



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
UNIDADE ACADÊMICA DE ENGENHARIA ELÉTRICA



FRANCISCO PAULO FERREIRA DE SOUSA

RELATÓRIO DE ESTÁGIO INTEGRADO
LOCAL: MARTIFER RENOVÁVEIS GERAÇÃO DE ENERGIA E
PARTICIPAÇÕES S/A

ORIENTADOR:
PROF. DR. EDGAR ROOSEVELT BRAGA FILHO

CAMPINA GRANDE
NOVEMBRO DE 2012

FRANCISCO PAULO FERREIRA DE SOUSA

RELATÓRIO DE ESTÁGIO INTEGRADO

*Relatório de Estágio Integrado submetido à
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina Grande como parte
dos requisitos necessários para a obtenção do grau de
Bacharel em Engenharia Elétrica.*

Aprovado em 27 / 11 / 2012

Francisco Paulo Ferreira de Sousa
Aluno

Edgar Roosevelt Braga Filho
Universidade Federal de Campina Grande

Professor Avaliador
Universidade Federal de Campina Grande

AGRADECIMENTOS

Este trabalho marca o final de uma etapa de minha vida cheia de conquistas e realizações. Chegar até aqui seria impossível sem o auxílio, companheirismo e dedicação de muitas pessoas, o que torna este trabalho uma realização de todos estes.

Sou grato ao Criador, fonte eterna de sabedoria e conhecimento porque dEle, por Ele e para Ele são todas as coisas.

Agradeço a meus pais Paulo Roberto Silva de Sousa e Adilene Ferreira de Sousa por terem ido muito além dos deveres paternos, incentivando, apoiando, corrigindo e vibrando com cada conquista.

Agradeço à minha noiva Fabíola Freire cujo amor, cuidado e dedicação foram e sempre serão fundamentais para a construção de minha vida. Obrigado pela paciência, encorajamento e apoio incondicionais.

Agradeço aos meus dois irmãos Renan e Syllas pela agradável convivência desde os tempos primeiros. Obrigado pela força e incentivo.

Agradeço aos meus inestimáveis colegas de graduação, especialmente a André Oliveira, Carlos Antônio, Edmilson Almeida, Eli Dias, Igor Torres, Luís Augusto, Tiago Medeiros e Uian Sol. A caminhada teria sido muito mais árdua sem a vossa companhia. Obrigado por terem compartilhado esta etapa da vida comigo.

Agradeço ao meu orientador Edgar Roosevelt Braga Filho cujos conselhos foram de valiosa importância na minha vida acadêmica e pessoal.

Agradeço aos funcionários do Martifer, especialmente o meu supervisor Marco Alves, que foram peças fundamentais para o sucesso da realização das atividades pertinentes ao trabalho e à minha graduação.

Sumário

1. INTRODUÇÃO	5
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	7
2.1 CARACTERIZAÇÕES DO REGIME DE VENTO:	7
2.1.1 MODELO DO VENTO	7
2.1.2 DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DA VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO	8
2.1.3 PERFIL VERTICAL	8
3. CAMPANHA DE MEDIÇÃO	11
3.1 POSICIONAMENTO DA TORRE ANEMOMÉTRICA.....	11
3.2 CONFIGURAÇÃO DA TORRE ANEMOMÉTRICA.....	11
3.3 ADEQUAÇÃO COM AS CLASSES IEC	13
4. PRODUÇÃO DE ENERGIA	15
5. DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES	16
5.1 ACOMPANHAMENTO DO RECURSO EÓLICO.	16
5.2 ESCOLHA DOS AEROGERADORES	18
5.2.1 MODELO SIEMENS SWT 113-2,3MW.....	18
5.1. DESCRIÇÃO DO COMPORTAMENTO EM CASO DE CURTO-CIRCUITO:	19
5.2. DESCRIÇÃO DO COMPORTAMENTO EM CASO DE VARIAÇÃO DE TENSÃO:	20
5.2.2 MODELO SUZLON S88-2,1MW.	22
5.3. ESTIMATIVAS DE PRODUÇÃO	24
5.4. PROJETO DA REDE COLETORA DE MÉDIA TENSÃO	25
5.4.1 DESCRIÇÃO DA USINA:	25
5.4.2 PREMISSAS UTILIZADAS PARA O PROJETO DOS ALIMENTADORES:	27
6. CONCLUSÕES	34
7. REFERÊNCIAS	35

1. INTRODUÇÃO

A energia é um bem essencial à vida moderna com a conhecemos, não apenas em seus artigos de luxo, mas na base de toda tecnologia que aumentou a qualidade de vida do homem está presente a energia em sua forma elétrica. No entanto, todo o processo desde a geração, passando pela transmissão, distribuição e utilização, tem repercussões ambientais. No novo paradigma da energia elétrica, o consumo desenfreado dá lugar a utilização eficiente e a geração a partir de fontes renováveis.

Algumas dessas fontes renováveis visam aproveitar sistemas naturais de movimento como o vento e as marés. Mas ao contrário de uma hidrelétrica onde se pode regular a vazão da represa ou de uma termoeétrica onde se pode controlar o estoque de carvão e gás tais sistemas estão entregues à imponderabilidade. Dada a vulnerabilidade associada a estes novos recursos energéticos, é primordial a utilização de um conjunto vasto de tecnologias que permitam aumentar o fator de segurança do abastecimento. O recurso eólico, está associado a um grau elevado de volatilidade e variabilidade que desde cedo se traduz em problemas de:

- Segurança de Abastecimento - Considerando a possibilidade de avarias das unidades produtoras, a variabilidade do recurso eólico e a necessidade de garantir a cobertura dos consumos por intermédio dos meios de produção disponíveis, há a necessidade de conhecer previamente uma estimativa acerca da produção eólica. De forma a identificar os volumes adequados de reservas operacionais que garantem os níveis de qualidade de serviço estipulados. Os sistemas de previsão permitem uma maior eficiência no processo de contratação de serviços de reserva reduzindo as incertezas associadas à produção esperada dos parques eólicos;
- Gestão dos Parques Eólicos - A gestão do parque eólico exige a definição de períodos de manutenção e poderá exigir o pré-despacho e o despacho dos aerogeradores com o objetivo de responder a solicitações do operador do sistema. Se o empreendedor possuir ferramentas que o informem acerca da produção prevista para um determinado período, poderá programar para os períodos com menor capacidade de produção do parque eólico as manutenções planejadas.

A estimação correta do recurso eólico é de fundamental importância ainda por um motivo simples: pelas leis da mecânica dos fluidos temos que o máximo de potência elétrica (P_{el}) passível de ser extraída de uma massa de ar em movimento é dado pela relação:

$$P_{el} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot U^3$$

Onde

C_p é o coeficiente de rendimento da máquina.

ρ é a densidade do ar

A é a área varrida pelas pás

U é a velocidade instantânea da massa de ar.

É possível concluir que um erro de 10% na estimativa da velocidade do vento acarretaria num erro de 30% na previsão estatística da potência.

Sendo assim, a idealização do projeto do parque eólico gira em torno de dois aspectos fundamentais: o regime de vento e a produção de energia.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 CARACTERIZAÇÕES DO REGIME DE VENTO:

2.1.1 MODELO DO VENTO

A forma mais usual de análise do regime de vento é através do espectro de Van der Hoven. Tal representação espectral é uma medida da energia cinética associada à componente horizontal da velocidade do vento incidente sobre a turbina.

Embora o espectro só seja válido para caracterizar a zona onde se devem efetuar as medições, tem-se verificado que sua forma geral se mantém constante. A análise da Figura 1 revela a existência de dois picos de energia e um vale, formando três regiões distintas:

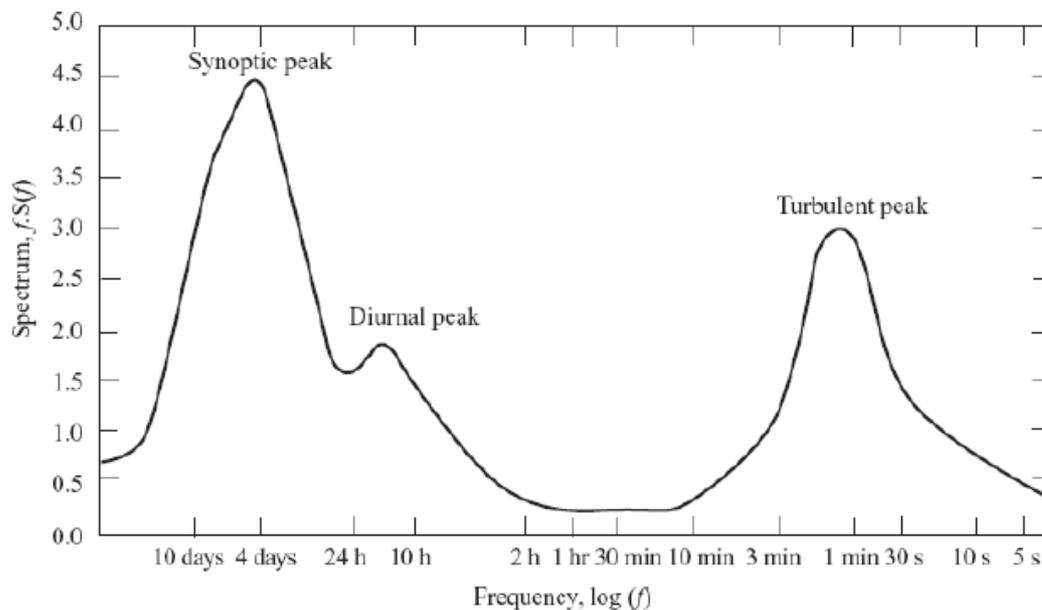


Figura 1 – Espectro de Van der Hoven [1]

- A zona macrometeorológica, associada a frequências baixas (correspondendo a períodos da ordem de alguns dias) e relacionada com movimento de grandes massas de ar, tipo depressões ou anti-ciclones.
- A zona micrometeorológica, associadas a frequências mais elevadas (correspondendo a períodos da ordem de poucos segundos) e relacionada com a turbulência atmosférica.
- A zona de vazio espectral, associada a períodos compreendidos aproximadamente entre 10 minutos e 2 horas, relacionada com zonas do espectro correspondentes a muito pouca energia.

A existência da zona de vazio espectral, contendo muito pouca energia associada, permite tratar separadamente as duas componentes características do vento, e encarar a

turbulência como uma perturbação ao escoamento quase-estático caracterizado por uma velocidade média [2]. Matematicamente a função velocidade pode ser representada por:

$$u(t) = \bar{u} + u'(t)$$

Onde a velocidade média é calculada com base num período que caia dentro do vazio espectral, tipicamente entre 10 minutos e 1 hora, e represente o regime quase-estático.

