



Análise do desempenho da rede interna da Central Eólica Alto Douro

RAÚL EDUARDO TEIXEIRA RIBEIRO

novembro de 2017

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
Unidade Curricular de Dissertação - DSEE



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Análise do desempenho da rede interna da Central Eólica Alto Douro

Raul Eduardo Teixeira Ribeiro
1120680

Unidade Curricular de Dissertação - DSEE

Ano letivo 2016/17

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
Unidade Curricular de Dissertação - DSEE

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: Raul Eduardo Teixeira Ribeiro, N° 1120680, 1120680@isep.ipp.pt

Orientador científico: José António Beleza Carvalho, jbc@isep.ipp.pt

Empresa: FINERGE – New Finerge, S.A.



Instituto Superior de Engenharia do Porto
Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Dissertação - DSEE

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
Unidade Curricular de Dissertação - DSEE

"O único lugar onde o sucesso vem antes do trabalho é no dicionário."

Albert Einstein

Agradecimentos

A elaboração da presente dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia, contou com o apoio, direto e indireto, de várias pessoas e instituições, às quais pretendo exprimir algumas palavras de agradecimento e realçar o seu devido valor.

Em primeiro lugar, pretendo agradecer ao meu orientador, Professor José António Beleza Carvalho, pela oportunidade, por estar sempre disponível e pronto a ajudar e por todas as ideias partilhadas durante a elaboração desta dissertação. E não posso deixar de agradecer por todo o conhecimento partilhado ao longo do meu percurso académico, tanto na Licenciatura em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia como no presente Mestrado.

À empresa Finerge - New Finerge, por todo o apoio prestado, todo o conhecimento partilhado e por todos os contactos disponibilizados. Em especial ao departamento de operação e manutenção.

A todas as instituições e fornecedores, que contribuíram na escolha dos equipamentos utilizados no dimensionamento do sistema das soluções preconizadas.

Agradeço também ao Instituto Superior de Engenharia do Porto e a todos os seus colaboradores por me fazerem crescer ao longo desta minha caminhada, nem sempre fácil, mas que me deram a oportunidade de crescimento académico, pessoal e profissional.

À minha família que sempre me motivaram e acima de tudo sempre acreditaram em mim.

Por último, mas não menos importante, agradecer à minha namorada Catarina Ferreira pelo apoio e pela ajuda não só na elaboração desta dissertação, mas também no decorrer de todo o meu percurso académico. Sempre disposta a apoiar, motivar, incentivar e por me ajudar a levantar nos momentos mais difíceis deste percurso. Agradeço por todos os dias e noites de estudo partilhado, por todo o carinho, companheirismo e paciência. E acima de tudo agradeço por sempre me apoiar e desafiar a aceitar novos desafios.

Obrigado a todos

Resumo

Numa época assinalada pela aposta em energias renováveis e marcada pelo assombroso desenvolvimento tecnológico, a energia eólica destaca-se por ser a fonte de energia renovável que possui uma das tecnologias mais evoluídas e maduras, estando mesmo ao nível de outras fontes de energia não renovável.

Assim sendo, os parques eólicos e respetivas estruturas necessitam de acompanhar este desenvolvimento, fornecendo condições para que a energia eólica seja produzida da forma mais segura e eficiente possível.

Nesta dissertação aborda-se uma das maiores centrais eólicas do país, a central eólica Alto Douro, realizando-se uma análise e avaliação da sua rede interna, identificando problemas e respetivas soluções técnicas para os problemas identificados.

Para tal, foi realizada uma recolha e conseqüente estudo de informação referente aos diversos componentes da central eólica, identificados os problemas durante a exploração da central e realizadas várias simulações das soluções encontradas para estes problemas.

Este trabalho teve a colaboração da empresa FINERGE – New Finerge, S.A., e apoia-se num caso prático de otimização e melhoria das infraestruturas da central eólica Alto Douro.

Palavras-Chave

Energia eólica, aerogeradores, eficiência, fluxo de potências, configuração da rede.

Índice

Capítulo 1

1.1.Enquadramento	2
1.2.Objetivos.....	3
1.3.Organização da Dissertação.....	4

Capítulo 2

2.1.Introdução	6
2.2.Energia Eólica na Europa	10
2.3.Energia Eólica em Portugal	13
2.4.Potência Eólica	14
2.4.1.Coefficiente de Potência	16
2.4.2.Curva de Potência do Aerogerador	16
2.4.3.Cálculo energético	18
2.5.Características dos Aerogeradores.....	19
2.6.Sistemas de Conversão de Energia Eólica.....	22
2.6.1.Máquinas de Corrente Contínua	24
2.6.2.Máquinas Assíncronas de Indução	25
2.6.3.Gerador de Indução em Regime Isolado (Autoexcitado)	25
2.6.3.1.Gerador de Indução Ligado à Rede de Potência Infinita.....	27
2.6.3.2.Configuração do Gerador de Indução.....	28
2.6.3.3.Máquinas Síncronas.....	29
2.6.3.4.Máquinas Síncrona de Velocidade Variável	30
2.7.Integração das Centrais de Produção Eólica nas Redes de Energia Elétrica.....	32
2.8.Avarias Frequentes das Centrais Eólicas	36
2.9.Conclusão	38

Capítulo 3

3.1.Características da Central Eólica.....	41
3.2.Subestação de S. Martinho	45
3.2.1.Constituição da Subestação	45
3.2.2.Redes Gerais de Terras	47
3.2.3.Sistema de Monitorização, Comando e Controlo.....	47
3.2.4.Compensação do fator de potência.....	49
3.3.Linhas	50
3.3.1.Linha a 60 kV, PE Serra de Sampaio – SE S. Martinho	50

3.3.2.Linha a 20 kV, PE Ranhados – PE Serra de Sampaio.....	51
3.3.3.Linha a 60 kV, PE Testos 2 – PE Armamar.....	52
3.3.4.Ramal da Linha a 60 kV, PE Testos 2 – PE Armamar para o PE da Serra da Nave.....	52
3.4.Composição Geral dos Parques.....	53
3.4.1.Terra de Serviço: Regimes de neutro.....	54
3.4.2.Terra de Proteção: Eléctrodo de terra e ligações à terra.....	55
3.4.3.Proteções contra sobretensões.....	55
3.4.4.Exploração.....	55
3.5.Conclusão.....	56
Capítulo 4	
4.1.Aerogeradores da Central Eólica.....	59
4.2.Características dos Aerogeradores.....	59
4.3.Controlo.....	66
4.3.1.Controlo de Yaw.....	68
4.3.2.Sistema de Controlo do Pitch.....	69
4.4.Manutenção.....	69
4.4.1.Tipos de Manutenção.....	70
4.4.2.Estratégias de Manutenção de Parques Eólicos.....	72
4.5.Conclusão.....	73
Capítulo 5	
5.1.Central Eólica Alto Douro.....	75
5.2.Problemas na Exploração da Central Eólica Alto Douro.....	77
5.2.1.Sobrecarga e Sobreaquecimento do Cabo LXHIOLE 1000 mm ²	78
5.2.2.Sobrecarga dos Transformadores de Potência dos Parques Eólicos e Subestação de S. Martinho.....	79
5.3.Propostas de Cenários para Resolver e Atenuar os Problemas de Exploração da Central Eólica.....	80
5.3.1.Cenário 1.....	84
5.3.2.Cenário 2.....	86
5.3.3.Cenário 3.....	87
5.3.4.Cenário 4.....	89
5.4.Análise comparativa entre cenários.....	90
5.5.Conclusão.....	92

Capítulo 6

6.1.Soluções.....	95
6.2.Critérios de Avaliação Económica dos Investimentos	95
6.2.1.Valor Atualizado Líquido.....	95
6.2.2.Período de Recuperação do Investimento	96
6.2.3.Taxa Interna de Rentabilidade.....	97
6.3.Cenários	97
6.3.1.Cenário 1	99
6.3.2.Cenário 2	101
6.3.3.Cenário 3	104

Capítulo 7

7.1.Conclusão Geral	108
7.2.Trabalhos Futuros	111

Índice de Figuras

Figura 1. Fontes de energia renovável. [45].....	6
Figura 2. Fonte de energia não renovável. [46].....	6
Figura 3 - Evolução da Potência Eólica. [1].....	8
Figura 4 - TOP 10 das Novas Potências Eólicas instaladas em 2016. [1].....	9
Figura 5 - Top 10 de Potência Eólica acumulada. [1].....	10
Figura 6 - Atlas de Vento Europeu. [3].....	12
Figura 7 - Evolução da Potência Eólica em Portugal. [35] [36] [37] [38] [39] [40] [41]	14
Figura 8 - Curva de Potência e Coeficiente de Potência [17]	17
Figura 9 - Turbina do tipo Darrieus. [11].....	20
Figura 10 - Turbina do tipo Savonius. [11].....	20
Figura 11 - Turbina de Eixo Horizontal. [12]	21
Figura 12 - Vista Geral de um Aerogerador eixo Horizontal. [13].....	21
Figura 13 – Conversão eletromecânica de energia [4].....	23
Figura 14 - Estrutura da máquina CC. [4].....	24
Figura 15 - Esquema Equivalente do Gerador de Indução em Regime Isolado. [5].....	26
Figura 16 - Características de Operação do Gerador de Indução Autoexcitado [5]	27
Figura 17 - Torque vs Velocidade da Máquina de Indução, nos três modos de operação [5].	28
Figura 18 - Configurações da Máquina de Indução num Aerogerador.....	29
Figura 19 - Diagrama de um Gerador Síncrono de Velocidade Variável. [6]	30
Figura 20 - Potência ativa e reativa de um aerogerador equipado com gerador síncrono explorado a velocidade variável em função da velocidade do rotor. [6].....	32
Figura 21 - Potência Instalada Acumulada na União Europeia. [7].....	33
Figura 22 - Percentagem de Energia Produzida proveniente de recurso Eólico nos países Europeus. [7]	34
Figura 23 - Representação de uma Cava de Tensão. [8].....	36
Figura 24 – Diagrama da rede interna da Central Eólica de Alto Douro.	44
Figura 25 - Energia reativa produzida em setembro [33].....	50
Figura 26 - Nacele (principais componentes). [13].....	60
Figura 27 - Cabeça do Rotor [13].....	61
Figura 28 - Pá Aerogerador Enercon. [16].....	62
Figura 29 - Rotor do Gerador. [13]	64
Figura 30 - Casa das Máquinas Aerogerador ENERCON. [13]	65
Figura 31 - Esquema de Ligações Aerogerador ENERCON. [17]	67
Figura 32. Tipos de manutenções.....	71

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
Unidade Curricular de Dissertação - DSEE

Figura 33 - Ciclo de Manutenções Aerogeradores ENERCON. [21]	72
Figura 34 - Fluxo de Potências Central Eólica Alto Douro.....	77
Figura 35 - Características do cabo LXHIOLE	78
Figura 36 - Sobrecarga e sobreaquecimento do cabo	79
Figura 37 - Nova constituição da rede.....	82
Figura 38 - Configuração cenário 1.....	85
Figura 39 – Configuração cenário 2.	87
Figura 40 - Configuração cenário 3.....	88
Figura 41 - Tensão 100kV na rede interna da central.....	89
Figura 42 - Defeito linha do barramento 3 ao 19	91
Figura 75. Taxa interna de rentabilidade.	97

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Variação da densidade do ar com a Temperatura [10].....	15
Tabela 2- Energia Eólica Produzida na Europa	33
Tabela 3 - Parques Constituintes da Central Eólica Alto Douro [19]	43
Tabela 4 - Tipos de Aerogeradores na Central Eólica Alto Douro.	59
Tabela 5 – Transformadores de potência	81
Tabela 6 - Características dos dois cabos considerados.	83
Tabela 7 - Perdas nas Linhas	92
Tabela 8 - Investimento Cenário 1	99
Tabela 9 - Dados para determinar critérios de avaliação económica.....	99
Tabela 10 - Receitas e custos anuais para o período de vida útil do equipamento – Cenário 1.....	100
Tabela 11 - Cash Flow - Cenário 1.	100
Tabela 12 - Resultado da análise económica - Cenário 1.	101
Tabela 13 - Investimento Cenário 2.	101
Tabela 14 - Dados para determinar critérios de avaliação económica.....	102
Tabela 15 - Receitas e custos anuais para o período de vida útil do equipamento – Cenário 2.....	102
Tabela 16 - Cash Flow - Cenário 2.	103
Tabela 17 - Resultado da avaliação económica - Cenário 2.	103
Tabela 18 - Investimento Cenário 3.	104
Tabela 19 - Dados para determinar critérios de avaliação económica.....	104
Tabela 20 - Dados para determinar critérios de avaliação económica.....	105
Tabela 21 - Cash Flow - Cenário 3.	106
Tabela 22 - Resultado da avaliação económica - Cenário 3.	106
Tabela 23 - Resultados da Avaliação Económica	110

Lista de Siglas e Acrónimos

ISEP	Instituto Superior de Engenharia do Porto
<i>Payback</i>	Tempo de retorno simples
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
SEN	Sistema Elétrico Nacional
EDP	Energia de Portugal
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
MAT	Muito Alta Tensão
AT	Alta Tensão
MCU	<i>Main Control Unit</i>
RNT	Rede Nacional de Transporte
E4	Eficiência Energética e Energias Endógenas

Capítulo 1

Introdução

1.1. Enquadramento

Numa época de aposta nas energias renováveis, a energia eólica assume um papel fundamental sendo das energias renováveis a energia que mais evoluiu nos últimos anos, não só do ponto de vista de potência instalada, mas também do ponto de vista tecnológico.

Portugal apresenta-se como sendo um dos países que mais tem apostado na energia eólica. A energia eólica atingiu em Portugal uma potência instalada que não pode ser desprezada, possuindo atualmente instalado, em energia eólica, aproximadamente 5000 MW, repartidos por cerca de 300 parques e mais de 2 mil máquinas. Não estando previsto mais investimento em novos parques, a manutenção e a melhoria na exploração dos existentes, são áreas em que se vai apostar muito e onde é necessária investigação.

Nos últimos anos a União Europeia tem feito esforços para diminuir as emissões de gases com efeito de estufa, afirmando assim que prevenir alterações climáticas perigosas é uma prioridade fundamental, tentando incentivar, simultaneamente, outros países e regiões do mundo a seguirem o seu exemplo.

Assim sendo, a União Europeia definiu três objetivos chave para 2020:

- redução em 20% das emissões de gases com efeito de estufa em relação a 1990;
- quota de 20% de energia proveniente de fontes renováveis no consumo total;
- 20% de aumento da eficiência energética.

Além destes três objetivos a União europeia pretende ainda, como objetivo a longo prazo, diminuir as emissões substancialmente em 80% a 95% em relação aos níveis de 1990 [2].

A redução progressiva da produção de energia através de combustíveis fósseis envolve a instalação de fontes de energia renováveis como a produção de energia eólica, algo que tem sido realizado ao longo dos últimos anos um pouco por todo o mundo.

Portugal foi um dos países da União Europeia que mais investiu em energia eólica, tendo atualmente mais de 5000 MW de potência instalada. Esta aposta na produção de energia eólica vai de encontro aos objetivos traçados pela União Europeia, quer os objetivos para 2020 como para o objetivo a longo prazo.

Atualmente a energia eólica é remunerada através de um esquema de tarifa bonificada (*feed-in*), não sendo por isso a energia produzida vendida diretamente em mercado. No entanto, dentro de poucos anos cerca de metade da potência instalada em Portugal de energia eólica deixará de ter tarifa bonificada e passará a ser vendida diretamente no mercado. Simultaneamente, as centrais eólicas já terão atingido a essa altura o seu tempo de vida útil, cerca de 20 anos, em que a produção diminui e os custos de operação e manutenção aumentam, sendo muito dispendioso se a venda da energia estiver a ser efetuada em regime de mercado.

Os promotores terão assim que refletir e analisar a situação de forma a evitar grandes perdas, analisando a forma como a central está a ser explorada, de forma a otimizar a produção de energia elétrica e tirar o maior partido possível da energia produzida, ou possível de se produzir.

1.2. Objetivos

Esta dissertação providenciará um conjunto de soluções para a central eólica Alto Douro, efetuando uma análise e apresentando soluções de forma a melhorar a sua exploração e evitar situações futuras para quando o parque atingir o seu tempo de vida útil.

Com este trabalho propõem-se a apresentação e desenvolvimento de medidas concretas e devidamente mensuráveis, com vista à melhoria da exploração da Central Eólica Alto Douro.

Assim sendo, tendo em conta o problema anteriormente apresentado definiu-se os seguintes objetivos:

- Estudo da rede atual na Central Eólica Alto Douro;
- Avaliação da estrutura da rede interna e diferentes configurações de exploração;
- Avaliação de perdas;
- Perdas na rede interna vs nível de tensão de exploração;
- Aquecimento de cabos nas saídas dos ramais (avaliar a utilização do ramal de reserva);
- Apresentação de soluções técnicas que visam a melhoria da central eólica;
- Análise económica das soluções apresentadas;
- Desenvolvimento da dissertação.

1.3. Organização da Dissertação

Esta dissertação é composta por 6 capítulos, sendo este primeiro capítulo a Introdução, no qual é feita a contextualização sobre a situação atual da energia eólica. Também neste capítulo são apresentados os objetivos do trabalho e a organização da dissertação.

