Subestação Coletora.....	40
2.7	Considerações	41
3	SISTEMA FOTOVOLTAICO	42
3.1	Introdução.....	42
3.2	Sistema de Geração Fotovoltaica	42
3.3	Células Fotovoltaicas	43
3.4	Módulos Fotovoltaicos	48
3.5	Painéis Fotovoltaicos	51
3.6	Inversores	52
3.7	Dispositivo de proteção.....	55
3.8	Considerações	56
4	ESTUDOS ELÉTRICOS DO SISTEMA DE POTÊNCIA.....	57
4.1	Introdução.....	57
4.2	Fluxo de Potência.....	57
4.2.1	Newton-Raphson	58

4.3	Curto-Circuito	59
4.3.1	Curto-circuito monofásico (ou curto para a terra)	61
4.3.2	Curto-circuito bifásico com contato de terra	62
4.3.3	Curto-circuito trifásico (ou simétrico)	63
4.3.4	Curto-circuito bifásico sem contato de terra	63
4.4	Considerações	64
5	METODOLOGIA DO ESTUDO DE CASO	65
5.1	Introdução	65
5.2	O sistema eólico existente	65
5.3	Software e diagrama unifilar utilizados na simulação	67
5.4	Modelamento do sistema simulado	69
5.4.1	Barramento Infinito	70
5.4.2	Linha de Transmissão	70
5.4.3	Transformadores	71
5.4.4	Alimentadores	72
5.4.5	Sistema Eólico	74
5.4.6	Sistema Fotovoltaico	79
5.5	Considerações	82
6	RESULTADOS E DISCUSSÕES	83
6.1	Fluxo de potência	83
6.1.1	Potência Ativa e Perdas	84
6.1.2	Potência Reativa e Perdas	88
6.1.3	Tensões e Correntes	89
6.1.4	Queda de tensão percentual nos componentes	91
6.1.5	Carregamento percentual nos componentes	91
6.2	Curto-circuito	92
6.2.1	Defeito aplicado na barra de conexão com o SIN	94
6.2.2	Defeito aplicado na barra Subestação Elevadora	97
6.2.3	Defeito aplicado na barra Geral de conexão das usinas	100
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	104
	REFERÊNCIAS	106

**ANEXO A – MAPA DO POTENCIAL EÓLICO E PARQUES EM OPERAÇÃO NO
BRASIL 109**

**ANEXO B – MAPA DA IRRADIAÇÃO SOLAR DIÁRIA NO BRASIL PARA O
PLANO INCLINADO 110**

1 INTRODUÇÃO

1.1 Tema

Em meados do século XIX, tendo como precursores Dinamarca e Estados Unidos, iniciou-se a utilização da força dos ventos para fins elétricos, por meio dos aerogeradores (TOLMASQUIM, 2016).

O primeiro aerogerador a entrar em operação no Brasil foi resultado de uma cooperação entre o Grupo de Energia Eólica da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) e a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), financiada pelo instituto de pesquisas dinamarquês *Folkecenter*, em 1992 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2005).

O primeiro incentivo à geração eólica, até então insignificante no país, ocorreu durante a crise energética de 2001 através do Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA). Entretanto, esse programa não gerou incentivos significativos na energia eólica (BRASIL, 2001).

Em 2002 surge então o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), instituído pela Lei nº 10.438/2002, que entrou em vigor com o objetivo da diversificação da matriz energética brasileira, promovendo a segurança no abastecimento, a valorização das características e potencialidades regionais e locais, além da criação de empregos, capacitação e formação de mão-de-obra e redução de emissão de gases de efeito estufa (BRASIL, 2002).

Além do PROINFA e dos leilões, que nos últimos anos vem apresentando bons resultados, a energia eólica também é comercializada no Mercado Livre (ML) onde as condições contratuais são livremente negociadas entre comercializadores e compradores de energia. Com o maior conhecimento dessa fonte de energia e preços mais competitivos, o ML tende a oferecer oportunidades para uma maior penetração dessa fonte na matriz elétrica brasileira. Em 2015, o ML comercializava contratos de 107 parques, somando aproximadamente 2.250 MW (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA, 2015).

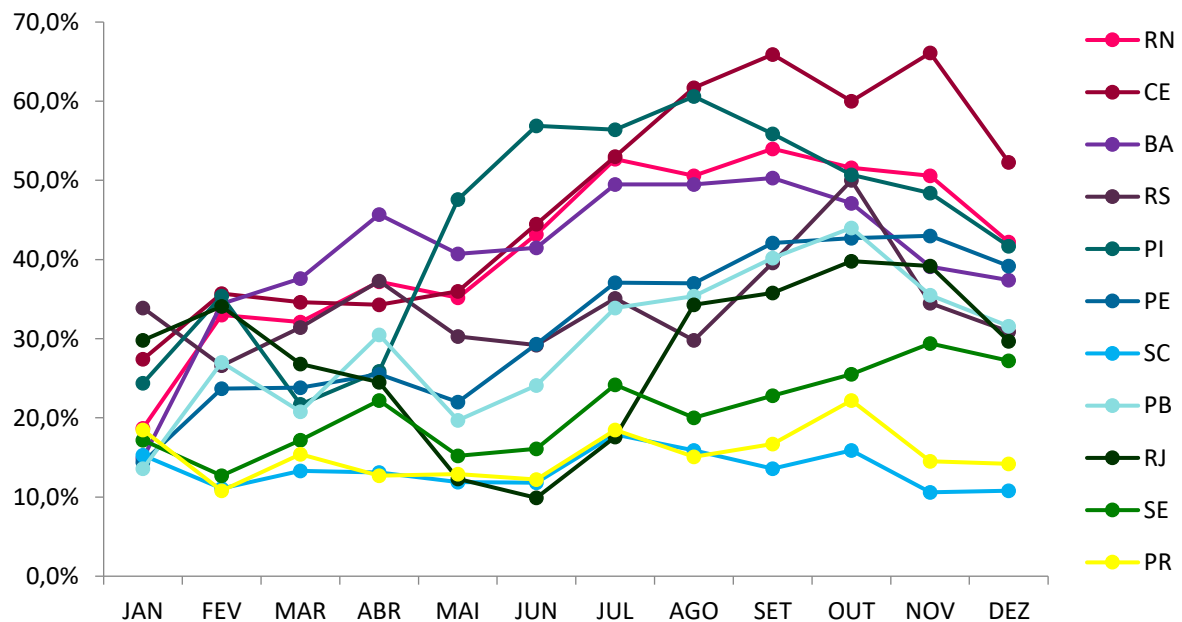
O potencial eólico brasileiro para fins de aproveitamento elétrico tem sido inventariado desde os anos de 1970, sendo o primeiro Atlas do Levantamento Preliminar do Potencial Eólico Nacional concebido em 1979.

Em 2001 surge um novo atlas, denominado Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, elaborado para atualizar os dados disponíveis até então, considerando torres

anemométricas de até 50 m de altura. A localização dos parques eólicos em operação juntamente com o potencial dos ventos no Brasil, de acordo com o atlas de 2001, pode ser vista no “ANEXO A”. Nota-se que os locais indicados com melhor recurso eólico estão sendo explorados, com ênfase na região Nordeste. Em geral, as regiões onde se pode encontrar maior disponibilidade e qualidade do recurso eólico são as regiões costeiras e montanhosas (TOLMASQUIM, 2016).

Além dos dados anemométricos, outra característica que favorece o uso da energia eólica no Brasil é o fator de capacidade, o qual representa a proporção entre a geração efetiva da usina em um período e a sua capacidade nominal. O fator de capacidade média da fonte eólica no Brasil foi de 40,7% em 2016. Este é um resultado bem acima da média mundial, que gira ao redor de 25% (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA, 2016). A Figura 1 mostra o fator de capacidade dos estados brasileiros ao longo do ano. Nota-se que os estados nordestinos apresentam melhores condições para produção eólica, levando em consideração apenas o fator de capacidade.

Figura 1: Fator de capacidade eólica por estado no Brasil em 2016



Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA, 2016).

Entretanto, nem sempre é possível aproveitar a energia disponível do vento para sua conversão em eletricidade, pois os aerogeradores apresentam restrições técnicas. Por exemplo, há uma velocidade mínima (denominada *cut-in*) para que o aerogerador seja capaz de produzir trabalho. Da mesma maneira, há uma velocidade

máxima que o equipamento pode operar (denominada *cut-out*). Essa velocidade máxima define o limite de segurança da máquina, que delimita quando o aerogerador é travado para que nenhum dano ocorra à sua estrutura. Há também as perdas de aproveitamento devido ao ângulo de incidência do vento nas pás do aerogerador, que definirá o posicionamento radial da turbina.

Com relação à energia fotovoltaica, a utilização da luz solar como fonte direta para produção de energia elétrica é relativamente recente (iniciando-se no início do século passado) (TOLMASQUIM, 2003). Sua trajetória pode ser dividida em quatro fases. Na primeira, as células fotovoltaicas eram utilizadas apenas em aplicações espaciais (em satélites, por exemplo). Na segunda, datando a década de 1970, em virtude da crise do petróleo, a energia fotovoltaica começou a viabilizar o atendimento a áreas isoladas, em conjunto com baterias (sistemas *off grid*). A terceira fase, datada no final da década de 1990, inicia quando diversos países começaram a lançar programas de incentivo à geração fotovoltaica conectada à rede (*on grid*), pelo pagamento de tarifas-prêmio pela energia gerada. Com isso, os custos de sistemas fotovoltaicos diminuíram, viabilizando a paridade tarifária na geração distribuída (pequenas unidades residenciais e comerciais). A última fase começa a se desenvolver agora e representa a energia fotovoltaica se tornando competitiva com fontes tradicionais de energia em sistemas centralizados (grandes plantas geradoras).

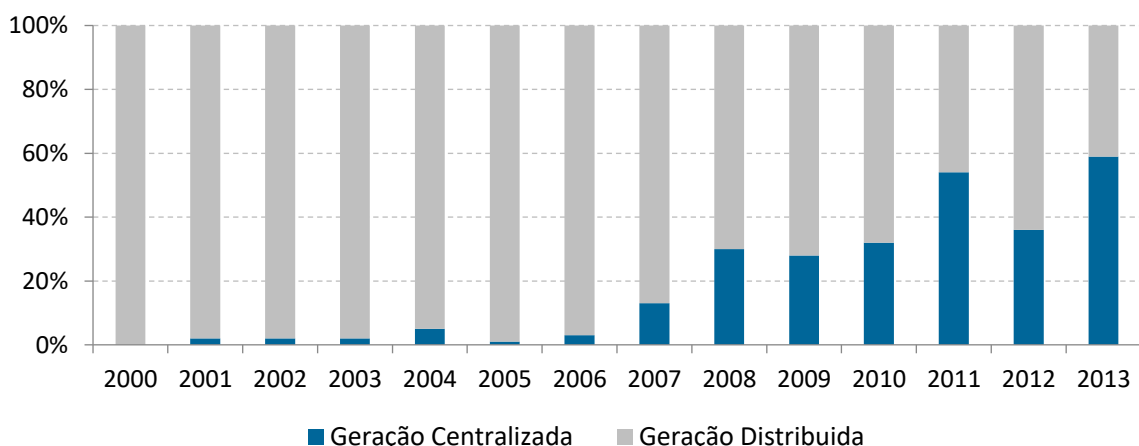
Um dos fatores que explicam seu sucesso e expansão é o grande potencial técnico de aproveitamento. A energia proveniente do Sol é uma forma de energia renovável e praticamente inesgotável. A parcela dessa energia que chega à superfície da Terra totaliza anualmente mais de 8.000 vezes o consumo final total de energia mundial em 2013. Esses valores conferem à fonte solar o maior potencial técnico de aproveitamento quando comparado a outras fontes renováveis. O Brasil, em especial, possui uma localização vantajosa no globo quando comparado a outros países, por se encontrar quase totalmente na região limitada entre o Trópico de Capricórnio e a Linha do Equador, sendo datados elevados índices de radiação solar em quase todo território nacional, inclusive no inverno. Isso ocorre porque a proximidade à Linha do Equador propicia uma baixa variabilidade intra-anual da radiação (TOLMASQUIM, 2016). O “ANEXO B” apresenta os dados brasileiros de irradiação solar global (que quantifica a radiação recebida por uma superfície plana) no plano inclinado quando o

ângulo de inclinação do painel solar é igual à latitude, adequado às aplicações fotovoltaicas.

Percebe-se que o oeste da Bahia é um dos lugares mais favoráveis para instalações solares (seja fotovoltaica ou heliotérmica). Entretanto, considerando que a faixa de variação da irradiação solar global horizontal anual do Brasil seja de 1.500 a 2.200 kWh/m², praticamente todo território nacional é aproveitável deste recurso (TOLMASQUIM, 2016). Isso pode ser corroborado tomando como referência a Alemanha, que possui irradiação entre 900 e 1.250kWh/m² e é um dos países com maior capacidade fotovoltaica instalada (PEREIRA, MARTINS e RÜTHER, 2006).

Apesar disso, o Brasil só começou a ter abrangência nacional de energia fotovoltaica recentemente, com a regulamentação da geração distribuída conectada à rede e realização de leilões específicos para sua contratação na forma de plantas centralizadas (TOLMASQUIM, 2003). No panorama mundial, a fotovoltaica cresceu de 3,7 GWp – em que Wp é a potência nominal dos módulos fotovoltaicos, que indica a potência do sistema testado em laboratório em STC (*Standard Test Conditions*: irradiação de 1.000 W/m², massa de ar de 1,5 e temperatura da célula de 25°C) – para 177 GWp entre 2004 e 2014, ou seja, um crescimento de aproximadamente 47% ao ano. Além disso, a diminuição de custos vem fazendo com que venha aumentando sua participação nas instalações de geração centralizada, como pode ser visto na Figura 2.

Figura 2: Distribuição da capacidade instalada anual, por tipologia.



Fonte: (TOLMASQUIM, 2016).

Com todo esse potencial e expansão da energia fotovoltaica no mundo, surgiram esquemas regulatórios de modo a incentivá-la. Desses, os principais são:

tarifa prêmio (compra da energia gerada por um valor fixo por KWh - geralmente maior que as tarifas das concessionárias - através de contratos de longo prazo), subsídios diretos (concessão de um benefício monetário direto, ou isenção de imposto), leilões (modelo de compra de energia com contratos de longo prazo), *net metering* (modelo que permite que a unidade geradora fotovoltaica insira na rede o excesso de energia produzida, compensando o consumo de eletricidade onde o sistema está instalado, reduzindo sua fatura) e cotas (obriga as distribuidoras a comprarem uma parcela de geração elétrica a partir de fontes renováveis).

Além desses, há ainda modelos de negócios que podem ou não ser combinados com os subsídios para incentivar a geração fotovoltaica. Dentre eles, destaca-se o *leasing* (ou *Third-Party*), no qual o usuário não adquire o sistema fotovoltaico, mas faz um contrato de aluguel com uma empresa e paga mensalmente pelo sistema, fazendo com que o consumidor não tenha custo de entrada, além da diminuição da complexidade e risco envolvidos na compra e operação de um sistema. Há também o modelo de comunidade solar, no qual é realizada uma grande instalação com diversos donos, ou sócios, que possuem cotas do empreendimento e têm direito à parte da geração de energia produzida.

No cenário brasileiro, somente em 2012 houve regulamentação da geração fotovoltaica distribuída pela ANEEL, através da Normativa nº 482/2012, que estabelecia condições gerais para micro e mini geração distribuída, e *net metering*. Com isso, em 2015 havia o registro de 1675 sistemas fotovoltaicos conectados sob o regime da REN 482, somando 13,4 MW (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

Outro marco importante foi a Chamada de Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) Estratégico 013/2011, da ANEEL, que teve 17 projetos fotovoltaicos aprovados, totalizando 24,6 MWp, os quais foram concluídos ao longo de 2014 e 2015.

Com relação à geração centralizada, a primeira Central de Geração Fotovoltaica (CGFV) foi inaugurada em 2011, a partir de uma iniciativa privada, com 1 MWp, no Município de Tauá – CE (TOLMASQUIM, 2003).

Recentemente, o Leilão de Energia de Reserva de 2014, promovido pelo Ministério de Minas e Energia (MME), garantiu a contratação de 890 MW exclusivos

para fotovoltaica. Em 2015, outros dois certames foram realizados, contratando conjuntamente 1.763 MW.

Entretanto, como todo novo empreendimento emergente, é necessário considerar os pontos negativos dessa operação.

Com relação aos aspectos operacionais, tem-se que qualquer variação na irradiação solar afeta imediatamente à geração fotovoltaica. Isso ocorre porque nesse tipo de geração não há a inércia presente em gerações onde há massas girantes, como termelétricas e hidrelétricas. Com isso, observa-se que, de modo comparativo, a variabilidade de geração fotovoltaica em um intervalo de tempo de 30 minutos seja 10 vezes maior que da geração eólica (TOLMASQUIM, 2016).

Assim, a necessidade do sistema híbrido a ser analisado estar sempre em equilíbrio entre oferta e demanda faz com que o operador deva ter condições de suprir a demanda em um dado momento que uma usina intermitente deixe de gerar. Por outro lado, num período que houver alta geração não despachável e pouca demanda, as plantas geradoras podem reduzir sua produção a níveis mínimos, ou serem desligadas e acionadas frequentemente. Esta variação aumenta o desgaste da usina, diminui sua eficiência e acarreta em um aumento nos custos de operação.

Da mesma forma, é necessário levar em conta aspectos ambientais, pois esses tipos de projetos devem possuir uma gestão ambiental apropriada ao longo dos diversos processos, visando principalmente a adoção de medidas de controle contra descargas atmosféricas, as quais são responsáveis por sobretensões e curtos-circuitos.

Estima-se que as descargas atmosféricas causem ao Brasil prejuízos anuais de aproximadamente um bilhão de reais. Isso porque o país é apontado como líder mundial na incidência deste fenômeno. Esta é a conclusão do Grupo de Eletricidade Atmosférica (ELAT) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), que realizou um estudo junto às empresas do setor elétrico, telecomunicações, seguros de equipamentos eletroeletrônicos, construção civil, aviação, agricultura, pecuária, entre outras. O maior prejudicado é o setor elétrico, com queima de aparelhos, perda de faturamento, aumento das despesas de manutenção e penalizações.

De modo geral, observa-se que as energias renováveis têm resultado em diversos movimentos de cunho privado e governamental, com fins de reestruturação do setor elétrico no âmbito nacional. É importante evidenciar o papel da energia eólica

e fotovoltaica no cenário brasileiro, que a cada dia vem ganhando mais espaço por questões econômico-financeiras e ambientais, visando flexibilizar as opções de geração de energia elétrica que a matriz elétrica do país dispõe no momento.

Nos últimos anos, foi possível notar o impacto que a sensibilidade dessa matriz está sujeita e os resultados que trouxeram ao bolso do consumidor, por fatores como crise no setor ambiental (secas recentes), crise econômica e outras questões políticas.

Nesse contexto, cada vez mais são elaborados estudos nas áreas de energia eólica e fotovoltaica com a finalidade de explorar o potencial que o país dispõe em termos de localização geográfica e de conformidade as normas locais. Isso deve vir acompanhado de melhorias na regulamentação, de modo que seja construído um ambiente favorável para investimentos na modernização das redes.

1.1.1 Delimitação do tema

O estudo do caso em questão busca analisar a viabilidade técnica da integração entre energia solar fotovoltaica em um parque eólico já existente, no estado do Rio Grande do Norte (RN), observando aspectos de fluxo de potência e curto-circuito. Isso porque, com usinas cada vez mais afastadas dos grandes centros, é importante aumentar a confiabilidade na geração e tornar as usinas energeticamente eficientes e seguras, com a finalidade de evitar interrupção no funcionamento dos geradores e reduzir os reparos, geralmente dispendiosos, atraindo desta forma mais investimentos para o setor.

1.2 Problemas e Premissas

Como comentado, o objeto de estudo desse trabalho é um parque eólico que se localiza no estado do Rio Grande do Norte. Esse parque é composto por onze aerogeradores, os quais são ligados à uma subestação elevadora – na qual também estão ligadas outras usinas da região - que faz o tratamento de energia para ser transmitida ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Como esse parque eólico (que ainda não contempla o sistema fotovoltaico) não dispõe de uma fonte complementar de geração, sua geração pode ser afetada, uma vez que a estrutura está sujeita a defeitos e perturbações que podem resultar no comprometimento do funcionamento total do sistema, acarretando em prejuízos financeiros e perdas.

Tais perturbações e defeitos incluem: descargas atmosféricas, redução de geração mediante sistemas de controle de potência, parada total de aerogeradores para reposicionamento em função da direção de incidência do vento para uma melhor geração, injeções de curto-circuito, variações do fluxo de potência, transitórios, harmônicos, entre outros. Esses, por sua vez, resultam na elevação do potencial de tensão, que usualmente podem queimar equipamentos como para-raios, transformadores, transformadores de corrente (TC) e transformadores de potencial (TP).

Supondo que em pontos estratégicos desse sistema ocorram faltas (como curtos-circuitos trifásicos, monofásicos e bifásicos), será feito o levantamento do comportamento do sistema mediante esses defeitos. Será analisado o comportamento de cada geração (eólica e fotovoltaica) separadamente e ambas as gerações funcionando conjuntamente, com a finalidade de comparar os resultados e avaliar os fatores que foram alterados, analisando a viabilidade, em termos técnicos, da implementação de uma geração fotovoltaica nesse parque eólico.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

O objetivo do presente trabalho é verificar a viabilidade e aplicabilidade da geração híbrida (eólica e fotovoltaica), sobre aspectos elétricos associados a sistemas de potência. Como mencionado, o parque eólico existente possui onze aerogeradores de 2,7 MVA cada, totalizando uma potência instalada de 29,7 MVA. Focando no aspecto de complementariedade de geração, dentro do ambiente fotovoltaico serão configuradas gerações de 5 e 10 MVA para atender a essa finalidade.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Estudar e compreender a operação de um parque eólico com todas as suas partes: gerador, subestação, rede, etc.;
- Estudar e compreender o funcionamento de uma geração eólica conectada à rede;
- Estudar e compreender a operação de um parque fotovoltaico com todas as suas partes: painéis solares, inversores, subestação, etc.;

- Estudar e compreender o funcionamento de uma geração fotovoltaica conectada à rede;
- Caracterizar o sistema elétrico de potência a ser estudado por meio de dados reais de parques eólicos e fotovoltaicos;
- Utilizar os dados coletados e base de dados disponíveis para realizar simulações no *software* ETAP (*Electrical Transient and Analysis Program*), que engloba funções para cálculos de fluxo de potência e curto-circuito, conforme o diagrama unifilar adotado para representação das gerações das fontes de energia renováveis adotadas.
- Análise dos resultados simulados e conclusões acerca do assunto.

1.4 Justificativa

Estudos e pesquisas sobre energias renováveis indicam uma complementariedade entre as fontes eólica e solar fotovoltaica, favorecendo a implantação das chamadas usinas híbridas. Como a disponibilidade do vento depende de fenômenos atmosféricos e físicos que variam de acordo com a época do ano e a localidade da instalação geradora, o vento pode não estar disponível em um momento em que se precisa de energia elétrica, sendo assim necessário a implementação de um modo de geração complementar.

Atualmente no Brasil, costuma-se integrar geração hídrica por meio de PCHs (pequenas centrais hidrelétricas) para suprir a demanda de geração em parques eólicos. O trabalho surge então com o intuito de analisar a possibilidade uma alternativa a regiões onde os recursos hídricos são mais escassos, por meio do aproveitamento do recurso solar disponível.

1.5 Procedimentos metodológicos

Primeiramente, estudar e compreender o funcionamento de parques eólicos e centrais fotovoltaicas.

Então, consultar bancos de dados de organizações do setor elétrico brasileiro (como EPE, ANEEL e ONS) e, paralelamente a isso, com o auxílio de ferramentas de buscas (como portal de periódicos da CAPES, *Google Academic*, IEEE), pesquisar artigos, monografias, notícias e demais dados que serão utilizados e consolidados no desenvolvimento do trabalho.

Por fim, utilizar o *software* de estudo de sistemas elétricos de potência, ETAP, para análise de dados de fluxo de potência e curto-circuito e obtenção dos resultados.

1.6 Estrutura do trabalho

Este trabalho está dividido em nove capítulos, conforme descrito abaixo:

Capítulo 1 - Introdução do Trabalho: tema a ser abordado, objetivos, resumo da metodologia aplicada, estrutura adotada para elaboração do documento;

Capítulo 2 - Sistema Eólico: apresentação da fundamentação teórica necessária para entendimento de equações e informações decorrentes;

Capítulo 3 - Sistema Fotovoltaico: apresentação da fundamentação teórica necessária para entendimento de equações e informações decorrentes;

Capítulo 4 – Estudos Elétricos do Sistema de Potência: breve apresentação sobre fluxo de potência e equacionamento necessário para entendimento dos resultados de simulação, bem como apresentação da teoria para o cálculo de curto-circuito, também necessário para entendimento dos resultados de simulação;

Capítulo 5 – Metodologia do estudo de caso: apresentar o sistema simulado, adaptações elaboradas para atendimento da proposta, dados coletados e implementados no ambiente de simulação;

Capítulo 6 – Resultados e discussões: mostrar e comentar os resultados obtidos com a medição das variáveis, através da utilização do *software* de simulação bem como as discussões cabíveis ao estudo;

Capítulo 7 – Conclusões: concluir o que foi observado durante a realização de todo o trabalho e sugestões de trabalhos futuros.

2 SISTEMA EÓLICO

2.1 Introdução

Nesta seção, serão apresentados os componentes mais importantes que compõe um sistema eólico de geração de energia elétrica, desde a conversão de energia mecânica em elétrica pelos aerogeradores, até a ligação com a subestação elevadora da usina. Serão apresentadas as diferentes topologias de cada componente e suas principais características.

2.2 Central de Geração Eólica

A Central de Geração Eólica (CGE) é a denominação aplicada ao conjunto de máquinas, equipamentos e sistemas destinados à geração, coleta e transmissão de energia que integram este tipo de estrutura.

Resumidamente, essa infraestrutura compreende os seguintes itens:

- Aerogerador(es);
- Central de Transformação;
- Rede Coletora;
- Subestação Coletora;
- Linha de Transmissão.

Após a definição da localização do parque eólico – com base em dados anemométricos e posicionamento de cada aerogerador – é necessário fazer as bases (ou fundações). Posteriormente, há a necessidade de interligar os aerogeradores, através de cabos de média tensão e de comunicação (TOLMASQUIM, 2016). A conexão das turbinas se faz por meio do sistema de distribuição, que conduz a energia à subestação. Essa, por sua vez, possui centros de transformação, inversores, e sistemas de proteção, fazendo a conexão com o ponto de injeção definido (também denominado como ponto ou subestação de conexão), embora nada impeça a conexão aos sistemas de transmissão ou sub-transmissão diretamente. As tensões de conexões de 13,8 kV a 69 kV são padrões, sendo valores acima desses justificáveis apenas em casos especiais. Vale ressaltar que existe possibilidade dessa integração em baixa tensão (BT) para potências muito reduzidas, inferiores à 500 kW (ROSAS e ESTANQUEIRO, 2003).

No Brasil, um parque eólico deve atender aos requisitos técnicos mínimos estabelecidos pelo ONS (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2010).

O ONS exige conformidade com as normas técnicas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) e normas internacionais, indicando a aplicação da IEC61400 e suas 26 partes. Antes de se realizar a instalação de um parque eólico, é de extrema importância o levantamento e a análise do potencial energético da região estudada, inclusive para dispor de uma análise inicial sobre a viabilidade econômica do empreendimento. Portanto, torna-se fundamental o estudo dos mapas eólicos, topográficos e seus respectivos dados meteorológicos, quando disponíveis.