2.1.2 DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DA VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO

A consideração apenas da velocidade média anual do vento num local mascara todas suas variações temporais, tanto lentas quanto rápidas. Para o caso das variações lentas, o problema pode ser superado recorrendo-se às distribuições estatísticas, do tipo densidade de probabilidade, a qual explicita a probabilidade da velocidade do vento ser igual a um determinado valor.

Ao longo dos últimos anos tem sido sugeridas várias distribuições probabilísticas para descrever o regime de ventos, mas a distribuição de *Weibull* tem sido tradicionalmente considerada como a mais adequada [3]. Tal da função de densidade de probabilidade de *Weibull* é expressa por:

$$f(\bar{u}) = \frac{k}{c} \left(\frac{\bar{u}}{c}\right)^{k-1} \exp\left\{-\left[\left(\frac{\bar{u}}{c}\right)^k\right]\right\}$$

Em que \bar{u} é a velocidade média do vento, c é um parâmetro de escala, com dimensões de velocidade, e k é um parâmetro de forma adimensional.

Na prática tem-se distribuições discretas da velocidade média do vento em classes de 1 m/s, pelo que a velocidade média anual se calcula, de forma aproximada por:

$$U_{ma} = \sum_{\bar{u}=0}^{\bar{u}_{máx}} \bar{u} f(\bar{u})$$

2.1.3 PERFIL VERTICAL

Além do período significativo de observação outro aspecto importante para a caracterização do regime de vento é a estimativa do seu perfil vertical. No deslocamento de uma massa de ar as regiões que estão mais próximas do solo possuem uma velocidade inferior devido ao atrito com a superfície.

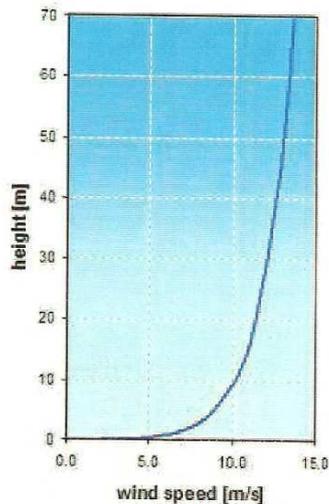


Figura 2 – Perfil Vertical do vento [3]

O perfil vertical da velocidade média do vento é dado pela Lei Logarítmica:

$$U(z) = \frac{u^*}{k} \left[\ln \left(\frac{z}{z_0} \right) + 5,75 \frac{z}{h} \right]$$

Onde

U é a velocidade média do vento na altura z ;

u^* é a velocidade atrito;

k é a constante de Von Karman (= 0,4);

z_0 é o comprimento da rugosidade;

h é o gradiente de altura (= $u^*/6f$);

f é o parâmetro de Coriolis (= $2\Omega \sin\varphi$);

Ω é a velocidade angular da Terra;

φ é a latitude do local onde se traçará o perfil.

Alguns valores típicos de z_0 estão dispostos na tabela a seguir:

Tabela 1 – Valores típicos de comprimento de rugosidade.

Tipo do terreno	z_0 (m)
Terreno pantanoso, gelo	0,00001
Oceano	0,0001
Areia	0,0003
Superfície da neve	0,001
Solo exposto	0,005
Gramma baixa, estepe	0,01
Pasto	0,03
Terras de cultivo	0,05
Barreiras com obstáculos	0,3
Florestas e bosques	0,5
Subúrbio	0,8
Cidades	1

Dado a dificuldade para a determinação de todos os parâmetros necessários para a utilização da Lei Logarítmica, tem sido mais usual a utilização da Lei da Potência:

$$\frac{\bar{U}(z)}{\bar{U}(H)} = \left(\frac{z}{H}\right)^\alpha$$

O valor do expoente α depende do tipo de superfície e da altura, a qual expressa a taxa de variação da velocidade do vento com a altura. Com a Lei da Potência é possível estimar a velocidade de vento para qualquer altura a partir de um valor de velocidade conhecido se o expoente α também for conhecido.

3. CAMPANHA DE MEDIÇÃO

3.1 POSICIONAMENTO DA TORRE ANEMOMÉTRICA

Antes do início de uma campanha de medição é necessário determinar o local adequado para instalação da torre que conterá os equipamentos de medição. A posição da torre deve ser representativa do local. O objetivo é relacionar as velocidades de vento nas posições da turbina com as velocidades medidas na torre. A precisão dos dados depende da complexidade do terreno, variações da rugosidade, presença de obstáculos, etc. Abaixo estão dispostas as distâncias recomendadas entre uma turbina qualquer e a torre de medição.

Tabela 2 – posicionamento das torres anemométricas

Terreno	Distância máxima recomendada entre qualquer posição de turbina e a torre mais próxima
SIMPLES: terreno plano com algumas mudanças de rugosidade	2-5 km
COMPLEXIDADE MODERADA: valores ou superfície com rugosidade pesada como florestas	1-2 km
MUITO COMPLEXOS: montanhas com inclinações acentuadas	<1 km

Caso não seja possível o atendimento destas distâncias é aconselhável a utilização de mais de torres anemométricas até que a relação supracitada seja obedecida. Entretanto, com uma estratégia adequada pode-se economizar dinheiro sem penalizar a qualidade das medições:

Deve ser mantida pelo menos uma torre na mesma posição ao longo de todo o período de medição, sem qualquer alteração em sua configuração de medição. Esta torre é chamada de Torre de Referência. Ao mesmo tempo podem-se considerar torres temporárias em outros pontos do parque por intervalos de tempo não inferiores a 6 meses.

3.2 CONFIGURAÇÃO DA TORRE ANEMOMÉTRICA

A altura mínima aceitável para uma torre é de $2/3$ da altura do cubo do aerogerador a ser utilizado. O tipo de torre é uma escolha econômica podendo ser treliçada ou tubular, estaiada ou não. As recomendações de [4] devem ser seguidas.

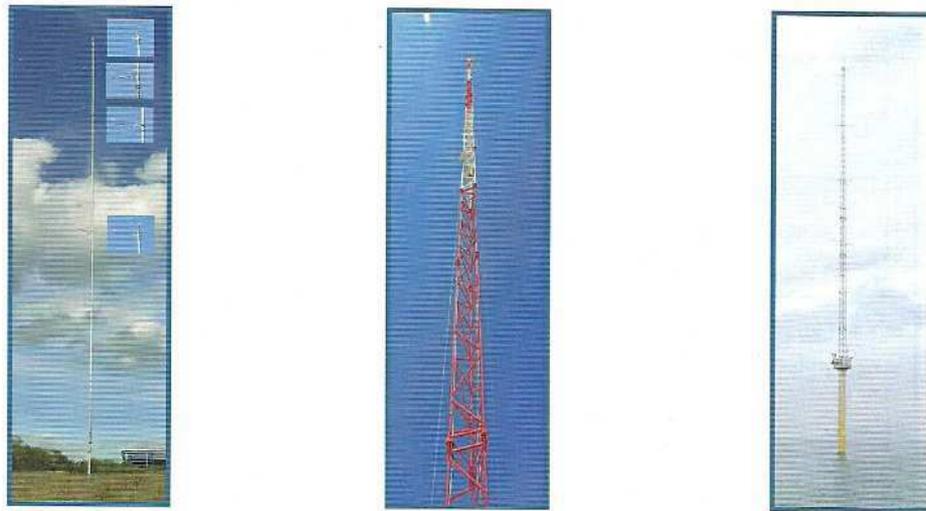


Figura 3 – Tipos de torres anemométricas: estaiada, treliçada e *offshore* [1]

O número de sensores pode ser diferente para cada situação, mas em geral são necessários pelo menos dois estágios de medições em duas alturas diferentes a fim de estimar o perfil vertical do vento local. Em cada estágio é necessário um anemômetro e um sensor de direção. A torre precisa possuir também pelo menos um sensor de temperatura [1].

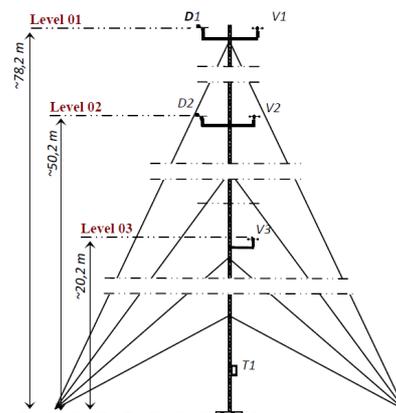


Figura 4 – Exemplo da distribuição dos equipamentos de uma torre anemométrica. As posições V, D e T são dos sensores de velocidade, direção e temperatura, respectivamente.

A disposição dos equipamentos na torre deve, novamente, obedecer à [4], de acordo com o que está abaixo delineado:

- Comprimento da haste horizontal: $> 8x$ o diâmetro da torre tubular ou $> 5x$ o diâmetro da torre treliçada.
- Comprimento da haste vertical de um sensor na parte superior: $> 4x$ o diâmetro da torre tubular ou $> 3x$ o diâmetro da torre treliçada.
- Comprimento da haste vertical de um sensor horizontal: $> 15x$ o diâmetro da haste horizontal.

- Orientação: 45° respectivo a direção predominante do vento para torre tubular ou 90° respectivo a direção predominante do vento para uma torre treliçada.
- O para-raios deve ser instalado a jusante da direção predominante do vento.

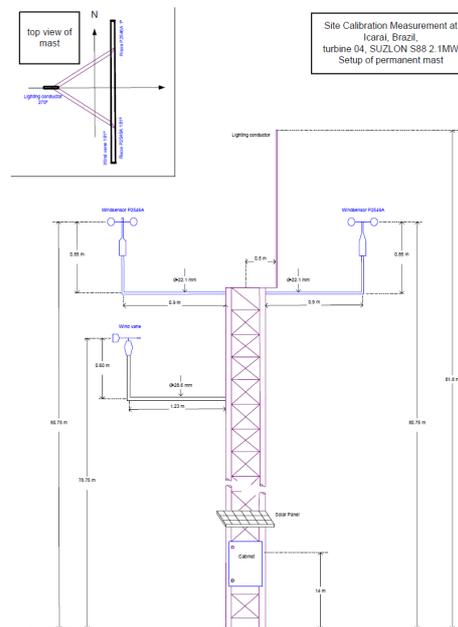


Figura 5 – Instalação dos sensores na torre anemométrica [4]

3.3 ADEQUAÇÃO COM AS CLASSES IEC

De posse das características do vento local é possível enquadrar o *site* de acordo com as classes de vento da IEC. As características necessárias para o enquadramento em cada uma das classes são dadas de acordo com a tabela abaixo:

Tabela 3 – Classes de ventos IEC 61400-12-1

Classe	Velocidade média anual [m/s]	Rajada máxima de 3s para 50 anos [m/s]	Média máxima de 10 min para 50 anos [m/s]
I	10	70	50
II	8,5	59,5	42,5
III	7,5	52,5	37,5
IV	6	42	30

Existem ainda as subclasses que tratam de aspectos mais específicos como, por exemplo, as subclasses A e B que definem a intensidade de turbulência: 18% e 16 % respectivamente. Há ainda subclasses que especificam o ângulo do fluxo do vento, o perfil vertical, dentre outros.

