

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS**

JOÃO GUILHERME AMARANTE

**DIMENSIONAMENTO DE CABOS DE COBRE PARA REDE
SUBTERRÂNEA DE MÉDIA TENSÃO DE UM PARQUE EÓLICO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA

2015

JOÃO GUILHERME AMARANTE

**DIMENSIONAMENTO DE CABOS DE COBRE PARA REDE
SUBTERRÂNEA DE MÉDIA TENSÃO DE UM PARQUE EÓLICO**

Monografia, apresentada como requisito parcial para obtenção do título de especialista no curso de Pós-Graduação em Energias Renováveis, Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, DAELT, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, UTFPR.

Orientador: Prof. Esp. Luiz Fernando Ortega

CURITIBA

2015

TERMO DE APROVAÇÃO

JOÃO GUILHERME AMARANTE

DIMENSIONAMENTO DE CABOS DE COBRE PARA REDE SUBTERRÂNEA DE MÉDIA TENSÃO DE UM PARQUE EÓLICO

Esta Monografia de Especialização foi apresentada no dia 10 de Dezembro de 2015, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Energia Renováveis – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O aluno foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior

Coordenador de Curso de Especialização em Energias Renováveis

Prof. Dr. Paulo Cícero Fritzen

Chefe do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica

BANCA EXAMINADORA

Prof. Esp. Luiz Fernando Ortega
Orientador - UTFPR

Prof. Ms. José da Silva Maia
UTFPR

Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior
UTFPR

O Termo de Aprovação assinado encontra-se na Coordenação do Curso

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos colaboradores diretos deste trabalho: ao Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior que coordenou o curso de especialização e auxiliou no desenvolvimento deste trabalho com sua metodologia e didática; ao orientador Sr. Luiz Fernando Ortega que fez correções e comentários de extrema importância para esta monografia; à todos os professores que disponibilizaram seu tempo para disseminar seu conhecimento no curso de especialização e auxiliaram na formação profissional de forma direta dos participantes.

A todos os que contribuíram, embora não tenham sido citados, deixo os sinceros agradecimentos.

Um especial agradecimento aos amigos (as) e familiares que cooperaram e nos entenderam nos momentos de ausência para a elaboração deste estudo, saibam que todos vocês são muito importantes em minha vida.

RESUMO

AMARANTE, João Guilherme. DIMENSIONAMENTO DE CABOS DE COBRE PARA REDE SUBTERRÂNEA DE MÉDIA TENSÃO DE UM PARQUE EÓLICO. 2015. 56f. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em Energias Renováveis). Programa de Pós-Graduação do Departamento de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2015.

Os investimentos na busca por fontes mais limpas para geração de energia elétrica em detrimento das tradicionais, principalmente as fundamentadas em combustíveis fósseis, vem se intensificando globalmente. No Brasil essa tendência não é diferente e uma das formas de geração de energia fundamentada em fontes renováveis que recebe o maior volume de investimentos, apesar de ainda representarem pouco na matriz energética, é a conversão da energia cinética dos ventos em energia elétrica: Energia Eólica. Obviamente no mesmo sentido que os investimentos aumentam em parques eólicos aumenta também a necessidade de se implantar parques que possam maximizar não só o aproveitamento do potencial dos ventos, mas também que minimizem os custos com infraestrutura e equipamentos que o compõem atendendo plenamente as normas vigentes. O objetivo deste trabalho é trazer um estudo do dimensionamento de cabos elétricos de cobre para uso em média tensão em um parque eólico existente com o que determina a respectiva norma brasileira (NBR 14039). A metodologia utilizada pretende detalhar o que versa a norma do ponto de vista das especificações técnicas e recomendações de segurança. A análise também será norteadada por especificações técnicas de fabricantes de cabos de média tensão. Finalmente, faz-se uma análise do resultado encontrado pelo estudo com os dados de um parque eólico. Também se considera a otimização do projeto sob a orientação da redução de custos.

Palavras-chave: Geração de Energia; Parques Eólicos; Cabos de Cobre.

ABSTRACT

AMARANTE, João Guilherme. Copper Cable Dimensioning for Underground Network Medium Voltage of a Wind Farm. 2015. 56p. Monograph (Specialization in Renewable Energy). Graduate Program of the Department of Electrical Engineering, Federal Technological University of Paraná. Curitiba, 2015.

The investments in electricity generation research based on clear sources avoiding such expense on the traditional ones, mainly those based on fossil fuels, has been increasing globally. In Brazil this trend is not different and one of the alternatives for power generation based on renewable sources that receive the largest volume of investments, although still not expressive in the energy matrix, is the conversion of kinetic energy of the wind into electrical energy: Wind Power. In the same trend of investments increase in wind farms the need to deploy parks that can maximize not only the wind potential but also to minimize the cost of infrastructure and equipment in mandatory. The objective of this document is to bring an existing wind farm plant electrical cables medium voltage right sizing comparison analysis against to what defines the Brazilian standards (NBR 14039). The used methodology intends to deeply understand what concerns the standard from the technical and secure perspective. The document is also driven by electrical cables providers. As a final deliverable the document shares the comparison analyses. The cost optimization is considered as well in the recommendations.

Keywords: Power generation; Wind farms; Copper cables.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Circulação atmosférica.....	15
Figura 2 – Aerogerador de eixo vertical tipo Darrieus	17
Figura 3 – Aerogerador de eixo vertical tipo Gorlov	18
Figura 4 – Aerogerador de eixo vertical tipo Giromil	19
Figura 5 – Aerogerador de eixo vertical tipo Savonius	20
Figura 6 – Turbina eólica.....	21
Figura 7 – Orientação das pás em relação ao vento.....	22
Figura 8 – Aerogeradores de três, duas e uma pá	23
Figura 9 – Passo a passo para dimensionamento de cabo de média tensão	29
Figura 10 – Detalhe de uma vala típica.....	34
Figura 11 – Planta baixa - Circuito UTF-1	42

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Normas brasileiras para instalações elétricas e respectivos níveis de tensão	24
Tabela 2 – Condutividade e resistividade de alguns materiais.....	25
Tabela 3 – Comparativo entre condutores circulares equivalentes de cobre e alumínio.....	26
Tabela 4 – Relação de tabelas da NBR-14039 para estimativa da bitola mínima do condutor	30
Tabela 5 – Tabelas da NBR-14039 para determinação do fator de correção	31
Tabela 6 – Temperatura máxima do condutor em função da isolação.....	31

LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPR	Borracha Etileno-Propileno
CNI	Confederação Nacional da Indústria
DOE	<i>Department of Energy</i>
LTA	Linha de Transmissão Aérea
LTS	Linha de Transmissão Subterrânea
NBR	Norma Brasileira
PE	Polietileno
PVC	Cloreto de Polivinila
XLPE	Polietileno Reticulado

LISTA DE ACRÔNIMOS

ABBEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ONU	Organização das Nações Unidas
PIB	Produto Interno Bruto
SIN	Sistema Interligado Nacional

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	11
1.1 DELIMITAÇÃO DO TEMA	13
1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS	13
1.3 OBJETIVOS	13
1.3.1 Objetivo Geral	13
1.3.2 Objetivos Específicos	13
1.4 JUSTIFICATIVA	14
1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO	14
2 ENERGIA EÓLICA	15
2.1 OS AEROGERADORES	16
2.1.1 Aerogeradores de Eixo Vertical	16
2.1.1.1 Rotor Tipo Darrieus	17
2.1.1.2 Rotor Tipo Savounius	19
2.1.2 Aerogerador de Eixo Horizontal	20
3 REDES DE MÉDIA TENSÃO	24
3.1 CABOS DE MÉDIA TENSÃO	24
3.1.1 Condutor	25
3.1.2 Dielétrico	26
3.1.3 Proteção Externa	28
3.2 PROPRIEDADES DO COBRE	28
3.3 DIMENSIONAMENTO DE CABOS	29
3.3.1 Capacidade de Condução de Corrente	30
3.3.2 Corrente de Curto Circuito	31
3.3.3 Queda de Tensão	33
3.3.4 Influências Externas	33
3.4 DIMENSIONAMENTO DE VALAS	34
4 CASO DE ESTUDO	35
4.1 DEFINIÇÃO DO CASO DE ESTUDO	35
4.2 PREMISSAS E OUTRAS CONSIDERAÇÕES	35
4.3 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS	36
4.3.1 Classificação das Influências externas	36
4.3.1.1 Condições ambientais	36
4.3.1.2 Utilizações	37
4.3.1.3 Construção de edificações	38
4.3.2 Seleção e instalação de redes elétricas em função das influências externas	38
4.3.2.1 Condições ambientais	39
4.3.2.2 Utilizações	40
4.3.2.3 Construção de edificações	41

4.3.3 Exemplificação do procedimento de cálculo para condutor de cobre e isolamento de XLPE	41
4.3.3.1 Definição da corrente exigida pela carga	42
4.3.3.2 Definição da bitola mínima pelo critério de curto circuito	42
4.3.3.3 Definição da Bitola Mínima do Condutor.....	43
4.3.3.4 Queda de Tensão	44
4.3.3.5 Definição da bitola mínima da blindagem do condutor.....	45
4.3.4 Tabela resumo do cálculo utilizando condutor de cobre e isolamento de XLPE.	47
4.4 ANÁLISE DOS RESULTADOS	49
5 CONCLUSÃO.....	50
REFERÊNCIAS.....	51
APÊNDICE 1 – LAYOUT DO PARQUE EÓLICO.....	54

1 INTRODUÇÃO

A matriz energética mundial é composta por várias fontes primárias, dentre as quais se destacam petróleo, gás natural, carvão mineral, energia hidráulica, energia eólica, energia solar, entre outras. No entanto, apesar dessa diversidade, o consumo de combustíveis fósseis, que são recursos esgotáveis, prevalece sobre os demais. Além disso, o mundo vivencia um aumento de demanda energética, provocado principalmente pelo crescimento populacional e pelo desenvolvimento tecnológico e industrial. Conforme dados divulgados pela ONU em 2013, através de relatório “Perspectivas da População Mundial: Revisão de 2012”, executado pelo seu Fundo de População, a população mundial atual ultrapassou os 7,2 bilhões de habitantes, devendo ultrapassar os 9,5 bilhões até 2050.

É inevitável que profissionais e competentes técnicos repensem sobre os padrões que vem sendo adotados mundialmente, tanto na geração, quanto na transmissão e distribuição da energia elétrica.

O Brasil possui o privilégio de utilizar a energia a partir dos declives dos rios: as chamadas usinas hidrelétricas, que representaram 65,2% da geração elétrica em 2014 (EPE, 2015), conforme Quadro 1. De conhecimento, há complicações advindas da construção de usinas hidrelétricas e, estrategicamente, da exagerada dependência de uma única fonte energética.