No segundo capítulo 2, apresenta-se e aborda-se as técnicas e tecnologias da energia eólica. Neste capítulo efetua-se um enquadramento geral, desde a energia produzida através da energia renovável de natureza eólica até à descrição dos principais componentes responsáveis por esta conversão de energia.

No capítulo 3, fez-se uma descrição e caracterização geral da Central Eólica Alto Douro, abordando e caracterizando a sua rede interna, linhas e respetivas subestações.

No capítulo 4, apresenta-se, caracteriza-se e descreve-se os aerogeradores e respetivos modelos existentes na Central Eólica Alto Douro.

No capítulo 5, encontra-se a análise efetuada à central eólica Alto Douro. Neste capítulo identifica-se os problemas associados à central e cenário que contribuem para a solução dos problemas identificados.

No capítulo 6 fez-se uma análise económica e financeira, tendo em conta os diversos critérios de avaliação.

No capítulo 7, apresenta-se as conclusões obtidas com a elaboração do trabalho.

Capítulo 2

Técnicas e Tecnologias da Energia Eólica

2.1. Introdução

Ao longo dos últimos anos tem-se verificado uma evolução na energia eólica não só no que diz respeito à aposta nesta energia, mas também à sua evolução do ponto de vista tecnológico.

Neste capítulo aborda-se a evolução e aposta da energia eólica no Mundo, na Europa e em Portugal. Efetua-se também uma apresentação, do ponto de vista tecnológico, do que é a energia eólica, abordando-se temas como a potência eólica, as características dos aerogeradores, integração destes nas redes de energia elétrica e as suas avarias típicas.

A energia elétrica é a forma de energia mais utilizada na atualidade, tendo por isso uma influência direta nas economias mundiais. No entanto, é uma forma de energia que não se encontra na natureza de forma a se poder utilizar, tendo por isso que ser produzida através de outras fontes de energia. As fontes de energia utilizadas para a produção de energia elétrica podem ser divididas em duas:

- Fontes de energia renováveis: são fontes de energia que recorrem a recursos naturais, capazes de se regenerarem num curto espaço de tempo e de um modo sustentável, para produzir energia;



Figura 1. Fontes de energia renovável. [45]

- Fontes de energia não renováveis: são as fontes de energia que recorrem a recursos teoricamente limitados, sendo que esse limite depende dos recursos existentes no nosso planeta.



Figura 2. Fonte de energia não renovável. [46]

Em épocas relativamente recentes, as novas fontes de energia, como o carvão, o petróleo ou o gás, substituíram as fontes tradicionais de energia, como a água ou o vento, em particular nos países que se foram industrializando. Daí, esses países terem apostado no desenvolvimento tecnológico para as fontes de energia não renovável, fazendo destas fontes de energia a base de todo o sistema elétrico.

No entanto, com o aumento da exigência do nível de vida da população, a necessidade de assegurar a diversidade, a segurança no fornecimento de energia e a obrigação de proteger o ambiente, cuja degradação é acentuada devido ao uso destes combustíveis fósseis, as fontes de energia renováveis foram-se mostrando como alternativas necessárias e viáveis a algumas destas fontes de energia não renováveis.

O desenvolvimento e aposta nas fontes de energias renováveis e na produção distribuída, sobretudo durante os últimos anos, revelou que estas possuem o potencial necessário para assumir um papel de maior relevo na produção de energia e permitirão assim que o sistema elétrico nacional se torne num sistema elétrico mais sustentável, fazendo com que as fontes de energia não renovável contribuam cada vez menos para a produção de energia elétrica. Além de ser mais fácil encontrar locais em que seja possível a construção de um sistema de energia renovável, estas também podem ser construídas num período de tempo mais curto, comparativamente aos sistemas de energias não renováveis, daí o seu desenvolvimento ser crucial para que se tornem na base dos sistemas elétricos de energia.

No entanto, a integração das fontes de energias renováveis nos sistemas elétricos de energia não pode ser subestimada uma vez que a confiabilidade, segurança e qualidade da energia são dos principais problemas a ter em consideração para que não se prejudique a distribuição e o transporte de todo o sistema elétrico de energia.

Das fontes de energias renováveis, a energia eólica destaca-se por ser a fonte de energia renovável que possui uma das tecnologias mais evoluídas e maduras, estando mesmo ao nível de outras fontes de energia não renovável.

A energia eólica conquistou ao longo dos anos uma posição de relevo no setor da energia elétrica atingindo valores de potência instalada que não podem ser desprezados, sendo, na atualidade, encarada como uma das mais promissoras fontes de energia renovável. Nos

últimos anos, assistiu-se a uma evolução verdadeiramente notável relativamente à energia eólica tendo-se verificado um notável aumento de potência de ano para ano.

Conforme se observa na figura seguinte, a potência eólica instalada a nível mundial tem vindo a aumentar de forma exponencial, atingindo um aumento de 12,6% no último ano, chegando assim aos 486,8GW de potência eólica instalada.

Nos anos de 2015 e 2016 notou-se um grande aumento de potência instalada, uma vez que se instalaram 63,2GW e 53,9GW respetivamente [1]. Estes aumentos acentuados de potência eólica instalada devem-se à aposta que os países asiáticos estão a realizar na energia eólica.

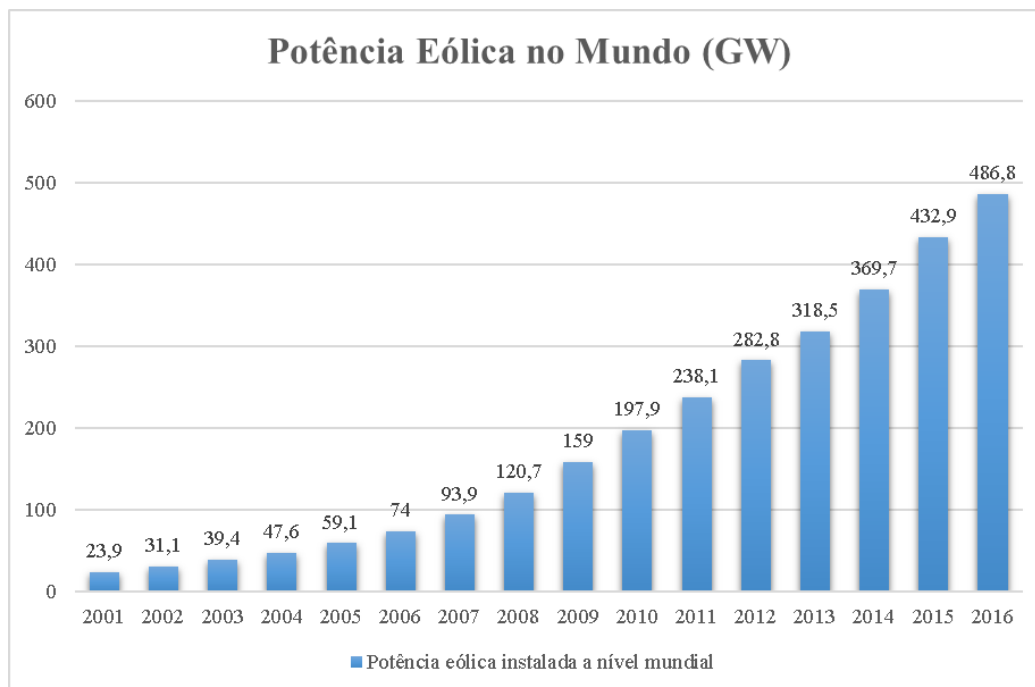


Figura 3 - Evolução da Potência Eólica. [1]

Conforme se pode verificar pela figura seguinte, o crescimento da energia eólica que se tem verificado tem sido liderado principalmente pela China.

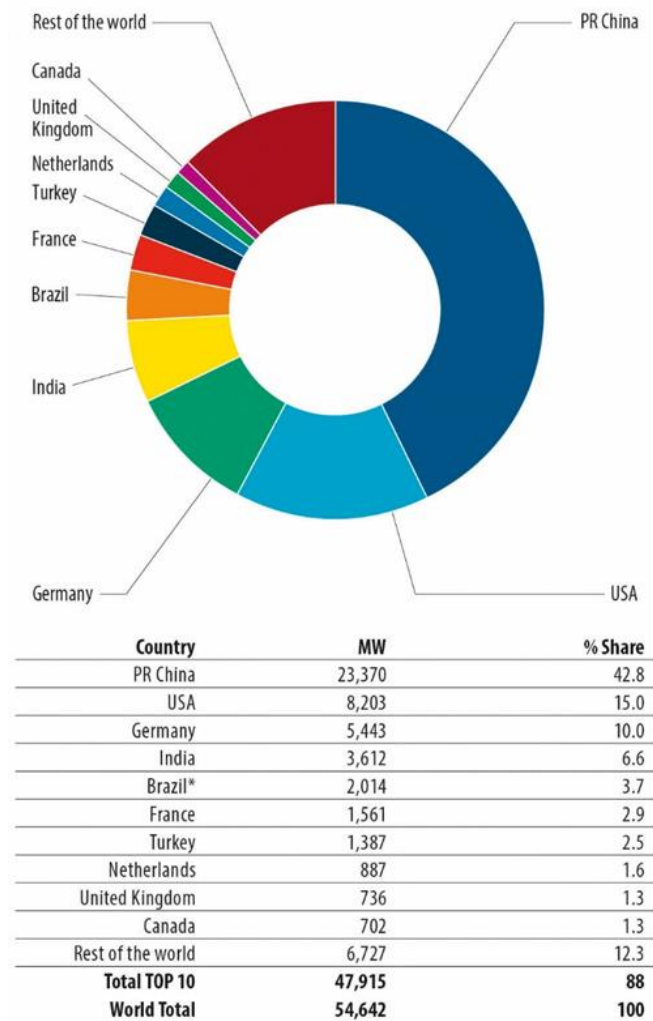


Figura 4 - TOP 10 das Novas Potências Eólicas instaladas em 2016. [1]

Conforme é possível observar na figura anterior, a China no ano de 2016 instalou cerca de 23,37GW de potência eólica no seu território, vincando a sua aposta nas energias renováveis, especialmente na energia eólica.

Atualmente, verifica-se que a potência eólica está instalada por todo o mundo, destacando-se a Ásia e o continente Norte Americano, com a China e os EUA a serem os países com mais GW de potência eólica instalada.

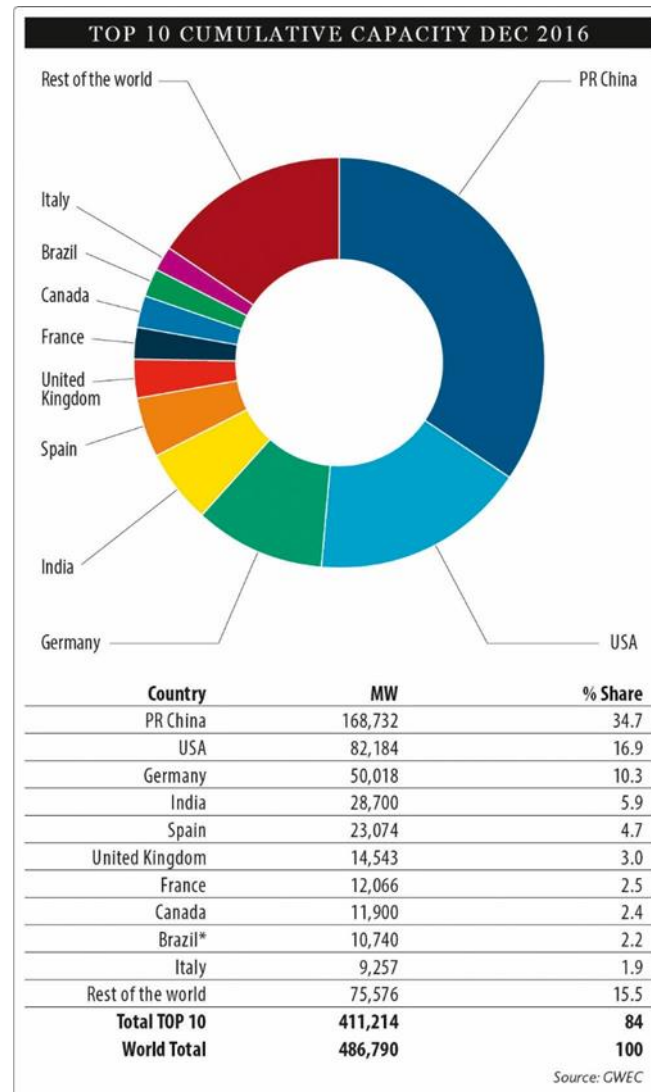


Figura 5 - Top 10 de Potência Eólica acumulada. [1]

2.2. Energia Eólica na Europa

Foi a partir dos choques petrolíferos da década de 70 que começaram a surgir as energias renováveis. A obrigação de proteger o meio ambiente, cuja degradação é acentuada devido ao uso de combustíveis fósseis, e a necessidade eminente de assegurar a diversidade e a segurança no fornecimento de energia, motivaram a aposta e o interesse pelas energias renováveis.

O desenvolvimento e a aposta nestas fontes de energia servem de suporte para a Europa, uma vez que esta está a fazer esforços para reduzir substancialmente as emissões de gases com efeito de estufa.

Nos últimos anos, a União Europeia tem feito esforços para diminuir a emissão de gases com efeito de estufa, afirmando que prevenir alterações climáticas perigosas é uma prioridade fundamental, tentando incentivar, simultaneamente, outros países e regiões do mundo a seguirem o seu exemplo. Para tal, a União Europeia definiu três objetivos chave para 2020:

- redução em 20 % das emissões de gases com efeito de estufa em relação a 1990;
- quota de 20 % de energia proveniente de fontes renováveis no consumo total;
- 20% de aumento da eficiência energética.

Além destes três objetivos traçados para 2020, recentemente os membros da União Europeia concordaram em traçar outros três objetivos relativamente mais ambiciosos para o ano de 2030:

- redução em, pelo menos, 40% das emissões de gases com efeito de estufa em relação a 1990;
- quota de, pelo menos, 27% de energia proveniente de fontes renováveis no consumo total;
- aumento de, pelo menos, 27% da eficiência energética.

A União Europeia pretende ainda, até 2050, reduzir as suas emissões substancialmente, ou seja, em 80% a 95% em relação aos níveis de 1990 [2].

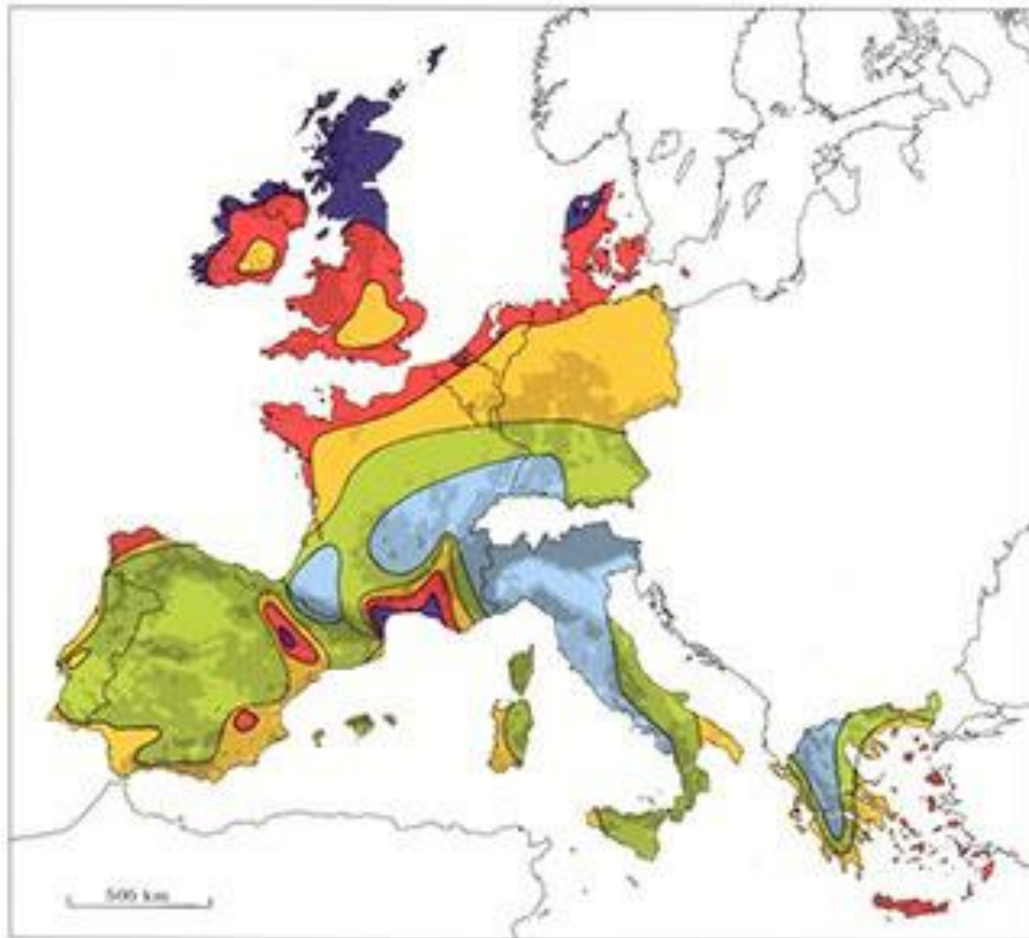
Foi na década de 1980 em que os países membros da União Europeia começaram a apostar na energia eólica promovendo assim o desenvolvimento desta tecnologia. Usando a existência de fundos e de programas europeus, os governos de quase todos os países europeus lançaram programas que incentivaram o desenvolvimento e a aposta no setor da energia eólica. Assim sendo, desde 1990, porque antes a potência eólica instalada na Europa era insignificante, a Europa cresceu de 500MW para cerca de 486,8GW no fim de 2016 [7].