A classificação do regime de vento de um local se mostra importante pelo fato de ser esta a especificação necessária para a eleição do aerogerador a ser empregado. Ou seja, cada aerogerador é certificado para certa classe de regime de ventos, de forma que, a utilização de um aerogerador que possua uma classe inferior a do *site* põe em risco a integridade do equipamento

e dos operadores, já utilização de um aerogerador com classe superior constitui-se um sobredimensionamento e acarreta em um projeto menos eficiente.

4. PRODUÇÃO DE ENERGIA

Uma vez obtida uma representação do perfil de ventos fiável, baseada numa quantidade de dados suficientemente grande e razoavelmente livre de erros sistêmicos, o valor esperado para a energia elétrica produtível anualmente é, no caso geral:

$$E_a = 8760 \int_{u_0}^{u_{m\acute{a}x}} f(\bar{u})P_e(\bar{u})d\bar{u}$$

Em que $f(\bar{u})$ é a densidade de probabilidade da velocidade média do vento, $P_e(\bar{u})$ é a característica elétrica do sistema de conversão de energia eólica, u_0 é a velocidade a partir da qual o sistema começa a conversão (*cut in*) e $u_{m\acute{a}x}$ é a velocidade a partir da qual os esforços mecânicos sobre a turbina obriga o sistema a parar a geração (*cut out*). Esta integral pode ser calculada analiticamente quando são conhecidas as expressões de $f(\bar{u})$ e de $P_e(\bar{u})$. Como os dados, via de regra, apresentam-se sob a forma de valores discretos, normalmente é utilizada uma ferramenta computacional na qual são utilizadas as versões discretas de tais expressões. Dessa forma, em vez de a integral recorre-se ao somatório abaixo:

$$E_a = \sum_{u_0}^{u_{m\acute{a}x}} f_r(\bar{u})P_e(\bar{u})$$

Em que $f_r(\bar{u})$ é a frequência relativa de ocorrência da velocidade média do vento: $f_r(\bar{u}) = 8760 f(\bar{u})$.

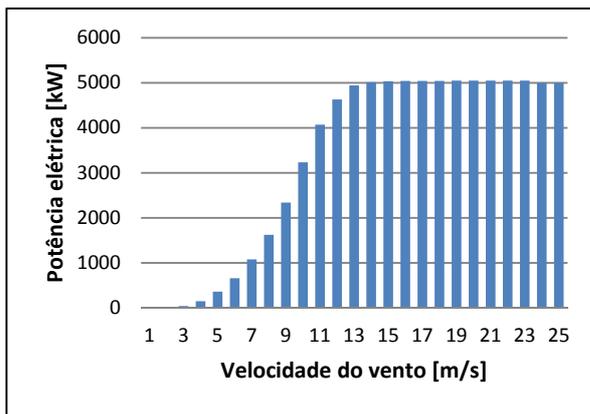


Figura 6 (a) Geração discretizada pelas velocidades do vento

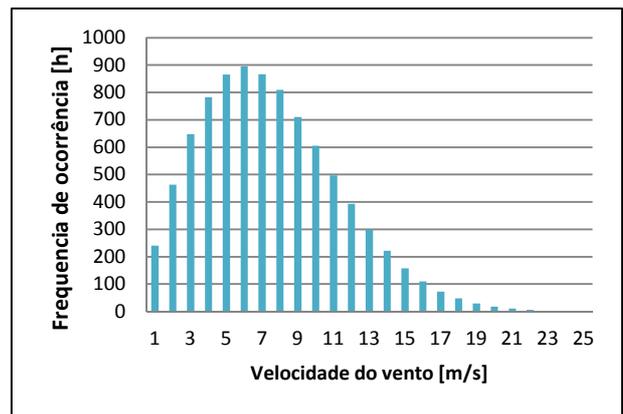


Figura 6 (b) – Distribuição de probabilidade de ocorrência das velocidades de vento

5. DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES

As atividades abaixo descritas foram todas desempenhadas pelo Aluno, ainda que não tenham ocorrido todas nesta sequência apresentada, pois a dinâmica dos projetos é diferente, pois se encontram em estágios diferentes de execução.

5.1 ACOMPANHAMENTO DO RECURSO EÓLICO.

A empresa Martifer Renováveis possui diversas torres anemométricas espalhadas por diversos pontos de cinco estados brasileiros. Cada uma dessas torres gera uma gama mensal de dados mensalmente. Tais dados são coletados e tratados pela empresa Braselco uma vez por mês. Destes dados é extraído, também mensalmente, um relatório que descreve todas as atividades da Braselco desde a coleta dos dados em campo até os resultados destes. Ficou a cargo do aluno a análise de tais relatórios e comunicação com a prestadora em casos de inconformidades.

A análise se dava na verificação do histórico das velocidades médias, do índice de turbulência, da existência de uma tendência direcional do vento e da qualidade de sua distribuição probabilística. Os resultados mensais eram armazenados no banco de dados da empresa. Todas essas tarefas eram desempenhadas a fim de se determinar quais zonas seriam mais propícias à implantação de um empreendimento eólico. Um local propício para o início dos estudos mais apurados é aquele que apresenta uma média elevada de vento entre as alturas de 80 a 100m, relativamente independente da estação do ano, e baixo índice de turbulência.

Abaixo seguem alguns exemplos de históricos de velocidades médias bem como alguns exemplos de rosas do vento:

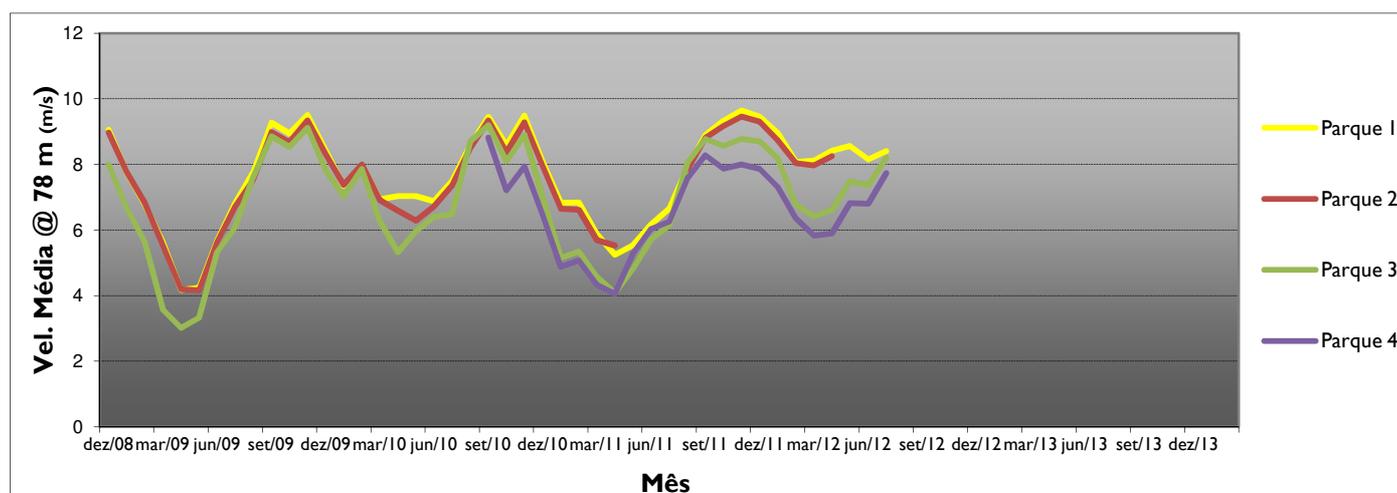


Figura 7 – Medições anemométricas realizadas em sítios no estado do Ceará

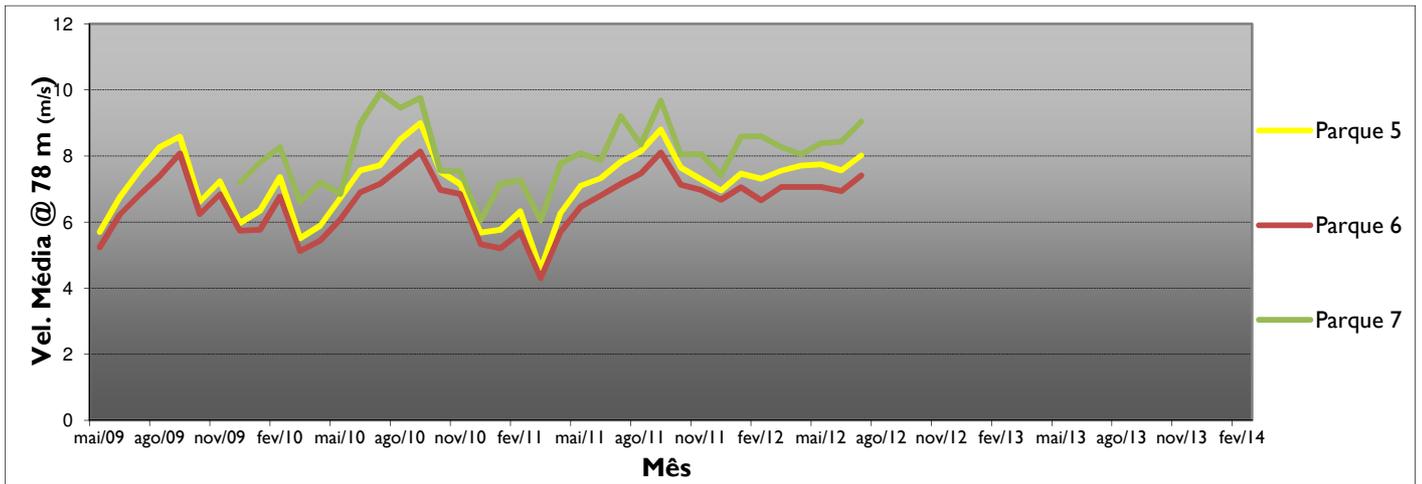


Figura 8 – Medições anemométricas realizadas em sítios no estado da Bahia

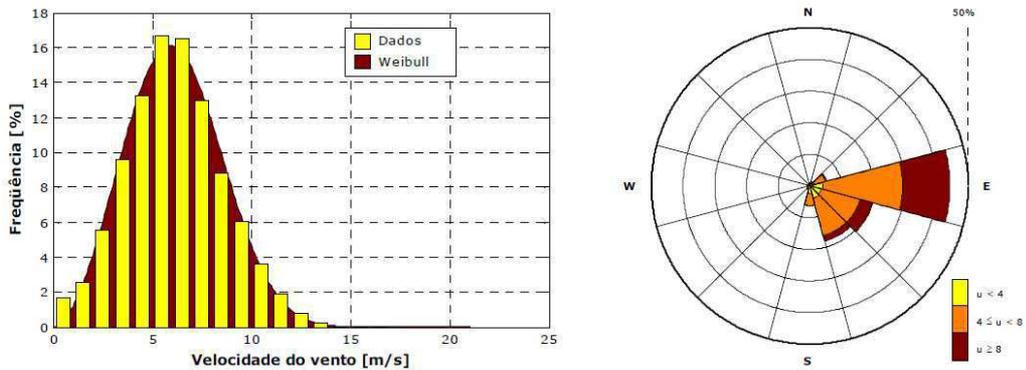


Figura 9 – Distribuição de Weibull e Rosa dos Ventos de um parque eólico no estado do Ceará [5].