Quadro 1- Matriz de Energia Elétrica do Brasil

FONTE ENERGÉTICA			CAPACIDADE INSTALADA			TOTAL		
Origem	Fonte Nível 1	Fonte Nível 2	N° de Usinas	(kW)	%	N° de Usinas	(kW)	%
Biomassa	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	394	10.594.460	7,0371	411	10.707.215	7,1120
		Biogás-AGR	2	1.722	0,0011			
		Capim Elefante	3	65.700	0,0436			
		Casca de Arroz	12	45.333	0,0301			
	Biocombustíveis Líquidos	Óleos vegetais	2	4.350	0,0028	2	4.350	0,0028
	Floresta	Carvão Vegetal	7	51.397	0,0341	86	2.544.823	1,6903
		Gás de Alto Forno - Biomassa	10	114.265	0,0758			
		Lenha	1	11.500	0,0076			
		Licor Negro	17	1.978.136	1,3139			
		Resíduos Florestais	51	389.525	0,2587			

	Resíduos animais	Biogás - RA	10	1.924	0,0012	10	1.924	0,0012
	Resíduos sólidos urbanos	Biogás - RU	14	83.699	0,0555	14	83.699	0,0555
Eólica	Cinética do vento	Cinética do vento	350	8.525.782	5,6631	350	8.525.782	5,6631
Fóssil	Carvão Mineral	Calor de Processo - CM	1	24.400	0,0162	22	3.612.155	2,3993
		Carvão Mineral	13	3.389.465	2,2513			
		Gás de Alto Forno - CM	8	198.290	0,1317			
	Gás Natural	Calor de Processo - GN	1	40.000	0,0265	148	12.427.682	8,2548
		Gás Natural	147	12.387.682	8,2283			
	Outros Fósseis	Calor de Processo - OF	1	147.300	0,0978	1	147.300	0,0978
		Petróleo	Gás de Refinaria	7	339.960	0,2258	2191	9.994.056
	Óleo Combustível		41	4.141.353	2,7508			
	Óleo Diesel		2127	4.574.815	3,0387			
	Outros Energéticos de Petróleo		16	937.928	0,623			
Hídrica	Potencial hidráulico	Potencial hidráulico	1213	92.317.462	61,32	1213	92.317.462	61,320
Nuclear	Urânio	Urânio	2	1.990.000	1,3218	2	1.990.000	1,3218
Solar	Radiação solar	Radiação solar	38	22.933	0,0152	38	22.933	0,0152
Importação	Paraguai			5.650.000	3,7529			5,4267
	Argentina			2.250.000	1,4945			
	Venezuela			200.000	0,1328			
	Uruguai			70.000	0,0464			
TOTAL			4488	150.549.381	100	4488	150.549.381	100

Fonte: ANEEL, 2015. (modificada)

Nos últimos trinta anos, o aumento da produção de energia primária no Brasil tem acompanhado de perto o crescimento do PIB, mas o consumo de eletricidade tem aumentado mais rapidamente em razão da eletrificação crescente do país e da instalação de indústrias eletrointensivas, como a de alumínio.

A fonte eólica apresenta um grande potencial de geração, e pode auxiliar no crescimento e na diversificação da matriz energética atual. Segundo a ABEEólica, a altura dos aerogeradores e o diâmetro dos rotores somados a especificidades dos ventos brasileiros, proporciona uma vantagem comparativa em termos de produtividade para a geração, tornando o país um dos mais produtivos em termos de energia eólica. Com um potencial estimado da ordem de 300GW, estando este concentrado nas regiões Nordeste e

Sul, o Brasil se destaca pelo potencial de produção de energia a partir do vento. Para que todo potencial seja aproveitado a rede de distribuição interna ao parque deve ser dimensionada corretamente de modo a evitar perdas excessivas e paradas indesejadas para manutenções corretivas.

1.1 DELIMITAÇÃO DO TEMA

Estudo para dimensionamento de cabos de cobre para rede subterrânea de média tensão de um parque eólico.

1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

A interligação dos parques eólicos ao Sistema Interligado Nacional (SIN) se dá pelas redes de média tensão que são os responsáveis pela condução da energia gerada pelos aerogeradores até a subestação coletora, onde a tensão será elevada.

Cabos mal dimensionados implicarão: se subdimensionados, em perdas elétricas nos condutores; se superdimensionados, perdas financeiras em infraestrutura, logo o correto dimensionamento traz benefícios econômicos e de desempenho do sistema.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

Dimensionar cabos de cobre para rede subterrânea de média tensão de parque eólico seguindo a norma ABNT NBR-14039 (Instalações Elétricas de Média Tensão de 1,0 kV a 36,2 kV).

1.3.2 Objetivos Específicos

- Revisão da literatura referente aos conceitos de geração de energia eólica;
- Apresentar os fatores físicos envolvidos na transmissão de energia elétrica;
- Levantamento da norma NBR 14039 a respeito de instalações elétricas em média tensão a fim de organizar um tutorial para aplicação dos critérios na norma em questão;

- Dimensionar uma rede elétrica de média tensão com condutores de cobre de um parque eólico.

1.4 JUSTIFICATIVA

A implantação de parques eólicos requer a instalação de uma rede de distribuição confiável para sua operação. Neste sentido, a especificação de acordo com as normas e boas práticas de projeto podem minimizar os custos com infraestrutura e equipamentos que o compõem atendendo plenamente as normas vigentes.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está dividido em cinco capítulos, sendo:

O Capítulo 1 apresenta uma introdução, o tema de pesquisa, sua delimitação, objetivos geral e específicos, além de justificativa, problemas e premissas.

O Capítulo 2 é feita uma revisão da literatura sobre conceitos da energia eólica, apresenta uma visão geral sobre a formação dos ventos, o funcionamento de um aerogerador e as tecnologias disponíveis.

O Capítulo 3 detalha o cabo de média tensão e apresenta a metodologia de dimensionamento do mesmo.

No Capítulo 4 aplica-se a norma ABNT NBR-14039:2005 para o dimensionamento da rede de média tensão com condutores de cobre, junto à análise de seus resultados.

No Capítulo 5 são apresentadas as conclusões e as considerações finais referentes ao dimensionamento proposto, bem como as limitações encontradas.

2 ENERGIA EÓLICA

A energia eólica é a energia cinética provinda da massa de ar em movimento, devido à uma manifestação da radiação solar na Terra. Isso ocorre pelo fato de haver um aquecimento não uniforme na atmosfera terrestre (terra, água, planícies, montanhas, regiões equatoriais e polos). Essa descontinuidade no aquecimento da atmosfera se dá pela orientação dos raios solares e pelos movimentos da Terra (CAMPOS, 2013).

De acordo com Campos (2013), há uma estimativa de que em torno de 2% da energia solar absorvida pela Terra seja transformada em energia dos ventos, sendo que a quantidade disponível de energia dos ventos alterna com as estações do ano e com as horas do dia. Outra influência na frequência e na quantidade de energia dos ventos é a rugosidade e topografia da região onde são realizadas as medições.

Teixeira (2015) afirma que vento ocorre devido à diferença de pressão, que promove o deslocamento do ar das regiões de maior pressão (menor temperatura) para as regiões de menor pressão (maior temperatura), conforme mostrado na Figura 1. A principal causa deste gradiente entre regiões é o aquecimento heterogêneo da superfície terrestre.

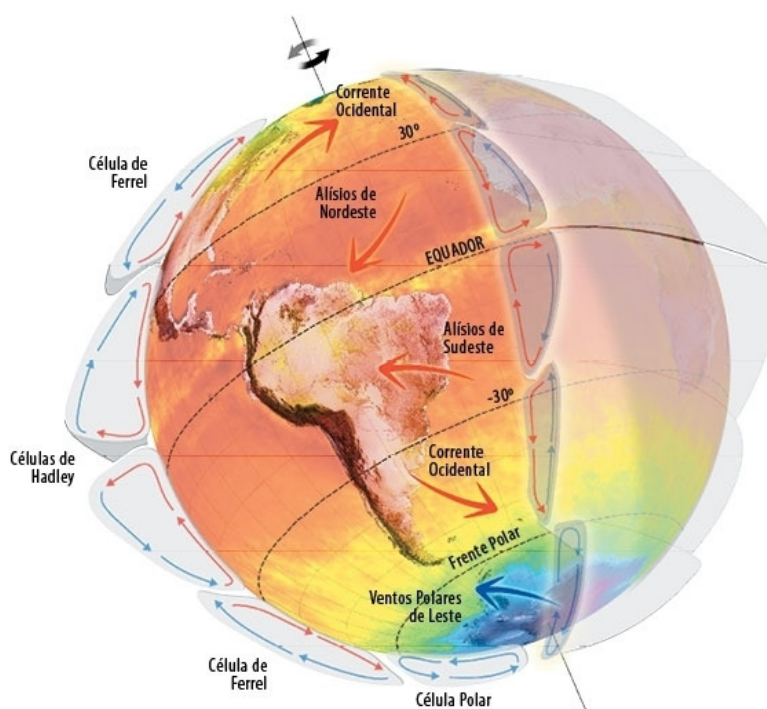


Figura 1 – Circulação atmosférica
Fonte: Secti, 2015.

De acordo com Teixeira (2015), o aquecimento se deve a não uniformidade deste, entre outros fatores, à orientação dos raios solares e ao movimento do globo terrestre. Assim, a região entre os trópicos os raios solares incidem quase que na perpendicular, aquecendo-a mais que as regiões polares.

A superfície aquecida transfere calor para a camada de ar próxima a ela aumentando o afastamento entre as partículas que a compõem, diminuindo sua densidade e a pressão atmosférica local, formando uma zona de baixa pressão; por outro lado, a concentração de ar frio, mais denso, forma uma zona de alta pressão. À medida que o ar quente sobe para a atmosfera, o ar frio toma o seu lugar (TEIXEIRA, 2015).

2.1 OS AEROGERADORES

Os principais tipos de aerogeradores são os de eixo vertical e eixo horizontal. Esses geradores precisam de forças aerodinâmicas que possibilitam a conversão da energia eólica: são as forças de sustentação e a força de arrasto. Os rotores que giram sob a influência das forças de sustentação produzem maior potência do que os aerogeradores que necessitam das forças de arrasto, para uma mesma velocidade de vento. Os aerogeradores que atuam com forças de sustentação também dependem da geometria do corpo e do ângulo de ataque. Os aerogeradores que utilizam a força de arrasto possuem baixa eficiência na conversão da energia. Porém, são mais simples e mais baratos de serem construídos (CAMPOS, 2013).

Apresentam-se a seguir os quatro principais modelos de aerogeradores de eixo vertical. Em seguida, com maiores detalhes, são apresentadas as principais características do aerogerador de eixo horizontal amplamente utilizado em parques eólicos.

2.1.1 Aerogeradores de Eixo Vertical

Turbinas de eixo vertical são em geral mais simples, pois como não precisam ser orientadas para o vento, não possuem mecanismos para acompanhamento do mesmo. Outra vantagem deste tipo de rotor é a sua proximidade com o solo, que facilita em muito a instalação e a manutenção do equipamento.

Por outro lado, a montagem de turbinas de eixo vertical em torres é uma operação complicada, principalmente na presença de ventos fortes característicos em regiões de

grandes altitudes, por isso, operam em regiões mais baixas. Recebem, portanto, o fluxo de ar próximo ao solo e com maior turbulência, o que implica uma menor frequência de operação e uma menor eficiência na geração de energia elétrica. Além disso, devido ao movimento de rotação, o ângulo de ataque do vento sobre as pás altera constantemente, limitando seu rendimento e causando grandes vibrações em sua estrutura.

Há dois modelos principais de aerogeradores de eixo vertical: Darrieus e Savonius.

2.1.1.1 Rotor Tipo Darrieus

Segundo Ferreira (2011) as turbinas do tipo Darrieus, são montadas em um eixo vertical. Devido a sua localização ao nível do solo apresentam essa vantagem facilitando a sua manutenção. Por serem utilizadas em locais com velocidades de vento elevadas e, em alguns casos, é necessário um accionamento adicional para seu torque (Figura 2).