Segundo Rosas e Estanqueiro (2003), os principais aspectos elétricos de centrais eólicas, no que tange a avaliação do impacto destas centrais na qualidade de energia elétrica, são:

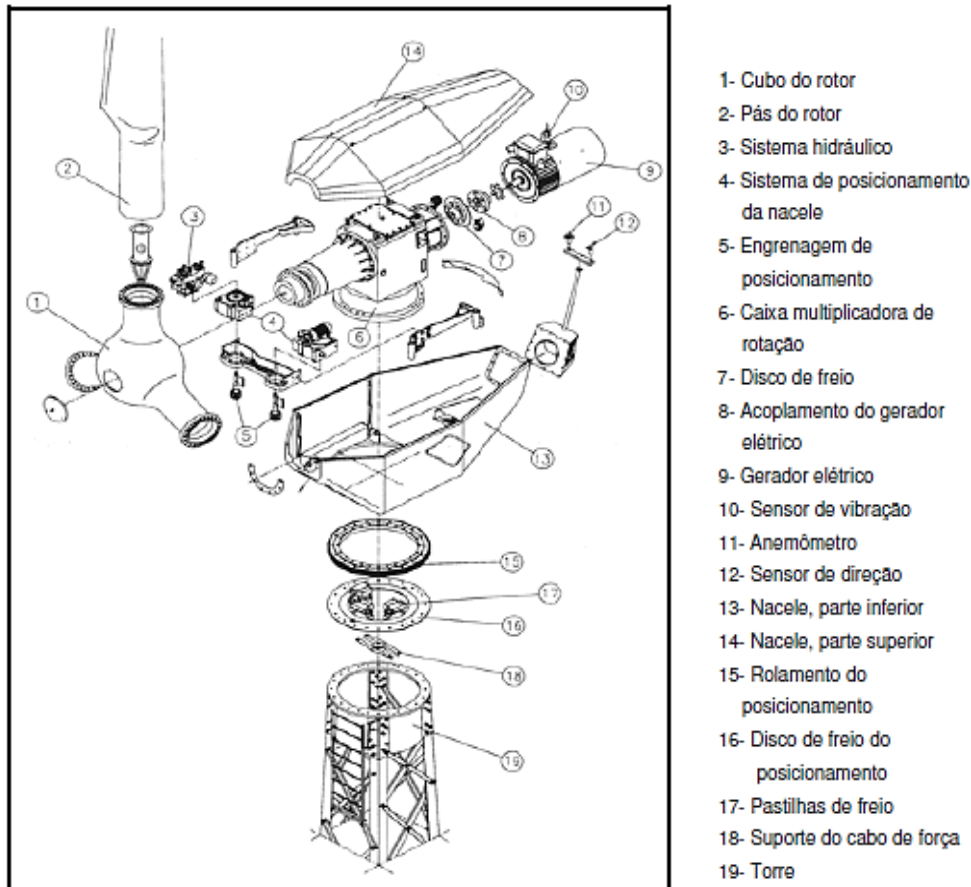
- Dimensionamento e otimização da interligação de uma central eólica;
- Limites térmicos associados com a rede elétrica;
- Impactos na qualidade de tensão elétrica;
- Estudos transitórios e dinâmicos da integração de turbinas eólicas;
- Problemas de estrangulamento da transmissão de energia elétrica e perdas elétricas;
- Modificação do planejamento de operação das unidades geradoras e regulação da capacidade de geração;
- Impacto na estabilidade, confiabilidade e segurança da operação do sistema elétrico como um todo.

Tendo isso em vista, as partes componentes de uma CGE serão detalhadas nas seções a seguir.

2.3 Aerogeradores (AGs)

A denominação aerogerador, ou turbina eólica, está associada não apenas aos componentes básicos, mas inclui ainda todo o sistema de conversão de energia elétrica da estrutura, desde os sistemas de controle de posicionamento das pás e nacele, até a saída do gerador elétrico, inclusive os sistemas de conversão de frequência, quando existentes. Devido a essa complexidade, categoriza-se seus componentes em quatro principais grupos construtivos: o sistema de captação de vento, o sistema de transmissão mecânica, o sistema de geração de energia elétrica e o grupo de componentes responsáveis pela sustentação da infraestrutura. As principais partes do aerogerador são mostradas na Figura 3.

Figura 3: Componentes de um aerogerador.



Fonte: (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014).

O sistema de captação de vento se constitui do cubo e pás do rotor, dos sistemas de controle de inclinação das pás (*pitch*) e posicionamento da nacela e dos equipamentos de mapeamento das condições ambientais.

O sistema de transmissão mecânico é composto pelo sistema hidráulico, caixa de transmissão, eixos de velocidade e acoplamentos eletromecânicos da turbina com o gerador.

Por sua vez, o sistema elétrico se resume ao gerador elétrico, aos painéis, quadros, cabos de força e pelo transformador elevador (que pode ou não ser interno a estrutura).

Já o sistema de componentes responsáveis pela sustentação da infraestrutura são a base, a torre (de concreto ou metálica) e a nacela, onde encontra-se os mecanismos de geração.

De modo geral, a potência mecânica da turbina é calculada pela Equação 1:

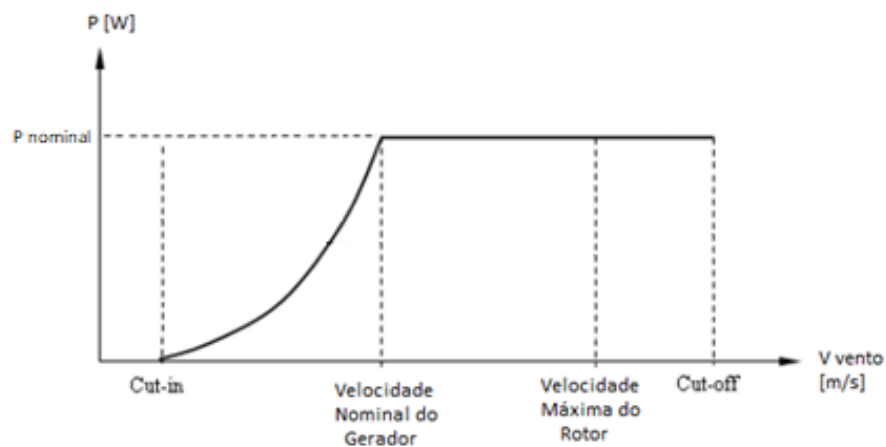
$$P_t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p \quad (1)$$

Onde:

- P_t = Potência disponível no eixo da turbina [W];
- ρ = Densidade do ar [kg/m^3];
- A = Área de varredura das pás da turbina [m^2];
- v = Velocidade do vento [m/s];
- C_P = Coeficiente de potência.

A curva de potência de um aerogerador é apresentada pela Figura 4:

Figura 4: Exemplo de curva de potência de um aerogerador.



Fonte: (OPERATION TECHNOLOGY, INC., 2015).

O C_p indica o quão eficientemente uma turbina converte a energia cinética dos ventos em energia elétrica. Suas curvas características são obtidas por dados de medições instantâneas da turbina em operação. O modelo matemático mais utilizado para determinar o C_p é a teoria de elementos das pás (JACOB, 2013), descrita pela Equação 2:

$$C_p = 0,22 \cdot \left(\frac{116}{\lambda} - 0,40 - 5 \right) \cdot e^{-\frac{12,5}{\lambda}} \quad (2)$$

Onde:

- θ = Ângulo de passo da turbina [°];
- λ = Velocidade nominal da turbina [rpm], apresentada pela Equação 3:

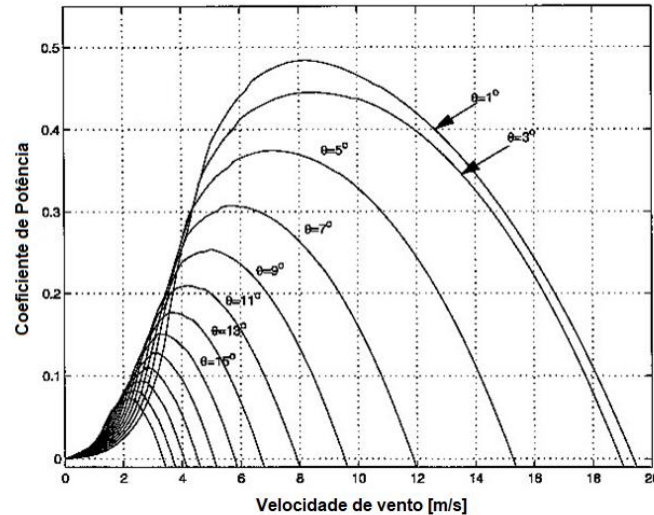
$$\lambda = \frac{\omega_t \cdot d_t}{v} \quad (3)$$

Sendo:

- ω_t = Velocidade de rotação do eixo da turbina [rpm];
- d_t = diâmetro das pás da turbina [m];
- v = velocidade do vento.

Existem então duas formas de otimização de geração. A primeira decorre do aumento da curva C_p com o a redução do ângulo θ , exemplificado pela Figura 5.

Figura 5: Influência do ângulo de passo na curva C_p de uma turbina eólica.

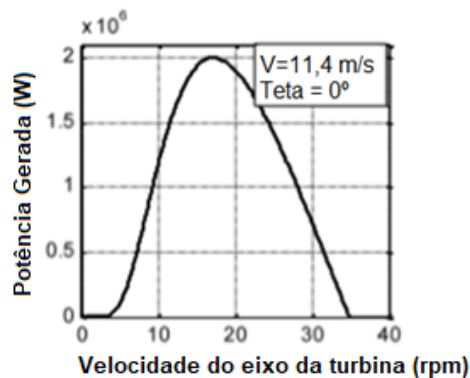


Fonte: (OPERATION TECHNOLOGY, INC., 2015)

A redução do C_p implica diretamente na redução da potência produzida.

Considerando-se agora o θ baixo (resultando num C_p máximo) e a velocidade do vento fixa, observa-se a influência da velocidade de rotação do eixo da turbina na geração de potência, exemplificado pela Figura 6.

Figura 6: Velocidade de rotação do eixo da turbina.



Fonte: (JACOB, 2013).

Considerando-se um ângulo θ fixo, observa-se que, conforme a velocidade do vento aumenta, a potência da turbina diminui. Isso ocorre, pois, a velocidade de rotação do eixo diminuirá.

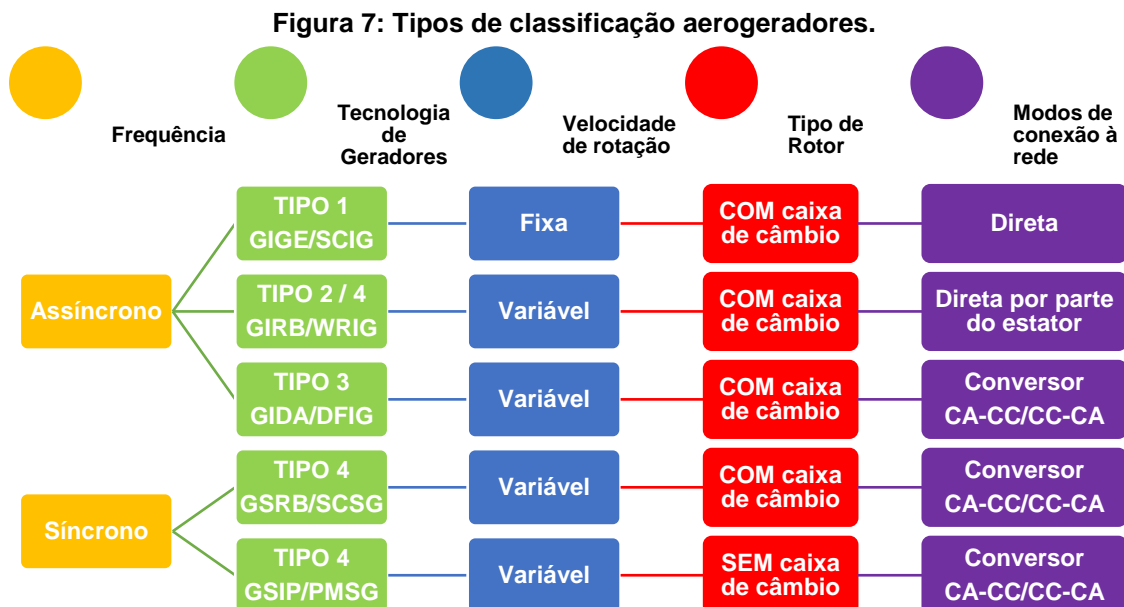
Portanto, surge a segunda forma de otimização: para cada velocidade de vento existe um valor de rotação ótimo do eixo da turbina, com um ângulo θ mínimo, que

será capaz de maximizar a potência produzida. Neste sentido, é possível configurar o modo de geração eólica de duas maneiras, sendo elas:

- **Conexão direta:** se aplica aos AGs de velocidade fixa. Quase não há flexibilidade no sistema mecânico devido as características de funcionamento do gerador elétrico, onde uma pequena variação de velocidade de rotação do eixo mecânico é permitida. Conseqüentemente, variações na velocidade do vento no rotor são transmitidas à rede elétrica, o que acaba afetando a qualidade de potência gerada.

- **Conexão através de conversores eletrônicos de potência e frequência:** de forma análoga, essa configuração se aplica aos AGs de velocidade variável (assíncronos e síncronos). Esse tipo de conexão permite maior flexibilidade ao sistema mecânico, implicando numa maior variação de velocidade do rotor, bem como uma regulação do fator de potência. Isso permite a absorção de picos de potência e variações bruscas de torque. Esses AGs contam com conversores de frequência que podem injetar na rede uma potência reativa variável e programável. Em contrapartida, esses conversores são fontes de emissão de componentes harmônicas de corrente. Os conversores podem ser de dois tipos: CA/CC/CA ou CA/CA.

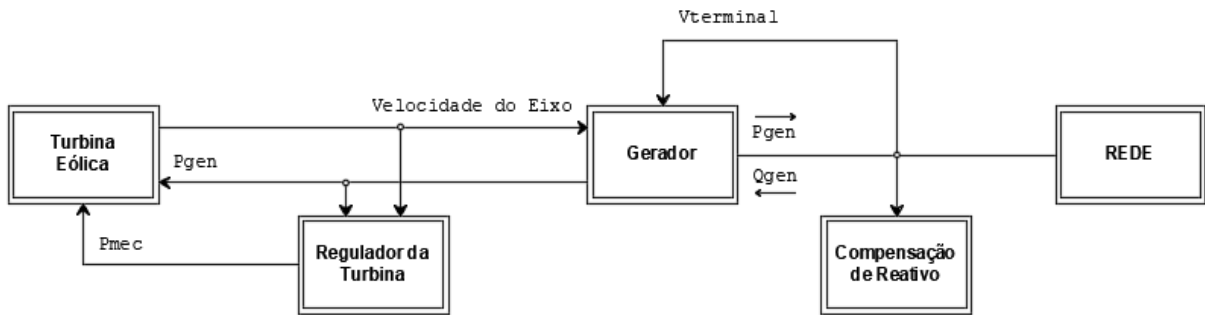
De modo geral, a Figura 7 ilustra os diversos tipos de classificação dos AGs.



Fonte: Adaptado de (KOTO, 2013).

A Figura 8 apresenta a topologia em blocos dos componentes do AG denominado GIGE/SCIG (Gerador de Indução Gaiola de Esquilo, do inglês *Squirrel Cage Induction Generator*) ou Tipo 1.

Figura 8: Aerogerador Tipo 1.

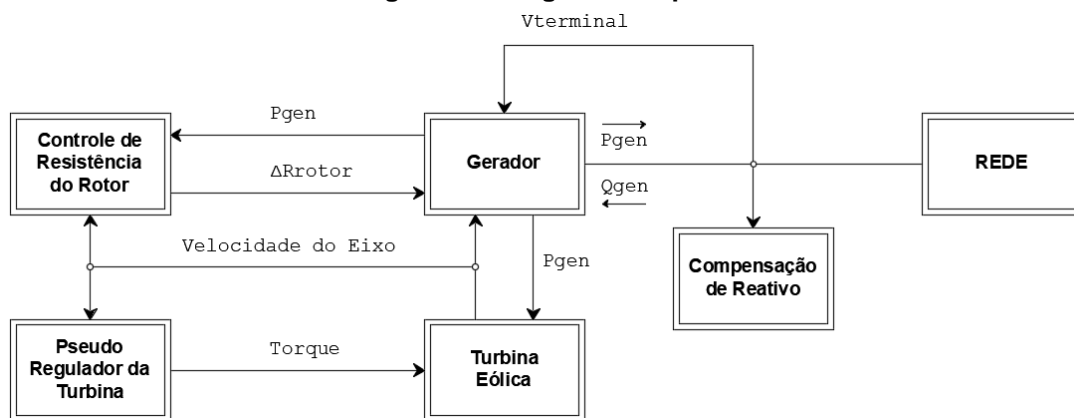


Fonte: (OPERATION TECHNOLOGY, INC., 2015)

Por ser de conexão direta, para uma determinada velocidade do vento, a velocidade de operação da turbina em condições estáveis é uma função quase linear do torque, ou seja, a potência mecânica (P_{mec}) aplicada a turbina é praticamente convertida em potência elétrica, por meio da velocidade do eixo de rotação. Para mudanças súbitas na velocidade do vento, a inércia mecânica do trem de transmissão no regulador da turbina limitará a taxa de mudança na saída elétrica. Quando o eixo da turbina gira mais rápido do que a frequência da rede elétrica, cria-se um escorregamento negativo¹, resultando numa geração de potência real (P_{gen}). Por possuir tecnologia mais simples em relação as demais, é adicionado a essa topologia um compensador de reativo (como banco de capacitores) para melhoria na tensão do ponto de conexão com a rede ($V_{terminal}$).

O AG do Tipo 2, também conhecido como GIRB/WRIG (Gerador de Indução Rotor Bobinado, do inglês *Wound Rotor Induction Generator*), é uma variação do Tipo 1. Seu esquema de ligação pode ser visto na Figura 9.

Figura 9: Aerogerador Tipo 2.



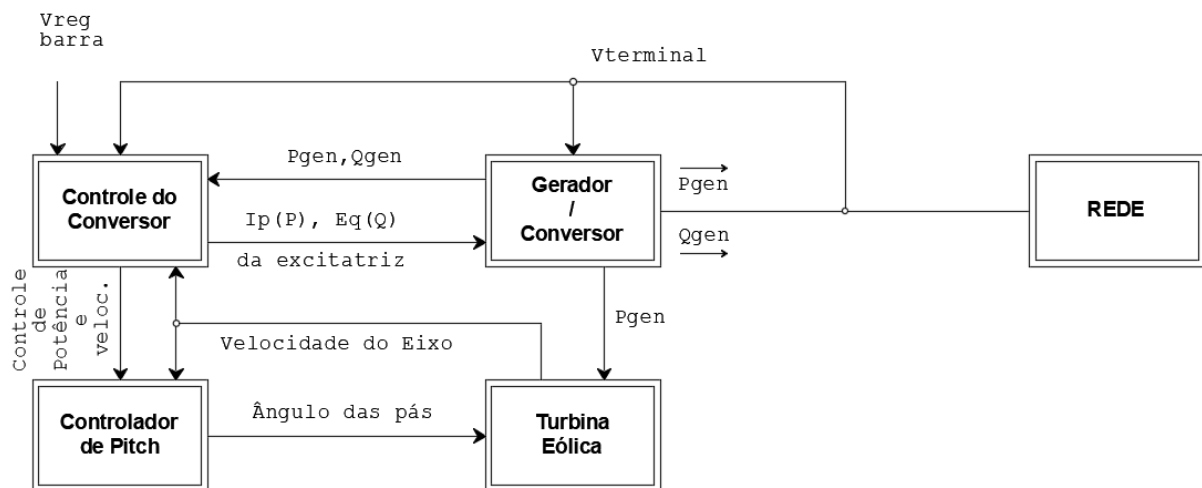
Fonte: (OPERATION TECHNOLOGY, INC., 2015).

¹ Significa que o rotor da máquina gira na mesma direção que o campo magnético girante do estator, mas a uma velocidade superior.

Esse AG opera com escorregamento variável, apresenta anéis coletores e escovas e possui ainda uma resistência externa ao rotor que é modulada eletronicamente (ΔR_{rotor}) para afetar mudanças dinâmicas nas características de torque-velocidade da máquina. Da mesma forma que no modelo anterior, parte da sua potência gerada é utilizada pelos componentes internos da topologia. Dependendo da eletrônica de potência aplicada, esta topologia pode ser estudada ainda como sendo do Tipo 4.

O AG do Tipo 3, conhecido como GIDA/DFIG (Gerador de Indução Duplamente Alimentado, do inglês *Doubly Fed Induction Generator*) ou de conversão parcial, é uma evolução dos anteriores, adicionando uma frequência variável de excitação, ao invés de uma resistência, ao circuito do rotor, como pode ser visto na Figura 10.

Figura 10: Aerogerador Tipo 3.

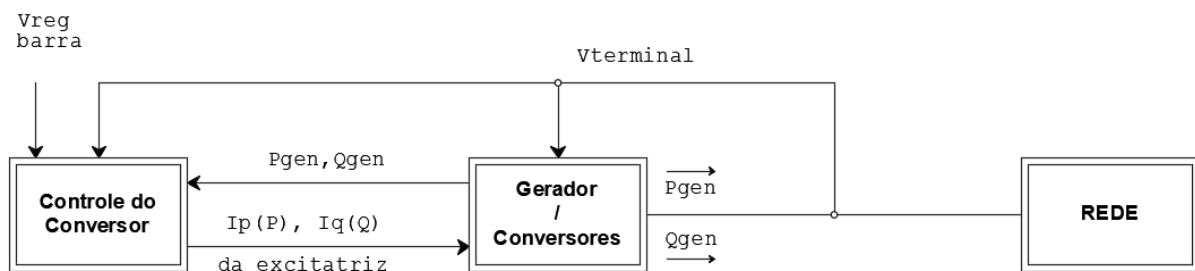


Fonte: (OPERATION TECHNOLOGY, INC., 2015).

Esta excitação é fornecida por anéis deslizantes de um conversor do tipo fonte de tensão com controle de corrente. O controle do conversor determina a potência ativa e reativa a serem fornecidas ao sistema através dos comandos de corrente e tensão para o gerador (I_p e E_q), permitindo assim rapidez na regulação das potências ativa e reativa sobre as faixas de velocidade de operação do equipamento. A potência reativa pode ser mantida constante ou ser computada por um modelo separado, denominado Emulador de Controle de Potência Reativa ou Emulador de Controle de Fator de Potência, que pode ser interno a estrutura do aerogerador ou externo, atendendo toda a planta de geração eólica (WESTERN ELECTRICITY COORDINATING COUNCIL, 2014). Este controle de reativo ocorre então por meio de uma regulação de tensão ($V_{\text{reg barra}}$).

O AG do Tipo 4 ou GSIP/PMSG (Gerador Síncrono Ímãs Permanentes, *Permanent Magnets Synchronous Generator*), se diferencia pelo fato dos conversores serem responsáveis por toda a potência gerada pela máquina. A Figura 11 mostra simplificada a topologia adotada para o AG do Tipo 4.

Figura 11: Aerogerador Tipo 4.



Fonte: (OPERATION TECHNOLOGY, INC., 2015).

Diferentemente do AG Tipo 3, os conversores do Tipo 4 permitem o controle independente das correntes de saída de eixo de quadratura e eixo direto em relação à rede, por meio dos comandos de corrente ativa e reativa (I_p e I_q) que o controlador aplica ao gerador. A caixa de velocidade pode ou não ser eliminada, de modo a possibilitar que a máquina elétrica gire a velocidades lentas, gerando potência elétrica em frequência elétrica bem abaixo da rede. Posteriormente, essa potência é compensada por meio de um conversor de torque/velocidade, o qual altera a velocidade variável do eixo do rotor para uma velocidade constante do eixo acoplado a rede.

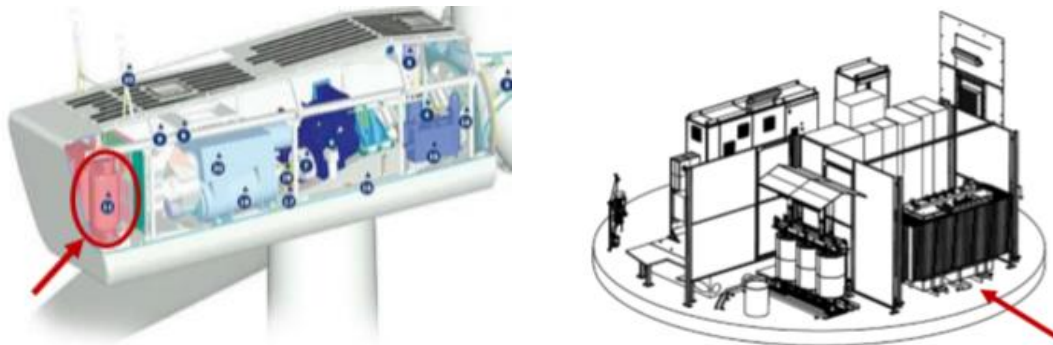
2.4 Centrais de Transformação (CT)

A geração de eletricidade pelas turbinas eólicas é, em geral, feita em baixa tensão. Com isso, é necessária a implementação de centrais de transformação, também conhecidas como subestações unitárias, compostas basicamente por transformadores elevadores associados a um dispositivo de manobra e proteção. Esse conjunto é responsável pela elevação do nível da tensão de geração fornecida pelos aerogeradores para o nível de tensão de distribuição. O nível de tensão a ser adotado na instalação das centrais eólicas depende fundamentalmente do nível de potência e da disponibilidade do sistema eólico local. Esse nível pode ainda ser determinado de acordo com termos contratuais relacionados a concessionária de energia elétrica. O método construtivo e os equipamentos de manobra e proteção

utilizados nas centrais de transformação podem variar, conforme concepção adotada durante o desenvolvimento do projeto básico.

Para CTs internas à estrutura dos AGs, existem dois modos construtivos, apresentados pela Figura 12.

Figura 12: Centro de Transformação com estrutura interna ao aerogerador (nacele e na base torre).



Fonte: (SECCO, 2015).

Do lado esquerdo da Figura 12, observa-se um transformador interno a estrutura da nacele. Já a direita, a CT encontra-se na base da torre.

Estruturas mais antigas de AGs possuem torres de menor diâmetro, nas quais as CTs são instaladas fora das áreas apresentadas anteriormente, conforme apresentado na Figura 13. Podem ser em edificação de concreto pré-moldado ou cabine metálica.

Figura 13: Centros de Transformação com estrutura externa ao aerogerador.



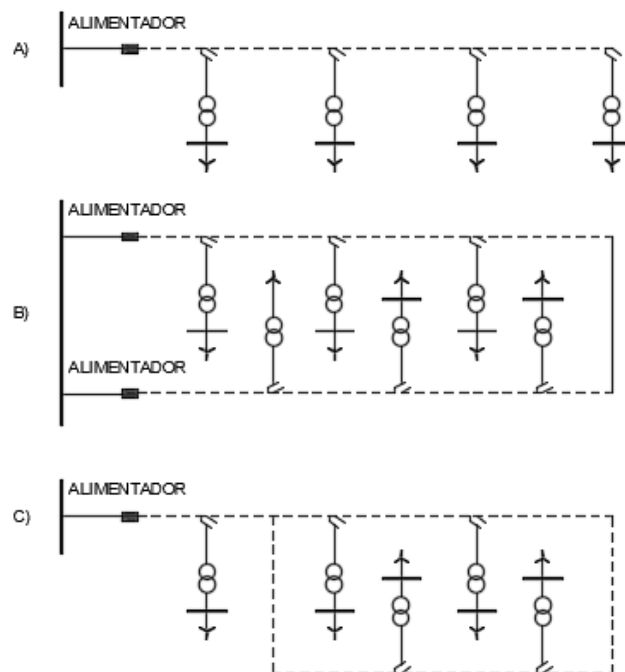
Fonte: (SECCO, 2015).

2.5 Rede Coletora (RC)

Essa nomenclatura é adotada para a rede de distribuição, ou rede coletora, de uma Central de Geração Eólica, que faz a interconexão com a Subestação Coletora. Sua instalação é bastante similar a das redes urbanas das concessionárias de distribuição, inclusive seguem os mesmos princípios construtivos e critérios normativos.