A Dinamarca foi um dos países pioneiros no grande desenvolvimento da energia eólica para geração de eletricidade.

O potencial da energia eólica na Europa tem uma variação muito grande, variando de zonas com um potencial eólico enorme para zonas de baixo potencial. Na Europa as zonas de maior potencial, as zonas mais ventosas, estão localizadas no Norte do Reino Unido e nas costas Norte e Oeste, embora variadas condições topográficas influenciem significativamente o

potencial de algumas destas zonas. As zonas de menor potencial são as zonas do norte de Itália e o Sul de França.

Portugal continental caracteriza-se por apresentar em maior parte do país zonas em que o potencial de vento se situa entre os 3,5 m/s e os 4,5 m/s, com exceção de algumas zonas costeiras em que o seu potencial se situa entre os 4,5 m/s e os 5 m/s.



Wind resources ¹ at 50 metres above ground level for five different topographic conditions										
	Sheltered terrain ²		Open plain ³		At a sea coast ⁴		Open sea ⁵		Hills and ridges ⁶	
	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²
	> 6.0	> 250	> 7.5	> 500	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 11.5	> 1800
	5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
	4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
	3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0-8.5	400-700
	< 3.5	< 50	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 7.0	< 400

Figura 6 - Atlas de Vento Europeu. [3]

2.3. Energia Eólica em Portugal

Indo de encontro com o resto da Europa e uma vez que Portugal não tem recursos conhecidos de petróleo, gás natural e os recursos de carvão encontram-se praticamente extintos, viu-se confrontado com a necessidade de desenvolver formas alternativas de produção de energia.

A primeira legislação que regulava a produção de energia elétrica pelos produtores independentes, foi publicada em 1988. Esta legislação permitiu assim mobilizar investimentos do sector privado significativos, para os domínios da cogeração e da mini-hídrica. No entanto, para a energia eólica foi aprovado durante a vigência deste quadro legal apenas pouco mais de meia dúzia de projetos, a maior parte deles nas ilhas da Madeira e dos Açores [10].

Tal aconteceu devido ao facto de a tecnologia das pequenas centrais hidroelétricas ser uma tecnologia madura, que beneficiou da experiência adquirida com os grandes aproveitamentos hidroelétricos. A energia eólica pelo contrário, ou seja, o conhecimento era bastante limitado, tecnologia ainda em desenvolvimento, experiência reduzida com a tecnologia dos aerogeradores da altura e uma difícil avaliação dos riscos por parte dos principais produtores.

Em 1995 foi iniciada a reestruturação do sector elétrico e reforçada em 2006, estabelecendo a liberalização e a promoção da concorrência nos mercados energéticos, acabando assim com o monopólio efetivo da EDP - Energias de Portugal.

O programa E4 (Eficiência Energética e Energias Endógenas) lançado em 2001, foi a primeira iniciativa legislativa que conduziu ao grande incremento da energia eólica. Foi promovida esta legislação com o fim claro de promover o desenvolvimento das energias renováveis, através da agilização de procedimentos administrativos com o objetivo de melhorar a gestão da capacidade de receção e a introdução de tarifários de venda de energia de origem renovável à rede pública, baseados numa remuneração muito atrativa.

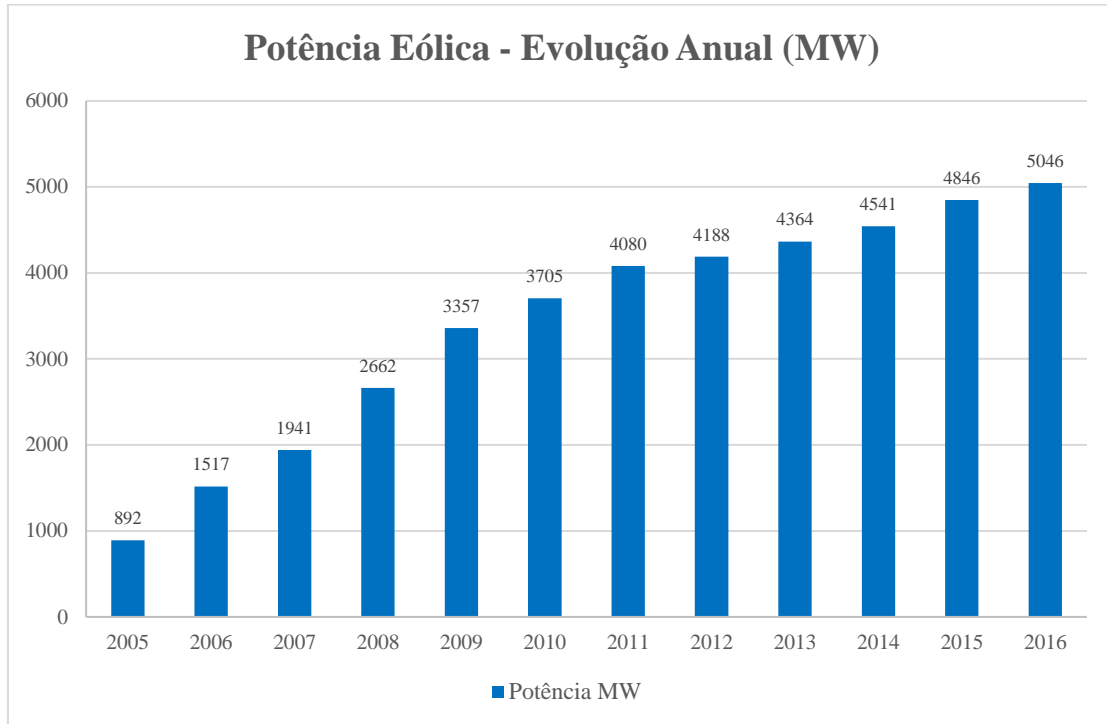


Figura 7 - Evolução da Potência Eólica em Portugal. [35] [36] [37] [38] [39] [40] [41]

A aposta nas energias renováveis no nosso país tem sido crescente ao longo dos últimos anos, principalmente no que diz respeito à energia eólica. De acordo com a figura anterior, pode-se observar a aposta nesta energia renovável. De destacar o aumento progressivo verificado desde de 2005, em que houve um aumento de potência instalada em todos os anos. O ano de 2016 não foi exceção, uma vez que se verificou um aumento em 200 MW de potência instalada nos quais se destacam os 149 MW do parque eólico Douro Sul.

2.4. Potência Eólica

A condição principal e fundamental para se aproveitar a energia contida no vento é a existência de um fluxo de vento forte e permanente. Esta energia disponível, para os aerogeradores, é a energia cinética $E_{cin}(J)$ associada a um volume de massa de ar m , que se desloca a uma velocidade uniforme e constante u (m/s):

$$E_{cin} = \frac{1}{2} mu^2 = \frac{1}{2} (\rho Ax)u^2 \quad (1)$$

Sendo A (m^2) a secção plana transversal, ρ (kg/m^3) a densidade do ar e x a espessura do volume de ar. [10].

A potência disponível no vento (W) é, portanto, proporcional ao cubo da velocidade do vento:

$$P_{disp} = \frac{dE_{cin}}{dt} = \frac{1}{2} \left(\rho A \frac{dx}{dt} \right) u^2 = \frac{1}{2} \rho A u^3 \quad (2)$$

A equação anterior pode explicar a importância crítica da colocação dos aerogeradores em locais com velocidades de vento elevadas no sucesso económico dos projetos de potência eólica, uma vez que demonstra a dependência da velocidade do vento por parte dos aerogeradores. Assim sendo, ainda segundo a equação (2), observa-se que quando a velocidade do vento duplica, a potência aumenta oito vezes, mas duplicando a área varrida pelas pás do aerogerador, o aumento é proporcional ao aumento da área varrida pelas pás do aerogerador. No entanto, se a velocidade do vento descer para metade, a potência irá ser reduzida em 12,5% [10].

Outro fator que se destaca nas equações anteriores, pelo facto de possuir influência na potência disponível, é a dependência da densidade do ar.

Tabela 1 - Variação da densidade do ar com a Temperatura [10].

EFEITO DA TEMPERATURA NAS PROPRIEDADES DO AR	
TEMPERATURA EM ° C	Densidade do ar ρ em kg/m^3
35	1,146
30	1,165
25	1,184
20	1,204
15	1,225
10	1,247
5	1,269
0	1,292
-5	1,317
-10	1,341
-15	1,368
-20	1,395
-25	1,423

De acordo com a tabela anterior, observa-se que a densidade do ar diminui com o aumento da temperatura, o que fará com que a potência disponível no vento também diminua. Este

fator pode ser determinante na produção de energia eólica, pois mesmo dentro do mesmo parque aerogeradores do mesmo modelo podem possuir comportamentos diferentes devido somente à densidade do ar.

2.4.1. Coeficiente de Potência

A potência disponível para um aerogerador produzir energia não pode ser integralmente convertida em potência mecânica no veio da turbina, uma vez que a massa de ar, depois de atravessar o plano das pás do aerogerador, tem que sair com uma velocidade não nula. Demonstra-se a existência de um máximo teórico (conhecido como limite de Betz) para o rendimento da conversão, sendo o seu valor de 59,3% [9].

O rendimento efetivo da conversão de um aerogerador depende da velocidade do vento e é dado por:

$$C_p(u) = \frac{P_{mec}}{P_{disp}} \quad (3)$$

Em que P_{mec} é a potência mecânica disponível no veio do aerogerador [10].

Na figura 8 está um exemplo do coeficiente de potência de um aerogerador, de notar que este coeficiente é mais alto para velocidades de vento mais baixas, à medida que a velocidade do vento aumenta o coeficiente de potência baixa consideravelmente.

2.4.2. Curva de Potência do Aerogerador

A potência elétrica de um aerogerador varia, de uma forma bastante aproximada, com o cubo da velocidade do vento, pelo menos na zona de funcionamento em que o aerogerador extrai a máxima potência possível do vento, tal como se verifica na curva de potência característica de cada aerogerador. Os aerogeradores são projetados de forma a gerarem uma máxima potência para uma determinada velocidade de vento. Esta máxima potência é designada como potência nominal do aerogerador e a velocidade a que esta potência é atingida designa-se por velocidade nominal do vento, velocidade esta que habitualmente se encontra entre 13 e 16 m/s.

Cada aerogerador possui uma característica que associa a potência elétrica que a máquina consegue gerar a partir de certa velocidade de vento disponível. Esta característica denomina-se de curva de potência do aerogerador.

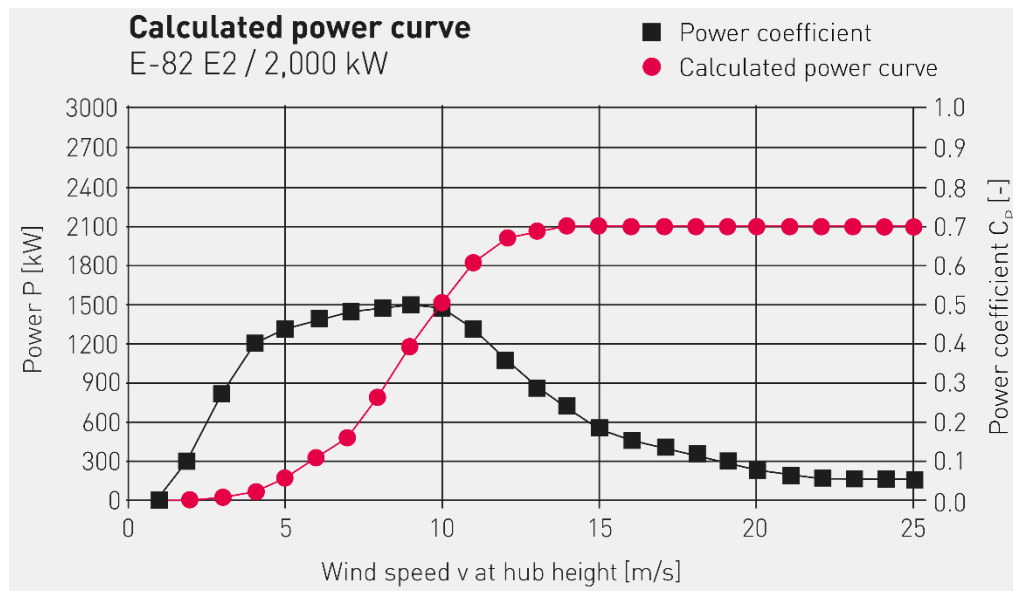


Figura 8 - Curva de Potência e Coeficiente de Potência [17]

As curvas de potência de cada aerogerador caracterizam-se por possuírem quatro zonas características:

- Devido à lei de variação cúbica da potência com a velocidade do vento, para velocidades abaixo de um certo valor (*cut in wind speed* - normalmente cerca de 4 e 5 m/s) não interessa extrair energia, daí o aerogerador estar desligado da rede [10];
- Existe depois uma zona de funcionamento que se estende até à potência nominal. Nesta zona a potência elétrica varia, aproximadamente com o cubo da velocidade do vento;
- Para valores superiores à velocidade nominal do vento (*rated wind speed*) não é económico aumentar a potência, uma vez que tal obrigaria a tornar mais robusta a construção tirando-se partido apenas durante poucas horas no ano;
- Quando a velocidade do vento se torna demasiado elevada, tornando perigoso o seu funcionamento, pondo em causa a integridade do aerogerador, o aerogerador é desligado. À velocidade de vento de paragem (*cut-out wind speed* – normalmente cerca de 25 a 30 m/s) o aerogerador é desligado e as suas pás são colocadas em posição de bandeira.

Possuir uma expressão analítica que aproxime os pontos da curva de potência é de evidente utilidade. Na zona de funcionamento em que a potência varia com a velocidade do vento, uma função adequada para representar a curva de potência típica de um aerogerador nessa zona é a chamada de função sigmóide [10].

A curva de potência de um aerogerador pode ser definida através das seguintes expressões:

$$P_e(u) = \begin{cases} P_e = 0, & 0 \leq u < u_0 \\ P_e = \frac{P_N}{1 + e^{\left(\frac{u-c_1}{c_2}\right)}}, & u_0 \leq u < u_N \\ P_e = P_N, & u_N \leq u < u_{\max} \\ 0, & u > u_{\max} \end{cases} \quad (4)$$

Em que c_1 e c_2 são dois parâmetros ajustados por comparação com os pontos da curva de potência, e P_N é a potência nominal do aerogerador [10].

2.4.3. Cálculo energético

Sabendo o perfil de ventos de um certo local, perfil este baseado numa base de tempo alargada, pode-se calcular o valor esperado de energia eléctrica que irá ser produzida durante um ano. O valor esperado para a produção de energia eléctrica produzível anualmente representa-se da seguinte forma:

$$E_a = 8760 \int_{u_0}^{u_{\max}} f(u)P_e(u)du \quad (5)$$

Sendo $f(u)$ a densidade de probabilidade da velocidade do vento, $P_e(u)$ a curva de potência do sistema de conversão de energia eólica, u_0 a velocidade de cut-in e u_{\max} a velocidade de cut-out.

Estando disponíveis distribuições discretas, o que normalmente sucede, é possível calcular usando a frequência relativa de ocorrência da velocidade média do vento $f_r(u)$.

$$f_r(u) = 8760 f(u) \quad (6)$$

Assim sendo, a equação anterior de produção de energia transforma-se em:

$$E_a = \sum_{u_0}^{u_{\max}} f_r(u) P_e(u) \quad (7)$$

2.5. Características dos Aerogeradores

A conversão da energia cinética do vento em energia elétrica pode ser efetuada através de diferentes tipologias. As principais tipologias dos Sistemas de Conversão de Energia Eólica são as turbinas de eixo vertical e as turbinas de eixo horizontal, estas últimas mais comuns.

As turbinas de eixo vertical possuem um funcionamento similar e muito idêntico ao funcionamento dos das antigas rodas de água, em que a água chegava às pás segundo uma direção perpendicular ao eixo de rotação da roda, baseando-se no princípio da variação cíclica de incidência de força.

As turbinas de eixo vertical possuem como principais características:

- Eixo montado na vertical, perpendicular ao solo;
- Possibilidade de instalação junto ao solo de todo o equipamento de conversão da energia mecânica;
- Sem necessidade de ajuste aquando de mudança de direção do vento;
- Necessita de impulso elétrico para início de funcionamento, incapacidade de auto-arranque;
- Necessidade de utilização de espias de suporte;
- Menor elevação significa menor velocidade do vento;

Os tipos mais comuns de turbinas de eixo vertical são:

- *Darrieus* – caracterizam-se por apresentar um perfil aerodinâmico semelhante às asas dos aviões, em que o vento incidindo de diferentes ângulos fica submetido a forças de intensidade e variações variáveis, a resultante dessas forças provocará um binário motor responsável pela rotação das pás.



Figura 9 - Turbina do tipo Darrieus. [11]

- *Savonius* – caracteriza-se por o seu rotor se basear no princípio de acionamento diferencial, em que os esforços exercidos pelo vento em cada uma das partes do corpo oco, são de intensidades diferentes, havendo assim um binário responsável pelo movimento rotativo do conjunto.