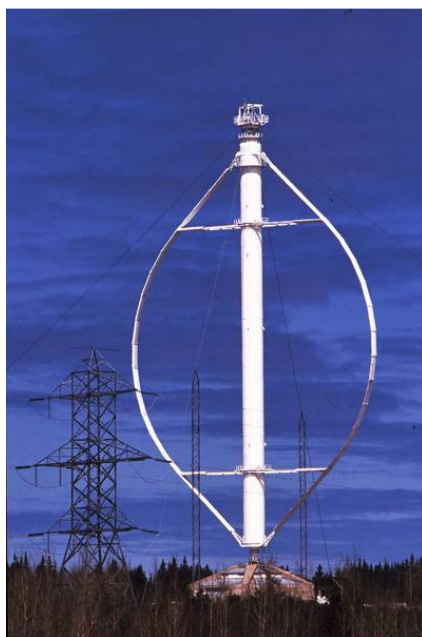


Figura 2 – Aerogerador de eixo vertical tipo Darrieus
Fonte: Wind-work, 2015.

Outro tipo de turbina Darrieus é a rotor tipo Gorlov (Figura 3), que apresenta uma configuração helicoidal desenvolvido com o objetivo de solucionar a maioria dos problemas do rotor original Darrieus. Esta turbina possui auto-partida, tem menor oscilação de torque, baixa vibração e ruído, além de baixo estresse cíclico. Pelo menos dois produtos de turbinas

eólicas verticais tipo Gorlov já estão no mercado, incluindo a turbina eólica Turby e a turbina eólica Quietrevolution.

Essas empresas apostaram em turbinas discretas que apresentam bons resultados em áreas urbanas, podendo ser montadas no topo de edifícios, precisam de pouca manutenção e menor investimento. Já funcionam em algumas lojas de varejo, departamentos governamentais, escolas e universidades. Seu mecanismo alcança até 35% de eficiência, um resultado bastante competitivo entre as turbinas de eixo vertical.



Figura 3 – Aerogerador de eixo vertical tipo Gorlov
Fonte: Windose, 2015.

As turbinas do tipo Giromill (Figura 4) são também um subtipo de turbina Darrieus, onde as pás, originalmente curvas, são substituídas por lâminas retas verticais paralelas à torre. Outra característica desta turbina é o Cycloturbine, que permite que cada lâmina possa girar em torno de seu eixo vertical. A principal vantagem deste projeto é que o torque gerado permanece quase constante ao longo de um amplo intervalo. Durante este intervalo, o torque é perto do máximo possível. Embora apresentem menor rendimento que as turbinas tipo Darrieus, as turbinas tipo Giromill possuem outras vantagens como o alto torque de partida e maior eficiência em operações com ventos turbulentos (Solar Wind Nature Energy, 2014).



Figura 4 – Aerogerador de eixo vertical tipo Giromil
Fonte: 2020solar, 2015.

2.1.1.2 Rotor Tipo Savonius

De acordo com Melo (2012), este aerogerador a velocidade de suas pás não pode exceder à velocidade do vento, neste sentido utiliza-se diversas pás com objetivo de maximizar a área de superfície arrastada pela força dos ventos, observado na Figura 5.

Um exemplo de aerogerador Savonius são as turbinas empregadas para bombeamento de água, onde o custo final, em decorrência da simplicidade do sistema de transmissão e construção do rotor, pode compensar seu menor rendimento (MOREIRA JR, 2009).

Neste sentido, as turbinas Savonius (Figura 5) são usadas quando se pretende gerar pouca energia, grande robustez, custo reduzido e manutenção reduzida. Entretanto, são implantadas em locais com velocidades de vento reduzidas (FERREIRA, 2011).



Figura 5 – Aerogerador de eixo vertical tipo Savonius
Fonte: Arquexpo, 2015.

2.1.2 Aerogerador de Eixo Horizontal

Os aerogeradores de eixo horizontal são os mais comuns, sendo os mais utilizados em escala global. São movidos por forças aerodinâmicas de sustentação (lift) e de arrasto (drag). Um corpo que obstrui o movimento do vento sofre a ação de forças que atuam perpendicularmente ao escoamento (forças de sustentação) e de forças que atuam na direção do escoamento (forças de arrasto). Ambas são proporcionais ao quadrado da velocidade relativa do vento. Adicionalmente, as forças de sustentação dependem da geometria do corpo e do ângulo de ataque (DUTRA, 2009, p. 29).

Estes aerogeradores são movidos majoritariamente por forças de sustentação (perpendicular ao fluxo do vento). Rotores deste tipo permitem liberar muito mais potência do que aqueles que giram sob o efeito de forças de arrasto, considerando uma mesma velocidade do vento.

O aerogerador de eixo horizontal é dividido em três partes: o cubo rotor com suas pás, a nacela, onde se encontram a caixa de câmbio e o gerador, e a torre. A Figura 6 ilustra o aerogerador.

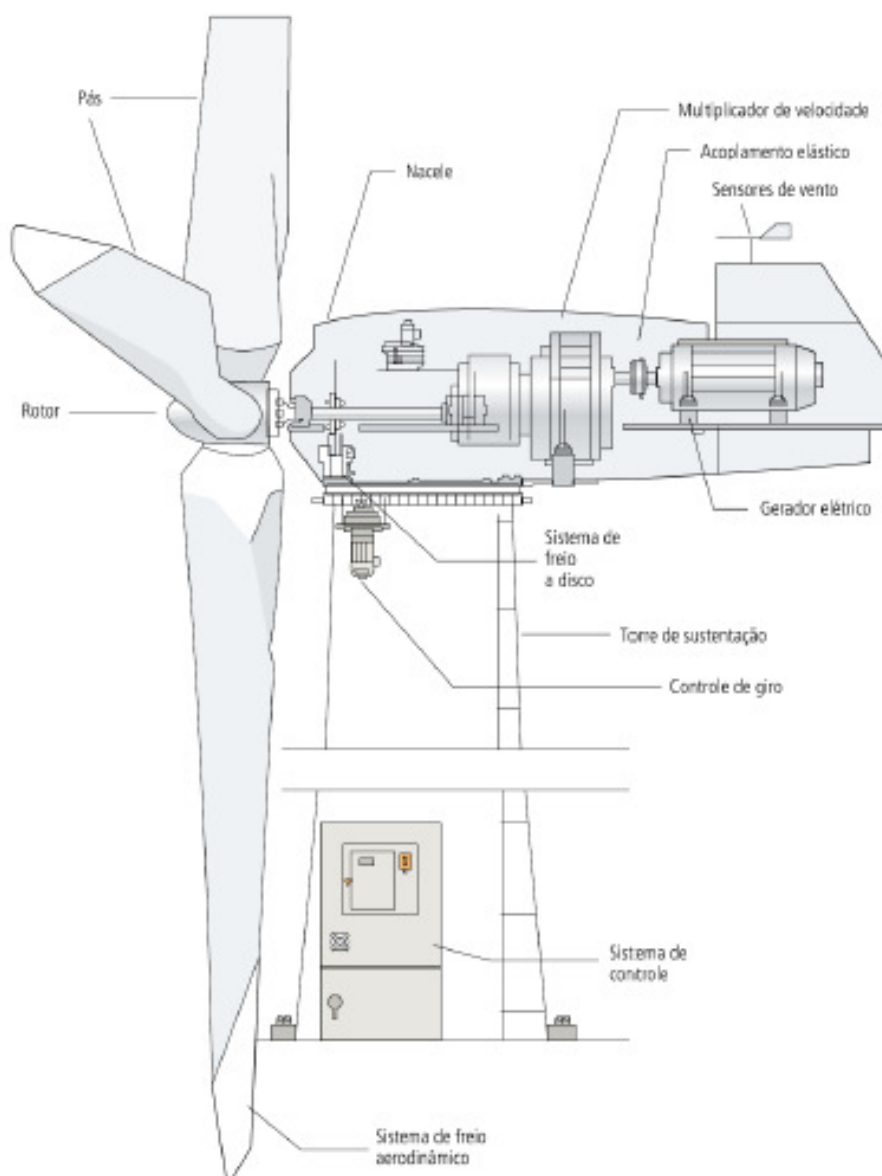


Figura 6 – Turbina eólica
Fonte: Atlas de Energia Elétrica do Brasil da ANEEL (2005).

Quanto às pás do gerador, geralmente apresentam-se na forma de três pás rígidas de alumínio ou fibra de vidro. As mesmas são fixadas ao cubo do rotor por flanges e podem variar em sua quantidade. Podem ser orientados a montante do vento em relação à torre (*upwind*) ou a jusante (*downwind*), conforme a Figura 7.

Quando aplicadas a jusante as pás devem ser flexíveis e seu rotor auto-orientado. Quando a montante, as pás devem ser rígidas e o rotor deve possuir um dispositivo de posicionamento contra o fluxo de ar.

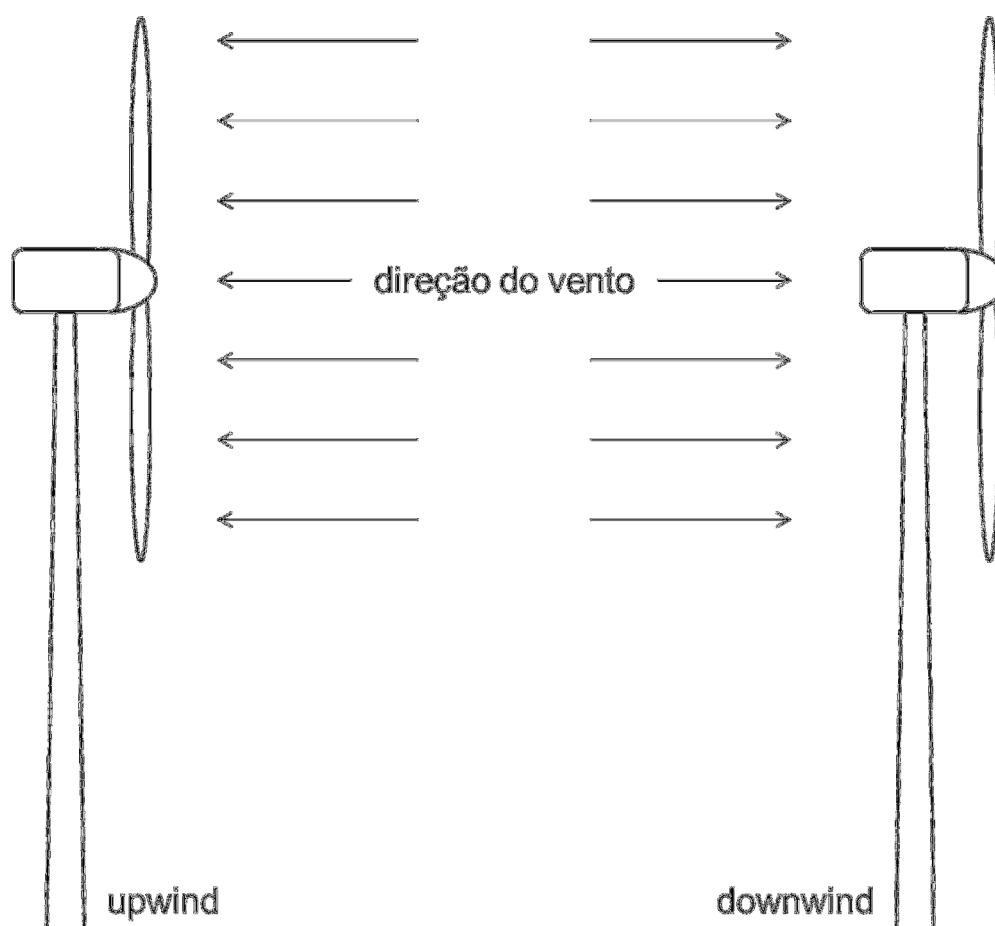


Figura 7 – Orientação das pás em relação ao vento
Fonte: Autoria própria.