As diferentes formas de implementação destas redes são representadas pela Figura 14.

Figura 14: Configuração para redes de distribuição/redes coletoras em parques eólicos.



Fonte: adaptado de (SECCO, 2015).

A radial simples (Figura 14, item A) é a mais utilizada nas CGE construídas no Brasil, por ser a topologia mais simples, de menor custo e rapidez de implantação. Ela consiste de um único alimentador que realiza a conexão entre o primeiro aerogerador (o qual concentra as demais gerações) com o barramento da subestação coletora.

Devido ao custo adicional com condutores e equipamentos de seccionamento em sua implantação, as configurações em anel (Figura 14, item B) e anel parcial (Figura 14, item C) possuem baixo índice de utilização no Brasil, mas são encontradas com frequência em parques eólicos instalados em outros países.

Quanto a configuração da RC, ela pode ser estruturada de duas formas: subterrânea e aérea. A rede subterrânea, a qual é constituída de cabos isolados

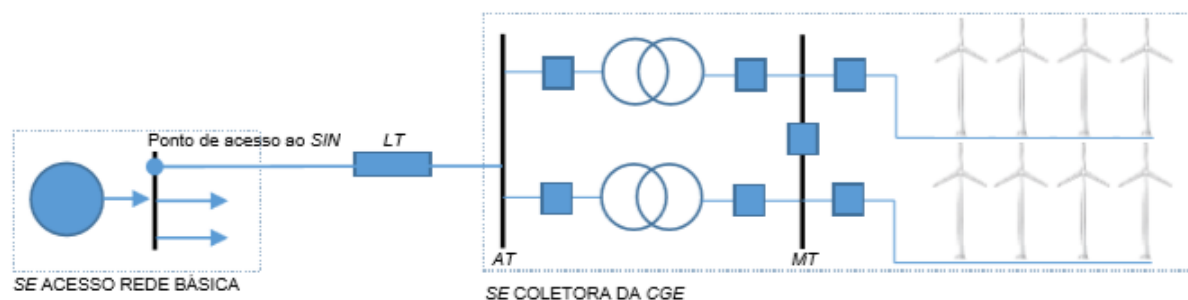
especiais para instalação diretamente enterrada ou através de dutos (como nos trechos de travessia de via, por exemplo), ambos instalados em valas escavadas ao longo das vias de acesso interno das CGE. Os condutores são dispostos em trifólio, acompanhados dos condutores de aterramento, lógica e telefonia, cobertos com areia compactada até obtenção da dissipação térmica considerada nos memoriais de cálculo de dimensionamento dos condutores aplicados. Marcos de PVC ou de concreto são utilizados para identificar o trajeto da rede, com a finalidade de advertir contra escavações próximas aos condutores energizados. Como vantagem, possuem maior proteção contra eventos externos, apresentando índice de falhas menor. Entretanto, no aspecto financeiro, são mais caras.

Já a rede aérea, construída da mesma forma e padrão que redes convencionais utilizadas pelas concessionárias de distribuição de energia na construção de seus ramais de distribuição (rede compacta ou convencional). Podem ser com cabos nus de Liga de Alumínio (CAL) ou Alumínio com Alma de Aço (CAA), ou com cabos semi-isolados. São mais baratas, porém apresentam maior vulnerabilidade a eventos externos, necessitando de manutenção periódica, além de poder esbarrar em questões de licenças ambientais (SECCO, 2015).

2.6 Subestação Coletora

A Subestação Coletora é o local responsável pelo escoamento de toda potência gerada pelos AGs, através de sua conexão no barramento de Média Tensão (entre 12 e 34,5 kV) para elevação de acordo com o nível de Alta Tensão no ponto de conexão com o SIN (entre 69 e 500 kV). Um exemplo de uma subestação coletora é apresentado na Figura 15.

Figura 15: Exemplo de subestação adotada em parques eólicos.



Fonte: (SECCO, 2015).

Para definição do leiaute de uma Subestação Coletora, deve-se atender aos requisitos mínimos dos Procedimentos de Rede (PR), avaliando-se ainda os demais aspectos relacionados à flexibilidade operativa desejada para a CGE (SECCO, 2015).

Os arranjos de barramento do lado de alta tensão normalmente utilizados nas subestações estão sumarizados no Quadro 1, no qual são apresentadas suas vantagens e desvantagens operativas da instalação.

Quadro 1: Arranjos de Subestações e relação das principais características.

Topologia	Segurança do Sistema		Flexibilidade Operativa	Facilidade de Manutenção Preventiva		
	Falha Externa	Falha Interna		Disjuntor	Barramento	Seccionador
Arranjo Barra Simples	Perda do circuito de conexão (S/N)	Perda geral do circuito onde está localizada a falha	Nenhuma	Com desligamento do circuito onde o disjuntor está instalado	Com desligamento total da subestação	Com desligamento total ou parcial do circuito onde a seccionadora está instalada
Arranjo Barra Principal e Transferência	Perda do circuito de conexão (S/N)	Perda <u>temporária</u> do circuito onde está localizada a falha	Razoável, transferência de funções de proteção para o Disjuntor de interligação em caso de falha	Sem necessidade de desligamento do circuito onde o disjuntor está instalado	Interrupção somente do barramento desligado (Principal ou de Transferência)	Com desligamento total ou parcial do circuito onde a seccionadora está instalada
Arranjo Barra Dupla a Quatro Chaves	Perda do circuito de conexão (S/N)	Perda <u>temporária</u> do circuito onde está localizada a falha	Boa, transferência de funções de proteção para o Disjuntor de interligação em caso de falha	Sem necessidade de desligamento do circuito onde o disjuntor está instalado	Interrupção somente do barramento desligado (Barra 1 ou 2)	Com desligamento parcial ou sem necessidade de desligamento do circuito onde a seccionadora está instalada
Arranjo Disjuntor e Meio	Perda do circuito de conexão (S/N)	Sem perda na continuidade do abastecimento de energia	Excelente	Sem necessidade de desligamento da subestação	Sem necessidade de desligamento da subestação	Sem necessidade da Subestação, desligamento parcial

Fonte: (SECCO, 2015).

2.7 Considerações

O crescente uso de energias renováveis, como a eólica, provoca preocupações quanto à confiabilidade do sistema, uma vez que é muito difícil prever o comportamento dos ventos. Entretanto, existem várias possibilidades para auxiliar a sua inserção na matriz elétrica e garantir a continuidade de energia elétrica, como: ampliação da transmissão, armazenamento de energia, gestão e flexibilização de carga, geração híbrida (geralmente feita por termelétricas), entre outras. Nesse âmbito, a cogeração com energia solar poderia ser uma dessas alternativas, de modo a diminuir a dependência de combustíveis e emissões de carbono.

3 SISTEMA FOTOVOLTAICO

3.1 Introdução

Tendo em vista a possibilidade de integrar os recursos eólico e solar para a geração de energia elétrica, serão apresentadas, nesta seção, as principais características de um sistema de geração fotovoltaica. Será descrito brevemente como uma célula fotovoltaica faz a conversão da energia luminosa em elétrica e os parâmetros elétricos associados a essa célula. Então, serão apresentados os principais componentes que compõe um sistema de geração fotovoltaico, suas características elétricas e princípios de funcionamento mais relevantes para o estudo realizado neste trabalho.

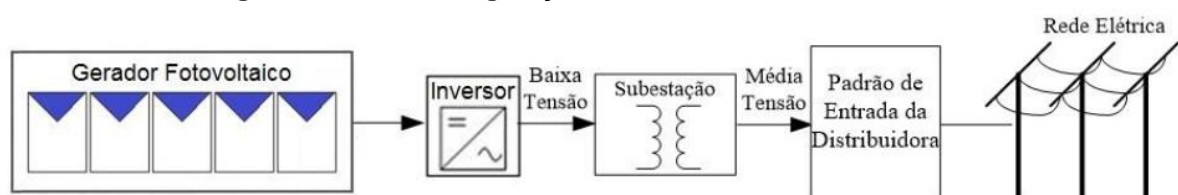
3.2 Sistema de Geração Fotovoltaica

Um sistema fotovoltaico completo pode ser dividido em três grupos principais (PINHO e GALDINO, 2014).

- **Grupo gerador:** composto pelos módulos fotovoltaicos, que convertem a energia solar em elétrica, suas interligações e estruturas.
- **Grupo de condicionamento de potência:** composto pelos conversores de corrente, seguidores de potência máxima (SPPM), inversores, controladores de carga (no caso em que há armazenamento), dispositivos de proteção, supervisão e controle.
- **Grupo de armazenamento:** composto pelas baterias e demais formas de armazenamento de energia.

Já uma Central Geradora Fotovoltaica (CGFV) conectada à rede, a qual é objeto de estudo desse trabalho, não possui o grupo de armazenamento de energia, pois sua função é prover energia elétrica diretamente ao Sistema Interligado Nacional. Um esquema simplificado de uma CGFV pode ser visto na Figura 16.

Figura 16: Central de geração fotovoltaica conectada à rede.



Fonte: (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014).

Sendo assim, não será dado enfoque em baterias e demais dispositivos de um sistema fotovoltaico que não sejam aplicados em uma CGFV.

Tendo isto em vista, os principais componentes de uma CGFV e suas características essenciais são descritos nas seções a seguir.

3.3 Células Fotovoltaicas

As células fotovoltaicas são a unidade mais fundamental no processo de transformação direta de energia solar em eletricidade e são fabricadas de material semicondutor. As principais tecnologias de fabricação dessas células podem ser divididas em três gerações (PINHO e GALDINO, 2014). A primeira geração compreende a cadeia produtiva que se utiliza de silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si). Representa mais de 85% de abrangência no mercado, pelo seu histórico confiável e boa eficiência. Já a segunda geração é caracterizada pelos filmes finos, os quais podem ser produzidos com silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre e índio (CIS) ou disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe). Possuem uma menor participação no mercado, pelo fato de possuírem menor eficiência que a primeira, problemas de vida útil, indisponibilidade de materiais e, no caso do cádmio, toxicidade. A terceira geração ainda se encontra em fase de pesquisa e testes e é caracterizada pelas células fotovoltaica multijunção e célula fotovoltaica para concentração (CPV – *Concentrated Photovoltaics*), células sensibilizadas por corante (DSSC – *Dye-Sensitized Solar Cell*) e células orgânicas ou poliméricas (OPV – *Organic Photovoltaics*). Embora a terceira geração possua custo mais elevado que as anteriores, demonstra uma eficiência superior.

Os elementos químicos citados até agora são classificados como semicondutores, e se caracterizam por possuírem uma camada de valência totalmente preenchida por elétrons e uma banda de condução sem elétrons, na temperatura 0 K (ou seja, funcionam como isolante nessa temperatura).

A separação da banda de condução e banda de valência nos materiais semicondutores é chamada de banda proibida (ou *gap*) e é representada por E_g , podendo atingir até 3 eV (elétron-volt). Por causa da existência dessa banda de energia, há um aumento de condutividade com o aumento de temperatura (causada pela excitação térmica dos elétrons da banda de valência para a banda de condução), deixando lacunas (cargas positivas) na banda de valência. Dessa maneira, para

qualquer temperatura acima de 0 K, há sempre um determinado número de elétrons ocupando a banda de condução, que é igual ao número de lacunas da banda de valência, os quais são chamados de portadores intrínsecos.

A grande característica que permite a produção de energia elétrica utilizando semicondutores é que a incidência de fótons no material, com energia superior a E_g , também gera pares elétron-lacuna. Esses elétrons e lacunas foto gerados podem se locomover no material, aumentando sua condutividade (efeito fotocondutivo). Para se obter corrente e tensão, é necessário separar as cargas positivas das negativas, e isso é feito através de um campo elétrico aplicado, obtido através da junção pn. Essa junção é construída inserindo “impurezas” no semicondutor (processo conhecido como dopagem).

Essas impurezas podem ser do tipo n (elementos pentavalentes, como Fosforo, Arsênio e Antimônio) ou do tipo p (elementos trivalentes, como Boro, Alumínio, Gálio e Índio)

Assim, sendo dopada metade de uma lâmina de silício puro com elementos do tipo p (como Boro) e a outra metade, do tipo n (como Fósforo), será formada entre elas uma junção pn. O excesso de elétrons da região n se difunde para a região p, criando cargas positivas fixas na região n (chamados de íons P+) e negativas fixas na região p (chamados de B-). Entretanto, estas correntes de difusão de portadores de carga não continuam indefinidamente, pois o excesso de cargas positivas e negativas na junção pn cria um campo elétrico que impede a passagem de elétrons para o lado p e lacunas para o lado n. Quando o equilíbrio é atingido, cria-se uma camada chamada de zona de depleção (ou de carga espacial), que é uma barreira de potencial gerada por um campo elétrico na junção pn (PINHO e GALDINO, 2014).

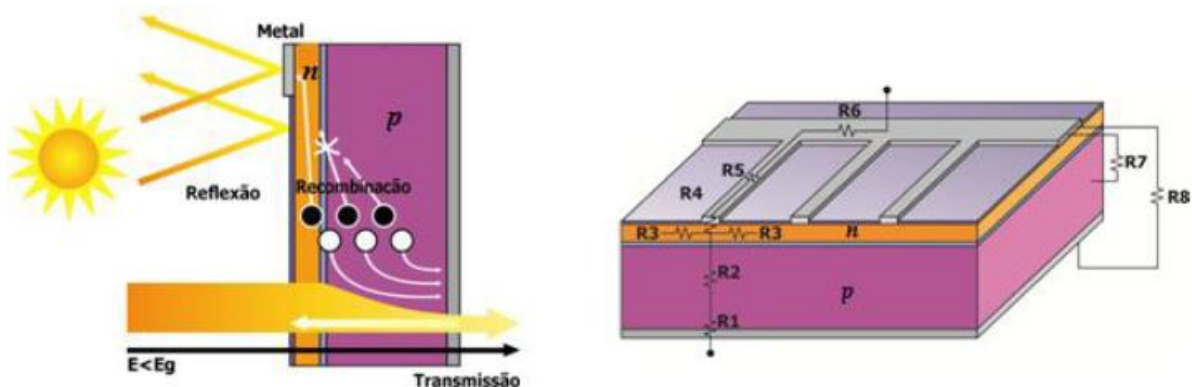
Com isso, se um material que possui uma junção pn for exposto a fótons, cuja energia seja maior que a do *gap*, então ocorrerá a fotogeração de pares elétron-lacuna. Porém, se os portadores de carga forem gerados no interior da zona de depleção, serão separados pelo campo elétrico da junção. Assim, os elétrons são acelerados para a o lado n e as lacunas para o lado p, gerando uma corrente elétrica no sentido de n para p. Por outro lado, se os portadores forem gerados fora da zona de depleção, então os portadores minoritários (lacunas na região n e elétrons na região p) alcançarão a junção pn e serão coletados, sem que haja recombinação, contribuindo também para a corrente gerada.

É essa separação de portadores de carga que caracteriza o efeito fotovoltaico, ou seja, a conversão de energia luminosa (fótons) em energia elétrica (corrente e diferencial de potencial). Na verdade, esse efeito ocorre em qualquer semiconductor que for exposto a radiação, por isso pode se dizer que células fotovoltaicas nada mais são do que diodos otimizados para aproveitamento fotovoltaico.

Tendo isso em vista, são necessários contatos elétricos (malha metálica) em ambas as regiões, para que se permita o fluxo de corrente elétrica.

A Figura 17 mostra os principais fatores que determinam a eficiência de uma célula fotovoltaica.

Figura 17: Principais fatores que determinam a eficiência de uma célula fotovoltaica.



Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014).

Na parte à esquerda da Figura 17 são representados: perdas por reflexão e transmissão, recombinação de portadores de carga minoritária e a sombra produzida pela malha metálica frontal. À direita dessa figura, perdas pela resistência em série nas junções metal-semicondutor nos contatos frontal e traseiro (R1 e R4), perdas nas trilhas metálicas (R5 e R6) e nas junções n (R3) e p (R2), perdas por resistência em paralelo entre o contato metálico frontal e a região p (R7), e entre os contatos metálicos frontal e traseiro (R8) (PINHO e GALDINO, 2014).

As características elétricas mais importantes a saber de uma célula são:

- **Tensão de circuito aberto (V_{oc}):** é a tensão nos terminais de uma célula quando não há corrente elétrica circulando por ela. Representa a máxima tensão elétrica que uma célula pode produzir, e pode ser medida diretamente com um voltímetro nos terminais em aberto;

- **Corrente de curto-circuito (I_{sc}):** é a máxima corrente que uma célula pode produzir, e é medida quando a tensão em seus terminais é zero. Pode ser medida com um amperímetro, curto-circuitando os terminais da célula;
- **Densidade de corrente de curto-circuito (J_{sc}):** é a relação da corrente de curto-circuito por unidade de área;
- **Eficiência (η):** define o nível de eficiência da conversão de energia luminosa em elétrica. Ou seja, é representada pela razão entre a potência solar incidente e a potência elétrica gerada;
- **Fator de Forma (FF):** é definido pela razão entre a máxima potência da célula e o produto da corrente de curto-circuito pela tensão de circuito aberto, conforme Equação 4.

$$FF = \frac{V_{MP} \cdot I_{MP}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} = \frac{P_{MP}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (4)$$

Onde:

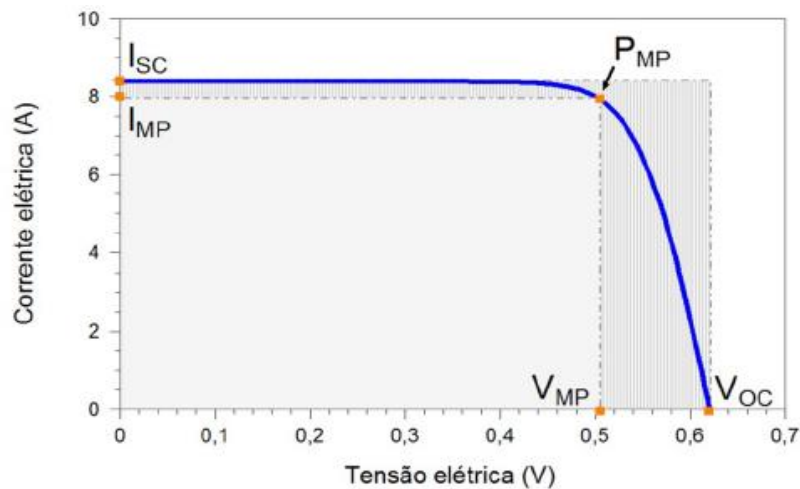
V_{MP} = Valor de tensão na qual a potência é máxima [V];

I_{MP} = Valor de corrente na qual a potência é máxima [A];

P_{MP} = Potência máxima [W].

Essa definição pode ser melhor entendida analisando a curva de carga de uma célula fotovoltaica, apresentada na Figura 18. Quanto menores as perdas (devido às resistências série e paralelo), mais próxima da forma retangular será a curva I-V.

Figura 18: Curva I-V de uma célula fotovoltaica.



Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014).

Atualmente, a maioria das tecnologias oferece uma eficiência compreendida entre 10 e 25%, podendo atingir valores maiores, como cerca de 28,8% para células

filme fino de Arseneto de Gálio e 37,7% para células multijunção (fabricadas com Fosfeto de Índio e Gálio, Arseneto de Índio e Gálio e Arseneto de Gálio).

Os parâmetros acima definidos dependem da tecnologia de fabricação das células fotovoltaicas. Alguns valores comparativos são mostrados na Tabela 1.

Tabela 1: Parâmetros elétricos de algumas tecnologias em células FV.

Célula	Composição	Voc (V)	Jsc (mA/cm²)	FF (%)	η (%)
c-Si	Silício Cristalino	0,5 – 0,7	38 – 42,7	80,9 – 82,8	20 – 25
CdTe	Telureto de Cádmio	0,857	26,95	77	18,3
a-Si	Silício Amorfo	0,886	16,75	67,8	10,1
DSSC	Sintetizada por Corante	0,744	22,47	71,2	11,9
InGaP//InGaAs/GaAs	Multijunção	3,014	14,57	86	37,7

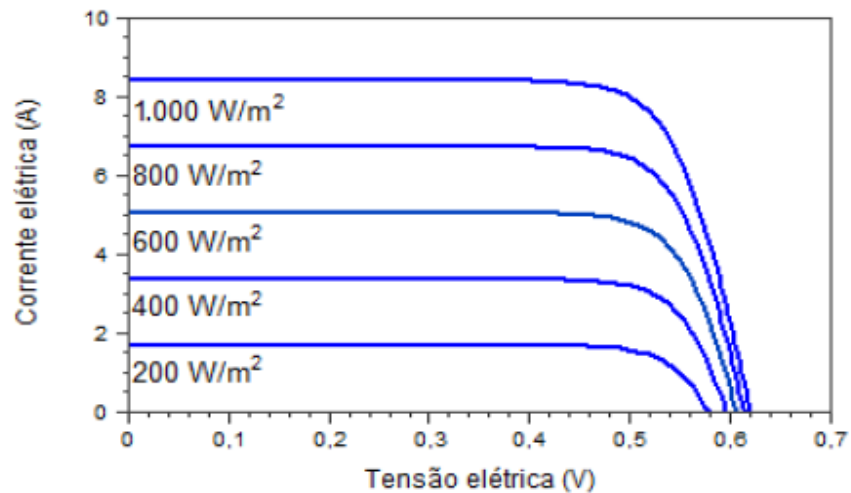
Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014).

É importante ressaltar que a eficiência de uma célula fotovoltaica não deve ser tomada como único fator determinante de qualidade. A escolha de uma célula para uma aplicação deve levar em conta outros fatores, como durabilidade, custo, reputação do fabricante, entre outros.

Além disso, deve ser considerada a influência de fatores externos na célula. Os principais são irradiância solar e a temperatura. Essa análise é de extrema importância, pois no Brasil, por exemplo, há uma variação muito ampla de temperatura e irradiância solar no território, por causa das dimensões continentais do país. Portanto, um projeto para uma CGFV a ser instalado no Nordeste (que é o objetivo desse trabalho) deve levar em consideração os fatores de alta irradiância e temperaturas elevadas.

A Figura 19 mostra como a irradiância solar afeta a curva I-V de uma célula a 25°C. Nota-se que quanto maior a irradiância, maior o valor de corrente fotogerada. Porém, o aumento de irradiância acarreta diretamente no aumento de temperatura, reduzindo sua eficiência.

Figura 19: Influência da variação da irradiância solar na curva característica I-V de uma célula FV de silício cristalino à 25°C.



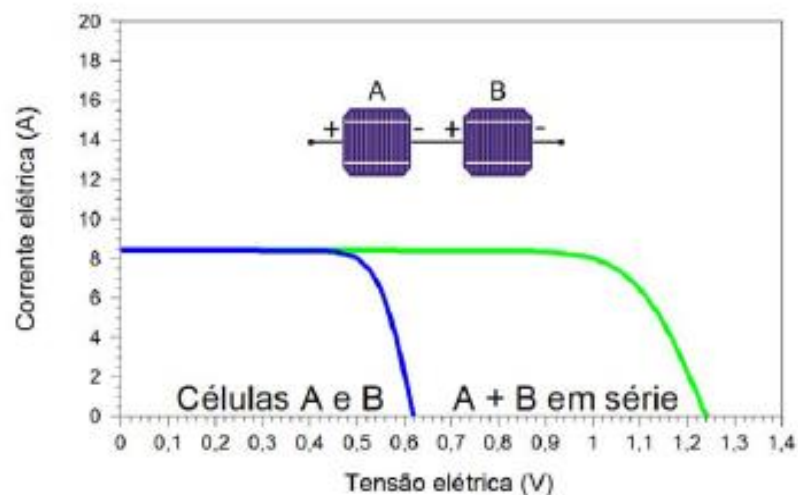
Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014).

3.4 Módulos Fotovoltaicos

Como pode ser observado na Tabela 1, os valores de tensão e corrente de uma célula FV são muito limitados para grandes aplicações, como usinas. Portanto, as células são ligadas em arranjos série-paralelo para se otimizar os parâmetros elétricos e obter níveis desejados, formando os módulos fotovoltaicos.

Na ligação em série, conecta-se o terminal positivo de uma célula no terminal negativo da célula subsequente, e assim por adiante. O resultado desse arranjo é obter a soma das tensões individuais de cada célula, enquanto que a corrente permanece a mesma, como pode ser visto na Figura 20.

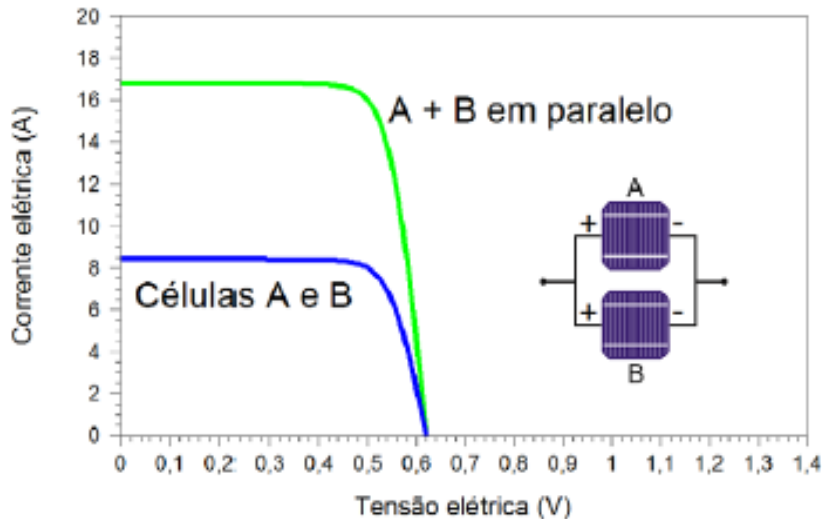
Figura 20: Associação em série de células FV.



Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

Na ligação em paralelo, os terminais positivos das células são ligados num único ponto elétrico, e os negativos em outro. O objetivo é atingir maiores níveis de corrente, enquanto a tensão permanece a mesma, como pode ser visto na Figura 21.

Figura 21: Associação em paralelo de células FV.

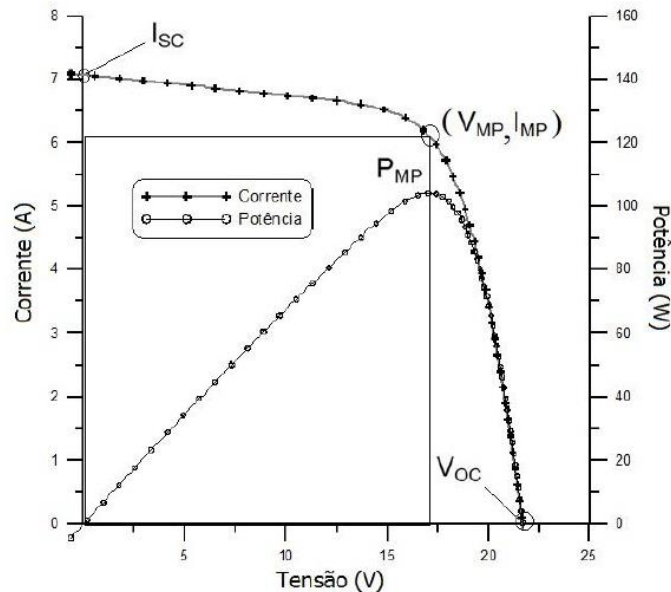


Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

A quantidade de células em arranjos série e paralelo que irão formar o painel depende dos níveis de tensão e corrente desejados. Mas é de extrema importância ressaltar que células de mesma tecnologia e expostas à mesma irradiância solar irão apresentar correntes iguais, enquanto que células de diferentes tecnologias não. Portanto, ao se fazer um arranjo com células de diferentes tecnologias, o conjunto será limitado pela célula de menor capacidade de corrente. Na prática, isso pode levar a superaquecimento. Esse efeito é conhecido como *mismatch* (descasamento).