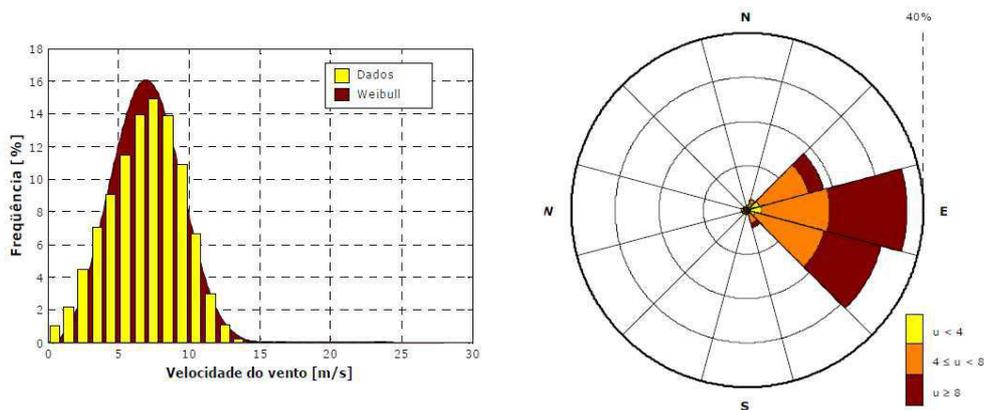


Figura 10 – Distribuição de Weibull e Rosa dos Ventos de um parque eólico no estado da Bahia [5].

Quando havia a escolha de um local para o empreendimento eólico os próximos passos que eram tomados pelo aluno eram a solicitação de estudos de certificação local quanto a sua classe de vento e, em seguida, era feita a escolha das máquinas disponíveis no mercado que se adequassem a tal regime de recurso eólico.

5.2 ESCOLHA DOS AEROGERADORES

Os aerogeradores que foram utilizados nos empreendimentos nos quais houve a participação do aluno foram os seguintes:

5.2.1 MODELO SIEMENS SWT 113-2,3MW.

O aerogerador Siemens SWT 2.3-113 é do tipo gerador síncrono multipolo com excitação de campo feita através de ímãs permanentes tem como características nominais 2.300 kW de potência, tensão de 690 V e fator de potencia de 0,9 indutivo ou capacitivo. Em caso de operação fora das condições nominais, o fornecimento de energia reativa apresentará leve variação, sendo maior que o nominal em caso de geração abaixo da plena carga e menor em caso de desbalanceamento das tensões. A máquina é capaz de produzir eletricidade com velocidades de vento a partir de 3m/s (*cut-in*), atingindo sua capacidade nominal em velocidades próximas a 12-13m/s e interrompendo a sua geração em velocidades acima de 26 m/s (*cut-out*).

O rotor, localizado na parte frontal da nacelle, consiste em uma estrutura de aço que suporta as três pás do sistema, construídas em plástico reforçado com fibra de vidro. Com uma dimensão de 113 m de diâmetro, as três pás varrem uma área circular de 10.028,7 m². A velocidade de rotação mínima do rotor é de 6,0 rpm e a máxima, de 13,0 rpm. Seu formato é otimizado para atingir a melhor condição aerodinâmica e de desempenho acústico, e o ângulo de ataque das mesmas pode ser ajustado através do sistema *pitch*, com a ajuda de motores elétricos, buscando as melhores condições de controle e segurança do sistema. O rotor está conectado a um eixo principal, que transmite o torque para o gerador que produz a potência elétrica. As principais dimensões do aerogerador são apresentadas na Figura 11.

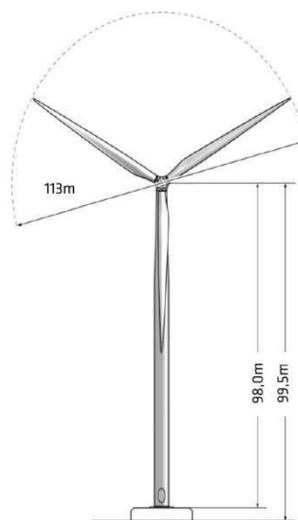


Figura 11 – Principais dimensões do aerogerador SWT 2,3 – 113 [6].

Cada aerogerador possui um sistema de controle individual, abrigado na parte inferior interna da torre metálica, com módulos de supervisão e controle completos; o que garante a segurança e a otimização de sua operação. O sistema de controle monitora as principais variáveis operacionais da turbina, atuando automaticamente e interrompendo o seu funcionamento na ocorrência de determinados eventos específicos.

O modelo SWT 2,3 113 é projetado para emitir baixos índices de ruído. A Siemens garante o nível máximo de 105 dB para um único aerogerador. Tal valor encontra-se de acordo com a norma IEC 61400-11:2002. Vale ressaltar que todos os equipamentos, peças e sistemas de proteção foram projetados em conformidade com as mais criteriosas normas internacionais.

A Figura 12 esquematiza os principais equipamentos eletromecânicos abrigados na nacela da turbina Siemens SWT 2.3-113 2.300 kW:

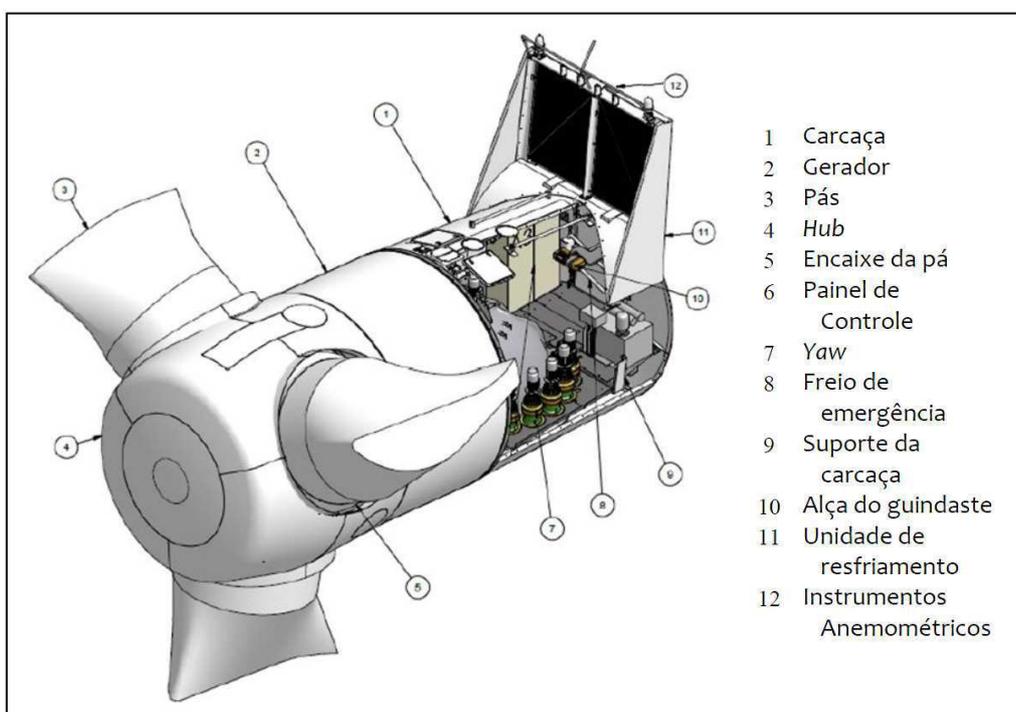


Figura 12 – Nacela da turbina eólica Siemens SWT 2.3-113 2.300 kW IEC IIB/IIIA 60Hz [6].

5.1.DESCRICÃO DO COMPORTAMENTO EM CASO DE CURTO-CIRCUITO:

A contribuição da corrente de curto circuito a partir das turbinas é fundamentalmente diferente. A turbina Siemens de velocidade variável tem um conversor chamado de “*Advanced Fault Ride Through Control Capability*”. Trata-se de um conversor *full-scale* de topologia 4Q, classe de isolamento F e resfriamento a ar e a água. Em caso de falhas (curto-circuito) na rede, a tensão terminal do conversor vai cair abaixo do limite *fault ride through*, e a injeção de corrente ativa e reativa é então controlada em função da tensão terminal. O sistema de controle irá forçar o conversor para prover suporte de tensão, aumentando a injeção de corrente reativa para a rede.

A contribuição de corrente ativa, reativa e total para o curto-circuito para a turbinas eólicas são dadas como valores numéricos na tabela a seguir:

Tabela 4 – Correntes máxima e típica para turbina SWT2,3MW

Tempo após a falta	Corrente ativa	Corrente reativa	Corrente total
0-10 ms	-	-	5400 A (pico)
10-100 ms	1,8 pu (max)	1,0 pu (max)	1,8 pu (max)
100-3000 ms	0,5 pu (típico)	1,0 pu (típico)	1,1 pu (típico)

“Uma prática comum aplicada e bem aceita em diferentes padrões e bem recomendado para simulação de sistemas na análise de falhas de engenharia é que a corrente de falha no sistema de AC a partir de terminais HVDC e outros dispositivos de energia eletrônica (como SVC) pode ser negligenciada. Esta suposição é provavelmente baseada no fato de que estes dispositivos têm um controle muito rápido, como a corrente de falta pode ser mantida na ordem da corrente nominal destes dispositivos. Portanto, em muitos casos, a contribuição da corrente de falta de dispositivos de controle rápidos agindo será bastante limitado em comparação com a falha da corrente principal no sistema. No entanto, em sistemas fracos de rede interligada e para avaliar as especificações dos disjuntores pode ser necessário saber a contribuição real da corrente de curto circuito de uma fazenda eólica com Turbinas Eólicas com base na plena carga e usando a tecnologia do conversor [7]”.