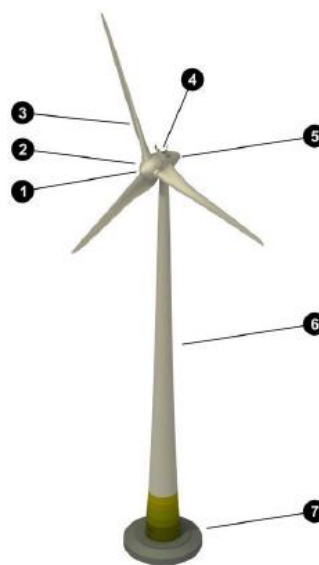
Figura 10 - Turbina do tipo Savonius. [11]

As turbinas de eixo horizontal, são as turbinas mais comuns para a produção de energia elétrica através da energia do vento. Estas turbinas eólicas baseiam-se no mesmo funcionamento das turbinas utilizadas nas modernas turbinas hídricas, ou seja, o escoamento é realizado paralelamente ao eixo de rotação das pás da turbina.



Figura 11 - Turbina de Eixo Horizontal. [12]

As turbinas de eixo horizontal são os aerogeradores mais comuns e mais utilizados e, por isso, apesar de haver muitos fabricantes, são relativamente idênticos, possuindo somente algumas características técnicas que as diferenciam. Assim sendo, de uma forma geral, o sistema de conversão de energia eólica divide-se em rotor, nacela e torre.



1	Cabeça do rotor	5	Casa das máquinas
2	Rotor	6	Torre
3	Pá do rotor	7	Fundação
4	Nacela		

Figura 12 - Vista Geral de um Aerogerador eixo Horizontal. [13]

No final dos anos 90, os aerogeradores, habitualmente, possuíam uma potência de cerca de 100 kW a 500 kW. Ao longo dos anos, devido ao desenvolvimento tecnológico, a potência de cada aerogerador tem aumentando, existindo aerogeradores com geradores maiores,

maiores diâmetros de pás e torres mais altas, potenciando a produção de energia eólica por aerogerador, fazendo com que estes possuam maiores potências nominais e possam produzir com velocidades de recurso eólica mais baixas.

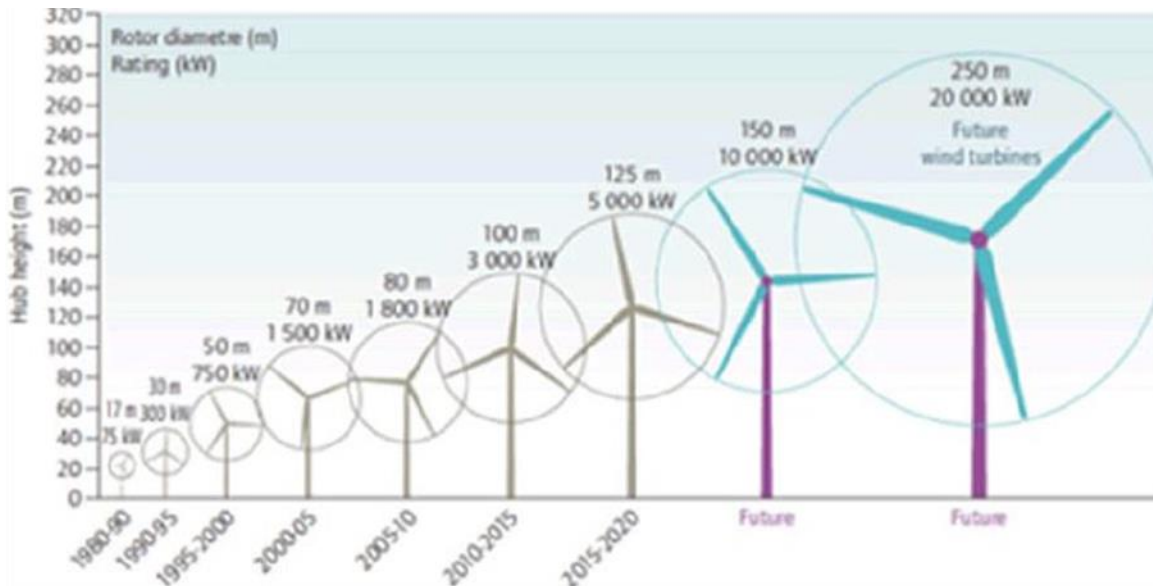


Figura 11 - Evolução dos Aerogeradores [42].

2.6. Sistemas de Conversão de Energia Eólica

A produção de eletricidade através da energia eólica tem sofrido um desenvolvimento notável ao longo das últimas décadas. A tecnologia dos aerogeradores foi uma das mais rápidas tecnologias renováveis a ter sido desenvolvida e a ser introduzida no mercado.

Enquanto, há uns anos os aerogeradores possuíam potências a rondarem um máximo de 600kW, atualmente os aerogeradores conseguem obter uma potência instalada superior a 6MW.

A tecnologia utilizada pelos aerogeradores para transformar a energia do vento em energia elétrica, baseia-se em três tipos de máquinas elétricas:

- A máquina de corrente contínua;
- A máquina Assíncrona de Indução;
- A máquina Síncrona de Corrente Alternada.

Estes três tipos de máquinas elétricas baseiam-se no princípio de ações e reações eletromagnéticas, daí a conversão de energia ser reversível. A mesma máquina pode ser

usada como motor, transformando a energia eléctrica em energia mecânica, ou como gerador, transformando a energia mecânica em energia eléctrica.

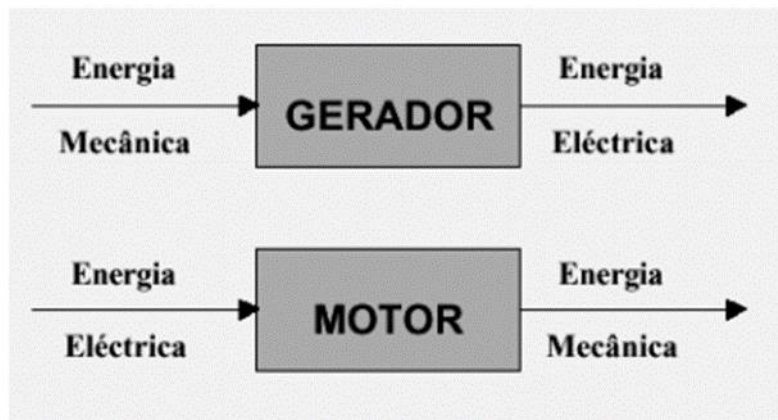


Figura 13 – Conversão eletromecânica de energia [4]

As máquinas eléctricas são sistemas destinados a efetuarem uma conversão de energia por ação de fenómenos eletromagnéticos, em que pelo menos uma das suas formas é eléctrica. Estas máquinas tipicamente possuem um estator e um rotor. O estator corresponde à parte estática, fixa da máquina e normalmente a sua parte exterior. O rotor é a parte móvel, que gira em torno do seu próprio eixo produzindo um movimento de rotação, normalmente a parte interna da máquina. Ambos, o estator e o rotor, são construídos por materiais ferromagnético e, na maioria das máquinas eléctricas, apresentam ranhuras na periferia interna do estator e também na periferia externa do rotor, onde são colocados os condutores eléctricos da bobinagem. O núcleo em ferro, é utilizado para amplificar o campo magnético produzido através da bobinagem e para maximizar o acoplamento magnético entre as bobinas do estator e do rotor, provocando assim um aumento na densidade de fluxo na máquina, importante para que as dimensões destas sejam reduzidas.

Os condutores eléctricos colocados nas ranhuras do estator e do rotor, são interligados de forma a formarem uma bobina. A bobinagem na qual são induzidas forças eletromotrizes é denominado por induzido, enquanto que a bobinagem através da qual a corrente possui como único objetivo produzir a densidade de fluxo magnético necessário da máquina denomina-se por indutor [4]. Os circuitos eléctricos indutores e induzidos podem estar colocados no estator ou no rotor da máquina, dependendo da máquina em questão, razão pela qual as designações de induzido e indutor não podem ser confundidas com estator e rotor.

2.6.1. Máquinas de Corrente Contínua

As máquinas de corrente contínua são máquinas utilizadas em algumas aplicações industriais. Esta máquina caracteriza-se por ser uma máquina reversível, podendo funcionar como gerador ou como motor. O seu uso como gerador, conhecido como dínamo, não é muito habitual devido à larga utilização da energia elétrica alternada, contudo ainda é bastante usada como motor, devido à facilidade de controlar a sua velocidade numa larga gama de valores. As máquinas CC são máquinas que necessitam de uma manutenção elevada devido ao sistema coletor de escovas.

Na máquina CC a bobinagem colocada no rotor é a bobinagem do induzido e a bobinagem do indutor é colocada no estator. O estator tem polos salientes que são excitados por uma ou mais bobinagem indutora, estas bobinas geram um fluxo distribuído espacialmente no entreferro de forma simétrica com o eixo do polo. A tensão induzida nas espiras do induzido é alternada [4].

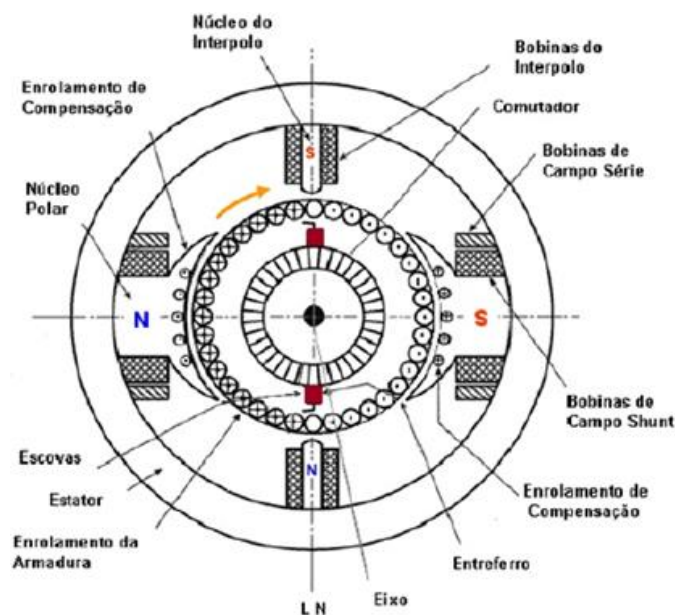


Figura 14 - Estrutura da máquina CC. [4]

De forma a ser obtida uma tensão contínua aos terminais das escovas, o sistema escova-coletor é usado como retificador eletromecânico.

A máquina CC é muitas vezes projetada com imanes permanentes com o objetivo de eliminar o comutador, isto é, o rotor carrega os polos magnéticos permanentes e o estator carrega o enrolamento de armadura que produz corrente alternada, sendo posteriormente retificada [5].

A máquina possuindo polos magnéticos permanentes não pode possuir campos muito elevados não sendo possível obter grandes potências.

Estas máquinas CC, particularmente as de imanes permanente, são utilizadas por turbinas eólicas de pequenas dimensões, sendo expectável que estas tenham uma potência instalada inferior a uma centena de kW. Estas máquinas são utilizadas em turbinas de baixa potência, normalmente conhecidas como mini-eólicas.

2.6.2. Máquinas Assíncronas de Indução

A máquina Assíncrona de Indução é de todas as máquinas elétricas a mais popular e mais utilizada principalmente na indústria como motor, mas também é amplamente utilizado como gerador em centrais eólicas e em hidroelétricas, encontrando-se disponível em vários níveis de potência, desde reduzidos valores de potência até dezenas de megawatts.

As principais vantagens da máquina de indução são:

- Máquina robusta;
- Não necessita de coletor nem de escovas;
- Não necessita de excitação em corrente contínua;
- Melhor desempenho em regime transitório, face às máquinas síncronas e às máquinas CC;
- Manutenção reduzida;
- Menor custo.

Apesar de não necessitar de excitação em corrente contínua, a máquina de indução necessita de excitação de corrente alternada, por isso a máquina pode ser autoexcitada ou excitada externamente. Sendo a corrente de excitação apenas reativa, o gerador de indução autoexcitado recorre a condensadores colocados em paralelo para obter a excitação necessária, enquanto que o gerador ligado à rede utiliza esta mesma para a excitação necessária.

2.6.3. Gerador de Indução em Regime Isolado (Autoexcitado)

Sendo operada a máquina assíncrona de indução com uma velocidade superior à sua velocidade síncrona, estando o rotor a girar a uma velocidade superior e no mesmo sentido

em relação ao campo girante, esta funciona como gerador. Para tal, o gerador necessita de energia reativa para produzir e manter constante o seu campo magnético. Esta energia reativa é obtida através de condensadores ligados em paralelo à máquina, sendo assim possível obter a necessária autoexcitação de forma a ser possível alimentar uma carga de forma isolada.

A tensão "V1" e a frequência "f1" dos geradores de indução depende principalmente dos parâmetros da máquina, da capacidade dos condensadores e da velocidade $n > f_1/p$, onde "p" é o número de polos [5].

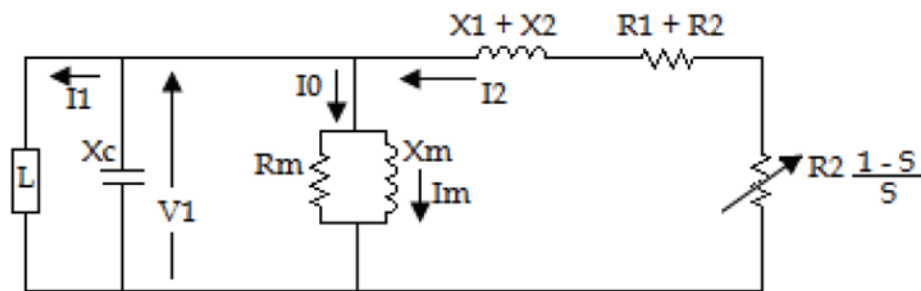


Figura 15 - Esquema Equivalente do Gerador de Indução em Regime Isolado. [5]

O magnetismo residual da máquina resulta de um circuito oscilante provocado pelas bobinas do estator e os condensadores e, portanto, vão manifestar-se flutuações de energia entre ambos, que poderão ser danificadas ou amplificadas.

O circuito equivalente aproximado da figura 14, permite identificar os termos em que serão definidas a tensão e a frequência. Em nenhum regime de carga, a corrente no condensador $I_c = V_1/X_c$ deve ser igual à corrente de magnetização $I_m = V_1/X_m$. A tensão V_1 é uma função linear de I_m até ser atingido o ponto de saturação do núcleo ferromagnético. O funcionamento estável requer que a linha $I_m X_c$ possa cruzar a curva V_1 versus I_m , como se observa na figura 15. O ponto de saturação é fixado onde V_1/X_c e V_1/X_m são iguais, ou seja, quando $\frac{1}{X_c} = \frac{1}{X_m}$, em que $X_c = 1/wC$, em que w é a velocidade angular a que o rotor gira [5].

Para o valor do condensador C, a frequência de saída do gerador autoexcitado é:

$$f = \frac{1}{2\pi X_m} = \frac{1}{2\pi \sqrt{CL_m}} \quad (8)$$

A tensão de saída da máquina em regime de carga é determinada através da equação:

$$\frac{V_1}{X} + \frac{V_1}{X} + I_2 \sin \varphi_2 = \frac{V_1}{X} \quad (9)$$

A autoexcitação da máquina em sistema isolado, requer a existência de magnetismo residual e de saturação magnética na curva de magnetização da máquina, de forma a que haja uma interseção entre as características da máquina, conforme se pode verificar na figura seguinte.

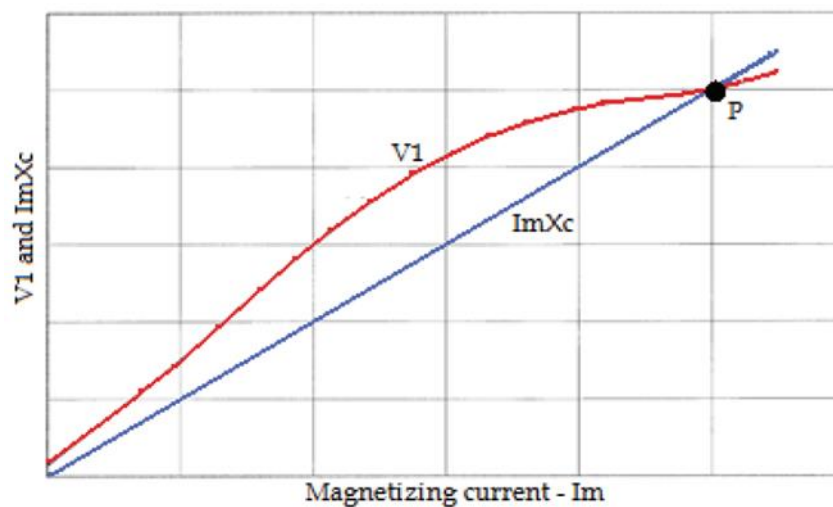


Figura 16 - Características de Operação do Gerador de Indução Autoexcitado [5]

2.6.3.1. Gerador de Indução Ligado à Rede de Potência Infinita

Para a máquina de indução funcionar como gerador, o deslizamento e por sua vez a energia eletromagnética transferida através do entreferro deverão ser negativos, conforme se verifica na equação:

$$P_{em} = 3I_2^2 \frac{R_2}{s} \quad (10)$$

Para $s > 0$ a energia eletromagnética é positiva e para $s < 0$ é negativa, em que "s" é o respetivo deslizamento da máquina. Quando o deslizamento é negativo, representa que o fluxo de energia eletromagnética flui do rotor para o estator, sendo parte dessa energia é dissipada e a restante fornecida à rede. Neste caso, a máquina deve funcionar a uma velocidade de $n > f_1/p$ e tanto a potência como o binário eletromagnético são negativos. Apesar de o deslizamento ser negativo e de a energia eletromagnética depender deste, a

reatância não depende do deslizamento, sendo sempre positiva. Por conseguinte, a máquina de indução absorve sempre energia reativa em qualquer regime de funcionamento.