Um módulo fotovoltaico irá apresentar características elétricas semelhantes às das células, como V_{oc} (tensão de circuito aberto) e I_{sc} (corrente de curto-circuito). Por meio de ensaios elétricos, também é traçada a curva I-V do módulo. No gráfico apresentado pela Figura 22, cada ponto de potência representa o produto da corrente e tensão correspondentes àquele ponto. O ponto de máxima potência (P_{MP}) corresponde então ao produto da tensão e corrente de máxima potência (V_{MP} e I_{MP} , respectivamente). Dessa maneira, os cinco parâmetros que especificam um módulo sobre certas condições de irradiância, temperatura e massa de ar são V_{MP} , I_{MP} , V_{oc} , V_{sc} e P_{MP} .

Figura 22: Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo com potência nominal de 1000Wp.



Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

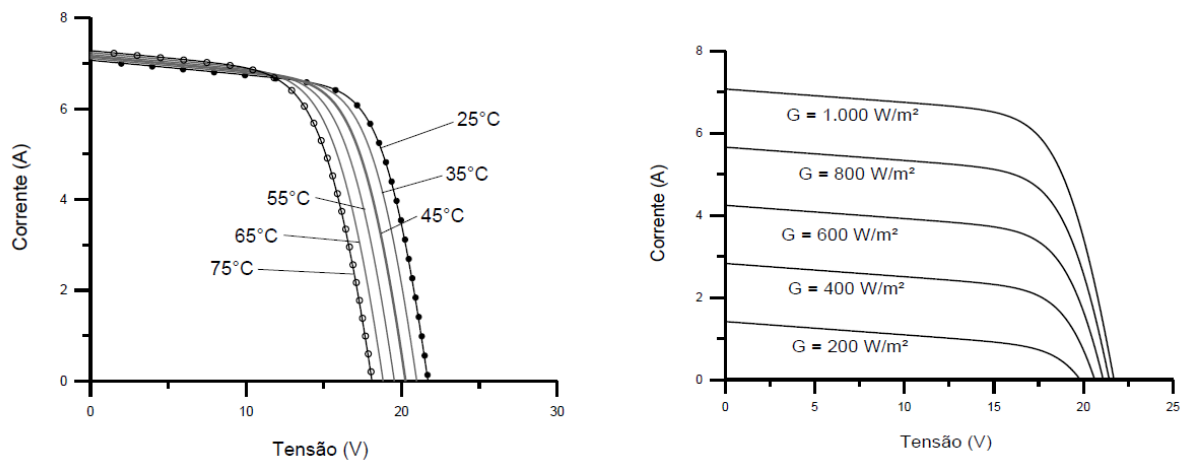
Com esses parâmetros, pode-se calcular o fator de forma (FF) da mesma maneira que é calculado para cada célula individualmente (conforme Equação 4), porém, considerando o módulo por completo. Quanto mais retangular for a curva I-V, melhor é a qualidade das células no módulo.

A eficiência também é calculada da mesma maneira que nas células, porém considerando os parâmetros do módulo. Percebe-se que as características elétricas dos módulos seguem as características das células, porém com valores nominais maiores (que dependem do número de células no arranjo). Conseqüentemente, os parâmetros dos módulos sofrem alterações de acordo com a temperatura e irradiância solar, como pode ser visto na Figura 23.

Pelos gráficos, percebe-se que para níveis constantes de irradiância solar, a tensão gerada decai com o aumento da temperatura. Já a corrente gerada apresenta variações pouco significativas com a variação da temperatura.

Entretanto, para uma temperatura constante, percebe-se que a corrente gerada aumenta quanto maior for o valor da irradiância solar, enquanto que a tensão sofre variações pouco significativas.

Figura 23: Influência da temperatura nas curva I-V de um módulo FV de 36 células de Silício Cristalino a 1.000W/m² (à esquerda). Influência da irradiância para o mesmo arranjo a 25°C (à direita).



Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014).

As normas também definem uma temperatura nominal para os módulos, na qual as características elétricas mais se aproximam do esperado. Essa temperatura é identificada pela sigla NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*).

3.5 Painéis Fotovoltaicos

Os módulos FV ainda podem ser conectados em arranjos série e paralelo para se obter níveis de tensão e corrente desejados, formando os painéis fotovoltaicos, com potência mais elevada. São os painéis FV que irão delimitar os demais equipamentos do sistema, pois as suas características elétricas deverão ser compatíveis com os demais dispositivos conectados.

Da mesma maneira que células e módulos, os painéis ligados em série devem ser iguais para que não haja o descasamento. Porém, como os painéis possuem dimensões maiores, é possível que haja sombreamento parcial, fazendo com que a corrente do conjunto seja limitada pelo menor valor individual.

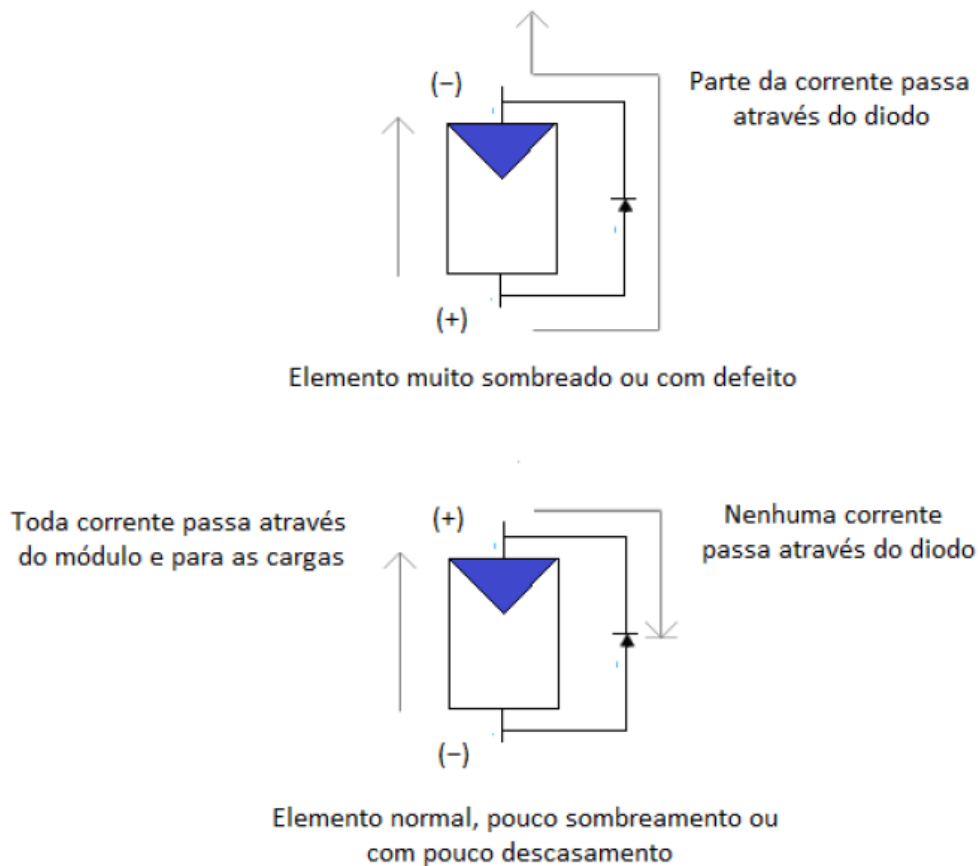
O sombreamento pode ser causado por nuvens, depósitos de sujeira, objetos caídos sobre o módulo (folhas, por exemplo), entre outros. Sua consequência é a perda direta de potência do gerador FV, além danos ao módulo sombreado. Esses danos ocorrem porque a potência gerada que não está sendo consumida é dissipada no módulo sombreado, produzindo intenso calor na célula mais afetada, ruptura do vidro e rompimento de polímeros e metais (efeito conhecido como “ponto quente”, ou “*hotspot*”) (PINHO e GALDINO, 2014).

Para evitar os pontos quentes, podem ser instalados diodos de desvio (*bypass*), que são conectados em antiparalelo com um conjunto de células em série (usualmente entre 15 e 30 células) e servem como um caminho alternativo para a corrente que danifica as células quando há o sombreamento.

Além do diodo de desvio, há outros dispositivos que protegem os painéis fotovoltaicos dos efeitos elétricos resultantes de causas do ambiente, como os diodos de bloqueio, que impedem o fluxo de corrente de um arranjo série com maior tensão para um de menor tensão, e também os fusíveis de proteção.

A Figura 24 representa o funcionamento de um diodo *by-pass*.

Figura 24: Operação do diodo *by-pass*.



Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014).

3.6 Inversores

Inversores são elementos constituídos de dispositivos semicondutores de potência que convertem um sinal elétrico (tensão) contínuo em alternado, e vice-versa. Num sistema FV, a energia CC é produzida pelos painéis fotovoltaicos e o inversor converte essa energia em CA para que possua características de frequência, amplitude, nível de tensão e conteúdo harmônico compatíveis com o sistema em que

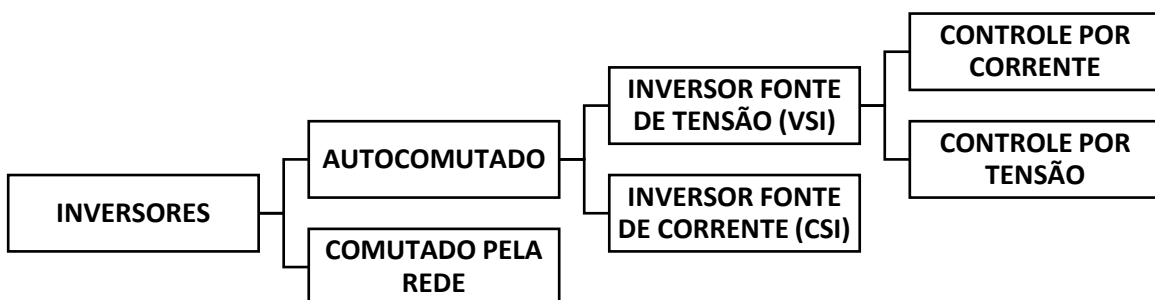
será ligado. Por isso, inversores aplicados em Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR), embora possuam os mesmos princípios de funcionamento de inversores aplicados em Sistemas Fotovoltaicos Isolados (SFI), devem possuir parâmetros elétricos e construtivos adequados para atender as características da concessionária em que estarão conectados.

De modo geral, são constituídos de chaves eletrônicas de potência que, sendo colocadas nos estados de condução e bloqueio, permitem a conversão.

Os primeiros inversores utilizavam tiristores (SCR, TRIAC) como elementos de chaveamento. A troca do estado de condução para bloqueio é feita pelo circuito de potência. Portanto, os inversores que utilizam tiristores são denominados de inversores comutados pela rede. São robustos e simples, porém apresentam baixo controle de tensão e corrente de saída (devido à alta quantidade de harmônicos), sendo necessário o uso de complexos sistemas de filtragem. Com isso, somado ao surgimento de MOSFETs e IGBTs, o uso desse inversor hoje se restringe a unidades de potência elevada, superiores a 100 kW (PINHO e GALDINO, 2014).

Além dos inversores comutados pela rede, existem também os chamados auto comutados, nos quais os estados de condução e bloqueio são controlados por um terminal de controle, podendo ser acionados em qualquer instante do ciclo de tempo. Utilizam o controle de modulação por largura de pulso - PWM (*Pulse Width Modulation*) - que permite um bom controle sobre a forma de onda e níveis de tensão da saída. Podem ser do tipo fonte de corrente (CSI – *Current Source Inverter*), que é mais utilizada em SFCR, por sua estabilidade perante perturbações da rede e facilidade no controle do fator de potência, ou do tipo fonte de tensão (VSI – *Voltage Source Inverter*), cujo sinal de controle pode ser de corrente ou de tensão. A Figura 25 resume os tipos de inversores por princípio de operação.

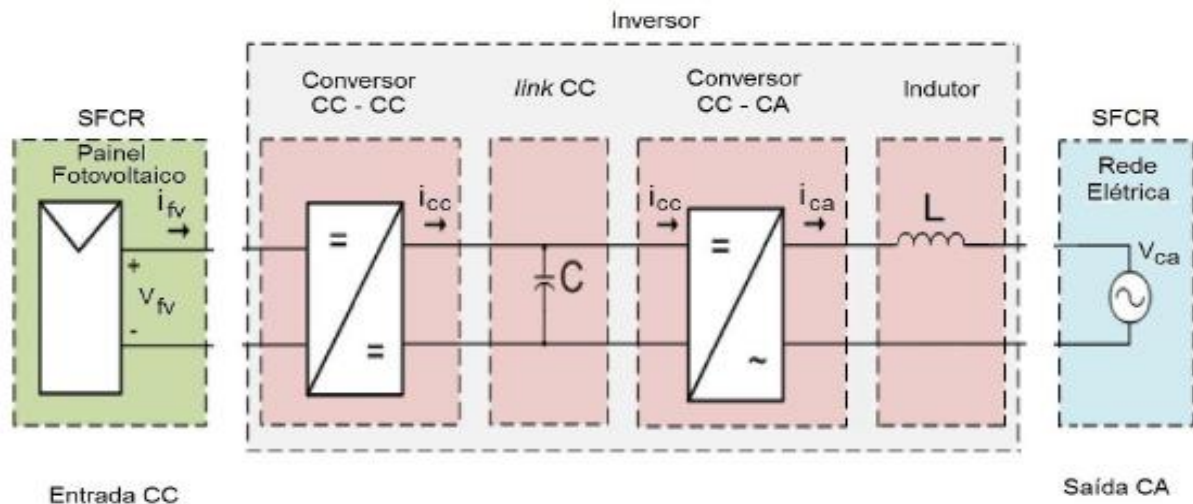
Figura 25: Tipos de inversores quanto ao princípio de operação.



Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014).

Num SFCR, a conversão da energia CC proveniente diretamente dos painéis fotovoltaicos em energia CA a ser injetada na rede é realizada em dois estágios: conversão CC-CC e conversão CC-CA, como pode ser visto na Figura 26.

Figura 26: Inversor de dois estágios.



Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014).

A conversão CC-CC tem como objetivo gerar um nível de tensão adequada no elo CC interno (*link CC* - capacitor eletrolítico que serve para armazenar energia e como filtro) do inversor. Especificamente no caso de SFCR, é feito um S_{PPM} (Seguimento do Ponto de Potência Máxima) na entrada proveniente dos painéis FV, ou seja, observa-se as variações na curva I-V dos painéis causadas por sombreamento, influência da irradiância e temperatura, e atua-se eletronicamente sobre o conversor para manter o painel FV operando na tensão correspondente à Potência Máxima dos módulos. Com isso, maximiza-se as transferências de potência e evita-se perdas nas células.

A conversão CC-CA tem por função converter o sinal elétrico em CA para que a energia gerada possa ser injetada na rede.

O indutor de saída serve como filtro e para acoplamento à rede elétrica.

Para o caso de uma CGFV, onde se trabalha com potências desde kWp a MWp, os inversores podem ser classificados como Inversores Centrais, que são trifásicos e de grande porte.

Os painéis FV para SFCR devem ser dimensionados levando-se em consideração as características elétricas de entrada do inversor a ser utilizado, como tensão e corrente máximas, por exemplo. Além disso, os inversores podem ou não

estar acoplados a um transformador. O Quadro 2 mostra as principais características de inversores, com e sem transformadores acoplados.

Quadro 2: Principais características de inversores com e sem transformador acoplado

COM TRANSFORMADOR	SEM TRANSFORMADOR
Maior peso e volume	Menor peso e volume
Menor eficiência (maiores perdas ôhmicas e magnéticas)	Maior eficiência
Permite que os painéis FV operem em tensões mais baixas;	Necessário operar com tensão do gerador FV superior à tensão de pico da rede
Menores requisitos de proteção devido isolamento galvânico entre os circuitos CC e CA	Necessário instalação de dispositivos de proteção adicionais (devido à falta de isolamento entre os circuitos CC e CA)

Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014).

O mais importante a ser observado é que, para um inversor poder ser considerado de alta qualidade quando aplicado em sistemas FV, ele deve apresentar:

- Alta eficiência de conversão (tanto para carga nominal quanto em cargas parciais);
- Alta confiabilidade;
- Baixa manutenção;
- Operação com ampla faixa de tensão de entrada;
- Boa regulação de saída;
- Forma de onda senoidal com baixo conteúdo harmônico;
- Baixa emissão de ruído audível;
- Baixa emissão de interferência eletromagnética;
- Segurança para pessoas e para a instalação.

3.7 Dispositivo de proteção

Para minimização e extinção de falhas, faz-se necessário um bom dimensionamento de dispositivos de proteção. Além de dispositivos integrados aos equipamentos, como disjuntores, fusíveis, dispositivos contra surtos (DPS), sistemas de aterramento e sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA), há dispositivos específicos para aplicações de SFCR, como é o caso de dispositivos anti-ilhamento. Para SFCR, a ANEEL exige, após o medidor, a instalação de uma chave

seccionadora sob carga (denominada de dispositivo seccionador visível – DSV), que é utilizada para desconectar o sistema FV da rede durante manutenção.

3.8 Considerações

Apesar do alto recurso solar disponível no Brasil, a energia fotovoltaica apresenta uma intensa variabilidade de geração. Isso ocorre porque, pelo fato de não utilizar alguma massa girante, qualquer variação na irradiação solar incidente afeta imediatamente a geração fotovoltaica. Portanto, para que essa geração seja viável, é imprescindível que os dispositivos de controle de tensão da rede atuem com eficiência.

Mas, apesar dos desafios de continuidade de geração, a energia fotovoltaica é capaz de aliviar o carregamento da rede, reduzir perdas de potência e melhorar o perfil de tensão (TOLMASQUIM, 2016).

4 ESTUDOS ELÉTRICOS DO SISTEMA DE POTÊNCIA

4.1 Introdução

Neste capítulo serão apresentadas as análises matemáticas relacionadas à Sistemas Elétricos de Potência, as quais servem de base teórica para entendimento dos resultados apresentados posteriormente.

4.2 Fluxo de Potência

A análise do fluxo de potência (ou de carga) tem o intuito de responder à questão de melhor atendimento das cargas. Para o correto dimensionamento da rede elétrica, dentro dos critérios vigentes e normas de projeto, é necessário comparar alternativas de transmissão e construção de novas linhas, programar investimentos de geração, bem como adequar a compensação reativa necessária.

Na formulação básica do problema de fluxo de potência, as barras que compõem a rede associam-se à quatro variáveis: Potência Ativa (P), Potência Reativa (Q), Tensão na barra (V) e ângulo de defasagem entre tensão e corrente na barra (θ). Tendo isso em vista, são definidos três tipos de barra:

- Barra PQ (ou de carga): sabe-se os valores de potência ativa e reativa e determina-se a tensão e o ângulo. Nesta barra não há controle de tensão.
- Barra PV (ou de tensão controlada): dispositivos de controle permitem manter o módulo de tensão e potência ativa em valores pré-determinados.
- Barra V δ (ou de referência, swing ou slack): fornece a referência angular para efetuar o balanço das potências do sistema, levando em consideração as perdas associadas aos ramos do sistema.

Com relação aos níveis de tensão nas barras, os limites operativos do sistema são definidos pelo ONS, para diversas condições de carga, e devem respeitar as limitações específicas dos equipamentos informadas pelos Agentes.

Na ausência destes valores, para efeitos de estudo, poderão ser considerados os limites apontados na Tabela 2.

Tabela 2: Níveis de tensão (Fase-Fase) máximos e mínimos em sistemas CA.

Tensão Nominal		Tensão Mínima	Tensão Máxima
[kV]	[pu]	[pu]	[pu]
1 kV < Tensão Nominal < 69 kV	1	0,93	1,05
69 kV ≤ Tensão Nominal < 230 kV	1	0,95	1,05

Continua

Tensão Nominal		Tensão Mínima	Tensão Máxima
[kV]	[pu]	[pu]	[pu]
Tensão Nominal \geq 230 kV	1	0,95	1,05

Fonte: (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2002)

Na solução de uma rede elétrica, colocada na forma de um problema de fluxo de carga, são relacionadas algumas impedâncias para a terra que não são conhecidas num primeiro momento, como aquelas conectadas a determinados pontos de entrega de energia, como subestações, também denominadas barras PQ. Por exemplo, não se pode afirmar que uma barra, representando uma cidade ou uma indústria, tenha uma impedância para a terra determinada e que a mesma seja constante para diferentes condições operativas da rede. A forma usual encontrada como mais adequada é admitir que a potência complexa, absorvida por algumas barras PQ, tenha uma potência determinada e admitir que esta é constante dentro de certas flutuações da rede. Sendo a potência complexa o resultado do produto fasorial de tensões e correntes, surge essa característica de não linearidade das equações envolvidas (ZANETTA Jr, 2006).

Portanto, são utilizados diferentes métodos de cálculo de fluxo de potência, como por exemplo:

- Newton-Raphson
- Newton-Raphson adaptado
- Newton-Raphson desacoplamento rápido
- Gauss-Seidel acelerado

Suas diferenças ocorrem a nível de taxa de convergência, precisão e número de iterações com base em diferentes especificações e topologias do sistema, tipo de geração, condição de carregamento e o valor inicial das tensões do barramento e a quantidade de elementos que é de interesse para o respectivo estudo.

Nesse trabalho, será comentado sobre o método Newton-Raphson por ser o método padrão nesse tipo de estudo, porém não será detalhado de maneira específica a formulação e os cálculos que este método utiliza para obtenção dos resultados.

4.2.1 Newton-Raphson

O método Newton-Raphson calcula o fluxo de potência por meio de iterações contínuas conforme a Equação 5.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (5)$$

Nesta equação, ΔP e ΔQ representam as variações de potências ativas e reativas das diferentes barras que são consideradas no sistema, respectivamente. Os parâmetros ΔV e $\Delta \delta$ representam vetores de variação de magnitude e de ângulo da tensão do barramento, respectivamente. Os termos J_1 a J_4 , são os elementos da matriz jacobiana representados para o sistema analisado (OPERATION TECHNOLOGY, INC., 2015).

O método possui como características:

- Convergência mais garantida que métodos como Gauss-Seidel por ser do tipo quadrática;
- Requer mais espaço de memória computacional por poder apresentar múltiplas soluções;
- Seu número de iterações independe da dimensão do problema;
- Sofre com problemas de mal condicionamento;
- Não é sensível à escolha de barra de referência.

De maneira geral, observa-se que o método de Newton-Raphson se mostra como um excelente recurso matemático capaz de realizar os cálculos de fluxo de potência.

4.3 Curto-Circuito

Curto-circuitos são defeitos (ou faltas) que ocorrem de maneira aleatória nos sistemas elétricos, consistem no contato entre condutores sob potenciais elétricos diferentes.

As principais causas das faltas em uma rede podem ser classificadas em seis grupos (KINDERMANN, 1997):

- Problemas de isolamento: a isolamento do material pode ser danificada por diversos fatores, como fadiga e envelhecimento do próprio material, problemas de fabricação, material inadequado ou de má qualidade, projeto ineficiente da isolamento de componentes do sistema;

- Causas mecânicas: são efeitos naturais que ocasionam em uma ação mecânica sobre os componentes do sistema, como ventos, neve, chuvas, árvores, entre outros;
- Problemas elétricos: podem ser naturais, como descargas atmosféricas, ou provocados por operações do sistema, como surtos de chaveamento e sobretensões;
- Problemas de natureza térmica: sobrecargas no sistema, por exemplo, ocasionam em sobrecorrentes, as quais geram aquecimento nos cabos e equipamentos. Tal elevação da temperatura causa diminuição da vida útil e prejudica a isolação;
- Problemas de manutenção: mão-de-obra não qualificada operando o sistema, inadequação na escolha de peças de reposição, falta de controle de qualidade de materiais, falta ou inadequação de inspeções da rede, entre outros;
- Outros: vandalismo, queimadas, inundações, desmoronamentos acidentes em geral, ação de animais em equipamentos, entre outros.

Suas consequências, caso não sejam eliminadas pelos dispositivos de proteção, podem ser extremamente danosas aos sistemas elétricos, principalmente devido à alta magnitude das correntes de curto-circuito (BENEDITO, 2017).

Essas consequências envolvem a elevação de temperatura e solicitações térmicas, além de esforços mecânicos e deformação dos materiais (ZANETTA Jr, 2006).

Os curtos-circuitos podem ser classificados como temporários e permanentes, dependendo da maneira que o sistema se reestabelece após a falta.

Os curtos temporários são eliminados após a atuação dos dispositivos de proteção e o sistema é reestabelecido imediatamente.

Já os curtos permanentes exigem a intervenção de equipes de manutenção antes que se possa religar o sistema.

Tendo isso em vista, o estudo de curtos-circuitos possui objetivos extremamente importantes no dimensionamento de um sistema elétrico qualquer, como:

- Dimensionamento dos diversos componentes do sistema elétrico (como linhas de transmissão, disjuntores, transformador de corrente, etc.) quando sujeitos

aos efeitos decorrentes dos curtos, para que possam aguentar as altas correntes até que os dispositivos de proteção atuem;

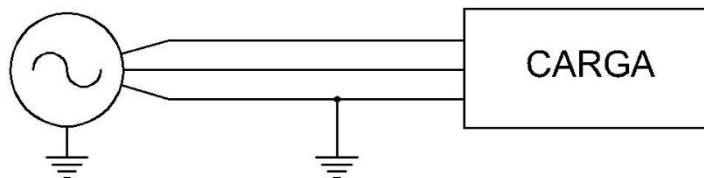
- Seleção adequada dos disjuntores e demais dispositivos de proteção;
- Possibilita a execução da coordenação de relés de proteção;
- Especificação de para-raios.

Com relação as fases envolvidas nas faltas, existem quatro principais tipos de curto-circuito, os quais são apresentados nas seções a seguir. Aqui não é apresentado o detalhamento das formas de cálculo das correntes de curto-circuito, visto que não está entre os objetivos desse trabalho.

4.3.1 Curto-circuito monofásico (ou curto para a terra)

Ocorre quando há o contato entre um condutor e a Terra, como pode ser visto na Figura 27. É o tipo de curto mais frequente em Sistemas Elétricos de Potência – cerca de 70% de todos os casos (BENEDITO, 2017).

Figura 27: Curto-circuito monofásico.



Fonte: (BENEDITO, 2017).

Sua formulação é apresentada pela Equação 6:

$$|i_{F-T}| = \frac{3(V_{pré-falta})}{2(Z_1+Z_0)+3Z_{Def}} \text{ [pu]} \quad (6)$$

Onde:

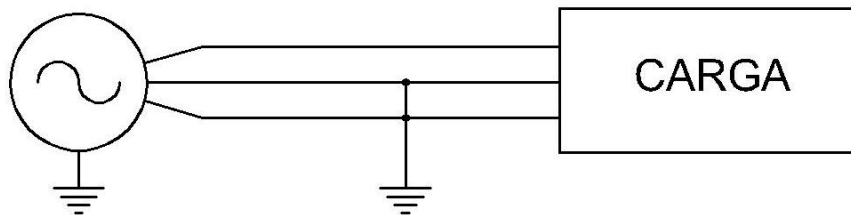
- $V_{pré-falta}$ é a tensão no momento anterior ao qual ocorre o defeito;
- Z_0 é a impedância de sequência zero do circuito equivalente do sistema em relação ao ponto em que ocorre a falta;
- Z_1 é a impedância de sequência positiva do circuito equivalente do sistema em relação ao ponto em que ocorre a falta;

- Z_{Def} é a impedância de defeito¹.

4.3.2 Curto-circuito bifásico com contato de terra

Ocorre quando há o contato entre dois condutores e a Terra. É um curto assimétrico, assim como o anterior, e ocorre em cerca de 10% dos casos (BENEDITO, 2017). Esse tipo de curto pode ser visto na Figura 28.

Figura 28: Curto-circuito bifásico, com contato de terra.



Fonte: (BENEDITO, 2017).