5.2.DESCRICÃO DO COMPORTAMENTO EM CASO DE VARIAÇÃO DE TENSÃO:

As figuras 13 e 14 mostram a característica tensão versus tempo, que define a região dentro da qual a máquina deve ser desligada por ocasião de variação de tensão resultante usualmente de curto-circuito no sistema.

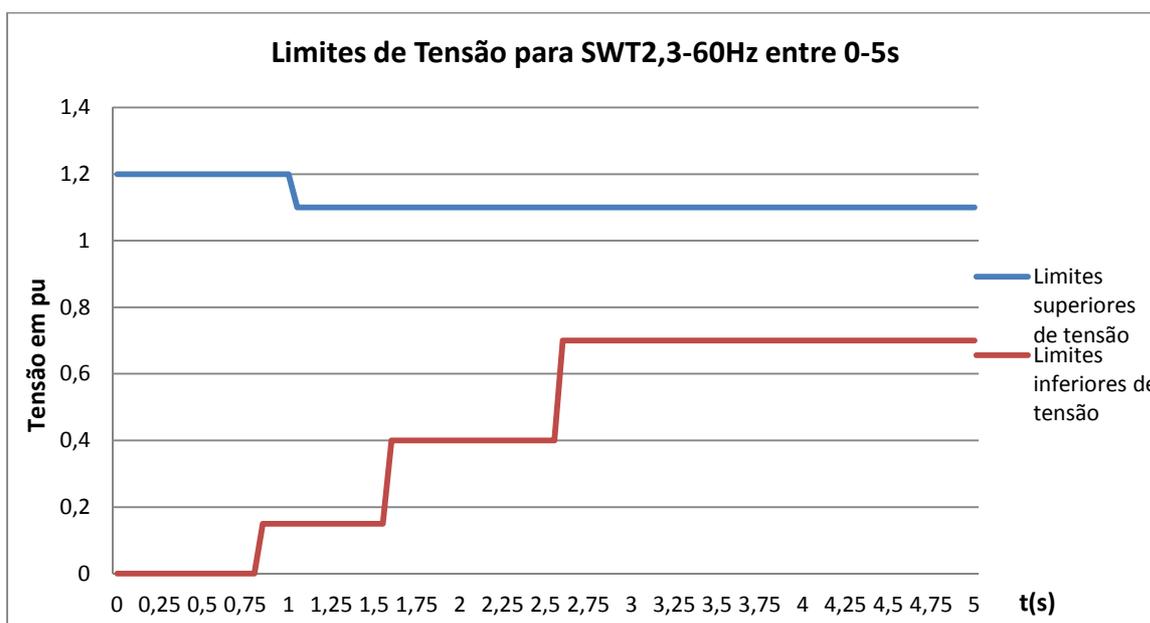


Figure -13 Limites de Tensão para SWT2,3-60Hz entre 0-5s

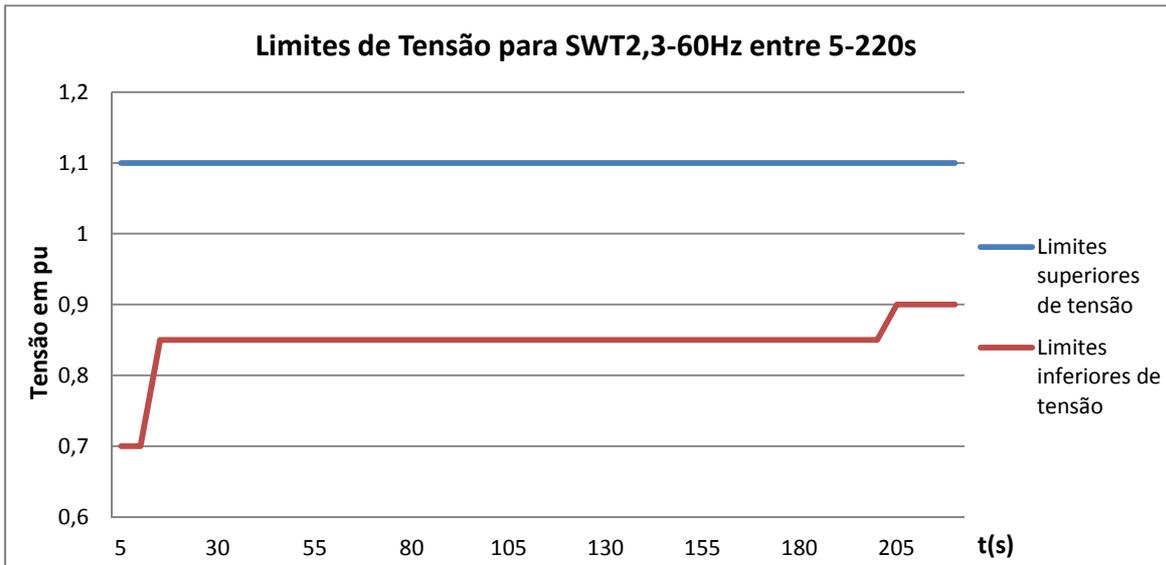


Figure-14: Limites de Tensão para SWT2,3-60Hz entre 5-220s

A máquina deve permanecer conectada ao sistema na área interna. Na área externa haverá desligamento automático da máquina. Em condições normais com tensão na faixa 90 a 100% a máquina pode operar continuamente por tempo indeterminado.

Para tensões inferiores a 90% a máquina não será desligada caso o nível de subtensão e os períodos de tempo correspondentes estiverem dentro da característica da área interna.

A Figura 15 mostra a característica definida por [8] que deve ser atendida pelos aerogeradores.

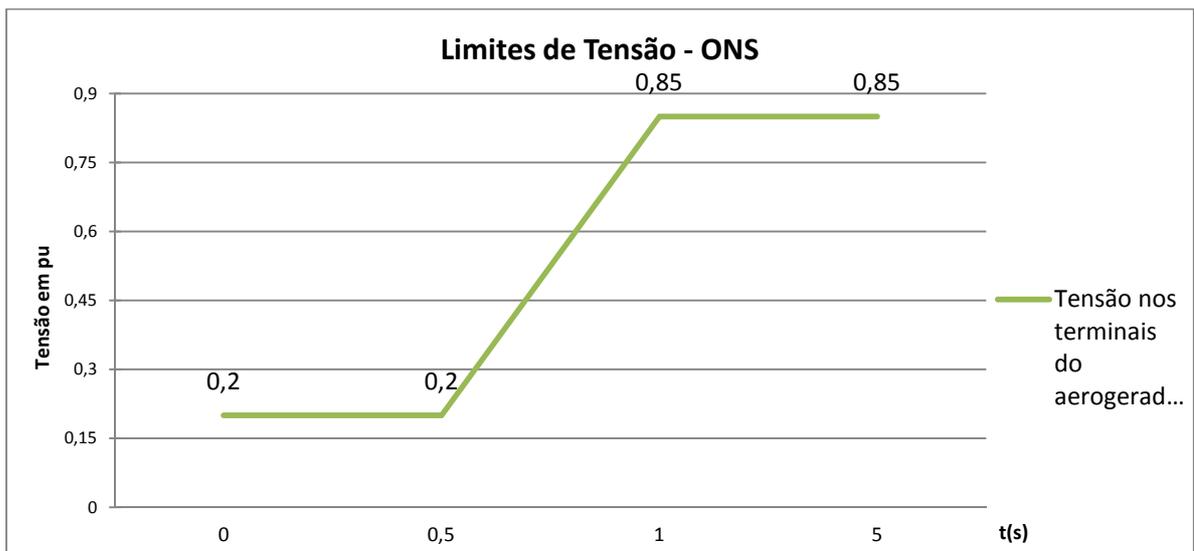


Figura 15 – Limítrofe da variação de tensão

Como pode ser observado, os aerogeradores cumprem com todas as especificações necessárias para o controle da tensão.

5.2.2 MODELO SUZLON S88-2,1MW.

O modelo de aerogerador especificado para o local do empreendimento foi o S88 2,1 MW da *Suzlon*. Tal máquina possui classe IEC II-A. E constituído de um rotor de três pás, com diâmetro de 95 m e eixo horizontal de concepção *upwind* (o rotor opera na frente da torre), fixado numa *nacelle* que, além de suporta-lo, abriga o sistema de conversão de energia em si. Todo o conjunto está localizado em cima de uma torre de 90 m de altura fixada ao solo por meio de uma fundação de concreto armado. O detalhamento de cada componente do aerogerador será dado na seção seguinte. As principais dimensões do aerogerador são apresentadas na Figura 8.

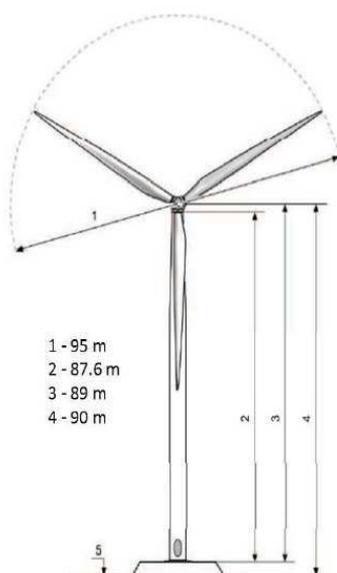


Figura 16 – Principais dimensões do aerogerador S88 *Suzlon*

Todo o controle operacional da máquina, dos parâmetros elétricos da energia produzida e procedimentos de proteção são feitos automaticamente a partir de um sistema de controle computadorizado (inclui os sistemas de supervisão, proteção e controle – SCADA) abrigado na parte inferior e interna da torre metálica e que recebe informações dos diferentes sensores instalados em vários locais da máquina.

O modelo S88-2,1MW é projetado para emitir baixos índices de ruído. A *Suzlon* garante o nível Máximo de 105,2 dB para um único aerogerador. Tal valor encontra-se de acordo com a norma IEC 61400-11:2002.