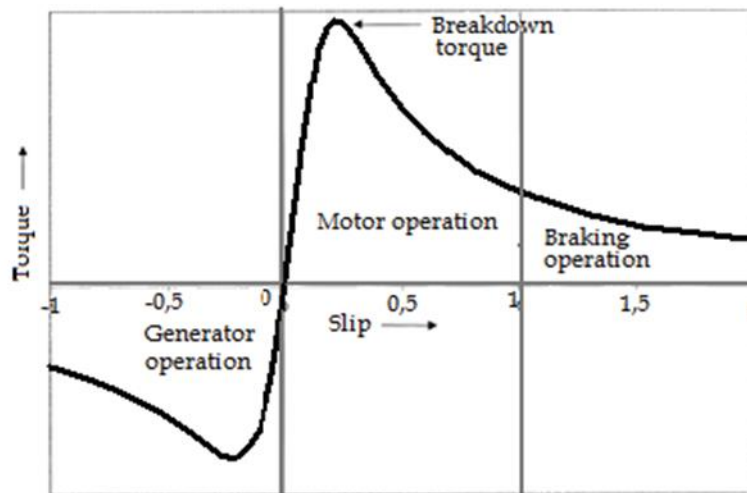


Figura 17 - Torque vs Velocidade da Máquina de Indução, nos três modos de operação [5].

2.6.3.2. Configuração do Gerador de Indução

Os geradores de indução, ligados à rede, são muito utilizados em centrais eólicas e em centrais hidroelétricas uma vez que a relação tensão / frequência é praticamente constante.

O princípio de funcionamento do gerador de indução duplamente alimentado baseia-se no controlo da velocidade a partir da variação da resistência do circuito do rotor. No entanto, em vez de se variar a resistência recorrendo-se a uma resistência variável, varia-se a resistência através da instalação de um sistema de conversão eletrónico CA/CC/CA ligado ao rotor, permitindo extrair a potência ativa pelo rotor da máquina, controlando-se assim a velocidade. Este sistema permite assim obter energia da máquina de indução através do circuito rotórico. Até se atingir a intensidade de corrente nominal do estator da máquina, a potência é controlada de modo a otimizar a velocidade específica da ponta da pá, maximizando assim o valor do coeficiente de potência da turbina. Por outro lado, quando a intensidade de corrente no estator atinge o valor nominal, a potência é regulada para um valor constante.

O controlo da velocidade por aproveitamento da energia de escorregamento, leva a que a máquina funcione como gerador para deslizamentos positivos, ou seja, velocidade do rotor abaixo da velocidade síncrona.

Nas máquinas de indução duplamente alimentadas, utilizadas nas centrais de energia eólica, o estator está diretamente ligado à rede de energia elétrica e o rotor é ligado à rede através de um sistema eletrónico de conversão CA/CC/CA e um transformador, conforme se pode verificar na figura seguinte.

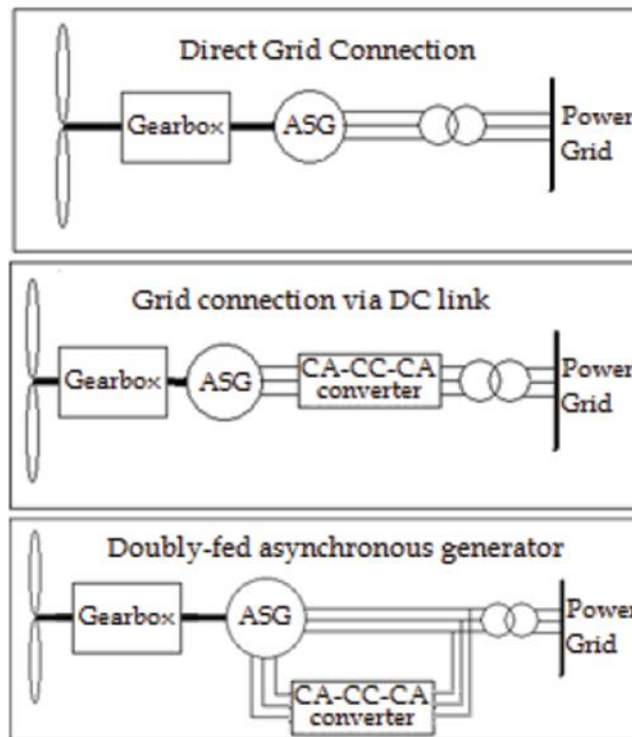


Figura 18 - Configurações da Máquina de Indução num Aerogerador

2.6.3.3. Máquinas Síncronas

A produção de energia elétrica em grande escala está associada à utilização de geradores síncronos trifásicos, daí estes se apresentarem como sendo um dos pilares no domínio das máquinas elétricas. Apesar de serem utilizados para a produção de energia elétrica, ainda são pouco utilizados para a produção de energia eólica.

A nível mundial, os geradores síncronos trifásicos são os principais produtores de energia elétrica, a partir das diversas fontes utilizadas para a produção de energia elétrica. As máquinas síncronas são atualmente uma tecnologia que se encontra num estado de maturação muito elevado uma vez que são máquinas amplamente utilizadas em sistemas de velocidade variável de grande potência, como na geração de energia elétrica através de fontes

térmicas e hídricas. Apesar do crescente interesse da sua aplicação como gerador, como no caso da produção eólica, é como motor que tem tido maior aplicação.

Esta máquina intitula-se como síncrona devido à sua velocidade fixa e constante sincronizada com a frequência da tensão elétrica alternada aplicada aos seus terminais.

A máquina síncrona, além de funcionar a uma velocidade fixa e constante relacionada com a frequência, necessita de corrente contínua para excitar o campo indutor localizado no rotor, impondo assim a necessidade do sistema de anéis e escovas.

Nas centrais eólicas equipadas com geradores síncronos de velocidade variável, a máquina é ligada através de um sistema de conversão CA/CC/CA, devido ao facto de a tensão e corrente no estator serem diferentes da frequência da rede elétrica.

2.6.3.4. Máquinas Síncrona de Velocidade Variável

Os geradores síncronos de velocidade variável não costumam ter caixa de velocidades e a velocidade mecânica de rotação é idêntica à da velocidade de rotação da turbina, ou seja, no caso da energia eólica, o gerador síncrono está diretamente acoplado à turbina eólica, pelo que as grandezas elétricas aos terminais do gerador possuem uma frequência proporcional à frequência de rotação da turbina. A máquina síncrona precisa de estar ligada à rede através de um sistema de conversão CA/CC/CA, para posteriormente adaptar a frequência variável das grandezas do estator à frequência constante de 50Hz da rede de energia elétrica.

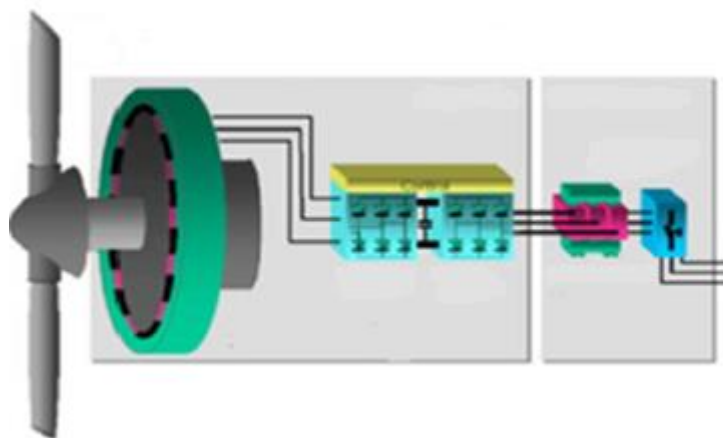


Figura 19 - Diagrama de um Gerador Síncrono de Velocidade Variável. [6]

Nos aerogeradores que possuem geradores síncronos para produzir energia elétrica, o estator da máquina síncrona tem seis fases e está ligado a dois sistemas independentes de conversão

CA/CC/CA. É na saída dos conversores de rede (CC/CA) que o paralelo dos dois sistemas é feito, e depois ligado ao transformador elevador.

Cada um dos conversores de gerador (CA/CC) ligados ao gerador, é constituído por uma ponte conversora a seis pulsos equipadas com tirístores, tirístores estes que funcionam com um ângulo de disparo constante [6].

A tensão contínua aos terminais do condensador colocado em paralelo na ligação em corrente contínua tem de ser regulada para um valor constante. Contudo, para valores baixos da velocidade do rotor, o sistema de excitação da máquina síncrona não tem capacidade para assegurar aquele valor, sendo necessário recorrer a um “chopper” (conversor cc/cc) instalado entre o conversor do gerador e o condensador, o qual é desligado quando a velocidade do rotor excede um determinado valor [6].

Com o objetivo de se obter um valor de tensão contínua constante aos terminais do condensador, colocado em paralelo na ligação contínua, esta tem de ser regulada de forma a se obter um valor constante. Este valor pode ser assegurado através do sistema de excitação do gerador. No entanto, para valores baixos de velocidade do rotor, o sistema de excitação não tem capacidade para assegurar o valor de tensão necessário, daí a existência de um conversor CC/CC que assegura esse valor de tensão. Se a velocidade do rotor for suficiente para permitir ao sistema de excitação assegurar aos terminais do condensador o valor necessário de tensão contínua, o conversor CC/CC está desligado, a tensão e a corrente no retificador são idênticas à tensão e à corrente no inversor. Caso contrário, o conversor CC/CC está em funcionamento.

O conversor de rede é constituído por uma ponte conversora a seis pulsos equipada com IGBT's, com um sistema de comando por modulação da largura do impulso. Este conversor controla a potência ativa injetada na rede assim como o fator de potência. O controlo de potência ativa no conversor de rede permite impor um binário eletromagnético (resistente) ao gerador, tornando assim possível o controlo da velocidade de rotação do aerogerador, por forma a se obter a velocidade específica da ponta da pá ótima para cada valor da velocidade de vento [6]. A potência ativa e reativa fornecida pelo conversor de rede de um aerogerador deste tipo em função da velocidade de rotação do rotor é ilustrado na figura seguinte.

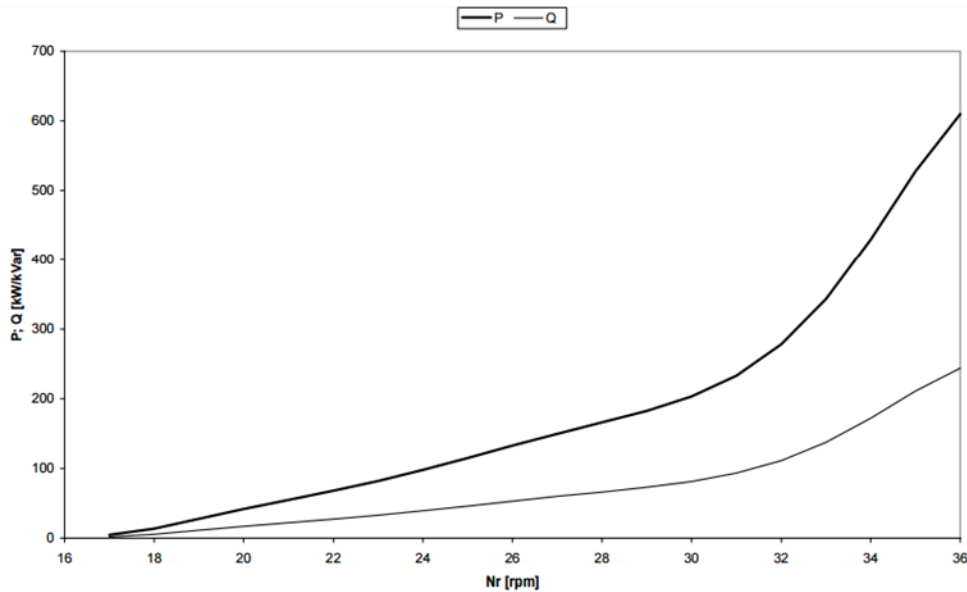


Figura 20 - Potência ativa e reativa de um aerogerador equipado com gerador síncrono explorado a velocidade variável em função da velocidade do rotor. [6]

O sistema que determina qual a intensidade de corrente alternada de referência é o sistema de controlo do inversor, através da medida de tensão da rede e no valor de potência ativa disponível para a velocidade do vento que se registar na altura. Esta intensidade de corrente é imposta no sistema de corrente alternada, controlando a tensão à saída do inversor. Assim sendo, torna-se necessário que a tensão à entrada do inversor seja constante. A tensão do inversor consegue-se manter constante devido a um condensador, que se encontra em paralelo na ligação em corrente contínua.

O inversor é um dos componentes mais importantes no aerogerador, uma vez que é este componente que determina o binário eletromagnético a ser aplicado à máquina, com base no valor da potência ativa disponível para cada velocidade do vento:

- Binário mecânico maior que o binário eletromagnético – a máquina aumenta a sua velocidade;
- Binário mecânico menor que o binário eletromagnético – a máquina diminui a sua velocidade.

2.7. Integração das Centrais de Produção Eólica nas Redes de Energia Elétrica

A injeção de pequenos níveis de energia eólica na rede não influencia a sua operação de forma significativa. No entanto, devido à grande evolução da energia eólica os níveis de

injeção desta energia começam a possuir valores consideráveis, sendo necessário mudanças nos sistemas elétricos de energia e nos métodos de operação da rede para gerir a integração da energia eólica.

A produção de energia eólica injetada na rede da União Europeia em 2016 representa um valor considerável e que é preciso ter em conta para a operação e gestão da sua integração da rede. Devido à aposta na energia eólica, nota-se um aumento claro de energia produzida face às restantes, estando a energia eólica a assumir um papel de destaque, sendo de momento a segunda principal fonte de energia na Europa.

Em 2016 a energia produzida atingiu cerca de 10,4% de toda a energia produzida.

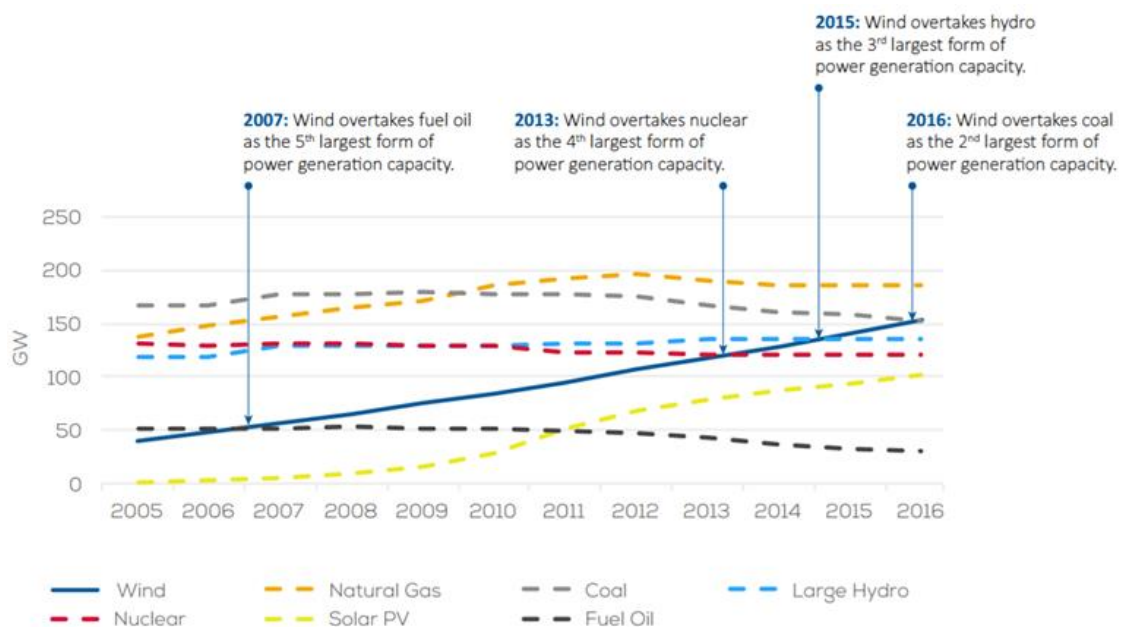


Figura 21 - Potência Instalada Acumulada na União Europeia. [7]

Tabela 2- Energia Eólica Produzida na Europa

CONSUMO TOTAL NA UNIÃO EUROPEIA (TWH)	PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA ONSHORE (TWH)	PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE (TWH)	ENERGIA EÓLICA PRODUZIDA (TWH)
2860	259	37	296

A Dinamarca foi o país que obteve a maior percentagem de energia produzida através do recurso eólico, seguida da Irlanda e de Portugal, estando 11 dos 28 estados membros acima dos 10% na produção de energia através do recurso eólico.