A Figura 8 apresenta os modelos de uma, duas e três pás, porém o modelo de três pás é o mais usual, pois apresenta um bom compromisso entre coeficiente de potência custo e velocidade de rotação. Os rotores com duas pás apesar de eficientes são mais instáveis e propensos a turbulências. Já os rotores de uma pá possui um desbalanceamento aerodinâmico natural fazendo-se necessário um reforço da fundação da torre.

O cubo do rotor é acoplado ao gerador pelo eixo responsável pela transferência da energia mecânica da turbina. Os aerogeradores que empregam máquina síncrona podem ser acoplados diretamente, porém a maioria dos sistemas emprega caixa multiplicadora, com relação de conversão pré-determinada para a transmissão de potência mecânica (MONTEANU, 2008). A caixa multiplicadora eleva a velocidade de rotação e reduz o torque mecânico; na máquina elétrica há também uma diminuição do torque eletromagnético.

A velocidade angular do rotor apresenta uma variação entre 20 e 150 rpm. Devido aos limites de velocidade na ponta da pá há um sistema de controle para garantir este limite.



Figura 8 – Aero geradores de três, duas e uma pá
Fonte: AVELLA RUIZ, 2015.

Os controles de estol (*stall*) e o controle de passo (*pitch*) são responsáveis por garantir a operação do aerogerador dentro do limite de potência para o qual foi projetado. Há também um sistema híbrido chamado de controle de estol ativo resultante da combinação dos dois sistemas citados.

O gerador por sua vez transforma a energia mecânica rotacional em energia elétrica. Esta transformação se dá pela indução de tensão elétrica promovida pela variação cíclica do fluxo eletromagnético em um conjunto de espiras.

A indução de tensões por parte de um campo magnético variável é descrito quantitativamente pela lei de Faraday. A conversão eletromecânica de energia ocorre quando a variação do fluxo é associada ao movimento mecânico. Em máquinas rotativas, são geradas tensões nos enrolamentos das bobinas, pela rotação mecânica destes enrolamentos em um campo magnético (FITZGERALD, 1975, p. 131).

São utilizadas máquinas de corrente alternada e para isso apresentam-se três opções: geradores síncronos, geradores assíncronos e geradores de comutador de corrente alternada, sendo os geradores síncronos os mais utilizados. A aplicação de geradores no sistema eólico envolve questões relativas a variação da velocidade do vento, a variação do torque de entrada e a necessidade de se manter constantes a frequência e a tensão elétrica.

A torre é um elemento estrutural que posiciona o rotor a uma altura conveniente para o seu funcionamento. É um item estrutural de grande porte e de alto custo que pode ser feita de metal ou concreto e que deve suportar esforços diversos, inclusive forças de torção. Uma questão fundamental de seu projeto é a sua frequência natural que não deve coincidir com a frequência de rotação das pás nem seus múltiplos para evitar ressonância, o que a provocaria redução na vida útil da torre.

3 REDES DE MÉDIA TENSÃO

As instalações elétricas são classificadas de acordo com seu nível de tensão e seguem normas específicas. Instalações de média tensão (de 1,0 kV a 36,2 kV), por exemplo, devem estar de acordo com a norma ABNT NBR-14039 representados na Tabela 1.

Tabela 1 – Normas brasileiras para instalações elétricas e respectivos níveis de tensão

Norma ABNT	Nível de Tensão	
	Corrente Alternada	Corrente Contínua
NBR-14039	de 1.000V a 36,2 kV	-
NBR-5410	até 1.000 V	até 1.500 V

Fonte: Autoria própria

A NBR-14039 cita, em sua tabela 25, nove tipos de redes elétricas que podem ser agrupados como redes aéreas (RTA) e redes subterrâneas (RTS).

Menos expostas, as RTS sofrem menor influência do meio. Ventos, descargas atmosféricas, chuva, salinidade e animais provocam intervenções mais freqüentes nas redes aéreas. Todavia, a impossibilidade de realizar inspeções visuais dificulta a localização de falhas, sendo necessária, muitas das vezes, a troca de toda a seção da rede defeituosa.

A diferença entre os cabos utilizados em uma RTS e uma RTA está basicamente em sua isolação.

3.1 CABOS DE MÉDIA TENSÃO

Os cabos são compostos por condutor, dielétrico e proteção externa. O condutor é a parte do cabo que transporta efetivamente a energia elétrica; o dielétrico, externo ao condutor, isola este eletricamente diminuindo as perdas; e a proteção externa protege o cabo do meio.

Antes de expor os detalhes de cada uma das três partes que formam um cabo de média tensão, vale comentar sobre duas propriedades físicas: a condutividade e a, inversamente proporcional, resistividade. A primeira corresponde à facilidade com a qual um material é capaz de conduzir corrente elétrica e a segunda corresponde à capacidade de um material opor-se à passagem ou condução de corrente elétrica.

Materiais sólidos exibem uma espantosa faixa de condutividades. De fato, uma maneira de classificar materiais sólidos é de acordo com a facilidade com que conduzem uma corrente elétrica; dentro deste esquema de classificação existem três agrupamentos: condutores, semicondutores e isolantes. Metais são bons condutores, tipicamente tendo condutividades da ordem de 10^7 ($\Omega \cdot m$)⁻¹. No outro extremo estão os materiais com muito baixas condutividades, situando-se entre 10^{-10} e 10^{-20} ($\Omega \cdot m$)⁻¹; estes são os isolantes elétricos. Materiais com condutividades intermediárias, geralmente entre 10^{-6} e 10^4 ($\Omega \cdot m$)⁻¹, são denominados semicondutores. No Sistema Internacional de Unidades, é medida em Siemens por metro.(VILLATE, 2013).

Emprega-se, portanto, materiais de alta condutividade no condutor e materiais de alta resistividade, e baixa condutividade, no isolante do dielétrico; nas blindagens do dielétrico, utilizam-se materiais semicondutores. A Tabela 2 apresenta as grandezas de alguns materiais:

Tabela 2 – Condutividade e resistividade de alguns materiais

Material	Condutividade	Resistividade (20 °C)
Prata	$6,29 * 10^7$ S/m	$1,59 * 10^{-8}$ $\Omega \cdot m$
Cobre	$5,81 * 10^7$ S/m	$1,72 * 10^{-8}$ $\Omega \cdot m$
Chumbo	$4,55 * 10^7$ S/m	$2,20 * 10^{-7}$ $\Omega \cdot m$
Ouro	$4,10 * 10^7$ S/m	$2,44 * 10^{-8}$ $\Omega \cdot m$
Alumínio	$3,55 * 10^7$ S/m	$2,82 * 10^{-8}$ $\Omega \cdot m$
Tungstênio	$1,79 * 10^7$ S/m	$5,60 * 10^{-8}$ $\Omega \cdot m$
Níquel	$1,15 * 10^7$ S/m	$8,70 * 10^{-8}$ $\Omega \cdot m$
Vidro	10^{-14} a 10^{-10} S/m	10^{10} a 10^{14} $\Omega \cdot m$
PVC	10^{-18} a 10^{-16} S/m	10^{16} a 10^{18} $\Omega \cdot m$
PE	10^{-22} a 10^{-18} S/m	10^{18} a 10^{22} $\Omega \cdot m$

FONTE: Boylestad, 2004, p. 50

É importante saber que “isolantes não permitem o movimento de cargas elétricas em seu interior. Entretanto, se a tensão elétrica aplicada em suas extremidades for superior à sua rigidez dielétrica, tornar-se-á um condutor” (SERWAY; JEWETT, 2008, p. 748-749).

3.1.1 Condutor

É formado por um fio ou por conjunto de fios entrelaçados feitos geralmente de cobre ou alumínio, pois são materiais de baixa resistividade e de custo relativamente baixo. A

prata, por exemplo, possui uma resistividade ainda mais favorável à transmissão de energia, mas, sendo um metal preciso, é muito caro. Outro fator relevante, principalmente em redes de transmissão aéreas, é o peso do cabo.

A espessura, o formato, a disposição e a quantidade de fios determinam a flexibilidade do cabo. Quanto mais complexo for este agrupamento, maior o custo do cabo.

O cobre possui ótima condutividade. É um material mais denso e com maior ponto de fusão que o alumínio, o que lhe confere maior resistência mecânica e um melhor desempenho sob condição de curto-circuito, quando a temperatura tende a elevar. Por outro lado, o cobre é mais pesado (Tabela 3). Sua condutividade sofre grande interferência de impurezas por isso o condutor de cobre deve ser puro.

Tabela 3 – Comparativo entre condutores circulares equivalentes de cobre e alumínio

Característica	Cobre	Alumínio
Relação entre seções	1	1,64
Relação entre pesos	1	0,50
Relação entre diâmetros	1	1,28

Fonte: LEÃO, 2009

3.1.2 Dielétrico

Utilizado para isolar o condutor e confinar campo elétrico provocado pelas cargas que passam por ele, o dielétrico é formado pela blindagem do condutor, pela isolação e pela blindagem da isolação.

As blindagens são empregadas para se ter redes de campo bem definidas e equipotenciais, para assim equalizar o campo elétrico através da isolação, sendo constituídas de material semicondutor. Integrando a blindagem do isolante, mais externa, há também uma malha metálica utilizada para transporte das correntes capacitivas e de curto-circuito.

A escolha do material isolante bem como sua aplicação merece atenção especial, uma vez que este é submetido a elevado gradiente de tensão com valor máximo na blindagem do condutor e mínimo (zero Volt, pois deve ser aterrada) na blindagem da própria isolação. Uma simples bolha de ar no isolamento, por exemplo, representa enorme risco, pois sua rigidez dielétrica (inferior à do isolante) será quebrada, haverá descargas parciais e a formação de gases, que em um segundo momento somado ao calor provocará a formação

de ácido nítrico e a deterioração gradual da isolação até a sua ruptura (BRASSAC, 2003, p.1).

Normalmente, as duas camadas semicondutoras e a camada isolante são aplicadas por um processo de tripla extrusão simultânea, para garantir uma perfeita adesão entre as três camadas. (SANTOS, 2005, p. 32).

Os materiais isolantes atualmente em uso são todos sintéticos e dividem-se em dois grupos: o primeiro formado por materiais termoplásticos, sendo o PVC (cloreto de polivinila) e o PE (polietileno) os mais utilizados, e o segundo contendo materiais termofixos ou temorrígidos e elastômeros, sendo o XLPE (polietileno reticulado) e o EPR (borracha etileno-propileno) também os mais utilizados.

O PVC possui boas características elétricas com elevada rigidez dielétrica e resistência de isolamento. Seu coeficiente de perdas dielétricas, entretanto, não pode ser desprezado para altas tensões, sendo utilizado em linhas de até 10 kV. Apresenta boa resistência contra choques mecânicos e compressão, e suporta elevado tracionamento, mas possui pouca flexibilidade. É quimicamente inerte e dificilmente pega fogo, mas quando inflamado libera gases nocivos.

O PE, outro material termoplástico, é utilizado para isolamento de cabos de até 400 kV de tensão. Mais flexível e com menores perdas dielétricas, sofre menor influência da temperatura. Possui características (elétricas, mecânicas e químicas) semelhantes às do PVC, mas apresenta fraca resistência à propagação de chamas e alta sensibilidade à água (ocorrência de arborescência), sendo necessário um bom revestimento externo.

O XLPE possui desempenho elétrico inferior ao do PE, mas devido à reticulação das cadeias poliméricas possui melhor estabilidade térmica e características mecânicas, admitindo, conforme Tabela 6 apresentada adiante, temperaturas superiores nos diferentes regimes de operação. É também quimicamente estável e apresenta o mesmo problema de baixa resistência à propagação de chamas e sensibilidade à água (inferior à do PE).