Neste tipo de defeito, tem-se 2 valores de corrente, uma para a terra e outra para as duas fases em defeito (RUFATO JUNIOR, 2015). Considerando que a falta ocorra entre as fases b, c e terra, a formulação é apresentada pela Equação 7.

$$|i_{F-F-T}| = |i_B| + |i_C| \text{ [pu]} \quad (7)$$

Onde:

I_{F-F-T} é a corrente de falta fase-fase-terra;

I_B é a corrente de falta na fase B, conforme Equação 8:

$$|i_B| = \left| \frac{\alpha^2 \sqrt{3} (V_{pré-falta})}{Z_1 (Z_1 + 2Z_0)} \cdot (Z_1 \cdot \angle - 30^\circ + Z_0 \angle + 30^\circ) \right| \text{ [pu]} \quad (8)$$

I_C é a corrente de falta na fase C, conforme Equação 9:

$$|i_C| = \left| \frac{\alpha \sqrt{3} (V_{pré-falta})}{Z_1 (Z_1 + 2Z_0)} \cdot (Z_1 \cdot \angle + 30^\circ + Z_0 \angle - 30^\circ) \right| \text{ [pu]} \quad (9)$$

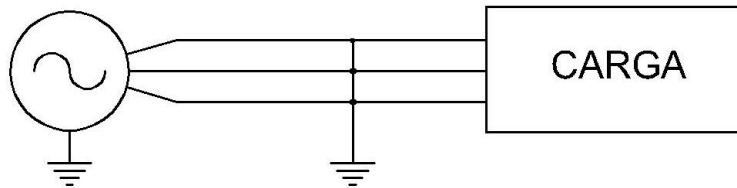
Para $\alpha = 1 \angle 120^\circ$.

¹ Valor que depende de vários fatores relacionados com o tipo de solo, condições de contato com o solo ou demais superfícies de contato, grau de umidade do solo e do ar, depósitos, dentre outros (RUFATO JUNIOR, 2015).

4.3.3 Curto-circuito trifásico (ou simétrico)

Ocorre quando todos os condutores da rede entram em contato, de modo que são solicitados de modo idêntico e conduzem o mesmo valor eficaz da corrente de curto. Por essa maneira, é denominado simétrico. Uma exemplificação do curto trifásico pode ser vista na Figura 29.

Figura 29: Curto-circuito trifásico (ou simétrico).



Fonte: (BENEDITO, 2017).

É o tipo de curto que ocorre com menor frequência – cerca de 5% de todos os casos de curto-circuito (BENEDITO, 2017). A formulação clássica para a corrente de curto-circuito trifásica (RUFATO JUNIOR, 2015) é apresentada pela Equação 10:

$$|i_{3F}| = \frac{V_{pré-falta}}{Z_1} \text{ [pu]} \quad (10)$$

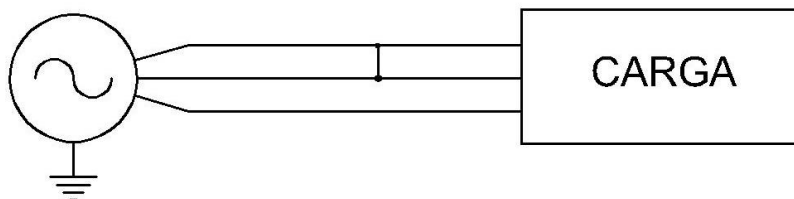
Onde:

i_{3F} é a corrente de falta trifásica;

4.3.4 Curto-circuito bifásico sem contato de terra

Ocorre quando há o contato entre duas fases do sistema (por exemplo, pela ionização do ar entre dois condutores). Dessa maneira, as correntes nos três condutores não serão iguais. Por isso, é um curto assimétrico, ou seja, desequilibrado. Um exemplo desse tipo de curto pode ser visto na Figura 30.

Figura 30: Curto-circuito bifásico, sem contato com terra.



Fonte: (BENEDITO, 2017).

Esse tipo de curto ocorre em cerca de 15% dos casos (BENEDITO, 2017).

Em termos de estabilidade transitória e dinâmica, é o mais prejudicial à estabilidade e sincronismo de geradores síncronos. Além disso, em sistemas industriais, é o tipo de curto que apresenta os maiores níveis de corrente.

Sua formulação é descrita pela Equação 11:

$$|i_{F-F}| = \frac{\sqrt{3}}{2} \left| \frac{V_{pré-falta}}{Z_1} \right| \text{ [pu]} \quad (11)$$

Onde:

I_{F-F} é a corrente de falta fase-fase.

4.4 Considerações

O estudo de fluxo de potência é de extrema importância em sistemas elétricos de potência, pois é por meio dele que se pode caracterizar o estado da rede e verificar se as tensões estão dentro dos limites especificados. Além disso, obtêm-se os fluxos nas linhas de transmissão, a fim de verificar se há sobrecarregamento das linhas e equipamentos.

Somado à esse estudo, os resultados obtidos ao se analisar o comportamento dos sistema mediante situações de curto-circuito são de vital importância para o dimensionamento de condutores, dispositivos de proteção e equipamentos.

Tendo visto os principais pontos desses estudos, serão apresentados nos itens a seguir a metodologia e os resultados dos cálculos realizados no estudo de caso deste trabalho.

5 METODOLOGIA DO ESTUDO DE CASO

5.1 Introdução

Este capítulo tem por finalidade caracterizar a metodologia utilizada para obtenção dos resultados de fluxo de potência e curto-circuito. Foram considerados quatro cenários adotados:

1. Apenas geração eólica, com potência de 30 MVA;
2. Apenas geração fotovoltaica, com potência de 10 MVA;
3. Geração híbrida, com potência de 30 MVA para a geração eólica e 5 MVA para a fotovoltaica, totalizando uma geração de cerca de 35 MVA;
4. Geração híbrida, com potência de 30 MVA para a geração eólica e 10 MVA para a fotovoltaica, totalizando uma geração de cerca de 40 MVA.

Para isso, será apresentada primeiramente a usina eólica existente no parque em questão, que é o objeto de estudo desse trabalho, detalhando seus parâmetros elétricos. Após isso, será apresentado o *software* utilizado para realização das simulações. Então, serão detalhadas as características do sistema fotovoltaico escolhido para simulação. Por fim, serão apresentadas as modificações necessárias para implementação dos dados no *software* utilizado.

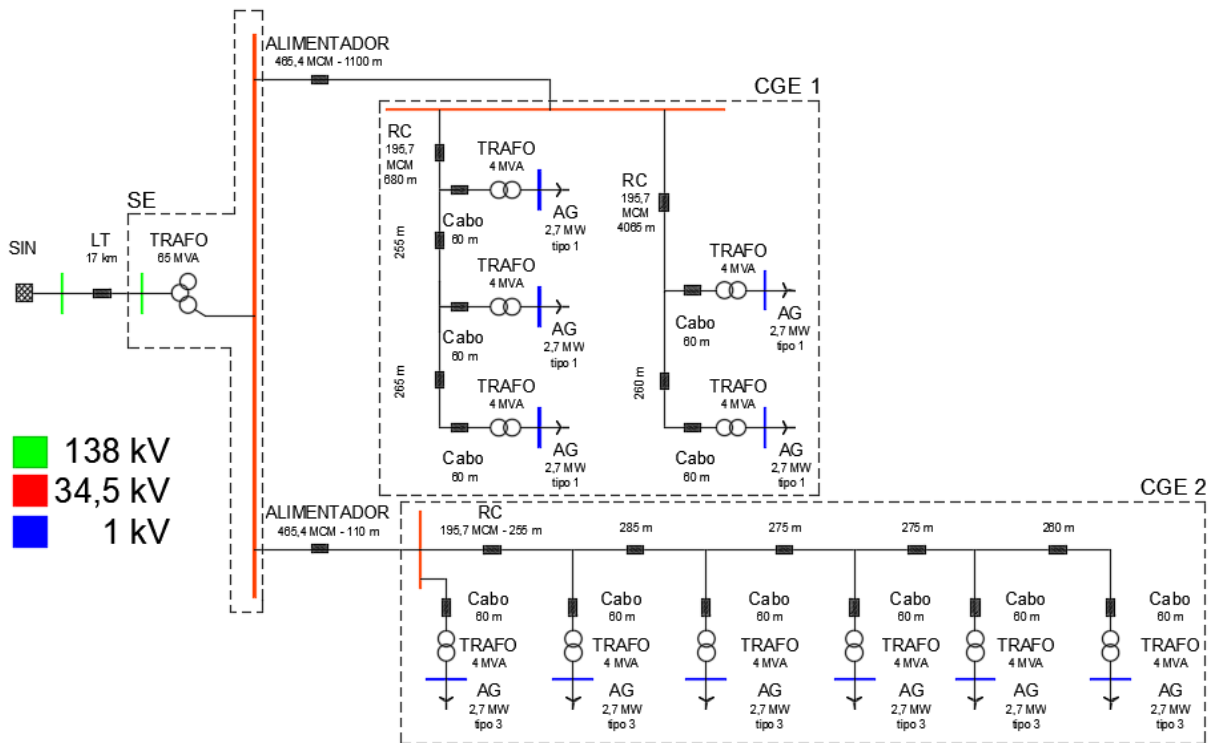
5.2 O sistema eólico existente

O parque eólico, objeto de estudo desse trabalho, se localiza no Rio Grande do Norte. Sua localização se deve à diversos fatores, um dos quais é o grande índice anual de vento da região nordeste.

Nesse parque há onze aerogeradores, dos quais cinco são do Tipo 1 e seis do Tipo 3. Todos os aerogeradores do Tipo 1 são ligados em paralelo, e sua energia é levada à subestação elevadora (SE) da usina por meio de um alimentador único (AL1), caracterizando assim a Central de Geração Eólica 1 (CGE1). Da mesma maneira, os aerogeradores do Tipo 3 foram agrupados, e sua energia é conduzida à subestação por meio de outro alimentador (AL2), caracterizando a CGE2. Assim, o parque eólico possui dois circuitos de geração, independentes entre si.

O esquema de ligação que representa o parque eólico pode ser visto na Figura 31. Essa representação se baseou em dados reais do parque, retirados de um estudo já feito nessa usina por Sganzerla e Veiga (2016).

Figura 31: Diagrama unifilar do sistema eólico existente.



Fonte: autoria própria.

Conforme o esquema, pode-se notar que cada aerogerador, tanto do Tipo 1 quanto do Tipo 3, possui uma potência ativa de 2,7 MW. Portanto, a potência nominal de geração eólica dessa usina é 29,7 MW. Cada AG é conectado a um transformador que eleva a tensão gerada de 1 kV para 34,5 kV.

A SE possui um transformador trifásico de três enrolamentos, o qual eleva à tensão de 34,5kV para os níveis de transmissão (138 kV). Da SE, uma linha de transmissão (LT) de 17 km conduz a energia para o ponto de conexão com o Sistema Interligado Nacional (SIN).

É importante ressaltar que a CGE 1 possui dois subsistemas, na qual o AL1 é derivado, pela Barra 1, em duas conexões, onde em uma delas encontram-se dois AGs em paralelo, e no outro ramo, três. Já na CGE 2, todos os AGs estão conectados em paralelo na Barra 2.

Para a simulação da geração híbrida proposta, será instalada uma Central de Geração Fotovoltaica (CGFV), na barra da SE por meio de um alimentador AL3. As características dessa CGFV serão apresentadas nas seções subsequentes.

5.3 Software e diagrama unifilar utilizados na simulação

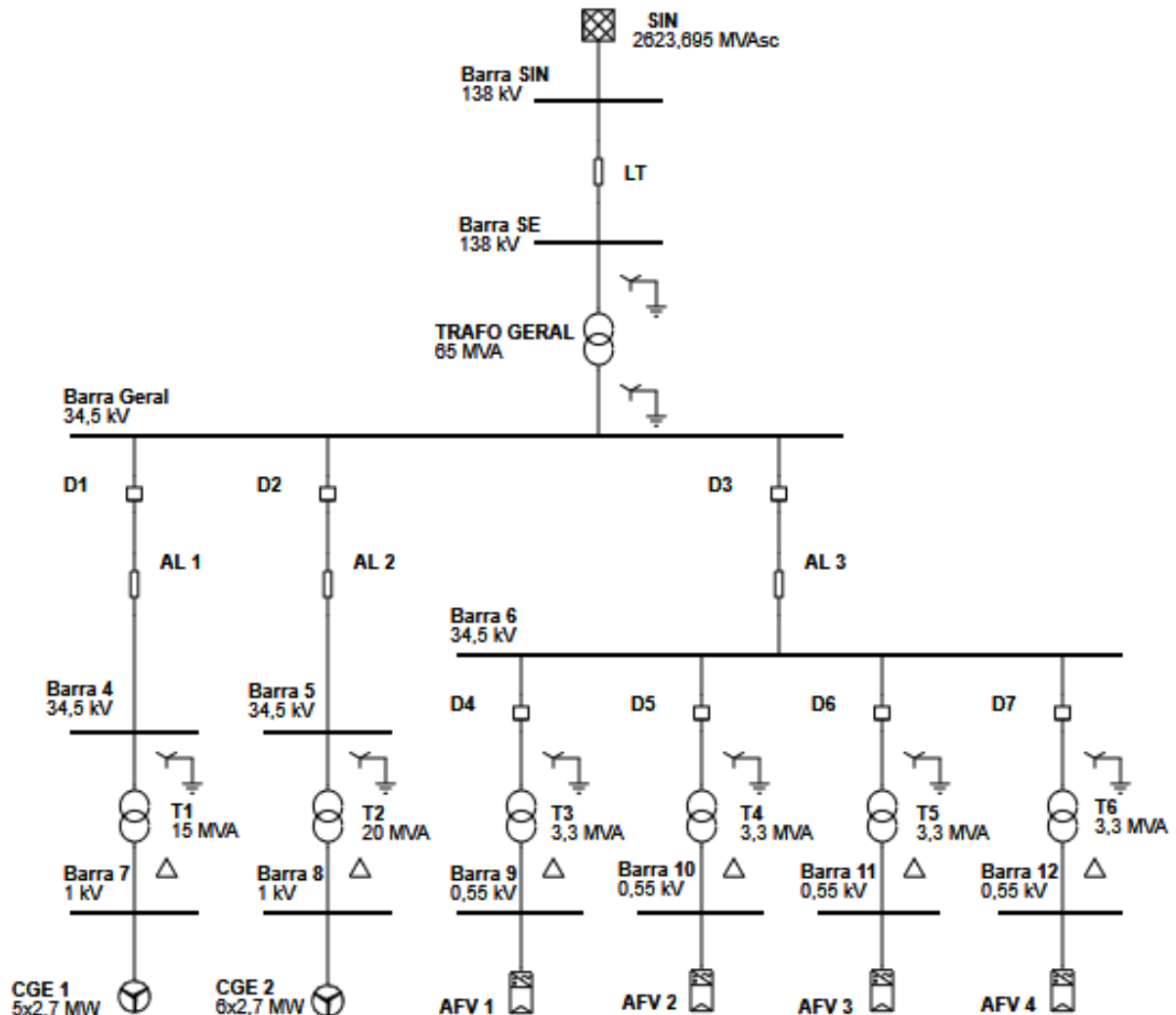
O *software* utilizado para elaboração das simulações propostas no trabalho foi o ETAP (*Electrical Transient Analyzer Program*). Este programa é uma plataforma de análise, monitoramento, controle, automatização, simulação e otimização de processos para projetos referentes à geração, transmissão e distribuição de energia. Possui funções de cálculo de fluxo de potência e curto-circuito, além de bibliotecas para diversos tipos de dispositivos (transformadores, motores, geradores, entre outros) com base em informações típicas, padrões de normas e dados de fabricantes, com a finalidade de facilitar simulações que não dispõem de algum dado ou para fins de modelamento e comparação.

Devido a questões de limitações e restrições do *software*, foi utilizada uma versão cuja quantidade máxima de barras disponíveis por projeto é doze. Nesse sentido, algumas simplificações do sistema original tiveram que ser adotadas: a CGE1 será representada por um único gerador que representará o grupo de cinco AGs. Esse gerador será então conectado a um transformador de 15 MVA. Da mesma maneira, a CGE2 também será reduzida a um circuito equivalente de um único AG e um transformador de 20 MVA. No *software*, é possível inserir os parâmetros de cada AE, e o próprio programa realiza os cálculos necessários para substituir o grupo por um único gerador que possa representar fielmente o grupo todo. Portanto, é de extrema importância ressaltar que esse AG único que irá representar toda a CGE1 não é simplesmente um AG com potência (e demais parâmetros) igual ao somatório das potências dos AGs que está substituindo. O mesmo vale para a CGE2.

No caso da CGFV, serão inseridos subsistemas de geração. Cada sistema desses possui 10461 placas e gera uma potência de 2,5 MVA. Para cada um desses arranjos de geração fotovoltaicas (AGFV), é necessário haver um inversor, que realize a transformação da energia CC gerada em energia CA. O inversor com maior valor de potência de saída encontrado em catálogos de fabricantes é de 2,5 MVA. Portanto, de modo a atender as limitações do número de barras disponíveis, foram inseridos quatro grupos de geração FV, de potência 2,5 MVA cada, totalizando uma geração fotovoltaica de 10 MVA. Cada inversor será ligado a um transformador que eleva a tensão gerada (550 V) para a tensão da barra da SE (34,5 kV).

O diagrama unifilar para a simulação do sistema simplificado é mostrado na Figura 32.

Figura 32: Diagrama unifilar do sistema adotado no estudo.



Fonte: Autoria Própria.

Tomando como base as reduções feitas, os seguintes pontos foram considerados para as simulações:

- Os disjuntores aplicados não foram dimensionados, sua aplicação ao trabalho não tem função de proteção, mas sim de chave para ligar e desligar as centrais geradoras;
- Os dispositivos de compensação de reativo (como bancos de capacitores) não foram considerados;

- Os dispositivos fotovoltaicos dispostos na simbologia já englobam inversores, não sendo estes representados de forma explícita, assim como o número de placas agregadas naquele conjunto.

Os parâmetros elétricos de cada componente do sistema, incluindo os cabos, serão detalhadas no item 6.4.

Tendo isso em vista, os cenários a serem simulados foram controlados com base no chaveamento dos disjuntores, conforme é apresentado no Quadro 3.

Quadro 3: Configuração de disjuntores adotados para os cenários de simulação.

ID DO DISJUNTOR	CIRCUITO	CN 1	CN 2	CN 3	CN 4
D1	CGE 1	Fechado	Aberto	Fechado	Fechado
D2	CGE 2	Fechado	Aberto	Fechado	Fechado
D3	CGFV	Aberto	Fechado	Fechado	Fechado
D4	AFV 1	Aberto	Fechado	Fechado	Fechado
D5	AFV 2	Aberto	Fechado	Fechado	Fechado
D6	AFV 3	Aberto	Fechado	Aberto	Fechado
D7	AFV 4	Aberto	Fechado	Aberto	Fechado

Fonte: Autoria própria.

Observa-se então que, para o **Cenário 1** (CN 1), ocorre a geração das CGE 1 e 2, sem considerar a CGFV.

O **Cenário 2** (CN 2), por outro lado, contempla a geração total da CGFV, sem a contribuição da geração das CGEs.

O **Cenário 3** (CN 3) considera a geração híbrida das duas fontes, adotando para a CGFV metade da sua capacidade de geração, afim de observar as mudanças no comportamento do sistema.

Por fim, o **Cenário 4** (CN 4) aborda a geração híbrida com toda a capacidade de geração do sistema dimensionado.

5.4 Modelamento do sistema simulado

Com base em dados de entidades como ONS, WECC, fabricante e padrões de normas como ANSI, IEC, IEEE e NERC (nos quais se baseia a biblioteca do ETAP), estão dispostos a seguir, de forma resumida, os dados adotados e obtidos na implementação de dados na simulação.

5.4.1 Barramento Infinito

Para o ponto de conexão com o SIN foram introduzidos os valores de tensão e frequência de operação, e impedância de curto-circuito (Z_{sc}), estratificada em valores de resistência e reatância de sequência positiva e sequência zero. Esses dados são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3: Parâmetros, configurações e impedâncias do barramento infinito.

Potência base [MVA]	Tensão [V]	Frequência [Hz]	R1 [%]	X1 [%]	R0 [%]	X0 [%]
100	138	60	0,8475	3,7161	3,2285	10,752

Fonte: (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, [20--]).

Para esses parâmetros, o programa fornece como dados de saída:

- Potência de curto-circuito trifásica (S_{sc3F}) de 2.623,695 MVA;
- Corrente de curto-circuito trifásica (I_{sc3F}) de 10,977 kA e monofásica (I_{sc}) de 6,662 kA.

5.4.2 Linha de Transmissão

Com base na biblioteca do *software*, foi escolhido uma seção de cabo com valores aproximados dos valores reais da LT, cerca de 300 mm² (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, [20--]), apresentada na Tabela 4.

Tabela 4: Parâmetros e configurações das LT.

ID	LT	Unidade/Código
Comprimento	17	km
Fabricante do cabo	Southwire	Meadowsweet
Frequência	60	Hz
Capacidade	820	A
Seção do Condutor	600	kcmil
Quantidade de Fios	37	fios
Configuração	Horizontal	
Espaçamento entre linhas	6	m
Altura	30	m
T1 e T2	25 e 50	°C
R1total [Ω]	1,65468	Ω
X1total [Ω]	8,67735	Ω

Continua

Continuação		
ID	LT	Unidade/Código
R0total [Ω]	4,4719	Ω
X0total [Ω]	27,0612	Ω

Fonte: (OPERATION TECHNOLOGY, INC., 2015)

Tomando como entrada os dados da Tabela 4 sobre as características da LT, o programa retorna como dados de saída as informações referentes a resistência, reatância e susceptância da linha de transmissão, os quais estão resumidos na Tabela 5.

Tabela 5: Matrizes de resistência, reatância e susceptância da LT.

Domínio	Fase			Sequência				
	A	B	C	0	1	2		
R [Ω]	A	2,597	0,937	0,937	0	4,472	0,256	-0,256
	B	0,937	2,597	0,937	1	-0,256	1,660	-0,513
	C	0,937	0,937	2,597	2	0,256	0,513	1,660
X [Ω]	A	14,805	6,424	5,536	0	27,061	-0,148	-0,148
	B	6,424	14,805	6,424	1	-0,148	8,677	0,296
	C	5,536	6,424	14,805	2	-0,148	0,296	8,677
Y [μ S]	A	45,531	-10,700	-5,770	0	28,013	0,524	0,524
	B	-10,700	47,313	-10,697	1	0,524	55,181	-1,938
	C	-5,770	-10,697	45,530	2	0,524	-1,938	55,181

Fonte: (OPERATION TECHNOLOGY, INC., 2015).

5.4.3 Transformadores

Para o dimensionamento deste componente, foram escolhidos parâmetros da biblioteca do programa, com exceção do transformador de 65 MVA. Esses valores são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6: Parâmetros, configurações e impedâncias dos transformadores.

Potência [MVA]	65	20	15	3,3
Tensão primária [kV]	138	34,5	34,5	34,5
Tensão secundária [kV]	34,5	1	1	0,55
Configuração	Ynyn0	YNd1	YNd1	YNd1
Conexão de Aterramento	Primário e Secundário	Primário	Primário	Primário
Tipo de Aterramento	Yy - Sólido	Y - Sólido	Y - Sólido	Y - Sólido

Continua

	Continuação			
Potência [MVA]	65	20	15	3,3
Aterramento de Neutro	TN-S	IT Individual	IT Individual	IT Individual
Tipo de Isolação	ONAN	ONAN	ONAN	OFAN
Classe	Líquido Isolante (Óleo)	Líquido Isolante (Óleo)	Líquido Isolante (Óleo)	Líquido Isolante (Óleo)
ΔT máx. [°C]	65	65	65	65
Z1%	10,328	10	10	7,15
Potência [MVA]	65	20	15	3,3
Z0%	8,71	10	10	7,15
X/R	45	20	20	8,5

Fonte: (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, [20--]; OPERATION TECHNOLOGY, INC., 2015).

5.4.4 Alimentadores

Devido a simplificação adotada no diagrama simulado, pode-se perceber, pelo diagrama apresentado na Figura 32, que todos os cabos que ligavam cada transformador das GEs (apresentados na Figura 31) foram substituídos por um único alimentador em cada subsistema do diagrama reduzido. Para que esse alimentador possa representar fielmente os parâmetros elétricos dos cabos do sistema original, fez-se necessário o levantamento das impedâncias dos trechos das Redes Coletoras (RCs) das CGE 1 e CGE 2. Posteriormente, esses valores foram compensados no ambiente de simulação, somando os valores das RCs a seus respectivos ALs.

Além disso, dentro do ambiente da biblioteca do *software* foi constatado que para a classe de tensão 35 kV, as unidades de medida de seção de condutor disponíveis (com base em fabricantes disponíveis) eram “AWG” e “kcmil”.

Para fazer essa conversão dos cabos das RCs e dos ALs nas unidades AWG/kcmil, foi utilizada de tabelas comparativas de seções de cabos de alumínio, onde foi constatado que a seção 465,4 MCM dos ALs das CGEs corresponde a 236,38 mm², e a seção 195,7 MCM das RCs correspondem a 99,30 mm² (ALUBAR, 2015). Os valores comerciais correspondentes mais próximos são 240 mm² e 120mm².

Estes dados foram parâmetros na determinação das seções 500 kcmil para os ALs e 4/0 AWG para as RCs, escolhidos da biblioteca de cabos do *software*, na base de dados do fabricante Prysmian, conforme apresentado na Tabela 7.

Tabela 7: Dados dos alimentadores e redes coletoras do sistema.

ID	L [km]	kV	n° cond - AWG/ kcmil	Fabricante	f [Hz]	Cond. Tipo	Isol.	Instalação	Tc [°C]	Ta [°C]	Capacidade de Corrente
AL 1	1,1	35	3 – 500	Prysmian1/3 N	60	AL	XLPE 90°C	Aéreo	35	90	590
AL 2	0,11	35	3 – 500	Prysmian1/3 N	60	AL	XLPE 90°C	Aéreo	35	90	590
AL 3	0,45	35	3 - 500	Prysmian1/3 N	60	AL	XLPE 90°C	Aéreo	35	90	590
ID	L [km]	kV	n° cond - AWG/ kcmil	Fabricante	f [Hz]	Cond. Tipo	Isol.	Instalação	Tc [°C]	Ta [°C]	Capacidade de Corrente
RC CGE 1	4,325	35	3 – 4/0	Prysmian1/3 N	60	AL	XLPE 90°C	Enterrado	35	90	245
RC CGE 2	1,35	35	3 – 4/0	Prysmian1/3 N	60	AL	XLPE 90°C	Enterrado	35	90	245

Fonte: (OPERATION TECHNOLOGY, INC., 2015).

Definidos os condutores, foram levantadas as impedâncias dentro do ambiente do *software*, conforme Tabela 8.

Tabela 8: Impedâncias em Ω/km dos alimentadores e redes coletoras do sistema.

ID	Z1 [Ω/km]	R1 [Ω/km]	X1 [Ω/km]	L1 [Ω/km]	Y1 [Ω/km]	Z0 [Ω/km]	R0 [Ω/km]	X0 [Ω/km]	L0 [Ω/km]	Y0 [Ω/km]
AL 1	0,21896	0,15629	0,15335	0,00041	0,00007	2,35507	0,33395	2,33128	0,00618	0,00007
AL 2	0,21896	0,15629	0,15335	0,00041	0,00007	2,35507	0,33395	2,33128	0,00618	0,00007
AL 3	0,21896	0,15629	0,15335	0,00041	0,00007	2,35507	0,33395	2,33128	0,00618	0,00007
RC CGE 1	0,40882	0,37033	0,17318	0,00046	0,00005	2,45248	0,54798	2,39048	0,00634	0,00005
RC CGE 2	0,40882	0,37033	0,17318	0,00046	0,00005	2,45248	0,54798	2,39048	0,00634	0,00005

Fonte: (OPERATION TECHNOLOGY, INC., 2015)

Multiplicando-se os valores de comprimento pelos valores de impedâncias de sequência positiva e negativa dos itens da Tabela 7, foram obtidos os totais para os trechos. Após isso, os resultados encontrados para o AL1 foram somados aos valores obtidos para as impedâncias da RC da CGE 1. Da mesma forma, os valores encontrados para o AL2, foram somados aos valores da RC da CGE 2. Retifica-se que todos esses cálculos foram realizados para que os alimentadores AL1 e AL2 representem fielmente todo o grupo de cabos que foram simplificados do esquema original da usina. Os resultados são apresentados na Tabela 9.