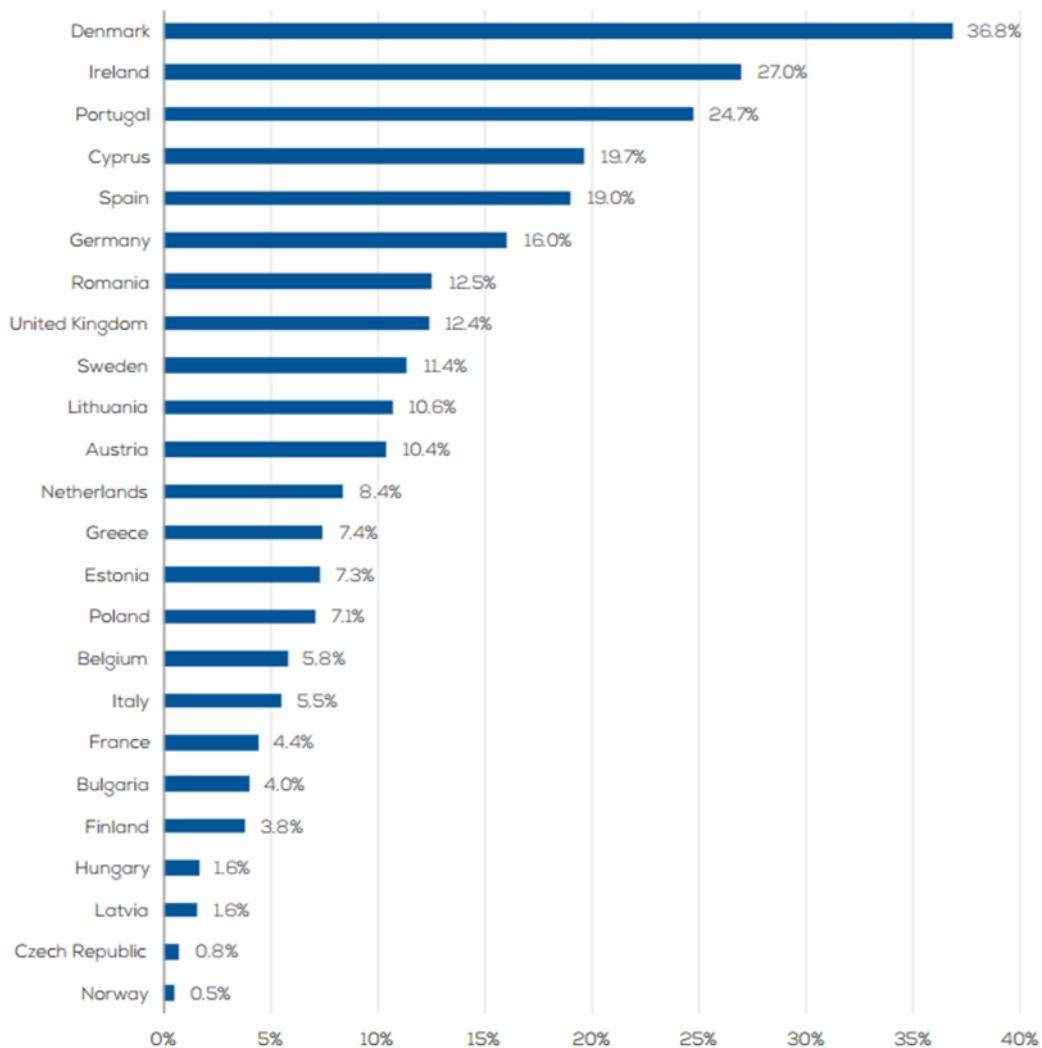


Figura 22 - Percentagem de Energia Produzida proveniente de recurso Eólico nos países Europeus. [7]

Em muitos países, como Portugal, as centrais e parques eólicos encontram-se ligadas à rede de distribuição, com a exceção de algumas centrais que estão ligadas à rede nacional de transporte. A integração de centrais eólicas na rede de distribuição não representa grandes problemas devido ao facto de a rede de distribuição ser disposta em malha, tendo a possibilidade de ser reconfigurada facilmente.

O facto de as centrais eólicas estarem ligadas à rede de distribuição, e o facto de esta fonte de energia ter sofrido uma evolução e uma aposta muito acentuada, pode significar que a rede à qual esta está ligada não tenha acompanhado esta evolução no ponto de vista de operação. Assim sendo, se a rede de distribuição possuir linhas limitadas do ponto de vista de transporte de energia, e caso haja muito recurso eólico, as centrais eólicas necessitarão de ser limitadas, uma vez que as linhas não têm capacidades de transportar tanta energia, representando assim grandes prejuízos para os promotores das centrais eólicas.

Este problema pode ser solucionado através do investimento em novas linhas, que garantam que as centrais eólicas, em caso de elevado recurso eólico, não necessitem de ser constantemente limitadas.

Normalmente as centrais eólicas encontram-se ligadas à rede de distribuição, no entanto, em certos casos estas também podem ser ligadas à rede de transporte. Assim sendo, o problema de operação de rede é maior, ou seja, nesse nível a potência deve ser sujeita a despacho por parte do centro de controlo da rede. Este despacho é efetuado com base numa previsão de vento, de forma evitar que na rede haja uma perda de energia instantânea e inesperada. Num sistema elétrico de energia o número de aerogeradores ligados à rede é muito grande, não sendo por isso problemático que um aerogerador se desligue. O problema para o operador da rede ocorre quando uma grande central produtora de energia se desliga de forma inesperada, não garantindo a estabilidade do sistema elétrico.

A integração de grandes quantidades de energia eólica na rede implica requisitos adicionais a nível de operação de rede, de forma a integrar a produção de energia eólica com as formas de produção de energia convencionais. As correntes de curto-circuito, grande desequilíbrio de frequência e sobre ou sob tensões podem danificar os aerogeradores, daí a importância de controlar e monitorizar de forma a se analisar como as centrais eólicas reagem a perturbações na rede e como estas contribuem para perturbações na rede. Os códigos de rede são da responsabilidade do governo e do operador de rede, que são responsáveis pela imposição de regras específicas de modo a garantir a qualidade e estabilidade do sistema elétrico nacional.

Quando existe alguma perturbação na rede, as centrais eólicas podem mesmo desligar-se. No entanto, quando as centrais eólicas se desligam por diversos períodos de tempo, podem originar e contribuir para perturbações na rede. De forma a prevenir estas perturbações, a forma de como as centrais eólicas reagem e provocam cavas de tensão e desvios de frequência devem ser reguladas.

As cavas de tensão definem-se como sendo uma diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% a 1% da tensão declarada, seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo. As cavas de tensão podem variar das dezenas a milhares por ano e, normalmente, possuem uma duração inferior a 1s e uma amplitude inferior a 60% [8].

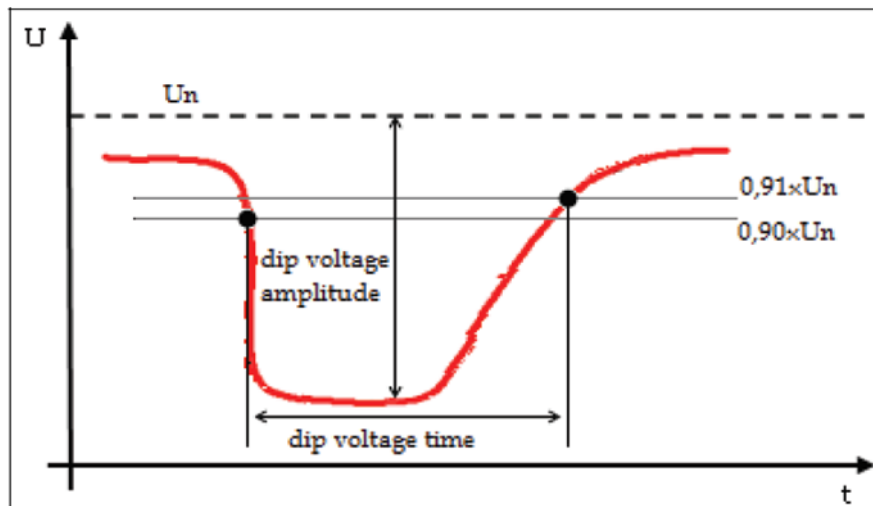


Figura 23 - Representação de uma Cava de Tensão. [8]

Normalmente, assim como na maior parte dos países da Europa, há uma imposição de regras para os parques eólicos similares às regras impostas às fontes convencionais de energia. Estas regras contêm requisitos mínimos, definidos pelo operador da rede para os promotores das centrais eólicas, como maneira de assegurar que a segurança no fornecimento, disponibilidade e qualidade da energia não seja comprometido.

2.8. Avarias Frequentes das Centrais Eólicas

Para as centrais eólicas os custos relativamente à operação e à manutenção são fatores que, com o decorrer dos tempos, ganharam uma maior importância. Como a maior parte das centrais eólicas não são sujeitas a despacho, pelo menos nos tempos que decorrem, estas quando não estão a produzir, é devido a três possíveis motivos:

- Devido à ausência de recurso eólico;
- Devido a manutenções preventivas;
- Devido a avarias e erros.

As manutenções efetuadas aos aerogeradores são de grande importância, uma vez que quando um aerogerador avaria, além do tempo que este está parado devido à própria avaria, este ainda tem de estar parado durante a correção dessa avaria, ou até à chegada do equipamento/material necessário. Estes processos de manutenções corretivas, são processos que demoram muito tempo, não só porque a avaria precisa de ser solucionada, mas também devido à logística necessária para disponibilizar o equipamento e material necessário, devido ao tamanho, localização e difícil acesso dos aerogeradores.

Estas avarias e manutenções associadas representam um enorme prejuízo para as centrais eólicas, uma vez que para além do custo de todo equipamento/material associado, o aerogerador pode estar parado em períodos em que existe recurso eólico considerável.

As técnicas de deteção e de previsão de avarias nos aerogeradores, são de enorme importância para evitar avarias e um tempo de paragem muito grande, o que acarreta custos bastantes elevados. As técnicas de previsão e deteção de avarias são indispensáveis nas centrais eólicas uma vez que oferecem diversos benefícios:

- Previne avarias graves nos principais componentes do aerogerador;
- Redução dos custos de manutenção;
- Fornece informação detalhada do desempenho dos aerogeradores;
- Permite aumentar os intervalos das manutenções periódicas.

Nos aerogeradores há três tipos de avarias típicas, as avarias elétricas, as avarias devido à eletrónica e as avarias mecânicas.

As avarias elétricas são o tipo de avarias em que é mais difícil prever ou detetar, porque são os componentes da máquina que são alvos de menor controlo e monitorização no decorrer do tempo de vida útil do aerogerador. Tal acontece devido a estes componentes serem os componentes que são alvos de maior estudo na sua conceção e desenvolvimento. Os geradores e os transformadores utilizados nos aerogeradores são máquinas elétricas utilizadas há décadas, não sendo por isso expectável que estas sejam alvo de avarias graves. No entanto, as avarias nestes componentes verificam-se, principalmente nos rolamentos das máquinas. As principais avarias típicas nestes componentes dão-se devido a correntes de curto-circuitos e a problemas de isolamento. Os principais motivos destes problemas são devido às dimensões cada vez mais reduzidas das máquinas e devido à utilização de novos materiais na sua construção, que não são bem testados antes de serem aplicados. Quando ocorre uma avaria elétrica, os custos associados são obviamente altos, sendo que habitualmente a avaria é resolvida através da substituição direta do componente em questão.

As avarias devido à eletrónica, são os tipos de avarias mais comuns num aerogerador. Estas avarias estão associadas à avaria de um sensor ou de um pequeno componente eletrónico. Estes componentes avariam normalmente devido a tempestades e quando as descargas atmosféricas, desencadeadas por esta, atingem o aerogerador. Normalmente, e à semelhança do que acontece com as avarias elétricas, estas avarias são corrigidas através da substituição

direta do equipamento danificado, não representando um grande custo na substituição. No entanto, apesar de o custo da reparação não ser significativo, o custo que representa a avaria pode ser elevado, uma vez que uma simples avaria de eletrónica pode significar uma paragem forçada do aerogerador. O aerogerador possui uma enorme quantidade de sensores, por isso a máquina consegue fornecer informação suficiente sobre a maior parte dos seus equipamentos e até das condições atmosféricas a que a máquina está a ser sujeita. Estes sensores fornecem uma informação importantíssima de forma a se poder prever e detetar possíveis avarias que no futuro poderão representar uma paragem do aerogerador, daí o seu bom funcionamento ser fundamental para o melhor desempenho do aerogerador.

As avarias mecânicas estão diretamente associadas à comum caixa de velocidades e ao sistema de pás dos aerogeradores. Com o aumento da altura da torre e do comprimento das pás, há maior capacidade de apanhar rajadas de vento mais forte, estando por isso os componentes mecânicos mais sujeitos ao desgaste. Relativamente às caixas de velocidade, e uma vez que os aerogeradores estão sujeitos a rajadas de vento cada vez mais fortes, estas têm que abrandar a velocidade do rotor, por isso as rodas dentadas das caixas de velocidades são muito sujeitas a forças elevadas, podendo provocar a rutura de um dos dentes. Outro problema é quando as descargas atmosféricas atingem as pás do aerogerador, apesar de a pá possuir uma fina camada metálica ligada à terra, a camada condutora pode ser destruída e a pá ser danificada. Além destes problemas, o facto de as pás possuírem um comprimento cada vez maior, faz com que apanhem ventos mais fortes, estando assim sujeitas a vibrações e forças centrífugas [18].

2.9. Conclusão

Ao longo deste capítulo foram abordados diversos temas sobre a energia eólica. Começou-se por fazer um enquadramento atual sobre o estado da energia eólica no Mundo, na Europa e em Portugal.

De seguida foi abordada a potência eólica de uma forma geral, no qual referiu-se a energia cinética e a potência disponibilizada pelo recurso eólico, o coeficiente de potência de um aerogerador, a sua curva de potência e o cálculo energético a este associado.

Abordou-se as características dos aerogeradores e os diferentes tipos, no qual se fez referencia no avanço das suas características ao longo dos últimos anos.

Seguidamente analisou-se o funcionamento das máquinas elétricas mais utilizadas como aerogeradores. Caracterizando as diferentes máquinas e a função dos seus principais constituintes.

Fez-se uma abordagem da integração de parques eólicos na rede, relacionando a sua integração com a produção de energia produzida por estes nos diferentes países, e os aspetos que os parques eólicos implicam na rede, bem como os aspetos a que os parques se encontram sujeitos.

Finalizou-se o capítulo com as avarias frequentes a que os aerogeradores são sujeitos. Neste capítulo identificou-se e caracterizou-se os diferentes tipos de avarias e associando estas avarias à importância das manutenções nos aerogeradores.

No capítulo seguinte são identificados e caracterizados os principais constituintes da Central Eólica Alto Douro, abordando a rede interna da central, as suas subestações e linhas que a constituem.

Capítulo 3

Central Eólica Alto Douro

A Central Eólica Alto Douro é uma das maiores centrais Eólicas do país, sendo constituída por diversos parques e possuindo uma extensão em área bastante considerável. A Central Eólica Alto Douro é assim constituída por 8 parques interligados numa rede de distribuição de 60 kV, sendo que a central é interligada à rede nacional de transporte através de uma subestação elevadora de 60/220 kV.

Neste capítulo aborda-se a constituição da Central Eólica Alto Douro, no qual se caracteriza e identifica os seus constituintes, designadamente a sua rede interna, as subestações elevatórias e as linhas de distribuição/transporte.

3.1. Características da Central Eólica

A central eólica Alto Douro caracteriza-se como sendo uma das maiores centrais eólicas em Portugal. A central é constituída por 8 parques distribuídos pelos concelhos de Vila Nova de Paiva, Moimenta da Beira, Tarouca, Armamar, Castro Daire, Lamego, Penedono/Tabuaço, distrito de Viseu e, concelho de Meda, distrito da Guarda.

A capacidade de injeção da central eólica Alto Douro na rede, ou potência de ligação, é de 253,2MVA, ao nível dos 220 kV, na Zona de Rede 15 – Valdigem. A central é assim ligada à rede nacional de transporte, com localização do Ponto de Receção no barramento de 220kV da subestação de Valdigem, da Rede Eléctrica Nacional (REN).

Para concretizar a ligação da Central Eólica Alto Douro à Rede Nacional de Transporte, foi construída uma subestação de serviço particular, de 60/220 kV, 2x126 MVA, na freguesia de S. Martinho de Chãs, do concelho de Armamar.