A Figura 17 esquematiza os principais equipamentos eletromecânicos abrigados na *nacelle* da turbina *Suzlon* S88-2,1MW:

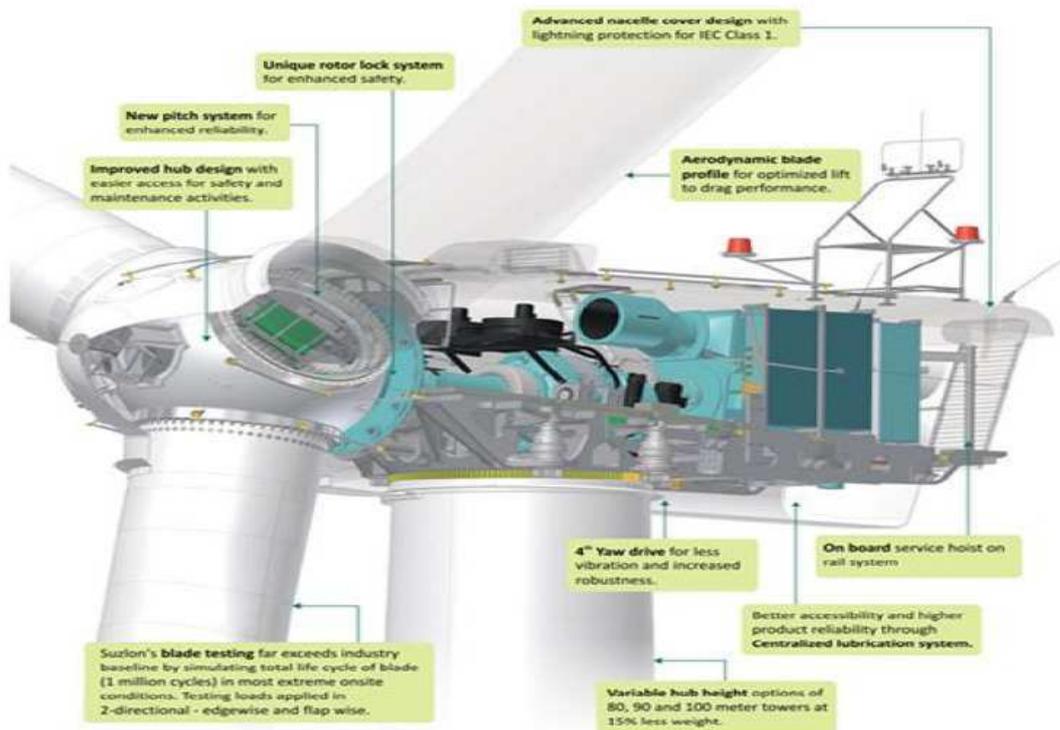


Figura 17 – Componentes da nacelle – Turbina S88 Suzlon [9].

No topo da torre, a 90 metros de altura, é montada a *nacelle* modelo *Suzlon SB46*. Confeccionada em fibra de vidro, ela abriga o eixo do rotor, o freio hidráulico, o gerador elétrico, o sistema de arrefecimento e demais equipamentos eletromecânicos do aerogerador. Um importante elemento da *nacelle* é a caixa de velocidades. Trata-se de um conjunto compacto de engrenagens que garantem o melhor aproveitamento mecânico. A alta precisão de fabricação assegura uma perfeita distribuição da carga reduzindo o torque e aumentando a velocidade de rotação do eixo acoplado ao gerador. Acima da *nacelle* existem dispositivos de medição de velocidade e direção do vento que fornecem dados para o sistema que controla o ângulo de inclinação das pás (*pitch*) e o sistema *Yaw*, responsável por direcionar o plano do rotor a posição perpendicular a direção do vento.

O rotor, localizado na parte frontal da *nacelle*, consiste em uma estrutura de aço que suporta as três pás do sistema, construídas em fibra de vidro de *polyester* reforçado. A velocidade de vento mínima para o início da geração é de 3,5 m/s e a máxima, de 25 m/s. O formato do rotor é otimizado para atingir a melhor condição aerodinâmica e de desempenho acústico, e o ângulo de ataque das mesmas pode ser ajustado através do sistema *pitch*, com a ajuda de motores elétricos, buscando as melhores condições de controle e segurança do sistema.

O gerador assíncrono tem como características nominais 2.100kW de potência, tensão de 600 V, 4 polos, 1800 rpm, escorregamento Máximo de 20. Cada aerogerador conta com um banco de capacitores chaveáveis (14 ao todo), permitindo que a máquina opere entre 0,94 (ind)

$\cos(\varphi) < 0,94$ (cap). A máquina possui a tecnologia DFIG (*Doubly Fed Induction Generation*), ou Geração por Indução Duplamente Alimentada, o Sistema CONCYCLE de conversão de energia, da *Woodward*. Tal sistema possui, resfriamento a líquido e uma perda limitada pelo máximo de 18 kW.

5.3. ESTIMATIVAS DE PRODUÇÃO

Após a definição de duas ou três possibilidades de aerogeradores, é necessária a estimativa da quantidade de energia que pode ser gerada a partir do regime de vento presente no local. Era tarefa do Estagiário solicitar às empresas certificadoras tais estudos e acompanhá-las no sentido de prover quaisquer dados necessários à elaboração do estudo. Para tal a empresa certificadora se utilizara de modelos de escoamento de vento e de modelos dos aerogeradores para, através de um cálculo iterativo, prever, com razoável margem, a produção anual daquela determinada região para uma configuração constituída com as máquinas escolhidas.

As certificadoras geravam relatórios que eram analisados pelo estagiário em conjunto com seu supervisor. Um exemplo de análise das estimativas de produção está resumido nos gráficos abaixo:

Tabela 5 – Comparativo entre estimativas de produção

Estimativa	Máquina	Período de Análise	Produção Bruta	Produção/Aero/Ano	FC
A	V100-2,0MW	01/11/2009 - 31/10/2011	97744	6516,27	37,2
B	V100-1,8MW	01/11/2009 - 31/10/2011	117431	6180	39,2
C	V100-2,0MW	Não há registros	121076	6372,42	36,4
D	V100-1,8MW	01/09/2008 - 31/08/2009	106357	6647,31	42,2
E	V100-1,8MW	01/01/2009 - 31/12/2009	106357	6647,31	42,2
F	V100-1,8MW	01/09/2008 - 31/08/2009	100544	6284	39,9
G	V90-1,8MW	01/2002 - 08/2009	167597	5586,57	35,4
H	S88-2,1MW	01/2002 - 08/2009	150716	5382,71	29,3
I	E82-2,0MW	01/2002 - 08/2009	173671	6202,54	35,4
J	GE1,5 xle	01/2002 - 08/2009	170732	4742,56	36,1

O melhor aproveitamento de máquina e maior fator Produção/Aero/Ano foi do modelo V100-1,8MW nas estimativas D e E. A baixa produção bruta explica-se pelo destas estimativas terem sido feitas para uma configuração de apenas 16 máquinas. Entretanto, não se pode ter tanta certeza dos bons destes números uma vez que o intervalo de tempo considerado foi de apenas um ano para cada.

Nas estimativas A, B e C foram utilizados o mesmo modelo V100-1,8MW além da V100-2,0MW por um intervalo de tempo maior (quase 2 anos). Os resultados ficaram um pouco abaixo do caso anterior, mas ainda assim foram expressivos. Os valores baixos de produção bruta e altos de FC e de Produção/Aero/Ano são reflexo das poucas máquinas utilizadas nestes leiautes.

As estimativas G, H, I e J destacam-se pela elevada produção anual e pelo intervalo de tempo maior (7 anos e meio). A maior quantidade de anos de análise torna tais estimativas mais fiáveis. A maior quantidade de máquinas no mesmo terreno teve como consequências o aumento da produção e a diminuição do aproveitamento por máquina, tanto em porcentagem de horas a plena carga quanto em produção por ano. Destas estimativas vale ressaltar a Estimativa I que, mesmo com 28 aerogeradores E82-2,0MW, manteve um bom FC e Produção/Aero/Ano. O modelo S88-2,1 apresentou um FC muito baixo em comparação com os outros casos, bem como o modelo GE1,5 xle que ficou bem abaixo no fator Produção/Aero/Ano, ou seja, para gerar os 170732 MW/Ano seriam necessárias 36 máquinas.

É possível, dessa forma, retirar algumas conclusões: a potência nominal da máquina utilizada neste site precisa ter valor baixo, pois o FC decresceu muito com o aumento da potência nominal. Os melhores desempenhos ficaram a cargo dos modelos E82-2,0MW e V100-1,8MW. Não é possível comparar diretamente os dois modelos. O mais próximo que se pode chegar disso seria compara E82-2,0MW com V90-1,8MW, mas pela tendência que V100-1,8MW demonstra, pode-se dizer que esta se sairia melhor que aquela.

5.4.PROJETO DA REDE COLETORA DE MÉDIA TENSÃO

Uma das tarefas mais recorrentes realizadas durante o estágio foi o projeto preliminar das redes coletoras de média tensão dos parques em desenvolvimento. A seguir é demonstrado um exemplo de tal projeto para um parque localizado no litoral oeste do Ceará.

5.4.1 DESCRIÇÃO DA USINA:

A Usina Eólio-Elétrica será constituída por 12 (doze) turbinas eólicas conectadas a alimentadores subterrâneos, que conduzirão a energia gerada até a subestação de saída. Para o melhor aproveitamento do recurso eólico as máquinas serão dispostas segundo o leiaute a seguir:



Figura 18 – Local de instalação da Usina Eólio-Elétrica

A conexão de cada uma das turbinas da central eólica ao alimentador se dará da seguinte forma: do interior da torre metálica de sustentação do aerogerador, descerão seis condutores elétricos por fase que transportarão a energia elétrica, em baixa tensão (690 V), produzida pelo gerador até a sua subestação unitária. A ligação dos condutores entre o disjuntor do aerogerador, localizado na base de concreto do aerogerador, e os bornes do transformador localizado na subestação unitária terá instalação subterrânea em eletrodutos diretamente enterrados no solo, após passar pela fundação, a uma profundidade de 1 m.

O alimentador será em cabo trifólio diretamente enterrado e irá acompanhar a via de acesso com utilização de sinalização visual através de marcos e placas sinalizadoras. Além do transformador, disjuntor e medidores, o cubículo da subestação unitária também deverá abrigar os transformadores de corrente e os respectivos relés de proteção, chaves de controle da instrumentação (V/A/Hz/kW), botoeiras e sinalizadores para operação segura no local.

Cada alimentador será conectado ao barramento intermediário (localizado na subestação elevadora de saída da central eólica) que servirá de ponto de interconexão entre cada alimentador e o primário do transformador elevador da SE.

Da saída da subestação, partirá uma linha de transmissão, em circuito simples, com nível de tensão de 69 kV e comprimento aproximado de 50 km até a Subestação de Mossoró II (CHESF). A conexão da linha de transmissão da central eólica na subestação (SE) será feita a partir de um “*bay* de conexão” exclusivo, permitindo a adequada e segura interligação da central eólica ao sistema da CHESF.