O EPR apresenta perdas superiores às do PE e do XLPE, é mais flexível que ambos e possui desempenho térmico semelhante ao do XLPE. Além disso, a ocorrência de arborescência neste material é menos comum.

3.1.3 Proteção Externa

A proteção externa, chamada de cobertura, como o próprio nome sugere, envolve a blindagem da isolação e protege o cabo das influências externas de ordem química e mecânica. São geralmente utilizados materiais termoplásticos devido à sua estabilidade térmica, impermeabilidade e resistência à abrasão. Os materiais mais utilizados são o PVC e o PE.

A aplicação da cobertura possibilita ainda a utilização de mais de uma via compondo o mesmo cabo. Para este dá-se o nome de cabo multipolar.

3.2 PROPRIEDADES DO COBRE

O número atômico do cobre é 29 e o seu peso atômico é 63,55. Metal nobre e elemento de transição, que exibe uma estrutura cristalina cúbica de face centrada, com propriedades semelhantes às da prata e do ouro. Classificado como metal de transição, pertence ao grupo 11(1B) da Classificação Periódica dos Elementos.

O cobre foi provavelmente o primeiro metal minerado e trabalhado pelo homem. Foi originalmente obtido como um mineral nativo e posteriormente da fundição de minérios. Estimativas iniciais da descoberta do cobre sugerem por volta de 9000 a.C. no Oriente Médio. Foi o mais importante dos materiais da humanidade durante a Era do Cobre e Bronze.

Sua principal característica, que o distingue dos outros metais é a sua alta condutividade, macio, maleável e suas ligas oferecem uma variedade de combinações de propriedades mecânicas, que refletem um alto grau de adaptabilidade.

Cobre e ligas de cobre são alguns dos materiais mais versáteis de engenharia disponíveis. A combinação das propriedades de cobre tais como resistência, condutividade, resistência à corrosão, usinagem e ductilidade tornam o cobre material mais adequado para uma ampla gama de aplicações.

Seus tons naturalmente metálicos variam do vermelho ao amarelo, passando por verdes e cinzas. Uma série de outras cores pode ser obtida por tratamento de sua superfície por mecanismos químicos ou eletroquímicos.

O cobre e suas ligas são extremamente resistentes à corrosão atmosférica, mas com o tempo pode se formar uma descoloração superficial ou uma camada manchada. A

espessura e a composição química dessa camada variam em função do tempo de exposição, das condições atmosféricas e da química da liga base.

3.3 DIMENSIONAMENTO DE CABOS

O dimensionamento de cabos consiste no cálculo da seção do condutor (bitola) e da espessura do isolante. O primeiro é calculado de forma indireta pela verificação da capacidade de corrente, das condições de curto-circuito e da queda de tensão dos cabos disponíveis no mercado; a segunda é fixada pelo fabricante que já dimensiona a espessura do isolante de acordo com a seção do condutor levando em consideração os fatores de segurança, em acordo com a norma ABNT NBR-6251.

O dimensionamento dos cabos de média tensão (1,0 kV a 36,2 kV) segue as definições da norma ABNT NBR-14039:2005, cujo procedimento é resumido na Figura 9:

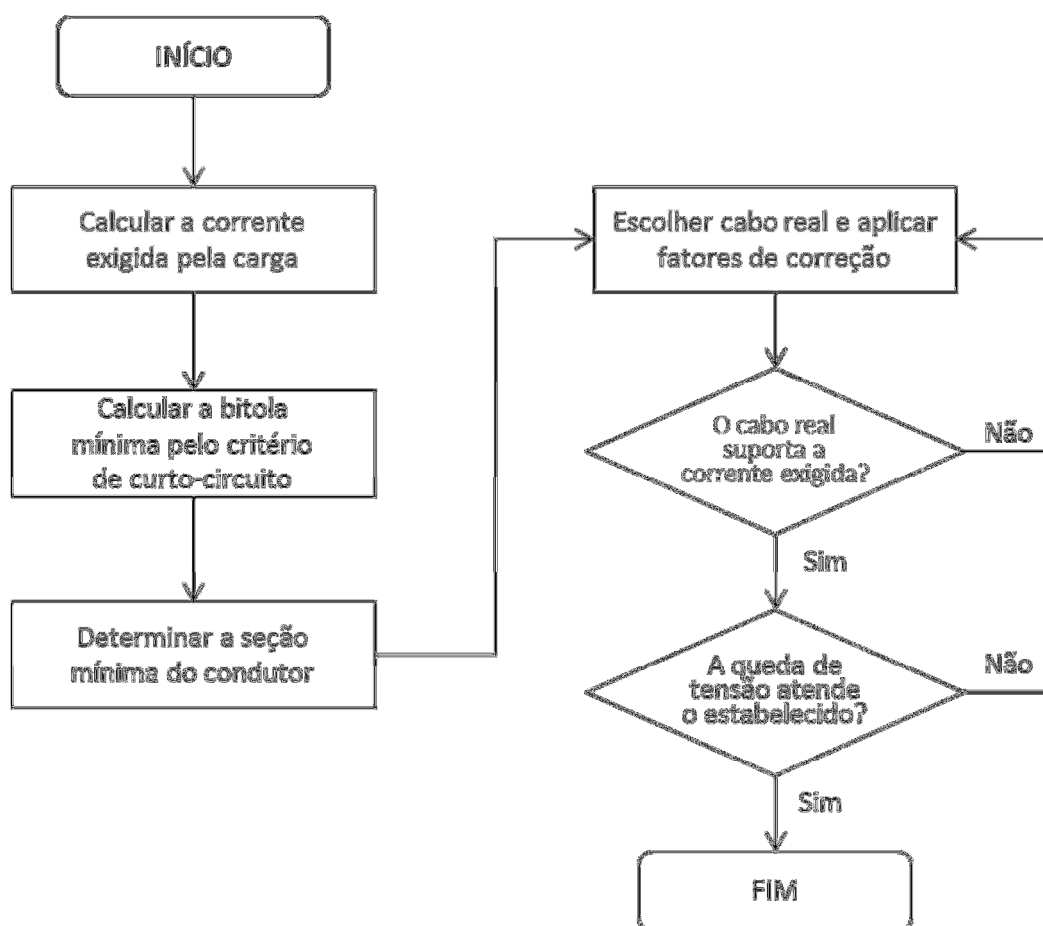


Figura 9 – Passo a passo para dimensionamento de cabo de média tensão
 Fonte: Autoria própria.

3.3.1 Capacidade de Condução de Corrente

Consiste em determinar a corrente máxima que um cabo elétrico pode conduzir em regime sem que haja deterioração do mesmo, ou seja, a corrente máxima admitida que garanta um tempo de vida satisfatório aos cabos.

Sua determinação inicia com o cálculo da corrente exigida pela carga a partir de sua tensão, potência ativa (geralmente) e fator de potência. Posteriormente levando em consideração os materiais condutor e isolante do cabo, e o método de instalação deste (tabela 25 da NBR-14039), determina-se a seção mínima do condutor com o auxílio das tabelas 28, 29, 30 e 31 da NBR-14039, conforme indicado na Tabela 4.

Tabela 4 – Relação de tabelas da NBR-14039 para estimativa da bitola mínima do condutor

Tabela da NBR-14039	Material Condutor	Material Isolante
Tabela 28	Cobre	XLPE e EPR
Tabela 29	Alumínio	XLPE e EPR
Tabela 30	Cobre	EPR
Tabela 31	Alumínio	EPR

Fonte: Autoria própria

Utilizando a seção mínima como parâmetro escolhe-se um cabo “real”. Dentre os dados geralmente fornecidos pelo fabricante está a corrente máxima suportada, cujo valor deve ser corrigido. No fim, se a corrente suportada corrigida for superior à corrente exigida, o cabo escolhido pode ser utilizado, caso contrário, deve-se escolher outro cabo e refazer os cálculos. É um processo iterativo.

A correção da corrente suportada leva em consideração o método de instalação, o material do condutor, o material do isolante, o agrupamento dos circuitos, a temperatura do meio circundante e, no caso de redes subterrâneas, a resistividade térmica do solo. Para isso, são utilizadas diversas outras tabelas da NBR-14039, cuja relação é se apresenta na Tabela 5.

Tabela 5 – Tabelas da NBR-14039 para determinação do fator de correção

	Método de Instalação	Fator de Correção
Tabela 32	Todos	Temperatura
Tabela 33	F, G, H e I	Resistividade térmica do solo
Tabela 34	B	Agrupamento de cabos
Tabelas 35 e 36	A	Agrupamento de cabos
Tabela 37	F e G	Agrupamento de cabos
Tabela 38	H e I	Agrupamento de cabos

Fonte: Autoria própria

3.3.2 Corrente de Curto Circuito

O principal limitante na capacidade de condução de corrente de um cabo é a temperatura. A situação mais severa do ponto de vista térmico, a situação em que a temperatura atinge seu maior valor, é no momento de um curto-circuito e o cabo deve estar dimensionado adequadamente de modo que sua isolação e suas conexões não sofram danos. A tabela 27 da NBR-14039, reproduzida na Tabela 6, apresenta o valor da temperatura limite de curto-circuito para diferentes tipos de isolação.

Tabela 6 – Temperatura máxima do condutor em função da isolação

Tipo de Isolação	Temperatura máxima do condutor (°C)		
	Serviço contínuo	Sobrecarga*	Curto-circuito**
PVC	70	100	160
PE	70	100	160
EPR	90	130	250
XLPE	90	130	250
EPR 105	105	140	250

Fonte: NBR-14039 – ABNT (2005)

* A operação neste regime não deve superar 100 horas ao ano, nem 500 horas durante a vida do cabo;

** A duração deste regime não deve ultrapassar 5 segundos.

A partir da temperatura limite de curto-circuito calcula-se a corrente de curto-circuito máxima admitida pelo condutor com uma das equações abaixo; sendo a primeira utilizada para condutores de cobre e a segunda para condutores de alumínio.

$$I_{cc_{cobre}} = 340,1 \cdot A \cdot \left[\frac{1}{t} \cdot \log \left(\frac{T_1 + 234}{T_0 + 234} \right) \right]^{1/2} \quad \text{Equação 1}$$

$$I_{cc_{alumínio}} = 220,7 \cdot A \cdot \left[\frac{1}{t} \cdot \log \left(\frac{T_1 + 228}{T_0 + 228} \right) \right]^{1/2} \quad \text{Equação 2}$$

Onde,

I_{cc} = corrente de curto-circuito (A)

A = seção ou bitola do condutor (mm²)

t = tempo de duração do curto-circuito ou tempo de atuação da proteção (s)

T_0 = temperatura do condutor em regime contínuo (°C)

T_1 = temperatura do condutor durante o curto-circuito (°C)

Porém, mais prático que calcular a máxima corrente de curto-circuito a partir da bitola escolhida, é fazer a cálculo inverso para determinar a partir da corrente de curto-circuito (determinada em estudo preliminar) a bitola mínima admitida. As equações ficam da seguinte forma:

$$A_{mín_{cobre}} = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{340,1 \cdot \left[\log \left(\frac{T_1 + 234}{T_0 + 234} \right) \right]^{1/2}} \quad \text{Equação 3}$$

$$A_{mín_{alumínio}} = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{220,7 \cdot \left[\log \left(\frac{T_1 + 228}{T_0 + 228} \right) \right]^{1/2}} \quad \text{Equação 4}$$

O mesmo cálculo é válido para a blindagem do condutor, sendo, uma vez que formada por diversos fios, utilizada nas equações a seção efetiva da blindagem. Essa é dimensionada pelo fabricante de acordo com os limites do próprio condutor seguindo as normas NBR-7286 e NBR-6251, não sendo necessário seu dimensionamento por parte dos projetistas.