Assim sendo, a central eólica é constituída pelas seguintes instalações de serviço particular [19]:

- uma subestação de serviço particular de 60/220 kV, 2x126 MVA, denominada de Subestação de S. Martinho. A esta subestação liga, a 60 kV, os parques eólicos a seguir descritos, sendo que dela sai, a 220 kV, a linha de serviço público de interligação com a subestação de Valdigem, da REN;
- oito Parques Eólicos:

- Parque Eólico de Serra da Nave, com potência total instalada de 43,7 MW, incluindo uma subestação 20/60 kV, 40 MVA;
- Parque Eólico de Testos II, com potência total instalada de 50,6 MW, incluindo uma subestação 20/60 kV, 50 MVA;
- Parque Eólico de Ranhados, com potência total instalada de 11,5 MW, ligado por linha aérea de 20 kV à subestação 20/60 kV do Parque Eólico de Serra de Sampaio;
- Parque Eólico de Serra de Sampaio, com potência total instalada de 23 MW, incluindo uma subestação 20/60 kV, 30 MVA;
- Parque Eólico de Sendim, com potência total instalada de 46 MW, incluindo uma subestação 20/60 kV, 50 MVA;
- Parque Eólico de Serra de Chavães, com potência total instalada de 34.5 MW, incluindo uma subestação 20/60 kV, 30 MVA;
- Parque Eólico de Armamar, com potência total instalada de 32,4 MW, incluindo uma subestação 20/60 kV, 30 MVA, e ramal de ligação à SE de S. Martinho;
- Parque Eólico de Armamar 2, com potência total instalada de 11,5 MW, incluindo uma subestação 20/60 kV, 13 MVA, e ramal de ligação à SE de S. Martinho;
- uma linha aérea de 60 kV, com cerca de 25 km de comprimento, ligando o Parque Eólico de Testos II à SE 60/220 kV de S. Martinho;
- uma linha aérea de 60 kV, com cerca de 7 km de comprimento, ligando o Parque Eólico de Serra da Nave entroncando na linha aérea atrás referida, cerca do seu km 10;
- uma linha aérea de 60 kV, ligando o Parque Eólico de Sampaio à SE 60/220 kV de S. Martinho. A esta linha, de cerca de 20 km é ligada às subestações dos Parques Eólicos de Sendim e Serra de Chavães, através de ramais muito curtos.
- uma linha aérea de 20 kV, com cerca de 8 km, que liga o Parque Eólico de Sampaio ao parque Ranhados.

Os parques anteriormente referidos, apresentam uma estrutura semelhante entre si, apesar de a potência total instalada, e consequentemente o número de aerogeradores ser diferente, todos os parques possuem um posto de corte por aerogerador, localizado no interior da torre

de cada aerogerador equipado com um transformador de potência de 2500 kVA, 0,4/20 kV, rede de cabos equipada com um transformador de potência com uma potência devidamente dimensionada tendo em conta a potência instalada no parque, 20/63 kV, um transformador para os serviços auxiliares de 25 kVA, 20/0,4-0,23 kV, e respetivos equipamentos de comando, corte, proteção e medição.

Os oito Parques Eólicos caracterizam-se, sumariamente, como segue:

Tabela 3 - Parques Constituintes da Central Eólica Alto Douro [19]

PARQUES EÓLICOS	FREGUESIAS(S) E CONCELHO(S)	MODELO DE AEROGERADOR	N.º AEROGERADOR	POTÊNCIA TOTAL INSTALADA	
SERRA DA NAVE	Touro (Vila Nova de Paiva)	ENERCON E82 E2	19	43.700 kW	40.000 kVA
	Peva (Moimenta da Beira)				
TESTOS II	Várzea da Serra (Tarouca)	ENERCON E82 E2	22	50.600 kW	50.000 kVA
	Monteiro e Mezio (Castro Daire)				
RANHADOS	Lazarim (Lamego)				
	Ranhados (Meda)	ENERCON E82 E2	5	11.500 kW	
SERRA DE SAMPAIO	Penela da Beira (Penedono)	ENERCON E82 E2	10	23.000 kW	30 kVA
	Paredes da Beira (S. João da Pesqueira)				
SENDIM	Sendim, Paradela e Arcos (Tabuaço)	ENERCON E82 E2	20	46.000 kW	50 kVA
SERRA DE CHAVÃES	Chavães, Arcos, Tabuaço, Vale de Figueira, Longra e Pinheiros (Tabuaço)	ENERCON E82 E2	15	34.500 kW	40 kVA
ARMAMAR	Vila Chã da Beira (Tarouca)	ENERCON E82 E2	15	32.400 kW	30 kVA
	S. Martinho de Chãs (Armamar)	ENERCON E82			
ARMAMAR 2	S. Martinho de Chãs (Armamar)	ENERCON E92	5	11.500 kW	13.000 kVA

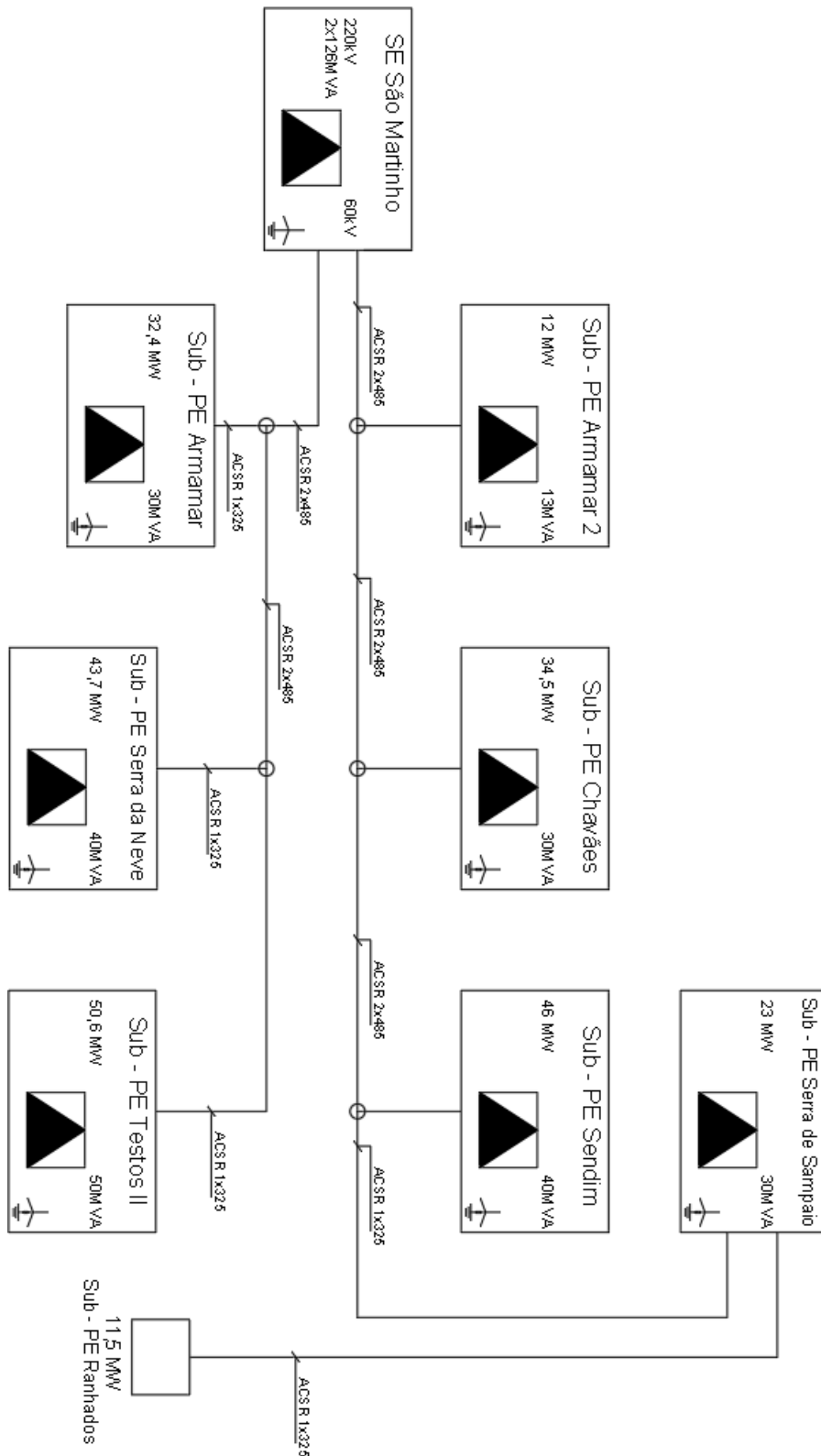


Figura 24 – Diagrama da rede interna da Central Eólica de Alto Douro.

3.2. Subestação de S. Martinho

A subestação de S. Martinho trata-se de uma subestação destinada à transformação da corrente elétrica por dois transformadores estáticos, de forma a interligar a central eólica Alto Douro à RNT (Rede Nacional de Transporte).

A subestação caracteriza-se por ser uma subestação elevadora, possibilitando a interligação a 220kV. A subestação elevadora, de 60/220 kV, está equipada com dois transformadores de 126 MVA que receberão, a 60 kV, a energia produzida pelos parques da central. A subestação é formada por um parque exterior de aparelhagem e um edifício de comando.

3.2.1. Constituição da Subestação

Sendo uma subestação elevadora, 60/220 kV, a subestação possui vários equipamentos que permitem o seu bom funcionamento e garantem a interligação da central com a rede.

Assim sendo a subestação é constituída pelo seguinte número/tipo de painéis [19]:

- 3 painéis de linha de 60 kV;
- 1 barramento de 60 kV;
- 2 painéis de transformador de potência 60/220 kV;
- 1 barramento de 220 kV;
- 1 painel de linha 220 kV;
- 1 reserva, não equipada, para painel de linha de 220 kV.

A aparelhagem de MAT – Muito Alta tensão é suportada por estruturas metálicas e são dotadas de comandos motorizados, sendo sempre possível o comando manual, que se sobrepõe ao comando elétrico.

A aparelhagem de MAT instalada na subestação é a seguinte [19]:

- 1 seccionador de linha, tripolar, equipado com facas de terra, com comandos elétricos;
- 3 seccionadores de barramento, tripolares, com comando elétrico;
- 1 disjuntor com comando monopolar;
- 2 disjuntores com comando tripolar;
- 3 transformadores de intensidade;

- 6 transformadores de tensão;
- 6 descarregadores de sobretensões de fase;

No lado de AT – Alta Tensão, a aparelhagem de corte e seccionamento também se caracteriza por ser suportada por estruturas metálicas dotadas por comandos motorizados, embora estes estejam presentes na instalação num conceito diferente.

A aparelhagem AT a considerar na subestação é a seguinte [19]:

- 15 descarregadores de sobretensões de fase;
- Equipamento blindado isolado a SF6 de 60kV (GIS);
- 2 transformadores de serviços auxiliares de 250 kVA.

Os transformadores de potência, 60/220 kV – 126 MVA, estão instalados no parque exterior de aparelhagem. Estes transformadores são equipados com comutação automática de tomadas em carga. Os transformadores de potência apresentam as seguintes características [19]:

- Potência nominal 126 MVA;
- Número de tomadas do comutador de regulação em carga 25
- Gama de regulação 220 kV; + 10 % (tom. 1); - 14 % (tom. 25)
- Perdas em vazio à tensão primária e frequência estipuladas $P_0 = 58.000 \text{ W}$
- Perdas em curto-circuito nos enrolamentos de MAT e AT $P_{cc} = 320.000 \text{ W}$
- Tensão de curto-circuito, a 75 °C (126 MVA; 220/63 kV) 12 %
- Tensão de curto-circuito, a 75 °C (42 MVA; 220/10 kV) 22,5 %
- Tensão de curto-circuito, a 75 °C (42 MVA; 63/10 kV) 18,5 %
- Tensão de curto-circuito, MAT/AT – Pos. 1 (126 MVA; 242,9/63 kV) 12,6 %
- Tensão de curto-circuito, MAT/AT – Pos. 25 (126 MVA; 187,94/63 kV) 11,8 %
- Resistência R1 0,25397 %
- Reactância X1 11,9973 %
- React. homopolar de curto-circuito primário-terciário, em todas as tomadas $60\% \leq X_{13} \leq 70\%$

3.2.2. Rede Geral de Terras

A rede geral de terras foi concebida de forma a se obter uma rede equipotencial que em caso de defeito à terra, reduz o risco de tensões de passo e de contacto, limitando-as a valores não perigosos.

A rede geral de terras é constituída por:

- Terra de proteção: destinada a contribuir para a segurança das pessoas nas proximidades de um objeto metálico da instalação suscetível de colocação acidental sob tensão em caso de defeito de isolamento;
- Terra de serviço: destinada a influenciar o comportamento da rede em caso de defeito à terra;
- Para-raios, para proteção da instalação contradesargas atmosféricas diretas.

A rede geral é constituída por um circuito de instalação subterrânea e por um circuito de instalação à superfície, estando ambos ligados entre si. Faz parte ainda do circuito instalado à superfície, a colocação de barras de cobre eletrolítico que se destinam às ligações, das diferentes estruturas e equipamentos, à malha geral de terra subterrânea. O circuito de terras subterrâneo é constituído por uma malha de condutores de cobre nu enterrados a uma profundidade de 0,8m.

A proteção contra descargas atmosféricas diretas será feita por torres de 21 e 14 metros, equipadas com hastes de descarga.

3.2.3. Sistema de Monitorização, Comando e Controlo

O sistema de comando e controlo instalado é constituído por equipamentos funcionalmente adaptados às necessidades de controlo e supervisão das instalações da rede elétrica e tecnicamente atuais, possuindo as principais funções [19]:

- geração e vigilância das polaridades de corrente contínua;
- aquisição e tratamento de alarmes;
- aquisição e monitorização de sinalizações e de estados da aparelhagem de AT e MT;
- aquisição e monitorização de medidas;

- comando da aparelhagem de AT e MT e verificação das condições de sincronismo, no caso da ordem de fecho dos disjuntores;
- comando e supervisão dos serviços auxiliares;
- contagem de energia ativa e reativa, associada aos painéis de linha de 60 kV;
- funções de automatismo diversas (comando sequencial, corte por tensão zero, reposição de serviço após reaparecimento de tensão, desde que tenha havido disparo, regulação automática de tensão, automatismos de seleção de alimentação nos serviços auxiliares de corrente alternada).

O sistema de comando e controlo pode intervir em diferentes áreas dentro da subestação, sendo um sistema fundamental para o funcionamento e segurança da central eólica Alto Douro. O sistema de comando e controlo está associado à intervenção em três diferentes níveis:

- No primeiro nível é tratado e abordado a interface com o processo, ou seja, é neste nível que se realiza a aquisição de sinalizações, de alarmes, de medidas e se realiza o primeiro patamar de comando de todas as aparelhagens de AT.
- No segundo nível é onde se concentram funções e facilidades de condução e supervisão relativas à instalação como um todo. Dispõe-se de uma interface Subestação/Centro de Despacho, a partir do qual se pode:
 - manobrar todos os órgãos de manobra, à exceção dos seccionadores de ligação à terra;
 - visualizar os estados dos órgãos de manobra, as medidas associadas aos diversos painéis e as listas de sinalizações e alarmes;
 - reconfigurar o modo de exploração da subestação (comando remoto/local, automático/manual);
 - parametrizar as funções do sistema e realizar alterações e ampliações do sistema;
- O terceiro nível está relacionado com as facilidades de telecontrolo e de telecomando da subestação, a partir de um centro de comando remoto, que permitirá explorar a instalação sem pessoal em permanência.

As manobras suscetíveis de danificarem o equipamento ou de colocarem em risco a integridade física das pessoas, devem ser condicionadas por um sistema de encravamentos.

As manobras de fecho dos disjuntores devem ser validadas pelas condições de sincronização. Nos painéis de transformador o fecho dos disjuntores de 220 kV só é permitido com o respetivo disjuntor de 60 kV aberto e em caso de disparo provocado pela atuação das proteções intrínsecas do transformador, a ordem de fecho só é possível após cancelamento da ordem de bloqueio de ligar, entretanto gerada.

3.2.4. Compensação do fator de potência.

A compensação do fator de potência é assegurada através de todos os aerogeradores presentes na central eólica Alto Douro. Através de uma MCU -*Main control unit*, situada imediatamente antes do ponto de entrega à RNT - Rede Nacional de Transporte, a central eólica Alto Douro está preparada para ajustar e compensar o seu fator de potência sem precisar do auxílio de elementos extra para garantir o cumprimento do fator de potência estipulado.

O fator de potência representa o quão eficiente é a instalação em questão do ponto de vista de fluxo energético, uma vez que determina qual a quantidade de potência ativa produzida.

O fator de potência consiste na relação entre a componente ativa da corrente e o valor da corrente, conforme se pode observar na expressão seguinte:

$$\cos \varphi = \frac{I_r}{I} = \frac{P}{S} \quad (11)$$

O cálculo da energia reativa necessária é efetuado utilizando-se o fator $\tan \varphi$, o qual define a relação entre a energia reativa e a energia ativa medida para o mesmo período.

$$\tan \varphi = \frac{Q}{P} \quad (12)$$

Quanto maior for a $\tan \varphi$ da central eólica, menor será o fator de potência, menor será a eficiência da instalação e, obviamente, maior será o fluxo de energia reativa na rede.

Esta compensação do fator de potência é realizada através da produção da energia reativa necessária por parte dos aerogeradores. Estes, através de conversores estáticos de potência, influenciam o desfasamento entre a tensão e a corrente de forma que os valores do fator de

potência sejam cumpridos. Na imagem seguinte é possível visualizar a produção de energia reativa por parte da central eólica Alto Douro.