5.4.2 PREMISSAS UTILIZADAS PARA O PROJETO DOS ALIMENTADORES:

a. Corrente nominal dos aerogeradores.

A corrente nominal foi calculada para uma operação com o fator de potência igual a 0,95 (condição mais adversa que pode ser solicitado pelo ONS):

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \times V_n \times f.p.} = \frac{2300}{\sqrt{3} \times 34,5 \times 0,95} = 40,52$$

b. Características da instalação.

A opção para o método utilizado na instalação da rede de média tensão foi por cabos unipolares dispostos em forma trifólia e enterrados diretamente no solo, configurando o método H prescrito em [10]. Esta opção se deu pelo fato de atender perfeitamente aos requisitos técnicos necessários estabelecidos e, conjuntamente, apresentar preços de construção e manutenção reduzidos.

Apesar de o solo de praia, típico do local de instalação, apresentar resistividade térmica em torno de 1,5 K.m/W por sua cor clara e alta porosidade, tem sido usual na empresa a não correção da capacidade de corrente para uma resistividade diferente. Realizar os cálculos considerando a resistividade padrão da norma, mais elevada que caso real, é uma atitude conservadora e dá-se devido a problemas ocorridos em outros parques de sua propriedade.

Por outro lado, a alta radiação solar da região obriga a correção da capacidade de corrente por diferente temperatura. Sendo assim, optou-se pela correção por um fator de 0,94 por tratar-se de um solo cuja temperatura gira em torno dos 30 °C.

VALA 1 Vala de média tensão

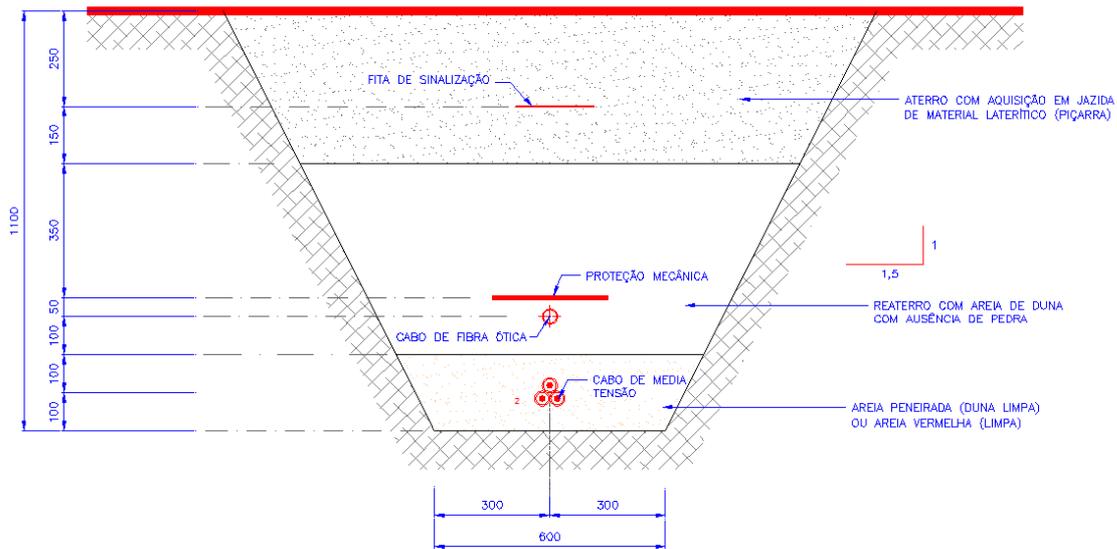


Figura 19 – Vala de Média Tensão para circuito simples

VALA 2 Vala de média tensão

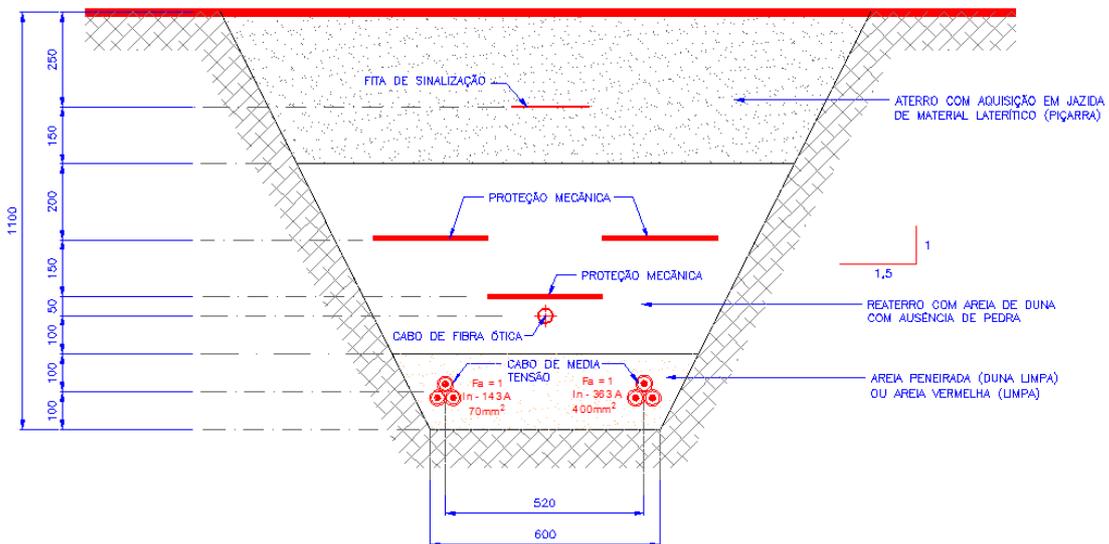


Figura 20 – Vala de Média Tensão para circuito duplo

c. Cabos utilizados

Devido ao histórico de trabalhos, optou-se pela utilização de cabos FIPEX ALBF 20/35 kV da fabricante NEXANS, segundo a qual, as aplicações para esse modelo são: utilização para alimentação e distribuição de energia, em subestações, instalações industriais e

comerciais, podendo ser instalados ao ar livre, em eletrodutos, canaletas, diretamente enterrado no solo, banco de dutos ou bandejas.

A descrição construtiva fornecida pelo catálogo do fabricante está apresentada abaixo:

- 1 – Condutor de alumínio:** Classe 2.
- 2 – Blindagem do condutor:** composto termofixo semiconductor.
- 3 – Isolação:** Composto termofixo de Polietileno Reticulado (XLPE) para temperatura de operação no condutor de 90 °C, atendendo aos requisitos físicos prescritos pela NBR 6251.
- 4 – Blindagem da Isolação:** Blindagem não metálica à base de composto termofixo semiconductor e blindagem metálica em fios de cobre nu, têmpora mole, aplicados helicoidalmente, com seção nominal de 6 mm²
- 5 – Cobertura:** Composto termoplástico de Ploricloreto de Vinila (PVC) na cor preta, atendendo aos requisitos físicos prescritos pela NBR 6251, tipo ST2.

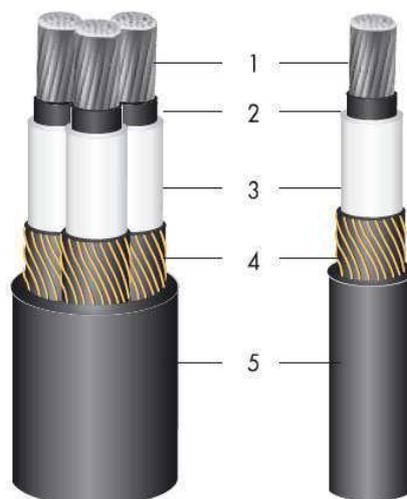


Figura 21 – Aspectos construtivos do Cabo Nexans FIPEX ALBF [11].

Utilizando a capacidade de corrente fornecida pelo fabricante para condições normais de operação e realizando as devidas correções explanadas na seção anterior, tem-se que a ampacidade real, utilizada neste projeto, foi:

- Para cabos de seção nominal igual a 70 mm²: 134,42 A.
- Para cabos de seção nominal igual a 95 mm²: 159,80 A.
- Para cabos de seção nominal igual a 120 mm²: 181,42 A.
- Para cabos de seção nominal igual a 150 mm²: 203,04 A.
- Para cabos de seção nominal igual a 185 mm²: 229,36 A.
- Para cabos de seção nominal igual a 240 mm²: 265,08 A.
- Para cabos de seção nominal igual a 300 mm²: 297,98 A.
- Para cabos de seção nominal igual a 400 mm²: 341,22 A.
- Para cabos de seção nominal igual a 500 mm²: 387,28 A.

Vale ressaltar que os limites de ampacidade bem como seus fatores de correção visam unicamente estabelecer um nível de corrente de serviço que não eleve a temperatura dos condutores acima do estipulado pela norma e pelos fabricantes, sob pena de perda de isolação.

d. Limites de queda de tensão.

A [12] afirma que, para instalações de média tensão, não é permitido que exista uma queda de tensão, medido entre a origem e qualquer ponto, com valor superior a 5%. Esse foi o critério utilizado para a escolha das seções dos cabos.

Para efetuar os cálculos lançou-se mão do método abaixo descrito:

Tomando-se um circuito simples, tem-se, por Ohm, que a queda de tensão ao longo de seu comprimento é dada por:

$$V_{final} - V_{inicial} = I_c \times Z_c$$

$$\frac{V_{final} - V_{inicial}}{V_l / \sqrt{3}} = \frac{I_c(R \cos\phi + X \sin\phi)}{V_l / \sqrt{3}}$$

$$\frac{\Delta V}{V_l} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_c (r \cdot l \cdot \cos\phi + x \cdot l \cdot \sin\phi)}{V_l}$$

$$\Delta V_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_c (r \cdot l \cdot \cos\phi + x \cdot l \cdot \sin\phi)}{100 V_l}$$

Onde R e X são a resistência e a indutância do circuito, r e x são a resistência e a indutância por unidade de comprimento do cabo utilizado, l é o comprimento do circuito e ϕ é o fator de potência. A fim de evitar o trabalho recorrente, foi elaborada uma planilha no ambiente Microsoft Excel© que realizava todo o cálculo de maneira iterativa e apontava a melhor escolha de seção de cabo.

e. Arranjos

Dada as posições dos aerogeradores dentro da poligonal que demarca os limites da usina, foram escolhidas duas posições iniciais para a localização da subestação que apresentassem menores distâncias médias para as máquinas e facilidade de acesso. Calcularam-se as perdas elétricas dos dois arranjos optando-se por aquele que mostrou menor dissipação e melhor viabilidade econômica. Abaixo estão dispostos os leiautes dos dois arranjos bem como seus parâmetros técnicos.