3.3.3 Queda de Tensão

A queda de tensão ao longo do condutor deve estar dentro da margem estabelecida em projeto e é calculada através da seguinte equação:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot i \cdot L \cdot (Rca \cdot \cos\theta \pm Xl \cdot \sin\theta) \quad \text{Equação 5}$$

Onde,

ΔV = queda de tensão ao longo do condutor (V)

i = corrente nominal do circuito (A)

L = comprimento do circuito (m)

Rca = resistência do cabo (Ω/m)

$\cos\theta$ = fator de potência

Xl = reatância do cabo (Ω/m)

Caso ΔV esteja além do valor admitido, deve-se escolher um cabo com condutor de maior bitola e refazer tal análise.

3.3.4 Influências Externas

Os componentes da instalação devem ser especificados de acordo com as condições impostas pelo ambiente, que se dividem em três categorias: meio ambiente, utilização e construção das edificações. As tabelas 1 a 18 da NBR-14039 apresentam as características e codificam as influências externas conforme a severidade de tais influências.

A tabela 24 reúne as limitações impostas pelas influências para seleção dos componentes do sistema. Esta tabela indica as características de cada componente em função da classificação a que podem ser submetidos e que são definidos. Devem ser levados em consideração: temperatura ambiente, altitude, presença de água, presença de corpos sólidos, presença de substâncias corrosivas ou poluentes, choques mecânicos, vibrações, presença de flora ou mofo, presença de fauna, influências eletromagnéticas, eletrostáticas ou ionizantes, radiações solares, raios, competências das pessoas, resistência elétrica do corpo humano, contato das pessoas com o potencial local, condições de fuga das pessoas em emergências, natureza das matérias processadas ou armazenadas, materiais de construção e estrutura das edificações.

3.4 DIMENSIONAMENTO DE VALAS

As valas são dimensionadas de acordo com a quantidade de circuitos que serão lançados no trajeto. Os cabos são acomodados em camada compacta de areia peneirada, para diminuir o impacto mecânico durante o lançamento. Acima, se coloca uma camada do próprio material da escavação, uma placa de PVC para proteção, outra camada do material original, uma fita de sinalização com os dizeres "PERIGO", conforme Figura 10, e por fim uma terceira camada do material original. No nível do piso é aconselhada execução de terraplanagem.

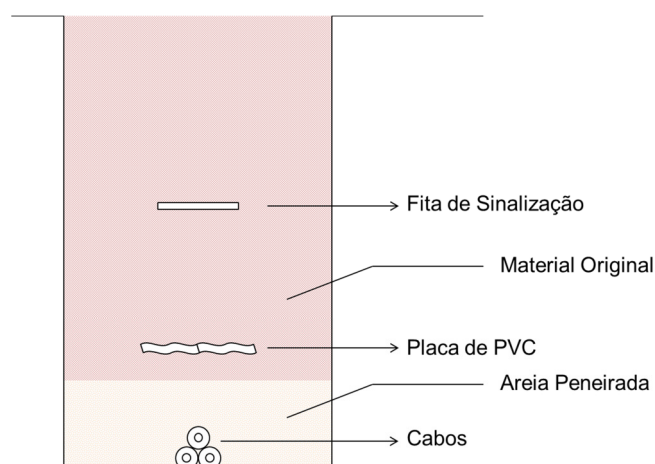


Figura 10 – Detalhe de uma vala típica
Fonte: Autoria própria.

4 CASO DE ESTUDO

4.1 DEFINIÇÃO DO CASO DE ESTUDO

A instalação em questão faz parte de um complexo eólico de 120 MVA que, por motivos fiscais, foi dividido em quatro unidades de 30 MVA. Estes parques eólicos possuem quinze aerogeradores de 2 MW cada; suas máquinas, trifásicas, produzem energia em 690 V e transformadores localizados na base dos aerogeradores elevam a tensão para 34,5 kV.

Uma vez elevado seu nível de tensão, a energia é transportada por rede de transmissão subterrânea até a subestação coletora, que como o próprio nome sugere, eleva a tensão para 230 kV e exporta a energia do complexo eólico para o Sistema Interligado Nacional; é para uma dessas redes de transmissão subterrâneas que serão dimensionados os cabos.

4.2 PREMISSAS E OUTRAS CONSIDERAÇÕES

Para fins de projeto será considerado um fator de potência de 0,95. Além disso, os condutores serão dimensionados com uma folga de 5% em relação à corrente nominal do respectivo trecho do circuito e a perda máxima admitida por parque eólico é de 1,35%. A resistividade e a temperatura do solo do parque em estudo são, respectivamente, 2,5 K.m/W e 30 °C.

Com base nas influências externas e nos requisitos apontados pela norma, visando maior confiabilidade, menor tempo de manutenção e custos de implantação, serão adotados os métodos de instalação F e H da NBR-14039:

- Método F – cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e cabos tripolares em banco de dutos ou eletroduto enterrados no solo;
- Método H – cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e cabos tripolares diretamente enterrados.

Será adotado 25 kA para o nível de curto-circuito trifásico na barra do gerador, conforme estudo de curto circuito e seletividade do complexo. O tempo de atuação da proteção adotado é de 200 ms.

O projeto da subestação prevê a utilização de um reator para limitar o nível de curto circuito fase-terra em 1.000 A.

É relevante também considerar o número de aerogeradores do circuito, a quantidade de condutores por fase, distância entre aerogeradores e a margem para conexão considerada. A margem para conexão no aerogerador/poste e na subestação para todos os circuitos será de 34 metros

4.3 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS

A rede de média tensão é formada por quinze circuitos. Para fins de cálculo, os cabos serão dimensionados com condutores de cobre com isolamento de XLPE.

4.3.1 Classificação das Influências externas

Conforme apresentado, a classificação e seleção dos componentes em função das influências externas determinará o tipo de instalação mais adequada. As tabelas abaixo demonstram os parâmetros utilizados para seleção das características dos componentes do projeto.

4.3.1.1 Condições ambientais

Código (AA)	Influências externas (Temperatura ambiente)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
AA6	+ 5°C a + 60°C	Componentes especialmente projetados ou disposições apropriadas
Código (AC)	Influências externas (Altitude)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
AC1	< 1000 m	Normal
Código (AD)	Influências externas (Presença de água)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
AD5	Jatos de água	IPX5
Código (AE)	Influências externas (Presença de corpos sólidos)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
AE4	Poeira	IP6X Se as poeiras não penetrarem no componente

Código (AF)	Influências externas (Presença de substâncias corrosivas ou poluentes)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
AF2	Agentes Atmosféricos	De acordo com a natureza dos agentes

Código (AG)	Influências externas (Choques mecânicos)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
AG2	Médios	Componentes para uso industrial, quando aplicável

Código (AH)	Influências externas (Vibrações)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
AH1	Fracas	Normal

Código (AK)	Influências externas (Presença de flora ou mofo)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
AK1	Desprezível	Normal

Código (AL)	Influências externas (Presença de Fauna)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
AL1	Desprezível	Normal

Código (AM)	Influências externas (Influências eletromagnéticas, eletrostáticas ou ionizantes)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
AM6	Induções	Distanciamento das fontes de corrente induzida, interposição de telas protetoras

Código (AN)	Influências externas (Radiações solares)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
AN2	Significativas	Materiais resistentes à radiação ultravioleta, revestimentos de cores especiais e interposição de telas protetoras

4.3.1.2 Utilizações

Código (BA)	Influências externas (Competência das pessoas)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
BA4	Advertidas	Componentes não protegidos contra contatos diretos admitidos apenas nos locais que só sejam acessíveis a pessoas devidamente autorizadas

Código (BB)	Influências externas (Resistência elétrica do corpo humano)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
BB2	Normal	Normal

Código (BC)	Influências externas (Contatos das pessoas com o potencial local)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
BC3	Freqüentes	Componentes protegidos contra contatos diretos e indiretos

Código (BD)	Influências externas (Fuga das pessoas em emergência)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
BD1	Normal	Normal

Código (BE)	Influências externas (Natureza das matérias processadas ou armazenadas)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
BE1	Riscos desprezíveis	Normal

4.3.1.3 Construção de edificações

Código (CA)	Influências externas (Materiais de construção)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
CA1	Não combustíveis	Normal

Código (CB)	Influências externas (Estruturas das edificações)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
CB2	Propagação de incêndio	Componentes constituídos de materiais não propagantes de chama, incluindo fogo de origem não elétrica. Barreiras corta-fogo. Utilização de materiais não propagantes de chama e com baixa emissão de fumaça e gases tóxicos que envolvam os componentes da instalação

4.3.2 Seleção e instalação de redes elétricas em função das influências externas

A classificação e a seleção das redes elétricas em função das influências externas determinarão os critérios utilizados na determinação da capacidade de condução de corrente do condutor, conforme o criterioso levantamento realizado pelo projetista responsável. A seguir são apresentadas as características consideradas no dimensionamento dos circuitos.

4.3.2.1 Condições ambientais

Código (AA)	Influências externas (Temperatura ambiente)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
AA6	+ 5°C a + 60°C	Quando a temperatura ambiente (ou do solo) for superior aos valores de referência (20 °C para redes subterrâneas e 30 °C para as demais), as capacidades de condução de corrente dos condutores e cabos isolados devem ser reduzidas de acordo com seu respectivo fator.
Código (AC)	Influências externas (Altitude)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
AC1	< 1000 m	Sem influência
Código (AD)	Influências externas (Presença de água)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
AD5	Jatos de água	Só devem ser usadas redes com proteção adicional à penetração de água com os graus IP adequados, a princípio sem revestimento metálico externo.
Código (AE)	Influências externas (Presença de corpos sólidos)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
AE4	Poeira	Limitações restritas às influências
Código (AF)	Influências externas (Presença de substâncias corrosivas ou poluentes)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
AF2	Agentes Atmosféricos	As redes devem ser protegidas contra corrosão ou contra agentes químicos. Os cabos uni e multipolares com cobertura extrudada são considerados adequados
Código (AG)	Influências externas (Choques mecânicos)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
AG2	Médios	Redes com proteção leve, sendo que os cabos uni e multipolares usuais são considerados adequados
Código (AH)	Influências externas (Vibrações)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
AH1	Fracas	Nenhuma limitação
Código (AK)	Influências externas (Presença de flora ou mofo)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
AK2	Riscos	Deve ser avaliada a necessidade de utilizar: <ul style="list-style-type: none"> - cabos providos de armação, se diretamente enterrados; - materiais especiais ou revestimento adequado protegendo cabos ou eletrodutos

Código (AL)	Influências externas (Presença de Fauna)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
AL2	Riscos	Redes com proteção especial. Se existir risco devido à presença de roedores e cupins, deve ser usada uma das soluções: - cabos providos de armação - materiais especialmente aditivados ou revestimento adequado em cabos ou eletrodutos

Código (AM)	Influências externas (Influências eletromagnéticas, eletrostáticas ou ionizantes)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
AM6	Induções	Cabos com projeto especial, levando em consideração o fator de blindagem

Código (AN)	Influências externas (Radiações solares)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
AN2	Significativas	Os cabos ao ar livre ou em condutos abertos e os condutos devem ser resistentes às intempéries. A elevação da temperatura da superfície dos cabos deve ser levada em conta nos cálculos da capacidade de condução de corrente

4.3.2.2 Utilizações

Código (BA)	Influências externas (Competência das pessoas)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
BA1	Advertidas	Sem influência

Código (BB)	Influências externas (Resistência elétrica do corpo humano)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
BB2	Normal	Nenhuma limitação

Código (BC)	Influências externas (Contatos das pessoas com o potencial local)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
BC3	Freqüentes	Só devem ser utilizados, em princípio, cabos sem armação condutora. Admite-se utilizar cabos multipolares providos de armação condutora, desde que esta seja ligada ao condutor de proteção do circuito nas duas extremidades. Admite-se também o uso de eletrodutos metálicos, desde que aterrados nas duas extremidades

Código (BD)	Influências externas (Fuga das pessoas em emergência)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
BD1	Normal	Nenhuma limitação

Código (BE)	Influências externas (Natureza das matérias processadas ou armazenadas)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
BE1	Riscos desprezíveis	Nenhuma limitação

4.3.2.3 Construção de edificações

Código (CA)	Influências externas (Materiais de construção)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
CA1	Não combustíveis	Nenhuma limitação

Código (CB)	Influências externas (Estruturas das edificações)	Características exigidas para seleção e instalação dos componentes
CB2	Propagação de incêndio	As redes elétricas aparentes devem atender a uma das seguintes condições: a) no caso de redes constituídas por cabos fixados em paredes ou em tetos, ou constituídas por condutos abertos, os cabos devem ser resistentes ao fogo sob condições simuladas de incêndio, livres de halogênio e com baixa emissão de fumaça e gases tóxicos; b) no caso de redes em condutos fechados, estes devem ser resistentes ao fogo sob condições simuladas de incêndio, livres de halogênios e com baixa emissão de fumaça e gases tóxicos.