Tabela 9: Impedâncias consideradas para AL 1 e AL 2.

ID	Z1 [Ω]	R1 [Ω]	X1 [Ω]	L1 [Ω]	Y1 [Ω]	Z0 [Ω]	R0 [Ω]	X0 [Ω]	L0 [Ω]	Y0 [Ω]
AL 1	2,0090	1,7736	0,9177	0,0024	0,0003	13,1976	2,7374	12,9032	0,0342	0,0003
AL 2	0,5760	0,5171	0,2507	0,0007	0,0001	3,5699	0,7765	3,4836	0,0092	0,0001

Fonte: (OPERATION TECHNOLOGY, INC., 2015)

Estes valores totais então, foram introduzidos no ambiente de simulação para os elementos AL1 e AL2.

5.4.5 Sistema Eólico

A falta de modelos adequados para a grande variedade de turbinas eólicas disponíveis no mercado tem sido um obstáculo na realização de análises aprofundadas sobre o assunto, principalmente devido a patentes e dados sigilosos de fabricantes para as tecnologias presentes em aerogeradores, como os conversores intrínsecos aos sistemas, não existindo então um modelo consagrado que represente fielmente o modo de operação de cada um dos 4 tipos de tecnologia aplicados à aerogeradores (WESTERN ELECTRICITY COORDINATING COUNCIL, 2014). Essas são algumas das dificuldades na elaboração de estudos voltados a sistemas eólicos. Tal avaliação é normalmente feita por meio da análise de domínio de tempo de sequência positiva, nas fases de planejamento, permitindo então a simulação da resposta dinâmica de um sistema de potência frente à grandes perturbações (por exemplo, curto-circuito).

O ETAP, por sua vez, utiliza de modelos simplificados de AGs desenvolvidos pelo Grupo WECC. Esses modelos foram desenvolvidos para analisar o impacto de turbinas eólicas com um único ponto de interconexão de rede na estabilidade de grandes sistemas. Simulações dinâmicas foram realizadas com esses modelos simplificados, nas quais também se realizaram comparações com resultados derivados de modelos de ordem superior, utilizados em representações específicas de fabricante na conversão aerodinâmica e de transmissão, apresentando bons resultados (OPERATION TECHNOLOGY, INC., 2015).

A configuração dos AGs considerados na simulação encontram-se resumidos na Tabela 10, onde algumas das informações foram complementadas com dados da biblioteca do programa, com base em valores típicos.

Tabela 10: Dados e informações gerais dos AGs.

Modelo do aerogerador	Tipo 1 – GIGE/SCIG	Tipo 3 - GIDA/DFIG
Modelo de controle adotado	WECC	WECC
Modo de operação	Gerador de Indução	Controle de Reativo
Velocidade de operação	10 m/s	10 m/s
Velocidade de <i>Cut-in</i>	3 m/s	3 m/s
Velocidade de <i>Cut-out</i>	30 m/s	30 m/s
Potência nominal	2,7 MW	2,7 MW
Tensão nominal	1000 V	1000 V
Frequência nominal	60 Hz	60 Hz
Fator de Potência	0,92	0,92
Eficiência	0,95	0,95
Pares de polos	3	3
Velocidade Síncrona	1200 RPM	1200 RPM
Velocidade de rotação do rotor	12,3 RPM	12,3 RPM
Diâmetro das pás	122 m	122 m
Altura do Hub	89 m	89 m
Conexão de Aterramento	Y – Sólido	Y – Sólido
Tipo de Aterramento	NEC	NEC

Fonte: (SGANZERLA e VEIGA, 2016; GENERAL ELETRIC, 2014).

Para o AG Tipo 1, o modelamento do gerador é feito por meio de um circuito equivalente de máquina convencional (no caso, um motor de indução). Os valores adotados no diagrama se encontram na Tabela 11.

Tabela 11: Dados de impedâncias da máquina de indução adotados para o AG Tipo 1.

Parâmetro	Definição	Valor Adotado	Unidade
Rs	Resistência % do estator com base nos dados da máquina	0,48	%

Continua

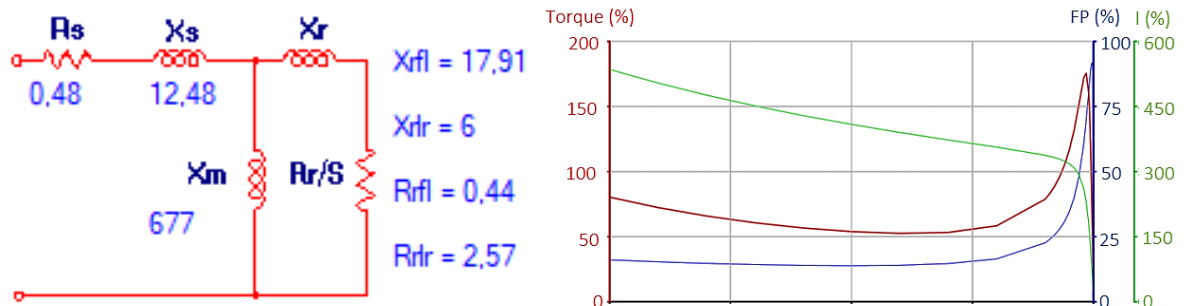
Continuação

Parâmetro	Definição	Valor Adotado	Unidade
X_s	Reatância % do estator com base nos dados da máquina	12,48	%
X_m	Reatância % de magnetização com base nos dados da máquina	677	%
X_r Ir	Reatância % do rotor para rotor bloqueado com base nos dados da máquina	6	%
X_r fl	Reatância % do rotor a plena carga com base nos dados da máquina	17,91	%
R_r Ir	Resistência % do rotor para rotor bloqueado com base nos dados da máquina	2,57	%
R_r fl	Resistência % do rotor a plena carga com base nos dados da máquina	0,44	%

Fonte: (SGANZERLA e VEIGA, 2016).

Tais dados resultaram no gráfico de performance da máquina, onde são apresentadas as curvas de torque, corrente e fator de potência em função do escorregamento, conforme Figura 33.

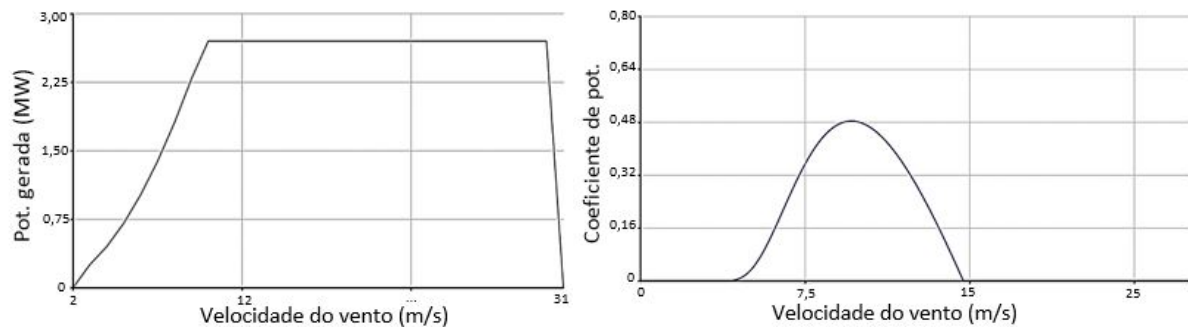
Figura 33: Modelamento do gerador para o AG Tipo 1 e respectivas curvas de performance da máquina.



Fonte: (OPERATION TECHNOLOGY, INC., 2015).

Após estas configurações, foram obtidas então a respectiva Curva de Potência e Curva CP levantadas para o AG Tipo 1 com ângulo de *pitch* máximo, como ilustra a Figura 34.

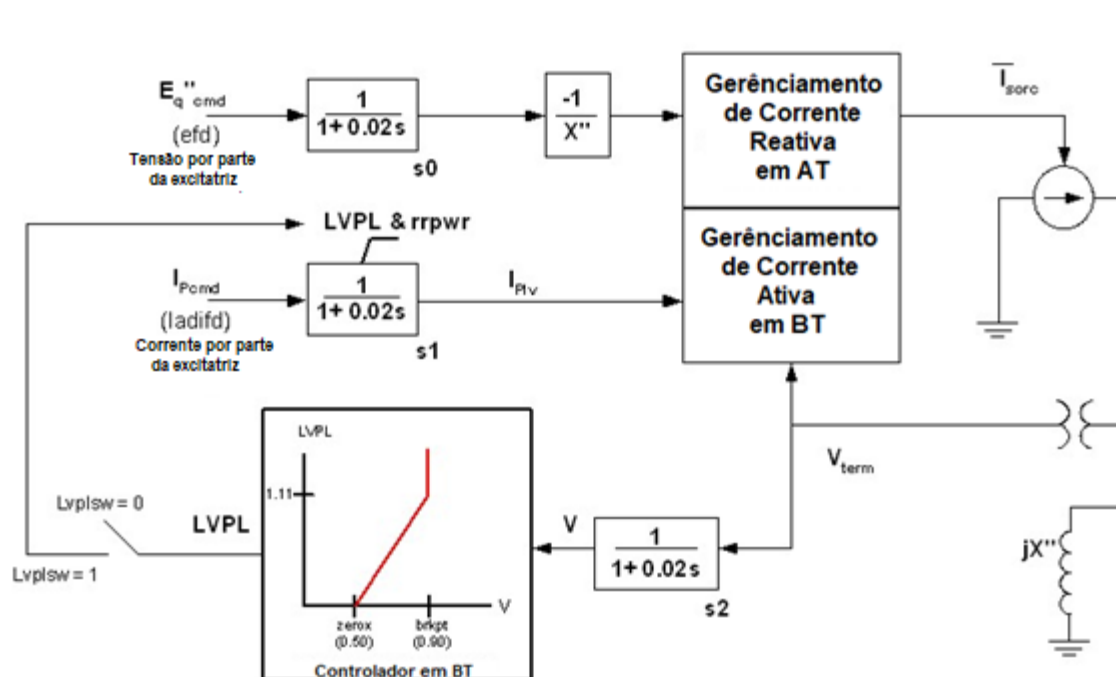
Figura 34: Curva de Potência e C_p para aerogerador Tipo 1.



Fonte: (OPERATION TECHNOLOGY, INC., 2015).

Já a tecnologia do AG Tipo 3 é baseada em funções de transferência que representam o comportamento da máquina. O gerador é modelado então como uma injeção de corrente controlada em função de um eixo, incluindo ainda o conversor, blocos para gerenciamento de corrente reativa de alta tensão (controle utilizado para controle de potência reativa, ou fator de potência), gerenciamento de corrente ativa de baixa tensão (esse controle é utilizado para maximizar o C_p para velocidades abaixo da nominal e limitar a saída de potência para velocidades acima da velocidade nominal) e lógicas de baixa tensão, conforme Figura 35.

Figura 35: Modelamento do gerador e controle do AG Tipo 3.



Fonte: (OPERATION TECHNOLOGY, INC., 2015).

Os dados aplicados a malha de controle acima são baseados em valores típicos do guia WECC (WESTERN ELECTRICITY COORDINATING COUNCIL,

2014), os quais o *software* adota como padrão. Esses dados se tornam necessários na avaliação no tempo para determinar o quanto de energia ativa, reativa e tensão são aplicados no terminal de conexão com o sistema. Seus valores e significados são apresentados na Tabela 12.

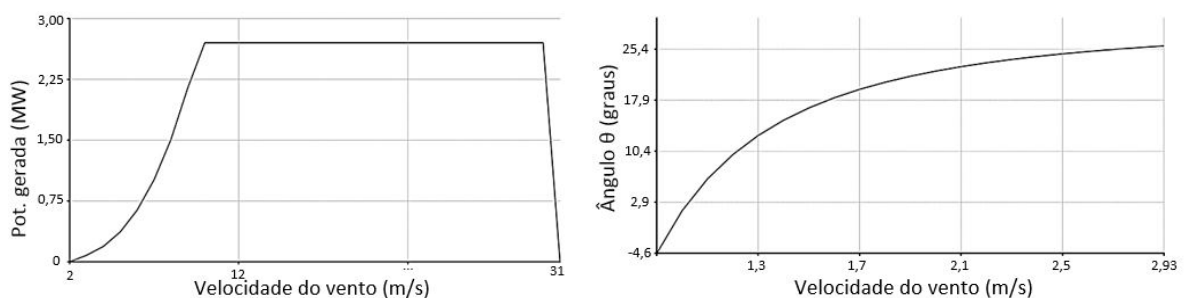
Tabela 12: Parâmetros para configuração de modelamento do AG Tipo 3.

Parâmetro	Definição	Valor Adotado	Unidade
X''	Reatância efetiva do gerador	0,8	p.u.
T1	Primeira constante de tempo	0,02	s
T2	Segunda constante de tempo	0,02	s
T3	Terceira constante de tempo	0,02	s
Lvplsw	Controlador de baixa tensão: Habilitado [1] ou desabilitado [0]	1	Adimensional
Lvpl1	Ponto 1 do controlador	0	Adimensional
Lvpl2	Ponto 2 do controlador	1,11	Adimensional
Zerox	Cruzamento Zero	0,5	p.u.
Brkpt	Ponto de ruptura	0,9	p.u.
Rrpwr	Limite da taxa de ganho da corrente ativa na recuperação de tensão	5	p.u.

Fonte: (OPERATION TECHNOLOGY, INC., 2015).

A Figura 36 mostra a respectiva Curva de Potência e a curva de relação entre melhor ângulo de pitch em função da velocidade de vento levantadas para o AG Tipo 3, considerando ganho aerodinâmico de 0,007 p.u. e ângulo inicial de pitch de 5° e máximo de 22°.

Figura 36: Curva de Potência e curva θ x v para o AG Tipo 3.



Fonte: (OPERATION TECHNOLOGY, INC., 2015).

Os parâmetros de curto-circuito no modelamento para os Tipos 1 e 3 de AGs estão especificados na Tabela 13.

Tabela 13: Dados de curto-circuito adotados para o AG Tipo 1 e Tipo 3.

Parâmetro	Definição	Valor para AG Tipo 1	Valor para AG Tipo 3	Unidade
LRC	Corrente de rotor bloqueado com base nos dados da máquina	600	535,5	%
PF_{lr}	Fator de potência % de rotor bloqueado com base nos dados da máquina	10,91	16,09	%
X/R	Relação de impedância de curto-circuito e resistência de armadura (X_{sc}/R_a)	46,863	62,351	%
T_d'	Constante de tempo de transiente do motor de indução	0,2	0,18	s
X₀	Reatância % de sequência zero com base nos dados da máquina	16,667	16,667	%
X₂	Reatância % de sequência negativa com base nos dados da máquina	16,667	16,667	%

Fonte: (OPERATION TECHNOLOGY, INC., 2015).

5.4.6 Sistema Fotovoltaico

Conforme já comentado, foi dimensionado eletricamente uma CGFV com potência de geração de 5 e 10 MVA, por meio de quatro conexões de 2,5 MVA cada. A estrutura adotada no diagrama unifilar da simulação, assim como a potência do transformador aplicado ao sistema, considera dados do manual da WEG sobre tecnologias solares (WEG, 2016).

O inversor aplicado a cada estrutura de geração de 2,5 MVA se baseia nos dados especificados pela WEG em seu catálogo da série SIW. Os dados dos inversores são apresentados na Tabela 14.

Tabela 14: Parâmetros e configurações dos inversores.

ID	Inversor	Unidade/Código
Entrada (CC)		
Máxima Corrente	3650	A
Tensão Máxima	1500	V
Faixa de MPPT	850...1350	V

Continua

Continuação

ID	Inversor	Unidade/Código
Saída (CA)		
Potência Nominal	2,5	MW
Corrente Nominal	2625	A
Tensão de Saída	550	V
Frequência	60	Hz
Fator de Potência	0,9 indutivo ...1... 0,9 capacitivo	
Máxima Eficiência	98,50	%

Fonte: (WEG, 2017).

Aplicando tais parâmetros no ambiente do *software*, as características elétricas do inversor obtidas, são apresentadas na Tabela 15.

Tabela 15: Características do inversor.

Modo de Operação	Tipo de Aterramento	Fator K de contribuição para Isc [%]	Especificação	Potência	Tensão [V]	FLA [A]	Eficiência %
Controle FP	NEC	150	Lado DC	2507,6 kW	1000	2508	98,2
			Lado AC	2500 kVA	550	2624	98,5

Fonte: (OPERATION TECHNOLOGY, INC., 2015)

Após isso, foi especificado então o painel fotovoltaico presente na biblioteca do *software* que atendesse os critérios dos inversores. A Tabela 16 apresenta as características do painel adotado.

Tabela 16: Características do painel adotado.

ID	Descrição	Dados	Unidade/Código
Modelo	ART2450-60-3-1	Suniva	-
Tipo de material	Tecnologia do painel	Monocristalino	-
Vmp	Máxima tensão de pico	30,65	V
Voc	Tensão de circuito aberto	37,08	V
ID	Descrição	Dados	Unidade/Código
Imp	Máxima corrente de pico	7,82	A
Isc	Corrente de Curto-circuito	8,33	A
FF	Fator de forma do painel	77,6	%

Continua

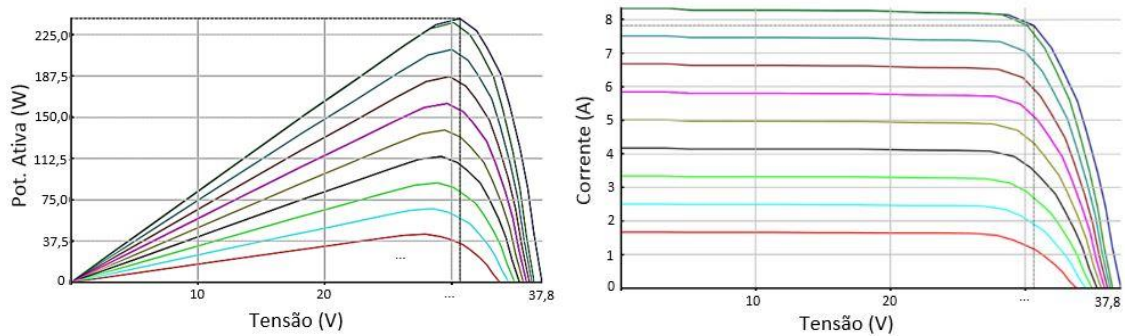
Continuação

ID	Descrição	Dados	Unidade/Código
Células	Número totais de células por painel	60	Unid.
Temperatura de Operação da Célula (NOCT)	Temperatura normal de operação da célula fotovoltaica	45	°C
c	Comprimento do painel	1,65	m
l	Largura do painel	1	m
e	Espessura do painel	4,6	cm
p	Peso do painel	18	kg

Fonte: (OPERATION TECHNOLOGY, INC., 2015).

A Figura 37 demonstra as respectivas curvas características P-V e a curva I-V do painel escolhido.

Figura 37: Curva P-V e curva I-V do painel fotovoltaico.



Fonte: (OPERATION TECHNOLOGY, INC., 2015).

Após definido o tipo de painel, configura-se a quantidade de painéis do arranjo fotovoltaico e disposição elétrica, para que os parâmetros solicitados pelo sistema sejam atendidos. Primeiramente, foi incrementado o número de painéis em série para alcançar o nível de tensão de operação de acordo com a faixa de operação do MPPT do inversor. Na sequência, levando-se em conta a contribuição de corrente que cada painel tem sobre o arranjo, aumentou-se o número de painéis em paralelo até ser possível alcançar o nível de geração desejado por arranjo (2,5 MW). Esses dados são apresentados na Tabela 17.

Tabela 17: Características do arranjo de geração FV.

Total de painéis por arranjo	Painéis em Série	Painéis em Paralelo	Vdc [V]	Pger [MW]	Idc [A]
10461	33	317	1011,45	2507,3	2478,94

Fonte: Autoria própria.

5.5 Considerações

Parametrizar cada componente do sistema é uma tarefa árdua. Na maioria dos casos, vários dados e parâmetros dos equipamentos e linhas não são encontrados facilmente, pois são dados sigilosos de fabricantes. Portanto, de modo a não comprometer a confiabilidade dos resultados, em alguns casos adotou-se valores típicos para determinados parâmetros, os quais são definidos como padrão em diversos estudos e pesquisas na área elétrica.

Então, com os componentes do sistema devidamente parametrizados e definido os cenários de simulação, serão apresentados nas seções a seguir os resultados dos cálculos e suas implicações no sistema.

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesse capítulo serão apresentados os resultados das simulações propostas, evidenciando os resultados mais relevantes e as considerações utilizadas em cada estudo. A análise dos dados obtidos e suas conclusões serão apresentadas ao longo da seção.

6.1 Fluxo de potência

Para o estudo de fluxo de potência, foram considerados os seguintes itens:

- A metodologia de cálculo adotada foi a de Newton Raphson, para uma iteração máxima de 99 e uma precisão de 0,0001;
- Nesse estudo foi adotado que os fluxos que saem das barras e seguem em sentido ao SIN possuem sinal positivo, enquanto que os fluxos que circulam em direção contrária, negativo;
- Não foram considerados fatores de diversidade de carga;
- Considerando que o estado do Rio Grande do Norte possui uma localização privilegiada em relação a incidência de ventos e solar, foram considerados valores de geração nominal para os aerogeradores e placas solares;
- Para apresentação dos resultados, os dados foram organizados em tabelas comparativas dos parâmetros elétricos de cada componente do sistema para os quatro cenários. Dessa maneira, facilita-se uma visualização geral de como cada parâmetro elétrico é alterado em cada cenário;
- As células vazias das tabelas representam componentes que não são considerados para o cenário relacionado.

Tendo em vista as considerações acima, os resultados obtidos serão apresentados nas seções a seguir.

6.1.1 Potência Ativa e Perdas

Tendo em vista primeiramente a geração efetiva de energia em cada cenário, os valores de Potência Ativa (em MW) obtidos em cada Barra são apresentados no Quadro 4. Conforme convencionado, a única barra que possui valores negativos de fluxo de potência ativa é a barra SIN, pois está recebendo a potência gerada pelas fontes. Todas as outras barras, estão apresentando fluxo de potência que flui no sentido para o SIN, ocasionando em valores positivos.

Quadro 4: Resultado de potência ativa (em MW) nas barras para os quatro cenários de geração.

ID da Barra	Tipo da Barra	CN 1 [MW]	CN 2 [MW]	CN 3 [MW]	CN 4 [MW]
Barra SIN	SWING	-29,112	-9,619	-33,889	-38,653
Barra SE	PQ	29,2	9,629	34,009	38,805
Barra Geral	PQ	29,23	9,632	34,049	38,862
Barra 04	PQ	13,43	-	13,43	13,43
Barra 05	PQ	16,129	-	16,129	16,134
Barra 06	PQ	-	9,644	4,822	9,642
Barra 07	PQ	13,5	-	13,5	13,5
Barra 08	PQ	16,2	-	16,2	16,2
Barra 09	PQ	-	2,426	2,426	2,426
Barra 10	PQ	-	2,426	2,426	2,426
Barra 11	PQ	-	2,426	-	2,426
Barra 12	PQ	-	2,426	-	2,426

Fonte: Autoria própria.

Pelos resultados do Cenário 01, pode-se notar que, após as perdas, é entregue ao SIN uma potência de 29,112 MW. No diagrama simulado (representado na Figura 32), nota-se que a energia dos AGs flui pelas barras 07 e 08. Somando-se os valores de potência que flui por essas barras, para o Cenário 01, tem-se 29,7 MW, que é exatamente o valor da soma das potências dos onze AGs. Entretanto, nota-se que todos esses valores sofrem perdas conforme a energia é conduzida em direção ao Sistema Interligado Nacional, chegando na Barra SIN uma potência de 29,112 MW. Essas perdas representam cerca de 1,98% da capacidade nominal das CGEs e estão mais detalhadas no Quadro 5.

Pelo Cenário 2, pode-se notar que os arranjos fotovoltaicos (AFV) não geram efetivamente 2,5 MW, pois há perdas intrínsecas nas conexões e equipamentos dos painéis fotovoltaicos e, principalmente, em virtude de questões de fator de potência

dos inversores. Portanto, a potência ativa que cada inversor efetivamente entrega ao sistema é 2,426 MW. Essas potências podem ser vistas nas barras 09 a 12. Assume-se, então, que a capacidade máxima de geração dos quatro AFV é de 9,701 MW. O valor de potência entregue ao SIN foi de 9,619 MW. Assim, o valor das perdas é de cerca de 0,86% em relação à capacidade máxima dos AFV. Essas perdas encontram-se mais detalhadas no Quadro 5.

Então, o valor da capacidade total de geração híbrida é dado pela soma de 29,7 MW das CGEs com 9,701 MW dos AFV, resultando em 39,401 MW. No Cenário 4, após as perdas, são gerados 38,653 MW de potência. Nesse caso, as perdas representam cerca de 1,90% da capacidade total.

O Quadro 5 mostra os valores de perdas concentrados em cada componente do sistema, para os quatro cenários.

Quadro 5: Resultado das perdas (em kW) nos componentes para os quatro cenários de geração.

ID	De	Para	Tipo	CN 1 [kW]	CN 2 [kW]	CN 3 [kW]	CN 4 [kW]
LT	Barra SIN	Barra SE	Linha	88,25	9,63	119,8	156,2
AL 1	Barra Geral	Barra 4	Cabo	234,9	-	235,1	235,4
AL 2	Barra Geral	Barra 5	Cabo	93,96	-	94,01	94,12
AL 3	Barra Geral	Barra 6	Cabo	-	11,62	2,9	11,59
T1	Barra 4	Barra 5	Transformador	69,72	-	69,77	69,86
T2	Barra 6	Barra 7	Transformador	70,99	-	71,04	71,12
T3	Barra 6	Barra 9	Transformador	-	14,71	14,66	14,66
T4	Barra 6	Barra 10	Transformador	-	14,71	14,66	14,66
T5	Barra 6	Barra 11	Transformador	-	14,71	-	14,66
T6	Barra 6	Barra 12	Transformador	-	14,71	-	14,66
TRAFO GERAL	Barra SE	Barra Geral	Transformador	29,98	3,28	40,7	53,08
Total de perdas [kW]				587,80	83,37	662,64	750,01
Total de perdas [%]				1,98%	0,86%	1,92%	1,90%

Fonte: Autoria própria.

Pelos resultados apresentados no Quadro 5, nota-se que os maiores responsáveis pelas perdas são os alimentadores e a Linha de Transmissão. Isso se deve ao fato de serem cabos de comprimento elevado, nos quais circulam correntes elétricas de alto valor, afinal, o valor das perdas é diretamente proporcional à resistência dos cabos (valor que é maior quanto maior for o comprimento do cabo) e à corrente que circula por eles.

Essas perdas, para a concessionária de energia, representam o tanto de energia deixada de gerar para o SIN.

Uma das soluções propostas para diminuição das perdas é aumentar a seção transversal (bitola) dos alimentadores e da linha de transmissão.

Ao aumentar bitola dos condutores da Linha de Transmissão de 600 MCM (modelo *Meadowsweet*) para 650 MCM (modelo *Heuchera*) e dos três alimentadores de 500 kcmil para 750 kcmil, foi simulado novamente, no *software*, o estudo de fluxo de potência. Os resultados de potência ativa encontrados podem ser vistos no Quadro 6.

Quadro 6: Resultado de potência ativa (em MW) nas barras para os quatro cenários de geração com seções de cabo aumentada.

ID da Barra	Tipo da Barra	CN 1 [MW]	CN 2 [MW]	CN 3 [MW]	CN 4 [MW]
Barra SIN	SWING	-29,216	-9,623	-33,994	-38,76
Barra SE	PQ	29,305	9,633	34,114	38,917
Barra Geral	PQ	29,335	9,636	34,155	38,971
Barra 04	PQ	13,43		13,43	13,43
Barra 05	PQ	16,129		16,129	16,129
Barra 06	PQ		9,644	4,822	9,644
Barra 07	PQ	13,5		13,5	13,5
Barra 08	PQ	16,2		16,2	16,2
Barra 09	PQ		2,426	2,426	2,426
Barra 10	PQ		2,426	2,426	2,426
Barra 11	PQ		2,426		2,426
Barra 12	PQ		2,426		2,426

Fonte: Autoria própria.