Tabela 6 – Arranjo 1

Resultados – Arranjo 1	
Pot. Perdida (kW)	132,05
Pot. Perdida (%)	0,48%
Queda máxima de tensão (%)	0,51
Preço total (R\$)	688.618,12

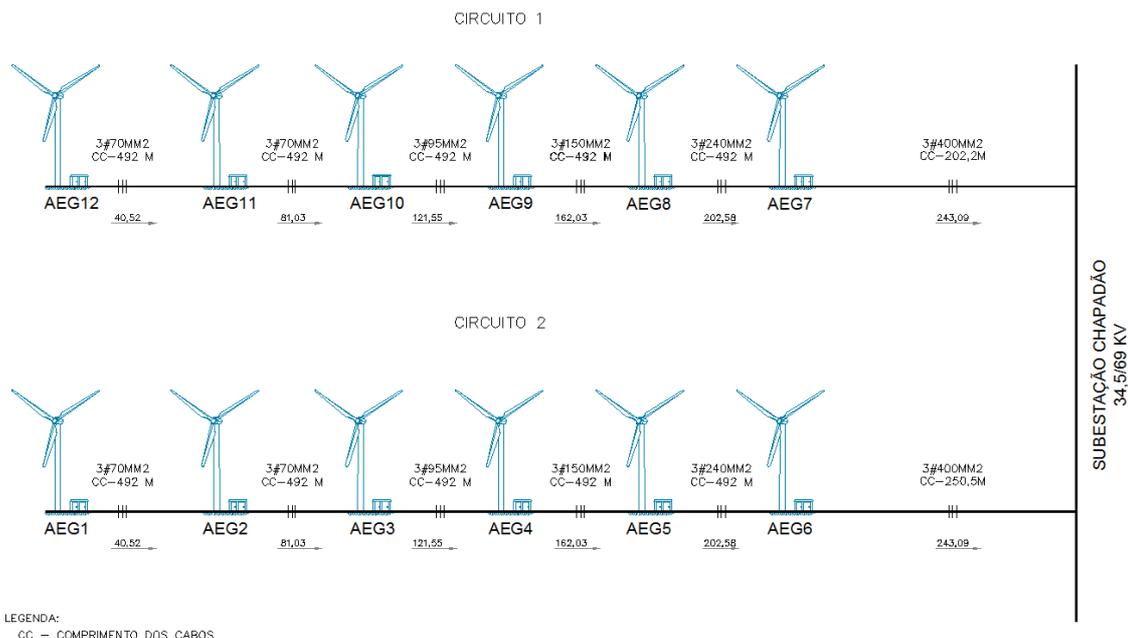


Figura 22 – Conexão entre os aerogeradores no Arranjo 1

Tabela 7 – Arranjo 2

Resultados – Arranjo 2	
Pot. Perdida (kW)	79,96
Pot. Perdida (%)	0,29
Queda máxima de tensão (%)	0,13
Preço total (R\$)	527.586,64

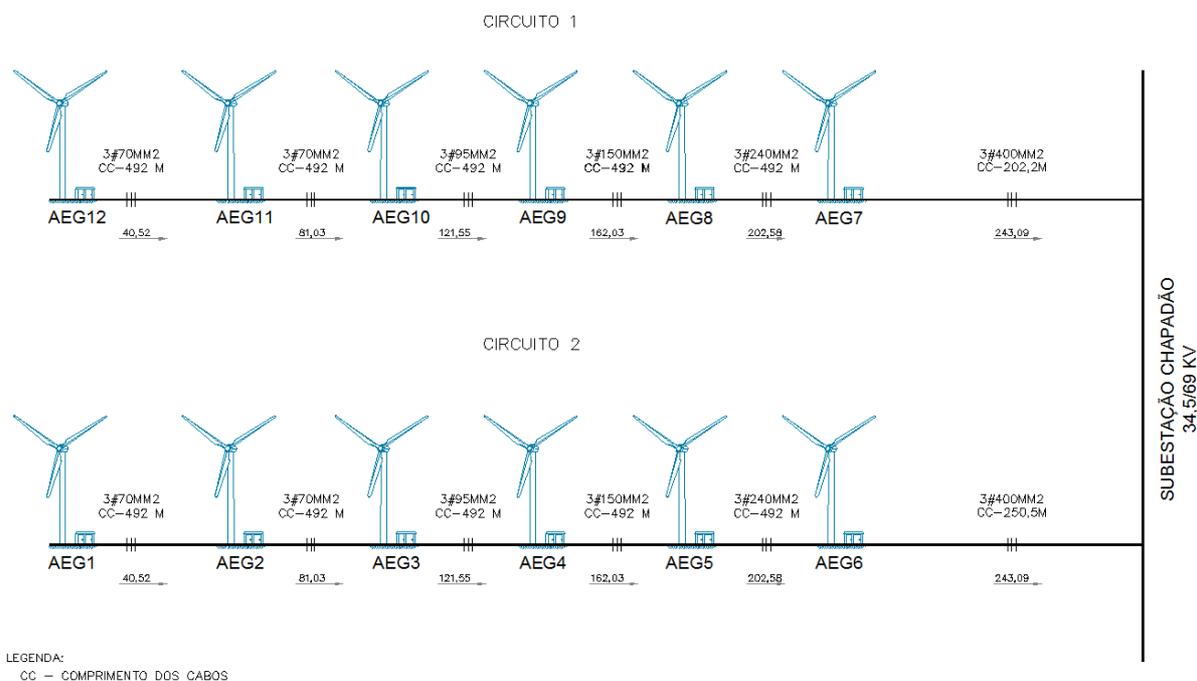


Figura 23 – Conexão entre os aerogeradores no Arranjo 2

Como o Arranjo 2 apresentou melhores condições técnicas e financeiras o mesmo foi escolhido como projeto preliminar da rede de média tensão no parque em questão.

f. Cálculo da blindagem dos alimentadores.

Quando do dimensionamento dos cabos isolados, deve ser determinada também a corrente de curto-circuito dos condutores, verificando a capacidade dos cabos envolvidos em suportar aos efeitos térmicos e mecânicos provenientes das correntes de falha do sistema elétrico, e, ainda, para dimensionar a seção de blindagem (curto-circuito fase-terra) com o respectivo sistema de aterramento. Como o estudo dos efeitos térmicos e mecânicos coube ao Eng^o Felisberto Amorim fez-se então o estudo para a determinação da blindagem dos condutores.

A capacidade de curto-circuito nos condutores pode ser obtida de forma bem precisa através da fórmula abaixo:

$$I_{cc} = \frac{S \cdot k}{\sqrt{t}} \cdot \sqrt{\log \left(\frac{\beta + T_f}{\beta + T_i} \right)} \text{ (kA)}$$

Onde:

I_{cc} = corrente máxima de curto-circuito em kA.

S = blindagem em mm².

t = tempo de eliminação da falha.

T_i = temperatura inicial do condutor.

T_f = temperatura final do condutor.

k = constante do material para o condutor de alumínio (0,34, fornecido pelo fabricante).

β = temperatura absoluta para o condutor de alumínio (234, fornecido pelo fabricante).

A norma [13] especifica uma temperatura máxima de curto-circuito de 200 °C para cabos isolados em XLPE com blindagem de fios de cobre. Esta temperatura deve ser aplicada para cabos com conexões prensadas (tipo compressão ou torquimétrico). O pior caso para a temperatura inicial imediatamente antes do curto seria a de plena carga, ou seja, 80 °C.

Foi fornecido pelo Eng^o Felisberto Amorim, consultor da empresa, o tempo de supressão da falha, 1 s, e o valor máximo de curto-circuito, 1,8 kA. Este valor foi obtido através de um fluxo de carga levando-se em consideração apenas a contribuição provinda do sistema interligado uma vez que a corrente de curto do aerogerador é bastante limitada, como explanado anteriormente.

De posse de todos os dados necessários utilizou-se a equação acima para o cálculo da blindagem da isolação. O valor encontrado foi de 14,12 mm². Como a blindagem padrão dos

cabos isolados da Nexans é de 16 mm², não foi necessária a requisição de parâmetros construtivos especiais.

6. CONCLUSÕES

Existe uma diferença razoável entre o ambiente acadêmico e o ambiente do mercado de trabalho. Os interesses em sua maioria são distintos. O ritmo de trabalho, a gama de responsabilidade, o tempo para a aprendizagem são estabelecidos de forma a exigir mais do, agora, profissional. As condições favoráveis ao aprendizado se convertem em resultados, planilhas, reuniões.

Da mesma forma que um degrau de tensão ou de corrente pode comprometer a estrutura do equipamento a eles submetido, a mudança brusca entre os dois ambientes pode trazer complicações ao desempenho do aluno que se tornou engenheiro. É neste momento que o estágio integrado, realizado junto a uma empresa, oferece uma salutar oportunidade.

Para este aluno, o período dispensado nas atividades do estágio apresentou-se como um instante de transição, uma situação de intersecção entre o início dos desafios da carreira de engenheiro eletricitista e as lições finais da academia.

Foi notório no decorrer do estágio o volume de informações e técnicas que o engenheiro necessita deter e dominar, entretanto, foi igualmente evidente que a bagagem teórica disponibilizada pelo curso de engenharia elétrica da UFCG, fornece aos seus egressos meios de alcançá-las, além de uma posição privilegiada para o início da carreira.

Dessa forma, conclui-se que o Estágio Integrado descrito neste relatório, cumpriu com os objetivos para os quais ele foi idealizado e, acredito, encerra-se deixando satisfeitos aluno, empresa e universidade.

7. REFERÊNCIAS

- [1] Wenzel, G. M. – *Wind Farm's Desing* – GL Garrad Hassan 2012
- [2] Castro, R. M. – Introdução a energia Eólica, 1ª Ed., Lisboa: Universidade Técnica de Lisboa.
- [3] Sousa, J. N. M – “PREVISÃO DA PRODUÇÃO ELÉTRICA EM PARQUES EÓLICOS”, Dissertação de Mestrado, Porto, 2007.
- [4] IEC 61 400-12-1 – *Power performance measurements of electricity producing wind turbines*.
- [5] Farias, C. S. – Relatório Técnico Interno Braselco.
- [6] Catálogo Siemens – Turbina SWT 113 – 2,3 MW
- [7] Amorim, A. F. P. – Estudos de Conexão – Relatório Interno Martifer.
- [8] ONS – Procedimentos de Rede.
- [9] Catálogo Suzlon – Turbina S88 – 2,1 M.
- [10] ABNT. NBR 14039 – Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV.
- [11] Catálogo Nexans – Cabos isolados de média tensão.
- [12] ABNT. NBR 6251 – Cabos de potência com isolação extrudada para tensões de 1kV a 35 kV – Requisitos construtivos.