4.3.3 Exemplificação do procedimento de cálculo para condutor de cobre e isolamento de XLPE

Devido a ligação entre aerogeradores, o dimensionamento inicia pelo circuito mais distante da subestação. Neste caso o circuito UTF-1, que interliga os cubículos dos aerogeradores UT-1 e UT-2 exibidos na Figura 11. Este circuito possui apenas um aerogerador e há um condutor por fase.

Para exemplificar o procedimento, é apresentado a seguir o cálculo passo-a-passo para dimensionamento dos cabos do circuito UTF-1.

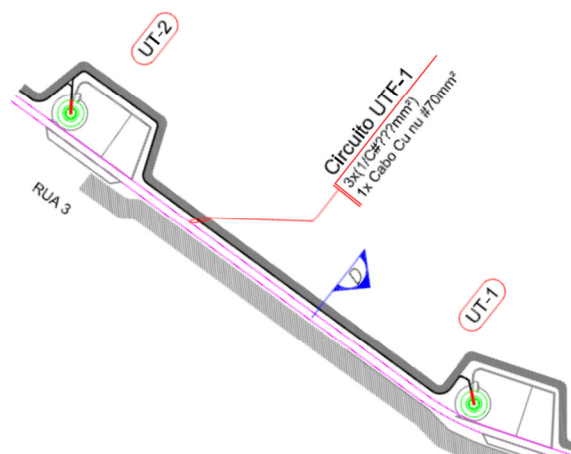


Figura 11 – Planta baixa - Circuito UTF-1
Fonte: Autoria própria.

4.3.3.1 Definição da corrente exigida pela carga

A corrente exigida pela carga é determinada pela Equação 6.

$$P = V \cdot I \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \theta$$

Equação 6

Sendo:

Potência do circuito = 2.000kW;

Tensão da rede de média tensão = 34,5kV;

Fator de potência adotado = 0,95.

Temos que a corrente do circuito em questão é:

$$2.000.000 = 34500 \cdot I \cdot \sqrt{3} \cdot 0,95$$

$$I = \frac{2.000.000}{56.768} = 35,23 \text{ A}$$

4.3.3.2 Definição da bitola mínima pelo critério de curto circuito

Com a Equação 3:

$$A_{\text{mín}_{\text{cobre}}} = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{340,1 \cdot \left[\log \left(\frac{T_1 + 234}{T_0 + 234} \right) \right]^{1/2}}$$

Onde,

Corrente de curto circuito trifásico = 25.000 A;

Tempo de atuação da proteção = 200 ms;

Temperatura máxima do condutor durante curto circuito = 200 °C;

Temperatura máxima do condutor em regime contínuo = 85°C.

A seção mínima do condutor de cobre pelo critério de curto circuito é:

$$A_{\text{mín}_{\text{cobre}}} = \frac{25000 \cdot \sqrt{0,200}}{340,1 \cdot \left[\log \left(\frac{200 + 234}{85 + 234} \right) \right]^{1/2}}$$

$$A_{\text{mín}_{\text{cobre}}} = \frac{25000 \cdot \sqrt{0,200}}{124,35}$$

$$A_{\text{mín}_{\text{cobre}}} = 89,90 \text{ mm}^2$$

Logo, a bitola mínima do condutor pelo critério de curto circuito é de 95mm².

4.3.3.3 Definição da Bitola Mínima do Condutor

Após o cálculo da corrente nominal do circuito e da bitola mínima pelo critério de curto circuito deve-se, com o auxílio das tabelas 28, 29, 30 e 31 da NBR-14039, determinar o valor da capacidade nominal de condução de corrente dos cabos.

Utilizando a tabela 28 da NBR-14039, capacidades de condução de corrente, em ampères, para o método de referência H, cabos unipolares de cobre, isolamento XLPE, temperatura de 90°C no condutor e temperaturas 30°C (ambiente), 20°C (solo), temos que a capacidade máxima de condução de corrente da seção 95mm² é de 219 A.

Logo é necessário calcular a capacidade de condução de corrente do circuito aplicando os fatores de correção, conforme a seguinte equação.

$$I_c = I_n \cdot Ft \cdot Fr \cdot Fa$$

Equação 7

Sendo,

I_c = Corrente corrigida

I_n = Capacidade de condução de corrente do condutor = 219 A

F_t = Fator de correção de temperatura

F_r = Fator de correção de resistividade do solo

F_a = Fator de correção de agrupamento

Considerando 30°C a temperatura do solo, o fator de correção de temperatura é igual a 0,93, conforme a tabela 32 da NBR-14039.

A resistividade do solo deverá ser fornecida. Este parque apresentou resistividade do solo igual a 2,5 K.m/W, valor que conforme a tabela 33 da NBR-14039 recebe como fator de correção igual a 1,00.

Neste trecho de circuito o método de referência de instalação é o método H. A vala, neste trecho, receberá apenas este circuito, logo o fator de agrupamento conforme a tabela 38 da NBR-14039 é igual a 1,00.

$$I_c = 219 \cdot 0,93 \cdot 1,00 \cdot 1,00 = 203,67 \text{ A}$$

Assim a capacidade de condução de corrente deste circuito, aplicado os devidos fatores de correção ao cabo de seção #95mm² é de 203,67 A. Como a corrente do circuito é inferior a capacidade de condução de corrente do condutor, o cabo está de acordo com este critério.

4.3.3.4 Queda de Tensão

Para determinar a queda de tensão ao longo do condutor é necessário utilizar a Equação 5. Os parâmetros elétricos de reatância ôhmica e reatância indutância do cabo são fornecidos pelo fabricante dos condutores e também são influenciados pelo método de instalação adotado.

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I_c \cdot L \cdot (R_{ca} \cdot \cos\theta \pm X_l \cdot \sin\theta)$$

Equação 8

Onde,

I_c = Corrente de projeto = 35,23 A;

L = comprimento do circuito

= 40 metros (Distância UT-1 ao UT-2) + 34 metros (margem de conexão)

= 74 metros = 0,074 Km;

Rca = resistência do cabo #95mm² = 0,259 Ω/m;

$\cos\theta$ = fator de potência = 0,95;

Xl = reatância do cabo #95mm² = 0,154 Ω/m.

Primeiro é necessário encontrar o ângulo θ , logo:

$$\cos \theta = 0,95$$

$$\theta = \cos^{-1} 0,95$$

$$\theta = 18,19^\circ$$

Substituindo os valores na equação tem-se:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot 35,23 \cdot 0,074 \cdot (0,259 \cdot \cos 18,19 \pm 0,154 \cdot \sin 18,19)$$

$$\Delta V = 4,13 \cdot 0,294 = 1,25 V$$

Para determinar a queda de tensão percentual no trecho podemos utilizar a seguinte equação:

$$\% = \frac{\Delta V}{V} \cdot 100$$

Equação 9

Onde,

ΔV = Queda de tensão calculada no trecho = 1,25V;

V = Tensão de operação da rede de distribuição = 34.500V.

Logo,

$$\% = \frac{1,25}{34500} \cdot 100 = 0,0036\%$$

4.3.3.5 Definição da bitola mínima da blindagem do condutor

Para definir a bitola mínima da blindagem do condutor é também necessário utilizar a Equação 1.

$$A_{\text{minblindagem}} = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{340,1 \cdot \left[\log \left(\frac{T_1 + 234}{T_0 + 234} \right) \right]^{1/2}}$$

Onde,

$I_{cc} = 1.000 \text{ A}$ (limitado pelo reator);

$t = 0,200 \text{ s}$;

$T_1 = 200 \text{ }^\circ\text{C}$;

$T_0 = 85 \text{ }^\circ\text{C}$;

$\beta = 234,5$.

Aplicando os valores na equação temos:

$$A_{\text{minblindagem}} = \frac{1.000 \cdot \sqrt{0,200}}{340,1 \cdot \left[\log \left(\frac{200 + 234}{85 + 234} \right) \right]^{1/2}} = 3,598 \text{ mm}^2$$

Logo, a bitola da blindagem do condutor deve ter pelo menos 4 mm^2 .

4.3.4 Tabela resumo do cálculo utilizando condutor de cobre e isolamento de XLPE

COMPLEXO EÓLICO UTFPR																																			
Circuito	Nº Aeros	Intervalo		Cabos por Fase	Distância (m)	Margem p/ conexão no aero e SE (m)	Total por Fase (m)	Total por Trecho (m)	Potencia (kW)	Corrente Calculada	Método de Instalação	Bitola Sugerida dos Condutores (mm²)	Resistência / fase (ohms)	Ampacidade	Agrupamento		Temperatura		Resistividade do solo		Ampacidade Corrigida	Icc Máxima (kA)		Queda de Tensão		Perdas (kW)									
															nº de circuitos	Fator	Temperatura (°C)	Fator	resistividade do solo (Km/W)	Fator		1 seg	0,5 seg	(V)	(%)										
1	1	UT-1	UT-2	1	47	34	86,00	258	2.000	35	H	95	0,247	186	1	1,00	30,00	0,93	2,50	1,00	173	8,3	11,7	1,50	0,0044	0,079									
																						Total do Trecho		0,0044%		0,079		0,0040%							
1	2	UT-2	UT-3	1	62	34	101,00	303	4.000	70	H	95	0,247	186	1	1,00	30,00	0,93	2,50	1,00	173	8,3	11,7	4	0,0102	0,371									
																						Total do Trecho		0,0146%		0,450		0,0113%							
1	3	UT-3	UT-9	1	120	34	162,00	486	6.000	106	F	95	0,247	186	2	0,88	30,00	0,93	2,50	1,00	152	8,3	11,7	8	0,0246	1,339									
																						Total do Trecho		0,0350%		1,790		0,0298%							
1	4	UT-9	UT-10	1	53	34	92,00	276	8.000	141	H	95	0,247	186	2	0,88	30,00	0,93	2,50	1,00	152	8,3	11,7	6	0,0186	1,352									
																						Total do Trecho		0,0436%		3,142		0,0393%							
1	5	UT-10	SE	1	167	10	186,00	558	10.000	176	F	150	0,159	236	3	0,81	30,00	0,93	2,50	1,00	178	13,1	18,5	11	0,0329	2,757									
																						Total do Trecho		0,0520%		5,898		0,0590%							
2	1	UT-4	UT-5	1	40	34	78,00	234	2.000	35	H	95	0,247	186	1	1,00	30,00	0,93	2,50	1,00	173	8,3	11,7	1	0,0040	0,072									
																						Total do Trecho		0,0374%		0,072		0,0036%							
2	2	UT-5	UT-6	1	37	34	75,00	225	4.000	70	H	95	0,247	186	1	1,00	30,00	0,93	2,50	1,00	173	8,3	11,7	3	0,0076	0,276									
																						Total do Trecho		0,0119%		0,347		0,0087%							