Pelos resultados do Quadro 6, percebe-se que os valores de potência entregues ao SIN, para todos os cenários, estão mais próximos do valor da capacidade nominal das unidades geradoras do que no caso anterior. Ou seja, houve redução das perdas após a troca dos cabos.

As perdas detalhadas, após a troca dos condutores, se encontram no Quadro 7.

Quadro 7: Resultado das perdas (em kW) nos componentes para os quatro cenários de geração com seção de cabo aumentada.

ID	De	Para	Tipo	CN 1 [kW]	CN 2 [kW]	CN 3 [kW]	CN 4 [kW]
LT	Barra SIN	Barra SE	Linha	88,86	9,63	120,5	157
AL 1	Barra Geral	Barra 4	Cabo	159,7		159,8	160
AL 2	Barra Geral	Barra 5	Cabo	63,73		63,77	63,84
AL 3	Barra Geral	Barra 6	Cabo		7,86	1,96	7,83
T1	Barra 4	Barra 5	Transformador	70,34		70,38	70,48
T2	Barra 6	Barra 7	Transformador	71,19		71,23	71,31
T3	Barra 6	Barra 9	Transformador		14,72	14,65	14,66
T4	Barra 6	Barra 10	Transformador		14,72	14,65	14,66
T5	Barra 6	Barra 11	Transformador		14,72		14,66
T6	Barra 6	Barra 12	Transformador		14,72		14,66
TRAFOD GERAL	Barra SE	Barra Geral	Transformador	30,18	3,28	40,92	53,34
Total de perdas [kW]				484,00	79,65	557,86	642,44
Total de perdas [%]				1,63%	0,82%	1,61%	1,63%

Fonte: Autoria própria.

Pode-se notar que a substituição dos cabos por condutores de maior bitola ocasionaria em diminuição de perdas de geração e maior rendimentos para a concessionária.

Entretanto, deve-se considerar o valor de aquisição dos condutores, os custos de operação e substituição dos cabos, para então verificar se financeiramente essa solução seria viável, considerando que o contrato de concessão do parque eólico é de cerca de 25 anos.

6.1.2 Potência Reativa e Perdas

Com relação a potência reativa gerada no sistema, os resultados se encontram no Quadro 8.

Quadro 8: Resultado de potência reativa (em Mvar) nas barras para os quatro cenários de geração.

ID da Barra	Tipo da Barra	CN 1 [Mvar]	CN 2 [Mvar]	CN 3 [Mvar]	CN 4 [Mvar]
Barra SIN	SWNG	-0,389	-0,433	-1,181	-2,161
Barra SE	PQ	-1,056	-0,577	-1,711	-2,531
Barra Geral	PQ	0,293	-0,43	0,120	-142,4
Barra 04	PQ	-5,832	-	-5,833	-5,834
Barra 05	PQ	5,481	-	5,48	5,479
Barra 06	PQ	-	-0,5	-0,249	-0,498
Barra 09	PQ	-	0	0	0
Barra 10	PQ	-	0	0	0
Barra 11	PQ	-	0	-	0
Barra 12	PQ	-	0	-	0

Fonte: Autoria própria.

Percebe-se que a geração híbrida não implicaria em aumentos significativos de injeções de reativos no sistema. Isso ocorre porque os inversores fotovoltaicos, associados às Barras de 09 a 12, possuem alto fator de potência em sua saída.

Entretanto, percebe-se que há um alto valor de consumo de reativo na Barra 04. Isso ocorreu pois a Barra 04 está conectada no grupo de aerogeradores do Tipo 01, os quais, por definição, necessitam de um projeto de banco de capacitores para compensação de reativos. Como neste trabalho não foram dimensionados os bancos de capacitores, não havia nenhum componente conectado aos AEGs da CGE1, nas simulações, que fizesse essa compensação de reativo. Isso explica o alto valor de potência reativa na Barra 04. Por outro lado, os aerogeradores do Tipo 03, que estão conectados na Barra 05, possuem um sistema de controle interno de compensação de reativo. Logo, eles foram os responsáveis por gerar os reativos requeridos pelos AGs do Tipo 01. Isso pode ser notado pelos valores próximos de potência reativa que sai da Barra 05 e entra na Barra 04.

As perdas de reativo podem ser vistas no Quadro 9, e estão relacionadas as características construtivas e de funcionamento das linhas e transformadores do sistema.

Quadro 9: Resultado das perdas (em kvar) nos componentes para os quatro cenários de geração.

ID	De	Para	Tipo	CN 1 [kvar]	CN 2 [kvar]	CN 3 [kvar]	CN 4 [kvar]
LT	Barra SIN	Barra SE	Linha	-667,2	-1009,7	-529,3	-369,9
AL 1	Barra Geral	Barra 4	Cabo	-521,1	-	-520,4	-519,2
AL 2	Barra Geral	Barra 5	Cabo	-122,2	-	-122	-121,6
AL 3	Barra Geral	Barra 6	Cabo	-	-70,37	-79,69	-70,69
T1	Barra 4	Barra 5	Transformador	1394,5		1395,4	1397,2
T2	Barra 6	Barra 7	Transformador	1419,9		1420,7	1422,3
T3	Barra 6	Barra 9	Transformador	-	125	124,6	124,6
T4	Barra 6	Barra 10	Transformador	-	125	124,6	124,6
T5	Barra 6	Barra 11	Transformador	-	125	-	124,6
T6	Barra 6	Barra 12	Transformador	-	125	-	124,6
TRAFO GERAL	Barra SE	Barra Geral	Transformador	1349	147,5	1831,4	2388,6

Fonte: Autoria própria.

6.1.3 Tensões e Correntes

Tendo em vista que o sistema pode apresentar sobre e subtensões, são apresentadas no Quadro 10 as tensões em cada barra para cada cenário.

Quadro 10: Resultado de tensão (em %) nas barras para os quatro cenários de geração.

ID da Barra	Tensão Nom. [kV]	CN 1 [%]	CN 2 [%]	CN 3 [%]	CN 4 [%]
Barra SIN	138	100	100	100	100
Barra SE	138	100,48	100,1	100,5	100,30
Barra Geral	34,5	101,27	100,05	101,24	100,22
Barra 04	34,5	102,66	-	102,63	101,08
Barra 05	34,5	101,97	-	101,94	100,93
Barra 06	34,5	-	100,17	101,29	100,34
Barra 09	0,55	-	100,64	101,77	100,73
Barra 10	0,55	-	100,64	101,77	100,73
Barra 11	0,55	-	100,64	-	100,73
Barra 12	0,55	-	100,64	-	100,73

Fonte: Autoria própria.

Ao comparar os dados apresentados com a Tabela 2, percebe-se que em nenhum cenário as barras sofrem com variações de tensão superiores e inferiores aos limites críticos definidos pelo ONS.

Dependendo da energia gerada, alguns componentes do sistema podem também sofrer sobrecorrentes, o que ocasiona em danos físicos e econômicos. O Quadro 11 apresenta os valores de corrente que circulam por cada componente do sistema.

Quadro 11: Resultado das correntes (em A) nas barras para os quatro cenários de geração.

ID	De	Para	Tipo	CN 1 [A]	CN 2 [A]	CN 3 [A]	CN 4 [A]
LT	Barra SIN	Barra SE	Linha	121,9	40,32	142,1	162,2
AL 1	Barra Geral	Barra 4	Cabo	242,2	-	242,3	242,4
AL 2	Barra Geral	Barra 5	Cabo	283,4	-	283,5	283,6
AL 3	Barra Geral	Barra 6	Cabo	-	161,3	80,53	161,1
T3	Barra 6	Barra 9	Primário	-	40,3	40,3	40,3
			Secundário	-	2530	2530	2530
T4	Barra 6	Barra 10	Primário	-	40,3	40,3	40,3
			Secundário	-	2530	2530	2530
T5	Barra 6	Barra 11	Primário	-	40,3	-	40,3
			Secundário	-	2530	-	2530
T6	Barra 6	Barra 12	Primário	-	40,3	-	40,3
			Secundário	-	2530	-	2530
TRAFO GERAL	Barra SE	Barra Geral	Primário	121,9	40,32	142,1	162,2
			Secundário	487,7	161,3	568,2	648,9

Fonte: Autoria própria.

Pelos dados de entrada de parametrização de cada componente do sistema, o *software* calcula a capacidade máxima de corrente de cada componente. Esse valor é comparado com os resultados das correntes que circulam no sistema, os quais se inadequados, são evidenciados nas simulações de fluxo de potência.

Após a comparação entre as correntes resultantes da simulação e as correntes máximas que cada componente pode suportar, o *software* evidencia se ocorreu sobrecorrentes.

Neste estudo, notou-se que nenhum equipamento ou condutor esteve sujeito à sobrecorrentes em nenhum cenário simulado.

6.1.4 Queda de tensão percentual nos componentes

Um importante parâmetro a ser verificado é a queda de tensão nos componentes, que pode ser visto no Quadro 12.

Quadro 12: Resultado das quedas de tensão (em %) nos componentes para os quatro cenários de geração.

ID	De	Para	Tipo	CN 1 [%]	CN 2 [%]	CN 3 [%]	CN 4 [%]
LT	Barra SIN	Barra SE	Linha	0,27	0,1	0,29	0,3
AL 1	Barra Geral	Barra 4	Cabo	0,86	-	0,86	0,86
AL 2	Barra Geral	Barra 5	Cabo	0,71	-	0,71	0,71
AL 3	Barra Geral	Barra 6	Cabo	-	0,11	0,06	0,11
T3	Barra 6	Barra 9	Transformador	-	0,48	0,48	0,48
T4	Barra 6	Barra 10	Transformador	-	0,48	0,48	0,48
T5	Barra 6	Barra 11	Transformador	-	0,48	-	0,48
T6	Barra 6	Barra 12	Transformador	-	0,48	-	0,48
TRAFO GERAL	Barra SE	Barra Geral	Transformador	0,04	0,05	0,01	0,08

Fonte: Autoria própria.

Pelos resultados, nota-se que em nenhum componente há quedas de tensão significativas. O maior valor se encontra nos alimentadores AL1 e AL2, que são adaptações em relação ao trecho original.

6.1.5 Carregamento percentual nos componentes

O carregamento de componentes do sistema refere-se ao percentual de corrente que flui por um condutor em relação à sua capacidade nominal de corrente, e ao percentual de potência utilizada por um transformador, em relação à sua potência nominal.

Com o objetivo de verificar se a geração híbrida não irá sobrecarregar algum condutor ou transformador (principalmente da subestação elevadora), são apresentados no Quadro 13 os valores de carregamento percentual de cada componente.

Quadro 13: Carregamento (em %) nos transformadores para os quatro cenários de geração.

ID	Tipo	CN 1 [%]	CN 2 [%]	CN 3 [%]	CN 4 [%]
LT	Linha	0,149	0,049	0,173	0,198
AL 1	Cabo	0,411		0,411	0,411
AL 2	Cabo	0,480		0,481	0,481
AL 3	Cabo		0,273	0,136	0,273
T1	Transformador	90	-	90	97,7
T2	Transformador	88	-	88	81
T3	Transformador	-	73,5	73,5	73,5
T4	Transformador	-	73,5	73,5	73,5
T5	Transformador	-	73,5	-	73,5
T6	Transformador	-	73,5	-	73,5
TRAFO GERAL	Transformador	45	14,8	52,4	59,8

Fonte: Autoria própria.

Como já comentado, os transformadores T1 e T2 fazem parte da simplificação do sistema original. Devido a isto não é chamado a atenção para esse carregamento.

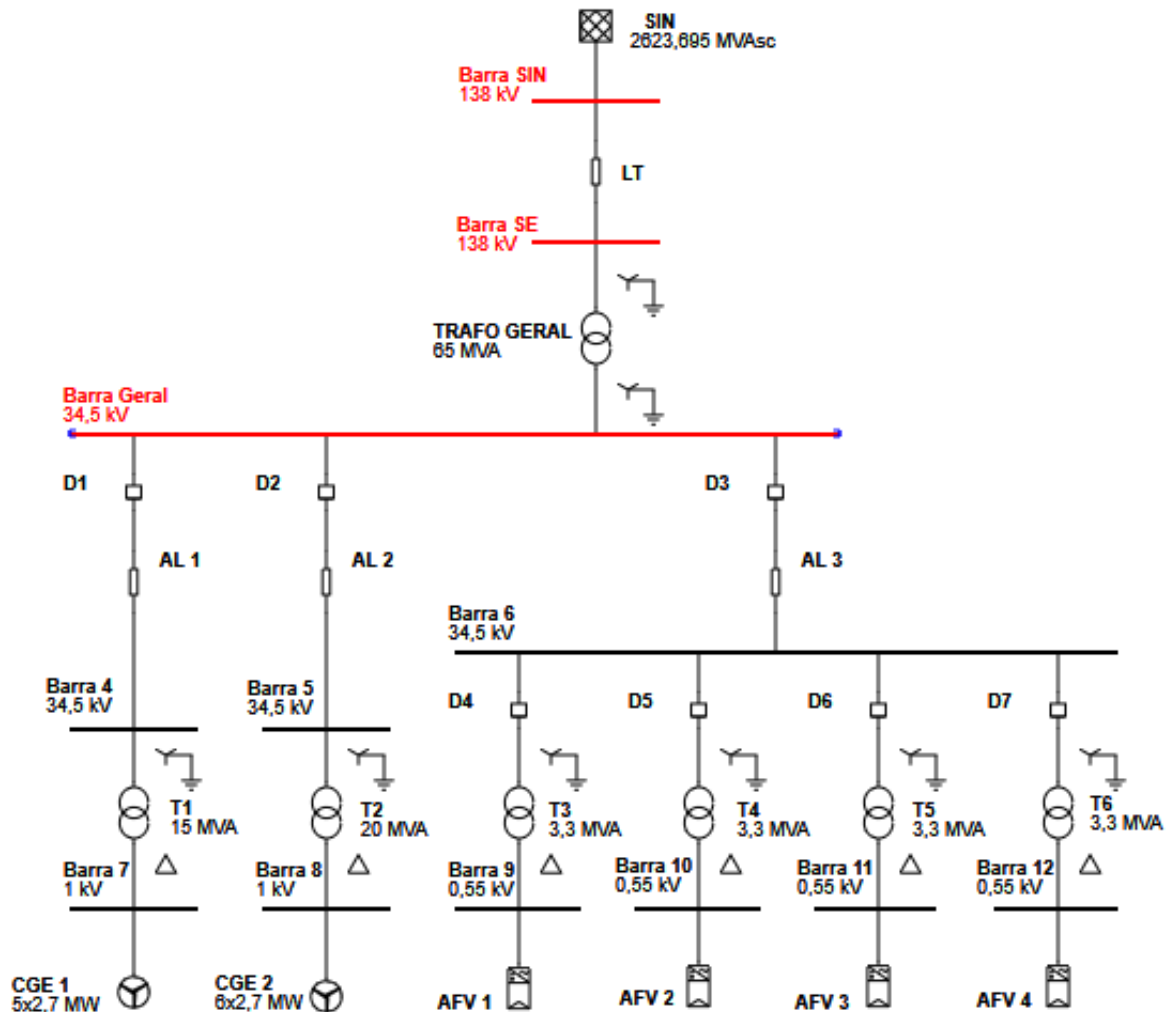
A subestação elevadora, na qual está presente o Trafo Geral, conecta outras usinas presentes na região. Como não dispomos dos dados da quantidade de carga do transformador geral que essas outras usinas utilizam, não há como afirmar, nesse trabalho, se esse transformador estaria sobrecarregado com a inclusão da central de geração fotovoltaica. Entretanto, pode-se afirmar que há um aumento de aproximadamente 7,4% da carga do gerador para 5 MVA gerados pela central fotovoltaica, e 14,8% para 10 MVA.

6.2 Curto-circuito

Para realização do estudo de curto-circuito, as seguintes considerações foram adotadas:

- Devido às simplificações adotadas em relação ao sistema original (comentada no Capítulo 6), as barras consideradas para simulação das faltas são a Barra Geral (onde estão conectadas as CGEs e CGFV), a Barra SE (barra de alta tensão da subestação elevadora) e a Barra SIN (ponto de conexão com o Sistema Interligado Nacional). Essas barras podem ser melhor visualizadas em vermelho na Figura 38.

Figura 38: Barras nas quais foram aplicados os defeitos.



Fonte: Autoria própria.

- Dentre os três tipos de estudos disponíveis (ANSI, IEC, GOST) para simulação de curto-circuito, foi escolhido a metodologia IEC, por tomar como base de cálculo a norma IEC 60909, além de englobar a funções de curto-circuito máximos, obtendo assim os valores de curto do tipo trifásico, bifásico e monofásico;
- Em um primeiro momento, são obtidos valores de corrente, tensão e impedância equivalente para os pontos de falta considerado, dentro de cada cenário, assumindo uma impedância de falta igual a zero ($Z_{def} = 0$). Ao se desprezar essa impedância de falta, obtêm-se correntes maiores que as reais, o que está a favor da segurança, pois os cabos e equipamentos ficam melhor dimensionados. Entretanto, pode haver resistência de contato devido à oxidação, resistência da camada mais superficial do solo, da terra no local,

entre outros. Tendo isso em vista, para o caso de uma falta monofásica aplicada ao ponto de conexão com o SIN, foram adotados os valores de resistência de defeito (R_{def}) de 40 ohms, 100 ohms, 500 ohms, 2000 ohms, conforme Rufato Junior (2015), a fim de comparar e demonstrar a influência na variação dessa resistência sobre a corrente de curto-circuito monofásica;

- Para cada falta aplicada, serão mostradas as contribuições das barras mais próximas;
- Na apresentação dos resultados, os termos de tensão percentual (V%) se referem aos aumentos ou decrementos em relação a tensão nominal do ponto de falta considerado.;
- As impedâncias de sequência positiva e zero dos circuitos equivalentes também são expressas em percentual (Z%).

Tendo em vista as considerações acima, os resultados obtidos serão apresentados nas subseções a seguir.

6.2.1 Defeito aplicado na barra de conexão com o SIN

Primeiramente, foi escolhido o ponto de conexão com o Sistema Interligado Nacional (Barra SIN) para aplicar as faltas. Tendo isso em vista, para cada cenário, foram calculadas as correntes de curto trifásicas e monofásicas. Também, foi obtida a variação de tensão na barra do SIN no momento da falta, em valores percentuais, e o equivalente de impedâncias do sistema para a sequência positiva e zero. Para obtenção desses resultados, foi considerada como tensão de base 138 kV. Os resultados são apresentados no Quadro 14.

Quadro 14: Resultados de curto-circuito na barra de conexão com o SIN.

Cenários	Falta Trifásica		Falta Monofásica				Z% de Seq. Positiva e Zero			
	V (%)	I_{3F} (kA)	Va (%)	Vb (%)	Vc (%)	I_{aF-T} (kA)	R1	X1	R0	Z0
Cenário 01	0,000	11,410	0,000	121,140	123,670	7,249	0,881	3,940	2,920	10,600
Cenário 02	0,000	10,999	0,000	120,390	122,570	7,131	0,954	4,070	2,950	10,600
Cenário 03	0,000	11,418	0,000	120,340	122,510	7,412	0,887	3,930	2,750	10,200
Cenário 04	0,000	11,425	0,000	119,940	121,860	7,503	0,894	3,930	2,660	10,000

Fonte: Autoria própria.

Tomando como referência o Cenário 01 (CN1), que representa a estrutura eólica existente, não observa-se grande variação na corrente de curto trifásica ao se

incluir a geração fotovoltaica (Cenários 3 e 4). Nota-se também, que no caso da planta fotovoltaica operando sozinha (Cenário 2), a corrente de curto trifásica é menor do que no Cenário 1.

A corrente de curto monofásica apresenta variações um pouco mais evidentes comparando a geração híbrida com apenas eólica, sendo 163 A a diferença entre os cenários 1 e 3, e 254 A entre 1 e 4.

O Quadro 15 apresenta, de forma mais detalha, a contribuição da usina e do SIN para o ponto de falta na Barra SIN.

Quadro 15: Dados de contribuição do sistema para falta na Barra SIN.

Componente	Contribuição		Z% de Seq. Positiva e Zero				
	Falta Trifásica	Falta Monofásica	R1	X1	R0	Z0	
	I _{3F} (kA)	I _{F-T} (kA)					
Cenário 1	SIN	10,977	6,797	0,93	4,09	3,55	11,80
	Barra SE	0,436	0,457	12,20	105,00	8,66	97,40
	Total	11,413	7,254				
Cenário 2	SIN	10,977	6,86	0,93	4,09	3,55	11,80
	Barra SE	0,068	0,271	675,00	72,90	10,90	98,40
	Total	11,045	7,131				
Cenário 3	SIN	10,977	6,864	0,93	4,09	3,55	11,80
	Barra SE	0,442	0,553	17,10	103,00	6,96	72,00
	Total	11,419	7,417				
Cenário 4	SIN	10,977	6,864	0,93	4,09	3,55	11,80
	Barra SE	0,449	0,608	21,60	100,00	6,18	62,70
	Total	11,426	7,472				

Fonte: Autoria própria.

Como o circuito equivalente do sistema muda para cada cenário, percebe-se diferentes valores de contribuição por parte das usinas geradoras. Por outro lado, como a capacidade de curto-circuito dos geradores, tanto eólicos quanto fotovoltaicos, é baixa quando comparada à capacidade do Sistema Interligado Nacional, percebe-se que os valores de contribuição do SIN nas correntes de curto são muito maiores e sofrem pouca variação entre os cenários.

Após isso, com o objetivo de evidenciar de que forma as fontes de geração contribuíam para a falta, foi feito o levantamento da contribuição das correntes trifásica e monofásica de cada fonte. Os valores obtidos são apresentados no Quadro 16.

Quadro 16: Contribuições das gerações adotadas no sistema para defeito na Barra SIN (em kA).

Componentes	Contribuição para	CN1		CN 2		CN 3		CN 4	
		I _{3F}	I _{F-T}	I _{3F}	I _{F-T}	I _{3F}	I _{F-T}	I _{3F}	I _{F-T}
AFVs	Barras 9 a 12	-	-	4,252	1,592	3,451	1,291	3,441	1,302
AG Tipo 1	Barra 7	4,964	1,869	-	-	4,955	1,906	4,945	1,924
AG Tipo 3	Barra 8	5,893	2,153	-	-	5,882	2,196	5,870	2,216

Fonte: Autoria própria.

Para todos os cenários, percebe-se que a contribuição dos aerogeradores do Tipo 3 para as correntes de falta é maior do que os outros geradores (AG Tipo 1 e AFV). Além disso, nota-se também que os valores de contribuição de cada componente, tanto para a falta trifásica quanto monofásica, não sofrem grandes variações de um cenário para o outro.

Após os estudos anteriores, foram obtidos os valores de correntes fase-fase (F-F) e fase-fase-terra (F-F-T), para o mesmo ponto de aplicação da falta. O Quadro 17 apresenta esses valores, juntamente com os valores de corrente trifásica e monofásica, para cada cenários.

Quadro 17: Comparativo do módulo das correntes de falta na Barra SIN (em kA).

Falta Aplicada	Trifásico	F-F-T	F-F	F-T
Cenário 01	11,410	10,340	9,885	7,249
Cenário 02	10,999	9,972	9,525	7,131
Cenário 03	11,418	10,355	9,892	7,412
Cenário 04	11,425	10,365	9,898	7,503

Fonte: Autoria própria.

Com base nesse quadro, confirma-se que os maiores valores de corrente ocorrem numa falta trifásica, que é a que ocorre com menos frequência. Analisando a falta monofásica, que é o maior caso de ocorrência, percebe-se que ela apresenta os menores valores quando comparada às demais.

Ao analisar todas as faltas para cada cenário, percebe-se que não há uma diferença muito significativa entre a magnitude de todas as correntes entre o Cenário 01 (que representa a usina eólica existente hoje) e o Cenário 04 (que representa a adição de uma geração fotovoltaica de 10 MVA no sistema).

Por fim, fazendo a variação das resistências de faltas (R_{def}) para falta monofásica, conforme a Equação 6, obtém-se os valores de correntes de curto apresentados no Quadro 18.

Quadro 18: Módulo das correntes de falta monofásica na Barra SIN, com variação de resistência de falta.

	$R_{defeito}$	0 [Ω]	40 [Ω]	100 [Ω]	500 [Ω]	2000 [Ω]
Corrente de falta monofásica [kA]	Cenário 01	7,249	1,968	0,846	0,174	0,044
	Cenário 02	7,131	1,961	0,845	0,174	0,044
	Cenário 03	7,412	1,975	0,847	0,174	0,044
	Cenário 04	7,503	1,978	0,847	0,174	0,044

Fonte: Autoria própria.

Com o aumento do parâmetro R_{def} , é possível notar que ocorre uma redução nos valores de corrente de falta monofásica para todos os cenários.

Segundo Rufato Junior (2015), a resistência de defeito de 40 Ω é um valor tipicamente adotado em simulação e estudos para sistemas de proteção. Para a faixa de valores entre 40 e 100 Ω , esse valor é encontrado após um determinado período, que englobam inicialmente defeitos de alta impedância. Já os valores entre 500, 2000 Ω e até mesmo valores superiores, caracterizam faltas relativas à queda de árvores sobre a rede, queda de cabo no asfalto, etc.

Portanto, conclui-se que, caso ocorra uma falta no ponto de conexão com o SIN, a adição dos sistemas fotovoltaicos não implicaria em aumentos significativos de correntes de falta.

6.2.2 Defeito aplicado na barra Subestação Elevadora

O próximo estudo de curto-circuito se constituiu em aplicar as faltas na barra de alta tensão da subestação elevadora (Barra SE). Os resultados dos cálculos das correntes trifásicas e monofásicas, tensão na barra no momento da falha e impedâncias de sequência positiva e zero são apresentados no Quadro 19.

Quadro 19: Dados de curto-circuito na barra da SE.

Cenários	Falta Trifásica		Falta Monofásica				Z% de Seq. Positiva e Zero			
	V (%)	I_{3F} (kA)	Va (%)	Vb (%)	Vc (%)	I_{aF-T} (kA)	R1	X1	R0	Z0
Cenário 01	0,000	5,668	0,000	120,400	119,870	3,784	1,590	7,960	3,760	19,900
Cenário 02	0,000	5,235	0,000	118,820	117,550	3,642	1,89	8,590	3,900	19,900
Cenário 03	0,000	5,675	0,000	118,240	116,950	4,000	1,620	7,950	3,230	18,000
Cenário 04	0,000	5,684	0,000	117,080	115,230	4,128	1,650	7,930	2,950	17,000

Fonte: Autoria própria.

Da mesma maneira que o caso anterior, não há uma diferença significativa da magnitude das correntes entre os cenários, devido aos valores de impedância equivalente de sequência positiva e zero serem muito próximos entre si.

Entretanto, a partir dos resultados, pode-se perceber que os valores de correntes, tanto monofásicas quanto trifásicas, possuem valor menor quando comparados aos valores de uma falta na Barra SIN. Isso ocorre, pois essa falta se localiza mais afastada do Sistema Interligado Nacional, que é quem mais contribuiu para a magnitude das correntes de curto no caso anterior.

As contribuições do sistema, em relação ao ponto de falta, estão detalhadas pelo Quadro 20.

Quadro 20: Dados de contribuição do sistema para Barra SE.