Circuito	Nº Aeros	Intervalo	Cabos por Fase	Distância (m)	Margem p/ conexão no aero/poste e SE (m)	Total por Fase (m)	Total por Trecho (m)	Potencia (kW)	Corrente Calculada	Método de Instalação	Bitola Sugerida dos Condutores (mm²)	Resistência / fase (ohms)	Ampacidade	Agrupamento		Temperatura		Resistividade do solo		Ampacidade Corrigida	Icc Máxima (kA)		Queda de Tensão		Perdas (kW)	
														nº de circuitos	Fator	Temperatura (°C)	Fator	resistividade do solo (Km/W)	Fator		1 seg	0,5 seg	(V)	(%)		
2	3	UT-6 UT-7	1	35	34	73,00	219	6.000	106	H	95	0,247	186	1	1,00	30,00	0,93	2,50	1,00	173	8,3	11,7	4	0,0111	0,604	
																					Total do Trecho		0,0188%		0,951	0,0158%
2	4	UT-7 UT-8	1	40	34	78,00	234	8.000	141	H	95	0,247	186	1	1,00	30,00	0,93	2,50	1,00	173	8,3	11,7	5	0,0158	1,146	
																					Total do Trecho		0,0271%		2,097	0,0262%
2	5	UT-8 SE	1	145	10	163,00	489	10.000	176	H	150	0,159	236	3	0,81	30,00	0,93	2,50	1,00	178	13,1	18,5	10	0,0288	2,416	
																					Total do Trecho		0,0449%		4,513	0,0451%
3	1	UT-15 UT-14	1	73	34	113,00	339	2.000	35	H	95	0,247	186	1	1,00	30,00	0,93	2,50	1,00	173	8,3	11,7	2	0,0057	0,104	
																					Total do Trecho		0,0350%		4,617	0,2308%
3	2	UT-14 UT-13	1	45	34	83,00	249	4.000	70	F	95	0,247	186	1	1,00	30,00	0,93	2,50	1,00	173	8,3	11,7	3	0,0084	0,305	
																					Total do Trecho		0,0145%		4,922	0,1230%
3	3	UT-13 UT-12	1	44	34	82,00	246	6.000	106	H	95	0,247	186	1	1,00	30,00	0,93	2,50	1,00	173	8,3	11,7	4	0,0125	0,678	
																					Total do Trecho		0,0210%		5,600	0,0933%
3	4	UT-12 UT-11	1	40	34	78,00	234	8.000	141	H	95	0,247	186	1	1,00	30,00	0,93	2,50	1,00	173	8,3	11,7	5	0,0158	1,146	
																					Total do Trecho		0,0285%		6,746	0,0843%
3	5	UT-11 SE	1	68	10	82,00	246	10.000	176	F	150	0,159	236	3	0,81	30,00	0,93	2,50	1,00	178	13,1	18,5	5	0,0145	1,215	
																					Total do Trecho		0,0306%		7,961	0,0796%

4.4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Os cálculos foram realizados de modo a evitar o acúmulo de circuitos nas valas e passagens a fim de reduzir o fator de agrupamento e aumentar a capacidade de corrente dos cabos, trazendo benefícios para os circuitos e redução de custos, já que a bitola exigida é menor.

Os quatro circuitos que compõe o parque são formados por 15 aerogeradores cada. Neste caso a corrente aumenta conforme as conexões são feitas. Até o quarto aerogedador a seção é definida pela seção mínima que comporta o nível de curto-circuito da instalação, conforme apresentado no item 4.3.3.2. A ampacidade do condutor de 95 mm² é de 186 A. O fator de correção de agrupamento nestes trechos é igual a 1,00. Na entrada da subestação os três circuitos dividem a mesma vala, conforme planta do apêndice 1, logo o fator de correção de agrupamento é de 0,81 e a seção dos condutores aumenta para 150 mm², a fim de suportar a corrente dos circuitos.

Devido às características intrínsecas do material dos condutores, conforme esperado, as perdas máximas por trecho são bem baixas, ficando em torno de 0,05% (2,5 kW). Viabilizando tecnicamente a utilização deste material.

5 CONCLUSÃO

A aplicação do método para dimensionamento de cabos é simples, mas o simples cálculo não garante um bom projeto. Sendo necessária base técnica ao projetista para compreensão adequada dos números e tomada de decisão.

Existem diversas influências externas que podem reduzir a vida útil do condutor, caso este não seja especificado corretamente. Estas influências foram apresentadas no item 4.3.1. Todos os parâmetros levantados fazem parte da seleção dos materiais que deverão ser utilizados.

Os fatores ligados à limitação térmica dos cabos também deverá ser verificado, para que não haja deterioração e redução da vida útil quando submetidos a temperaturas elevadas. Estes critérios fazem parte da seleção das linhas elétricas.

Em relação ao caso estudado, devido ao nível de curto-circuito o isolamento de XLPE exige uma seção mínima de 95 mm². Este circuito possui uma capacidade de condução de corrente de 173 A, para os referidos métodos e com os devidos fatores de correção aplicados. Considerando que um aerogerador fornece aproximadamente 35 A, em relação a capacidade de corrente pelos critérios da NBR-14039, para os três primeiros aerogeradores, o circuito está superdimensionado em relação a sua capacidade de condução de corrente. Tal fato garante que as perdas sejam reduzidas nestes trechos.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 11301: Cálculo da Capacidade de Condução de Corrente de Cabos Isolados em Regime Permanente**. Rio de Janeiro, 1990.

_____. **NBR 14039: Instalações Elétricas em Média Tensão de 1 a 36,2 kV**. Rio de Janeiro, 2005

2020SOLAR. Disponível em: < <http://www.2020solar.co.uk/uploads/WG-1K5/WG-1K5.jpg>>. Acesso em: 04/10/15.

Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 2. Ed. – Brasília, 2005. 243 p.

ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 1 agosto 2015.

ARCHIEXPO. Disponível em: <<http://www.archiexpo.com/prod/windside/product-88530-959470.html>>. Acesso em: 04/10/15.

AVELLA RUIZ, J. M.. **Aspectos Técnicos, Econômicos e Ambientais da Implementação de Energia Eólica e Solar Fotovoltaica em Edifícios**. 2015. 117p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - UNESP, Guaratinguetá-SP, 2015.

BERG, J.; FURULIND, J. **Feasibility Study for a Wind Power Project in Sri Lanka**. Royal Institute of Technology. Estocolmo, Suíça. 100 p. 2008.

CAMPOS, M. O.. **Estudo Comparativo De Pás Para Aerogeradores De Grande Porte Fabricadas Em Materiais Compósitos Reforçadas com Fibra de Carbono ou Fibra de Vidro**. 2013. 113p. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Materiais) - UFRGN, Natal-RN, 2013.

CEPEL. (2001). *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. CEPEL.

DANISH WIND TURBINE MANUFACTURES ASSOCIATION. **Guided Tour on Wind Energy. The Power of Wind: Cube of Wind Speed**. 2003. Disponível em: < www.windpower.dk/es/tour/wres/enrspeed.htm > Acesso em: 13/07/2015.

DUTRA, R. M. **Energia eólica, princípios e tecnologias**. Ministério de Minas e Energia. 2009. 58 p.

DUTRA, R. M.. **Propostas de políticas específicas para energia eólica no Brasil após a primeira fase do Proinfa**. 2007. 436 f. Tese (Pós-graduação em engenharia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2007.

DUTRA, R.M..**Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro**. Dissertação de M. Sc., Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2001. 300 p.

EPE. **Balço Energético Nacional – Relatório Síntese**. Disponível em: < https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2015_Web.pdf>. Acesso em: 1 agosto 2015.

FERREIRA, A. A. de A.. **Sistema de Produção de Energia Eólica**. 2011. 191p. Dissertação (Mestrado em Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores) - Universidade do Porto, Portugal, 2011.

FITZGERALD, A. (2006). **Máquinas Elétricas**. São Paulo: McGraw-Hill.

KROHN, S. **Wind Energy Reference Manual**. 2003. Disponível em: < www.windpower.org/en/stat/units >. Acesso em: 04/10/15.

MANWELL, J. F.; McGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind Energy: Theory, Design and Application**. England: Ed. John Wiley & Sons Ltd, 2002. 577 p

MELO, M. S. de M.. **Energia Eólica: Aspectos Técnicos e Econômicos**. 2012. 154p. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro-RJ, 2012.

MOREIRA JR, F. D.. **Viabilidade Técnica/Econômica para Produção de Energia Eólica, em Grande Escala, no Nordeste Brasileiro**. 2009. 53p. Monografia (Pós-Graduação em Formas Alternativas de Energia) – UFL, Lavras-MG, 2009.

NOGUEIRA, J. F. (2010). **Comissionamento de Cabos Subterrâneos de Média Tensão em Parques Eólicos**.

PAULA, J. J. (s.d.). **Campo Elétrico em um Cabo Isolado e Blindado**.

ROBERT, R. (1999). **Efeito Pelicular**. Curitiba.

ROCHA, P. E. (2007). **Modelagem de Cabos Subterrâneos e Submarinos para Estudos de Transitórios**. Rio de Janeiro.

SANTOS, J. N. (2005). **Condutores e Cabos de Energia**. Porto: FEUP.

SECTI. Climatologia. Disponível em:<

http://www2.secti.ba.gov.br/atlasWEB/climatologia_p1.html>. Acesso em: 04/10/15.

SILVA, M. B. (2012). **Modelagem de Redes de Transmissão Trifásica no Domínio dos Modos**. Viçosa.

SUZUKI, K. K., KONDLATSCH, P. C., & GOMES, T. S. (2011). **Estudo do Comportamento das Tensões Residuais em Cabos Blindados de Média Tensão Após a Realização de Ensaio de Tensão Aplicada**. Curitiba.

TURBINA EÓLICA DE EIXO HORIZONTAL DE DOIS PÁS. Disponível em: <<http://www.windenergysolutions.nl/sites/default/files/Glaick-Farm,-WES250-%285%29.jpg>>. Acesso em: 04/10/15.

TURBINA EÓLICA DE EIXO HORIZONTAL DE TRÊS PÁS. Disponível em: <http://img.directindustry.com/images_di/photo-g/variable-speed-wind-turbine-20877-2843369.jpg>. Acesso em: 04/10/15..

TURBINA EÓLICA DE EIXO HORIZONTAL DE UMA PÁ. Disponível em: <<http://www.wind-energy-the-facts.org/images/3-4.jpg>>. Acesso em: 04/10/15.

VILLATE, J. E. (2013). **Eletricidade e Magnetismo**. Porto.

WINDOSE. Disponível em: < <http://winddose.com/images/turbine%20technologies/gorlov.jpg>>. Acesso em: 04/10/15.

WIND-WORK. Disponível em: < <http://www.wind-works.org/cms/index.php?id=506>>. Acesso em: 04/10/15.

APÊNDICE 1 – LAYOUT DO PARQUE EÓLICO