	Componente	Contribuição		Z% de Seq. Positiva e Zero			
		Falta Trifásica	Falta Monofásica	R1	X1	R0	Z0
		I_{3F} (kA)	I_{F-T} (kA)				
Cenário 1	Barra SIN	5,214	3,276	1,79	8,64	5,88	26,00
	Barra Geral	0,456	0,511	11,40	100,00	6,32	83,20
	Total	5,67	3,787				
Cenário 2	Barra SIN	5,214	3,342	1,79	8,64	5,88	26,00
	Barra Geral	0,068	0,3	674,00	68,40	8,54	84,20
	Total	5,282	3,642				
Cenário 3	Barra SIN	5,214	3,362	1,79	8,64	5,88	26,00
	Barra Geral	0,462	0,64	16,30	98,20	4,63	57,70
	Total	5,676	4,002				
Cenário 4	Barra SIN	5,214	3,412	1,79	8,64	5,88	26,00
	Barra Geral	0,47	0,718	20,80	95,70	3,85	48,50
	Total	5,684	4,13				

Fonte: Autoria própria.

Como no caso anterior, percebe-se que a contribuição do SIN para as correntes de falta é muito maior do que a contribuição da usina, mesmo quando a falta ocorre na própria barra de alta tensão da subestação elevadora. Entretanto, nota-se um pequeno aumento da contribuição da usina em relação à falta aplicada na Barra SIN.

Analisando a contribuição de cada tipo de fonte para as correntes de curto, tem-se os resultados apresentados no Quadro 21.

Quadro 21: Contribuições das gerações adotadas no sistema para defeito na Barra SE (em kA).

Componentes	Contribuição para	CN1		CN 2		CN 3		CN 4	
		I _{3F}	I _{F-T}	I _{3F}	I _{F-T}	I _{3F}	I _{F-T}	I _{3F}	I _{F-T}
AFVs	Barra 9 a 12	-	-	4,26	1,712	3,612	1,466	3,604	1,302
AG Tipo 1	Barra 7	5,192	2,054	-	-	5,186	2,165	5,179	2,228
AG Tipo 3	Barra 8	6,163	2,366	-	-	6,155	2,495	6,147	2,567

Fonte: Autoria própria.

De um modo geral, percebe-se que a contribuição individual de cada gerador aumentou, com relação ao curto na Barra SIN. Isso ocorre pela maior proximidade do curto com as unidades geradoras. O AG do Tipo 3 permanece apresentando as maiores correntes de falta.

A partir dos valores encontrados para as faltas na Barra SE, foram obtidas as correntes fase-fase (F-F) e fase-fase-terra (F-F-T). Os resultados são apresentados no Quadro 22.

Quadro 22: Comparativo do módulo das correntes de falta na Barra SE (em kA).

Falta Aplicada	Trifásico	F-F-T	F-F	F-T
Cenário 01	5,668	5,124	4,912	3,784
Cenário 02	5,235	4,769	4,533	3,642
Cenário 03	5,675	5,183	4,919	4,000
Cenário 04	5,684	5,226	4,926	4,128

Fonte: Autoria própria.

Com base nos dados obtidos, os maiores valores permanecem no caso de faltas trifásicas, e a falta monofásica apresenta os menores valores quando comparada às demais.

Além disso, nota-se que os valores para cada cenário permanecem próximos entre si, como no caso anterior, só que dessa vez, a maior diferença entre os cenários é de 486 A para uma falta monofásica entre os Cenários 02 (apenas geração fotovoltaica) e 04 (geração híbrida de 40 MVA).

Por fim, ao se aplicar a variação de resistência de falta (R_{def}), foram obtidos os resultados do Quadro 23.

Quadro 23: Módulo das correntes de falta monofásica na Barra SE, com variação de resistência de falta.

	R_{defeito}	0 [Ω]	40 [Ω]	100 [Ω]	500 [Ω]	2000 [Ω]
Corrente de falta monofásica [kA]	Cenário 01	3,784	1,757	0,82	0,174	0,044
	Cenário 02	3,642	1,729	0,815	0,173	0,044
	Cenário 03	4,000	1,786	0,824	0,174	0,044
	Cenário 04	4,128	1,801	0,827	0,174	0,044

Fonte: Autoria própria.

Do mesmo modo que no caso anterior, o comportamento das correntes em função do aumento das resistências resulta numa convergência dos valores para os quatro cenários de simulação, estabilizando-se em 44 A para $R_{\text{def}} = 2000 \Omega$.

Então, conclui-se que, caso ocorra uma falta na barra de alta tensão da subestação elevadores (Barra SE), a adição dos sistemas fotovoltaicos não implicaria em aumentos significativos de correntes de falta.

6.2.3 Defeito aplicado na barra Geral de conexão das usinas

O último estudo de curto-circuito feito consistiu na aplicação das faltas na Barra Geral. Foram calculadas as correntes de curto trifásicas e monofásicas em cada cenário, bem como obtida a variação de tensão na Barra Geral no momento da falta, em valores percentuais e o equivalente de impedâncias do sistema para a sequência positiva e zero, considerando como tensão base 34,5 kV. Os resultados são apresentados no Quadro 24.

Quadro 24: Dados de curto-circuito na Barra Geral.

Cenários	Falta Trifásica		Falta Monofásica				Z% de Seq. Positiva e Zero			
	V (%)	I_{3F} (kA)	Va (%)	Vb (%)	Vc (%)	I_{aF-T} (kA)	R1	X1	R0	Z0
Cenário 01	0,000	9,708	0,000	104,420	106,340	8,738	1,840	18,900	3,310	25,200
Cenário 02	0,000	7,604	0,000	100,370	101,450	7,467	2,970	24,000	3,610	25,300
Cenário 03	0,000	9,733	0,000	101,310	102,260	9,395	2,090	18,800	2,690	20,900
Cenário 04	0,000	9,759	0,000	99,770	99,830	9,798	2,340	18,700	2,370	18,600

Fonte: Autoria própria.

Nota-se uma pequena margem de variação da corrente trifásica entre o Cenário 1 (apenas geração eólica) e os Cenários 3 e 4 (geração híbrida).

Por outro lado, a corrente monofásica de defeito possui uma diferença de 657 A entre os cenários 1 e 3, e de 1.060 A entre os cenários 1 e 4. Essa variação, entretanto, é suportada pelo sistema.

O Quadro 25 detalha as contribuições do sistema para uma falta na Barra Geral.

Quadro 25: Dados de contribuição do sistema para Barra Geral.

	Componente	Contribuição		Z% de Seq. Positiva e Zero			
		Falta Trifásica	Falta Monofásica	R1	X1	R0	Z0
		I _{3F} (kA)	I _{F-T} (kA)				
Cenário 1	Barra SE	7,554	6,382	2,13	24,30	6,18	39,20
	Barra 04	0,89	0,852	33,70	204,00	23,20	242,00
	Barra 05	1,267	1,504	15,40	144,00	8,10	98,50
	Total	9,711	8,738				
Cenário 2	Barra SE	7,554	6,545	2,13	24,30	6,18	39,20
	Barra 06	0,272	0,936	674,00	52,80	8,24	71,10
	Total	7,826	7,481				
Cenário 3	Barra SE	7,554	6,508	2,13	24,30	6,18	39,20
	Barra 04	0,89	0,86	33,70	204,00	23,20	242,00
	Barra 05	1,267	1,478	15,40	144,00	8,10	98,50
	Barra 06	0,136	0,557	1350,00	104,00	14,30	123,00
	Total	9,847	9,403				
Cenário 4	Barra SE	7,554	6,581	2,13	24,30	6,18	39,20
	Barra 04	0,89	0,864	33,70	204,00	23,20	242,00
	Barra 05	1,267	1,463	15,40	144,00	8,10	98,50
	Barra 06	0,272	0,908	674,00	52,80	8,24	71,10
	Total	9,983	9,816				

Fonte: Autoria própria.

Como nos casos anteriores, percebe-se que a contribuição do SIN para as correntes de falta é muito maior do que a contribuição da usina. Entretanto, para esse caso, nota-se que entre a CGE1, CGE2 e CGFV, a maior contribuição é da CGE2, que alimenta a Barra 05. Logo após vem a CGE1 (Barra 4), e por último, a CGFV (Barra 06).

Isso também pode ser visto no Quadro 26, no qual estão dispostas as contribuições de cada tipo de gerador nas correntes de curto-circuito.

Quadro 26: Contribuições das gerações adotadas no sistema para defeito na Barra Geral (em kA).

Componentes	Contribuição para	CN1		CN 2		CN 3		CN 4	
		I _{3F}	I _{F-T}	I _{3F}	I _{F-T}	I _{3F}	I _{F-T}	I _{3F}	I _{F-T}
AFVs	Barra 9 a 12	-	-	4,271	2,422	4,275	2,377	4,271	2,470
AG Tipo 1	Barra 7	6,138	3,273	-	-	6,138	3,510	6,138	3,651

Continua

Continuação

Componentes	Contribuição para	CN1		CN 2		CN 3		CN 4	
		I _{3F}	I _{F-T}	I _{3F}	I _{F-T}	I _{3F}	I _{F-T}	I _{3F}	I _{F-T}
AG Tipo 3	Barra 8	7,285	2,366	-	-	7,285	4,044	7.285	4,206

Fonte: Autoria própria.

Nota-se o aumento da contribuição de curto-circuito em cada componente, pois nesse caso a falta ocorreu na barra em que são ligados os alimentadores das centrais de geração, ou seja, mais próxima da geração do que nos casos anteriores. O AG Tipo 3 permanece apresentando as maiores contribuições para as correntes de curto.

A partir dos valores encontrados para as faltas trifásicas e monofásicas, foram calculadas as correntes bifásicas fase-fase (F-F) e fase-fase-terra (F-F-T). Os resultados são apresentados no Quadro 27.

Quadro 27: Comparativo do módulo das correntes de falta na Barra Geral (em kA).

Falta Aplicada	Trifásico	F-F-T	F-F	F-T
Cenário 01	9,708	9,389	8,429	8,738
Cenário 02	7,604	7,578	6,585	7,467
Cenário 03	9,733	9,621	8,451	9,395
Cenário 04	9,759	9,782	8,474	9,798

Fonte: Autoria própria.

Pelos resultados, nota-se que os maiores valores permanecem no caso de faltas trifásicas. Porém, nesse caso, o menor valor de corrente de curto se encontra na falta bifásica fase-fase no Cenário 02. A maior diferença entre os Cenários, para uma mesma falta, ocorre no caso de uma falta monofásica, entre os Cenários 02 e 04.

Assim como nos outros casos, não há uma diferença muito significativa entre a magnitude das correntes entre o Cenário 01 (que representa a usina eólica existente hoje) e o Cenário 04 (que representa a adição de uma geração fotovoltaica de 10 MVA no sistema), com exceção de uma falta monofásica, cuja diferença entre esses Cenários seria de 1,060 kA.

Ao se aplicar a variação de resistência de falta (R_{def}), foram obtidos os resultados do Quadro 28.

Quadro 28: Módulo das correntes de falta monofásica na Barra Geral, com variação de resistência de falta.

	R_{defeito}	0 [Ω]	40 [Ω]	100 [Ω]	500 [Ω]	2000 [Ω]
Corrente de falta monofásica [kA]	Cenário 01	8,738	0,543	0,218	0,044	0,011
	Cenário 02	7,467	0,541	0,218	0,044	0,011
	Cenário 03	9,395	0,543	0,218	0,044	0,011
	Cenário 04	9,798	0,543	0,218	0,044	0,011

Fonte: Autoria própria.

Nota-se que, para o aumento da resistência de falta, ocorre uma redução mais acentuada da corrente de falta do que nos casos anteriores. Para uma resistência de falta de 40 Ω , o valor em que as correntes convergem é 11 A. Tais fatores devem ser levados em consideração no dimensionamento dos dispositivos de proteção e secção dos condutores ao se fazer a adição da geração fotovoltaica ao sistema.

De modo geral, conclui-se que, caso ocorra uma falta na barra de baixa tensão da subestação (Barra Geral), a adição dos sistemas fotovoltaicos não implicaria em aumentos significativos de correntes de falta.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados dos cálculos e simulações realizados nesse trabalho demonstram que, dentro dos aspectos elétricos considerados, é possível implementar a geração fotovoltaica na mesma subestação da usina sem comprometimento da estrutura existente.

Para a metodologia de cálculo Newton Raphson aplicada ao estudo de fluxo de potência apresentado, no qual foi considerado uma situação de condições de geração ideais das fontes renováveis de energia, foram analisados fluxos de potência ativa e reativa, percentual de perdas atreladas as estruturas, variações de tensões, queda de tensão e o comportamento do fluxo de corrente nos trechos considerados.

Concluiu-se, dentro desse estudo, que tanto a inclusão de uma geração fotovoltaica, tanto de 5 MVA quanto de 10 MVA, dentro dos modelamentos adotados, não acarretam em sobretensões e sobrecorrentes aos componentes do sistema, nem em carregamento demasiado de equipamentos, como o transformador da subestação elevadora, as linhas de transmissão consideradas e as redes internas das centrais de geração. Portanto, pode-se inferir que a estrutura já existente na usina estudada está apta a receber essa geração fotovoltaica, de modo a aumentar a energia gerada e atender os requisitos de complementariedade de geração.

Da mesma forma, observando possíveis faltas no ponto de conexão com o SIN e nas barras da subestação elevadora, para um estudo de curto-circuito com base na IEC 60909, pode-se perceber que não há diferenças muito significativas das magnitudes das correntes de curto entre os cenários 01 (geração eólica, que representa a usina já existente hoje) e o 04 (geração híbrida, com inclusão de 10 MVA de geração fotovoltaica).

Portanto, os resultados de ambos os estudos mostram que a inclusão da geração fotovoltaica poderia ser suportada pela estrutura já existente.

Inicialmente, na fase de pesquisa desse trabalho, foi observado que, devido à eletrônica de potência associada a geração eólica e fotovoltaica, essas são fontes de harmônicas para a rede elétrica, deixando espaço para futuros estudos como influências e impactos sobre os sistemas de energia.

Durante o desenvolvimento do trabalho, outros pontos que se tornaram evidentes foram a necessidade da compensação de reativo no sistema e possibilidade

de redução de perdas de potência ativa. Nesse sentido, poderiam ser elaborados trabalhos de viabilidade financeira mais detalhadas sobre relação custo-benefício frente a investimentos para melhoria na qualidade de produção e transmissão de energia.

De forma semelhante, observando os comportamentos apresentados para fluxo de potência e curto-circuito diante da integração entre geração eólica e fotovoltaica, é possível sugerir adequação na seletividade, coordenação e proteção desses tipos de sistemas.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. ANEEL. Brasília, p. 268. 2005.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração distribuída amplia nº de conexões em 2015**, 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=9044&id_area>. Acesso em: 10 abr. 2017.

ALUBAR. **Catálogo Técnico Condutores Elétricos de Alumínio**, 2015. Disponível em: <https://www.alubar.net.br/img/site/arquivo/Cat_Tec_Alubar_Aluminio_2015.pdf>. Acesso em: 23 abr. 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Boletim de Dados - Julho 2015**, 2015. Disponível em: <<http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/dados.html>>. Acesso em: 10 abr. 2017.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Boletim de Dados - Julho 2016**, 2016. Disponível em: <<http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/dados.html>>.

BENEDITO, R. A. **Análise de Curtos-Circuitos ou Faltas**, Notas de Aula, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2017. Disponível em: <<http://paginapessoal.utfpr.edu.br/raphaelbenedito>>. Acesso em: 14 dez. 2017.

BRASIL. Convênio ICMS 101/97. Confaz. Concede isenção do ICMS nas operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica. **Diário Oficial Da República Federativa do Brasil**. 18 dez. 1997, sec. 1, p. 174.

BRASIL. Lei no 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica [PROINFA], a conta de desenvolvimento energético [CDE], dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às leis no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no 9.648, de 27 de maio de 1998, no 3.890-a, de 25 de abril de 1961, no 5.655, de 20 de maio de 1971, no 5.899, de 5 de julho de 1973, no 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. **Diário Oficial Da República Federativa do Brasil**. De abril de 2002, sec. 1, p. 2.

BRASIL. Resolução nº 24, de 5 de julho de 2001. Câmara de gestão da crise de energia elétrica. Fica criado o Programa Emergencial de Energia Eólica - PROEÓLICA no território nacional. **Diário Oficial Da República Federativa do Brasil**. 6 jul. 2001, sec. 1, p. 5.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. Site da CRESESB. **Tipos de Aerogeradores para Geração de Energia Elétrica**, 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=231>. Acesso em: 20 Outubro 2017.

GENERAL ELETRIC. **Dados de medição de aerogerador Alstom ECO 112**. [S.l.]. 2014.

JACOB, N. M. **Estudo do fluxo de potência de um gerador de indução de dupla alimentação atuando em um sistema de geração eólico-elétrica.**, Dissertação (Mestrado em Sistemas Dinâmicos) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, Brasil, p. 125, 2013. Acesso em: 15 jan. 2018.

KINDERMANN, G. **Curto- Circuito**. 2ª. ed. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997.

KOTO, S. M. **Fluxo de Carga para Redes de Distribuição de energia elétrica considerando a presença de aerogeradores**, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do ABC, Santo André, Brasil, p. 86, 2013. Disponível em: <<http://docplayer.com.br/50414557-Universidade-federal-do-abc.html>>. Acesso em: 05 ago. 2017.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Dados de curto-circuito e equivalentes do sistema das Centrais de Geração Eólicas**. Brasília, p. 2. [20--].

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Procedimentos de Rede. **Submódulo 23.3 Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos**, 2002. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 02 mar. 2018.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Submódulo 3.6. **Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão**, 2010. Disponível em: <http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%203%2FSubm%C3%B3dulo%203.6%2FSubm%C3%B3dulo%203.6_Rev_1.1.pdf>. Acesso em: 2 abr. 2017.

OPERATION TECHNOLOGY, INC. **Etap User Guide**. Southern Califórnia, p. 5324. 2015.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, R. F.; RÜTHER, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**, LABREN (Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia) / CCST (Centro de Ciência do Sistema Terrestre) / INPE (Intituto Nacional de Pesquisas Espaciais), Brasil, abr. 2006. Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html>. Acesso em: 20 abr. 2017.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Brasil, 2014. 530 p. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=livro&cid=481>>. Acesso em: 15 maio 2017.

ROSAS, P. A. C.; ESTANQUEIRO, A. I. **Guia de Projeto Elétrico de Centrais Eólicas**. Recife: Eletrobrás, v. 1, 2003. 64 p. Disponível em: <http://www.eletrabras.gov.br/EM_biblioteca/publicacoes.asp>. Acesso em: 9 jul. 2017.

RUFATO JUNIOR, E. **Aplicação de sistemas especialista para localização de defeitos em redes de distribuição**, Tese (Doutorado em Sistemas de Potência) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil, p. 103, 2015. Acesso em: 24 set. 2017.

SECCO, G. P. **Procedimento para estudo de coordenação das proteções elétricas em centrais de geração eólica**, Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil, p. 125, 2015. Acesso em: 24 abr. 2018.

SGANZERLA, L. M. B.; VEIGA, W. D. V. **A influência, sob aspecto de curto-circuito, de geradores eólicos no Sistema Elétrico de Potência**, Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, Brasil, p. 92, 2016.

TOLMASQUIM, M. T. **Fontes Renováveis de Energia no Brasil**. Brasil: Editora Interciência, 2003.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Rio de Janeiro: EPE, 2016. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/livro-sobre-energia-renovavel-hidraulica-biomassa-eolica-solar-oceanica>>. Acesso em: 25 abr. 2017.

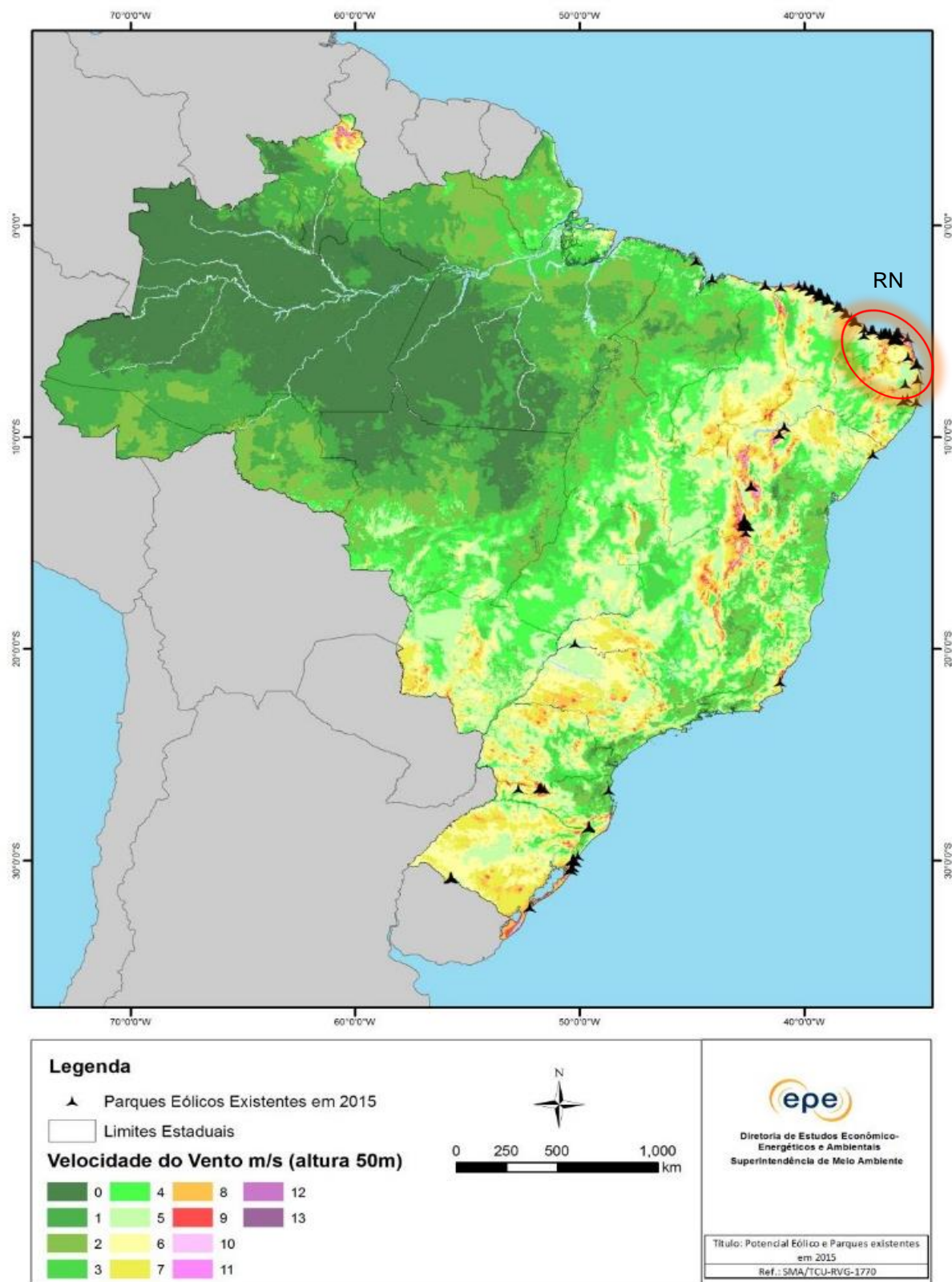
WEG. ESW. **Eletrocentro Solar**, 2016. Disponível em: <<http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-eletrocentro-solar-esw-50058614-catalogo-portugues-br.pdf>>. Acesso em: 05 mar. 2018.

WEG. **Inversores Fotovoltaicos SIW**, 2017. Disponível em: <<https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h2d/h89/WEG-inversores-solares-siw-50049414-catalogo-portugues-br.pdf>>. Acesso em: 07 mar. 2018.

WESTERN ELECTRICITY COORDINATING COUNCIL. WECC. **Wind Power Plant Dynamic Modeling Guide**, 2014. Disponível em: <<https://www.wecc.biz/Reliability/WECC%20Wind%20Plant%20Dynamic%20Modeling%20Guidelines.pdf>>. Acesso em: 10 jan. 2018.

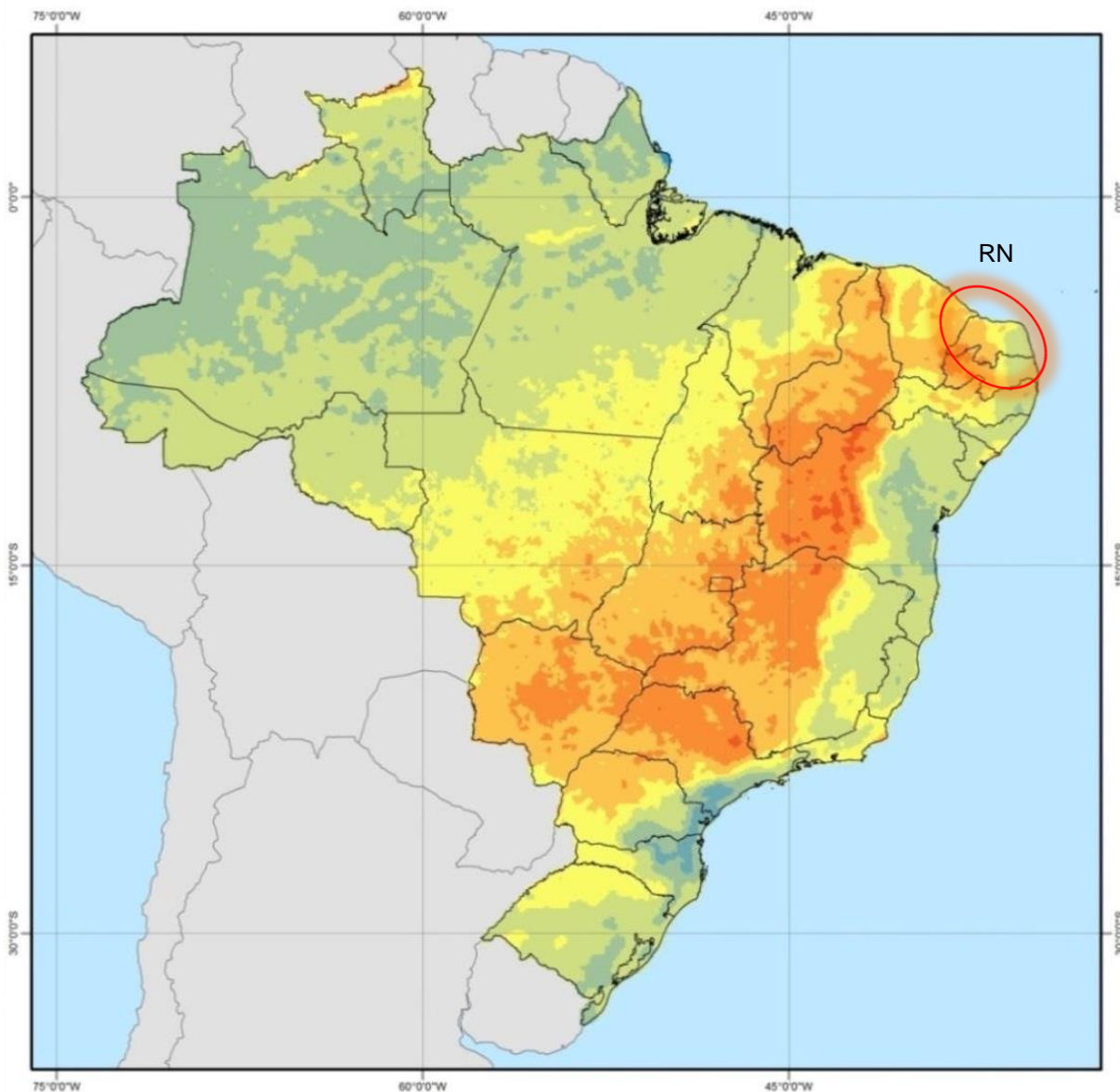
ZANETTA JR, L. C. **Fundamentos de Sistema de Potência**. 1^a. ed. São Paulo: Livraria da Física, v. 1, 2006. 312 p.

ANEXO A – MAPA DO POTENCIAL EÓLICO E PARQUES EM OPERAÇÃO NO BRASIL



Fonte: (TOLMASQUIM, 2016).

ANEXO B – MAPA DA IRRADIAÇÃO SOLAR DIÁRIA NO BRASIL PARA O PLANO INCLINADO



Diretoria de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Localização da Área



Fonte de dados: INPE e LABSOLAR

Fonte: (TOLMASQUIM, 2016).