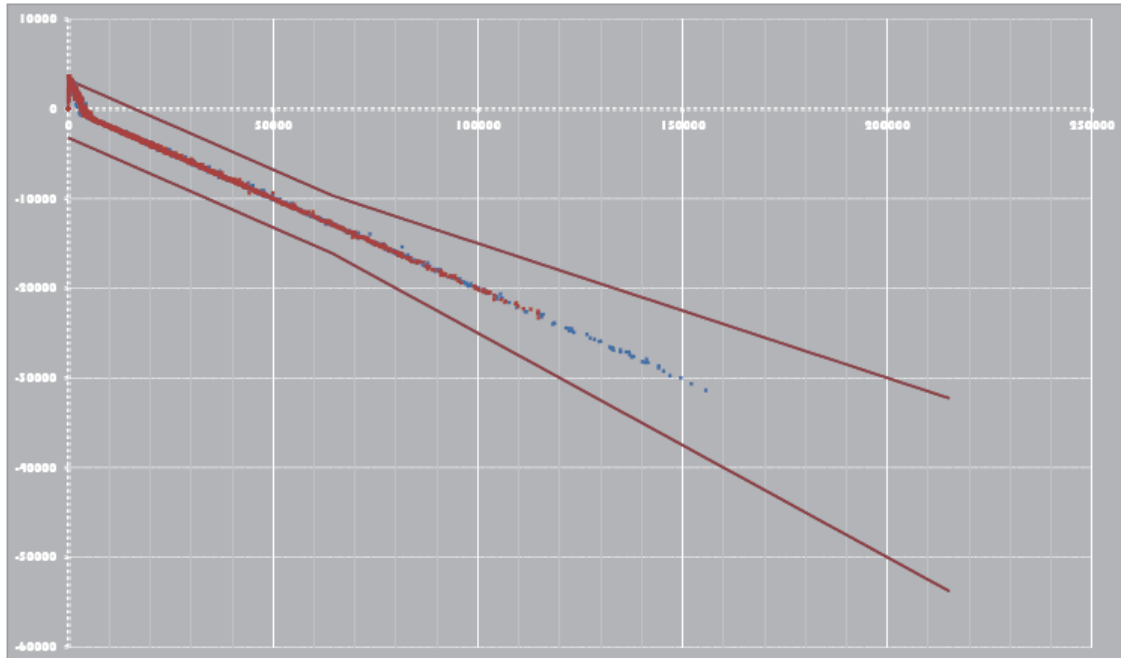


Figura 25 - Energia reativa produzida em setembro [33].

Na imagem anterior é possível observar a produção de energia reativa na central eólica Alto Douro durante o mês de setembro. O facto de os valores de energia reativa serem negativos, é resultante do facto de o valor de $\tan \varphi$, imposto contratualmente, ser de -0.2. Trata-se de um valor negativo uma vez que se está a injetar potência ativa na rede, daí os valores negativos de energia reativa, quando esta é consumida.

3.3. Linhas

3.3.1. Linha a 60 kV, PE Serra de Sampaio – SE S. Martinho

A linha de 60 kV liga o parque eólica Serra de Sampaio que se localiza no concelho de Penedono, freguesia de Penela da Beira e no concelho de S. João da Pesqueira, freguesia de Paredes da Beira, ambos no distrito de Viseu, à subestação de S. Martinho localizada no Distrito de Viseu, concelho de Armamar e freguesia de S. Martinho das Chãs.

A linha caracteriza-se por apresentar as seguintes características [19]:

- Um circuito no troço inicial com cerca de 10,6 km e dois circuitos em paralelo no troço final com cerca de 9,6 km;
- Tensão nominal de 60 kV;
- Tensão Máxima de Serviço de 72,5 kV;
- Frequência a 50Hz;
- Cabos condutores ACSR 325 (Bear) no troço inicial e cabos ACSR 485 (Zebra) no troço final;
- Um cabo de guarda do tipo OPGW;
- Isoladores de vidro temperado do tipo U160BS.
- Cadeias de isoladores e acessórios adequados aos escalões de corrente de defeito máxima de 20,0 kA;

3.3.2. Linha a 20 kV, PE Ranhados – PE Serra de Sampaio

A linha de 20 kV, trata-se de uma linha simples constituída por um troço aéreo e dois pequenos troços em cabo subterrâneo, um em cada extremidade da mesma. A linha liga o Parque Eólico de Ranhados e a Subestação 20/60 kV do Parque Eólico da Serra de Sampaio, dois parques da central eólica Alto Douro. O PE de Ranhados localiza-se no Distrito da Guarda, concelho de Mêda, freguesia de Ranhados. A subestação do Parque Eólico da Serra de Sampaio situa-se no distrito de Viseu, Concelho de Penedono, freguesia de Penela da Beira.

A linha caracteriza-se por apresentar as seguintes características [19]:

- Um circuito trifásico;
- Tensão nominal de 20 kV;
- Tensão Máxima de Serviço de 24 kV;
- Frequência a 50 Hz;
- Cabo Condutor ACSR 325 (Bear);
- Cabos isolados para 20 kV, com a secção de 300 mm² do tipo LXHIV e agrupados em trevo juntivo, nos troços subterrâneos, inicial e final;
- Um cabo de comunicações, do tipo OPGW (AA/ACS/ST 92/35 – 24 fo), instalado numa das consolas superiores dos apoios. Nos troços subterrâneos, o cabo de comunicações, que dá continuidade ao OPGW, é do tipo TON ZvE2AE com 24 fo;
- Isoladores de vidro temperado do tipo U100BS;

- Cadeias de isoladores e acessórios adequados aos escalões de corrente de defeito máxima de 20,0 kA.

3.3.3. Linha a 60 kV, PE Testos 2 – PE Armamar

A linha de 60 kV liga o PE de Testos 2 localizado no distrito de Viseu, nos concelhos de Castro Daire, freguesias de Mezio e Monteiras, de Lamego, freguesia de Lazarim e de Tarouca, freguesia de Várzea da Serra, ao Parque Eólico de Armamar situado no concelho de Armamar, nas freguesias de S. Martinho das Chãs, São Cosmado, St. ^a Cruz e Cimbres.

A linha caracteriza-se por apresentar as seguintes características [19]:

- Um circuito trifásico;
- Tensão nominal de 60 kV;
- Tensão Máxima de Serviço de 72,5 kV;
- Frequência a 50 Hz
- Cabos Condutores ACSR 325 (Bear) no troço inicial com cerca de 9,8 km e dois cabos ACSR 485 (Zebra) por fase no troço final com 8,7 km.
- Um cabo de guarda do tipo OPGW (AA/ACS/ST 92/35 – 24 fo)
- Isoladores de vidro temperado do tipo U160BS.
- Cadeias de isoladores e acessórios adequados aos escalões de corrente de defeito máxima de 20,0 kA.

3.3.4. Ramal da Linha a 60 kV, PE Testos 2 – PE Armamar para o PE da Serra da Nave

A linha em questão estabelece a interligação entre o parque Eólica Serra da Nave e um apoio da linha aérea entre os Parques Eólicos de Testos 2 e de Armamar. O Parque Serra da Nave localiza-se, no distrito de Viseu, nos concelhos de Vila Nova de Paiva, freguesia de Touro e de Moimenta da Beira, freguesia de Alvite.

A linha caracteriza-se por apresentar as seguintes características [19]:

- Um circuito trifásico;
- Tensão nominal de 60 kV;

- Tensão Máxima de Serviço de 72,5 kV;
- Frequência a 50 Hz;
- Cabos Condutores ACSR 325 (Bear);
- Um cabo de guarda do tipo OPGW (AS AA 32/113 ST 1×24F);
- Isoladores de vidro temperado do tipo U160BS;
- Cadeias de isoladores e acessórios adequados aos escalões de corrente de defeito máxima de 20,0 kA.

3.4. Composição Geral dos Parques

Os parques eólicos da central Alto Douro, são constituídos por aerogeradores que estão distribuídos ao longo da correspondente área de implantação, ligados a um edifício de comando na subestação por meio de cabos subterrâneos.

Os aerogeradores estão ligados entre si, ao nível dos respetivos postos de transformação colocados na base da torre de cada aerogerador, e destes a uma subestação, através de uma rede subterrânea de 20 kV, média tensão, constituída por cabos monopolares secos dispostos em vala.

Cada parque possui uma subestação, em que estão também alojados os equipamentos referentes ao edifício de comando. Este edifício de comando possui diversos compartimentos, onde se encontram as celas de média tensão, os equipamentos de comando e controlo e as instalações elétricas auxiliares. As subestações de cada parque são elevatórias de 20/60 kV, para a interligação à rede de 60 kV da central eólica Alto Douro. O transformador em questão fica localizado numa plataforma exterior contígua ao edifício de comando, onde se dispõe o painel de saída do ramal de linha de 60 kV.

As instalações de produção e de emissão de energia comportam três níveis de tensão:

- tensão de produção (400 V), entre os geradores e os respetivos transformadores constituintes do aerogerador;
- tensão de emissão (20 kV), entre os transformadores dos aerogeradores e o transformador de interligação;

- tensão de interligação à Rede da Central Eólica (60 kV), a jusante do transformador de interligação.

Do conjunto de instalações de produção e de emissão de energia destacam-se fundamentalmente:

- painéis de grupo, cada um com um aerogerador e por um posto de transformação e de corte, equipado com um transformador de 2.500 kVA, 0,4/20 kV, e com um monobloco de 20 kV compacto, com 3 celas;
- rede interna de 20 kV, que interliga os painéis de grupo ao posto de corte de 20kV;
- o posto de corte da rede interna de 20 kV, em monobloco, instalado na sala de quadros do edifício da subestação;
- um transformador dimensionado de acordo com a potência instalada em cada parque, 20 kV/63, kV e um painel de 60 kV, com os órgãos de corte e isolamento da ligação à Rede da Central Eólica, instalados na plataforma exterior da subestação, onde serão ainda instalados um transformador, 20kV/0,4kV, destinado à alimentação dos serviços auxiliares, e uma reactância para criação do neutro artificial da rede de 20 kV.

3.4.1. Terra de Serviço: Regimes de neutro

Os equipamentos e instalações utilizados para promover a produção de energia, que conforme mencionado anteriormente estão no nível de tensão de 400V, funcionam em regime de neutro à terra, materializado pela ligação direta do neutro de cada transformador de grupo à terra de serviço.

Para as instalações à tensão intermédia (20kV) o neutro é ligado à terra através de uma impedância, de modo a aumentar a seletividade na deteção e eliminação de defeitos à terra nos ramais. O neutro é artificial, criado através de uma reactância trifásica que limita a corrente de defeito fase-terra a um valor máximo a rondar os 300A. Através dos relés de máximo de intensidade homopolar é realizada a deteção dos defeitos à terra em cada ramal.

As instalações à tensão de interligação, rede de 60 kV, funcionam em regime de neutro ligado à terra. Nas subestações dos parques, o neutro do transformador é ligado diretamente à terra através de um descarregador de sobretensões.

3.4.2. Terra de Proteção: Eléctrodo de terra e ligações à terra

Os parques possuem um regime de terra única, materializado num eléctrodo geral de grande extensão, interligando todos os eléctrodos dos aerogeradores e da subestação. Ao longo do parque, o eléctrodo de terra é constituído por cabo de cobre nu de $70mm^2$, disposto nas valas dos cabos de média tensão, enquanto que na subestação possui um cabo de cobre nu de $95mm^2$. Em pontos estratégicos do parque estão instalados eléctrodos de terra verticais. A forma e a composição dos eléctrodos dos aerogeradores e da subestação e as ligações das massas à terra foram concebidas de forma a permitir e possibilitar um adequado escoamento e dispersão das correntes de defeito, garantindo uma correta equipotencialização dos locais e a limitação das tensões de passo e de contacto a valores não perigosos.

3.4.3. Proteções contra sobretensões

A proteção contra sobretensões, originadas por descargas atmosféricas ou por manobras, é assegurada por descarregadores de óxidos metálicos instalados à entrada da linha e junto ao transformador e por hastes de descarga montados nas cadeias de amarração da linha aérea ao pórtico da subestação.

Nas instalações de 20 kV e de baixa tensão a sua proteção contra sobretensões é assegurada, na instalação de 20kV, por descarregadores de óxidos metálicos, e na instalação de baixa tensão por dispositivos adequados.

Os grupos aerogeradores são dotados das proteções necessárias à sua completa segurança contra defeitos elétricos e contra defeitos mecânicos de funcionamento, conforme as normas aplicáveis.

A interligação à Rede está dotada quer das proteções necessárias à sua completa segurança contra defeitos elétricos, quer dos relés necessários para a deteção de tensão e frequência da rede fora de limites definidos, provocando, nessas circunstâncias, a separação da Instalação da Rede e impedindo a sua entrada em paralelo.

3.4.4. Exploração

O controlo e monitorização dos aerogeradores é realizada com recurso a um autómato programável que assegura a entrada e a saída do grupo da rede e a supervisão do seu

funcionamento. Com base nos dados recolhidos, o autómato desempenha todas as funções de controlo do funcionamento do grupo, verificando, nomeadamente, o valor dos parâmetros de segurança e, em caso de ultrapassagem dos limites, promovendo as ações necessárias à condução do grupo para um estado seguro. O referido autómato desempenha ainda ações ativas permitindo a interface com o comando e controlo centralizado do parque, ao qual está ligado pelo cabo de fibra ótica instalado nas valas da rede MT, transmitindo ao grupo as ordens recebidas e controlando a respetiva execução, e memorizando os dados de exploração.

Na sala de comando do edifício da subestação, está um computador industrial a partir do qual se pode fazer a supervisão e comando local da exploração do parque. Dotado de programas adequados, pode assegurar a gestão autónoma da exploração do Parque.

A subestação também é controlada centralmente por um computador industrial, ligado por fibra ótica a várias unidades de painel, que controlam as diferentes partes da instalação. Este sistema permite, alternativamente, a supervisão e comando local da subestação ou a sua condução autónoma.

3.5. Conclusão

No presente capítulo efetuou-se uma descrição e caracterização geral sobre a Central Eólica Alto Douro, tendo sido abordados os principais elementos constituintes da central eólica, como os parques, a subestação de ligação à REN e a rede interna da central.

De seguida caracterizou-se a subestação de S. Martinho, subestação que permite interligar a Central Eólica de Alto Douro à Rede Nacional de Transporte, enumerando os seus elementos e referindo as suas características.

Seguidamente identificou-se e caracterizou-se as diversas linhas pertencentes à rede interna da Central Eólica Alto Douro.

Finalizou-se o capítulo, caracterizando os parques eólicos, identificando os elementos que os constituem, e caracterizando os parques do ponto de vista da sua exploração.

Em cada tema abordado no capítulo, referiu-se e especificou-se todas as características técnicas associadas aos elementos abordados e o seu contributo para o bom funcionamento da central eólica.

No capítulo seguinte serão apresentadas, descritas e caracterizadas os modelos de aerogeradores que se encontram presentes nos parques da Central Eólica Alto Douro.

Capítulo 4

Aerogeradores

Os principais elementos de qualquer central eólica são os aerogeradores, uma vez que é através deles que estas produzem a energia que injetam na rede. A Central Eólica Alto Douro possui nos seus parques 111 aerogeradores de três modelos.

Neste capítulo aborda-se os aerogeradores presentes na Central Eólica, caracterizando os seus principais componentes, sistemas de controlo, estratégias de manutenção e respetivas manutenções.

4.1. Aerogeradores da Central Eólica

Conforme verificado anteriormente a Central Eólica Alto Douro é composta por 111 aerogeradores. Apesar de serem dimensionados para zonas com características semelhantes, estes podem possuir pequenas diferenças entre eles apesar de serem do mesmo modelo ou de modelos parecidos. Na central eólica Alto Douro há três modelos de aerogeradores conforme indicado na tabela 3.

Tabela 4 - Tipos de Aerogeradores na Central Eólica Alto Douro.

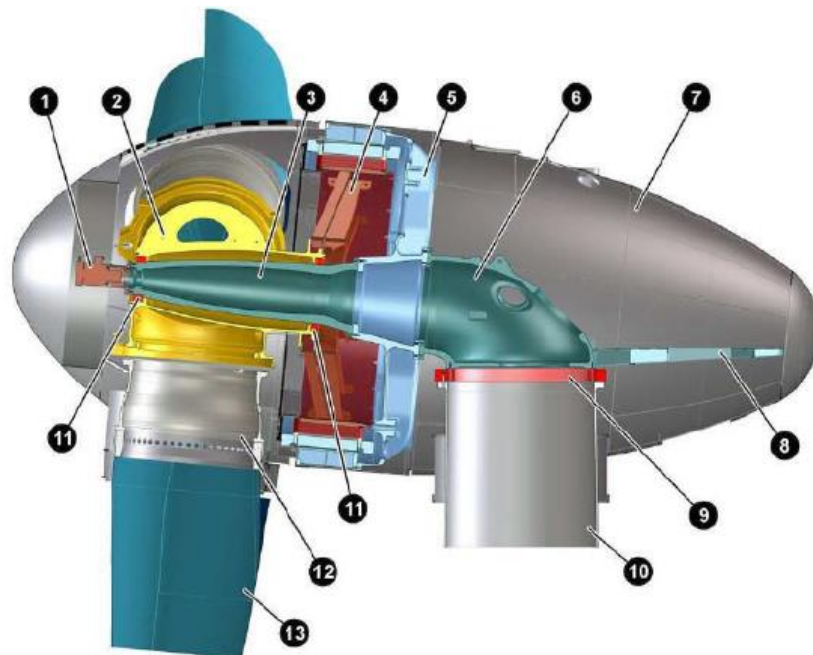
AEROGERADORES	ENERCON E82	ENERCON E82 E2	ENERCON E92
POTÊNCIA NOMINAL (KW)	2000	2300	2350
DIÂMETRO DO ROTOR (M)	82	82	92
ALTURA DO HUB (M)	78 / 84 / 85 / 98 / 108 / 138	78 / 84 / 85 / 98 / 108 / 138	78 / 84 / 85 / 98 / 104 / 108 / 138
CLASSE DE VENTO (IEC)	IEC/EN IIA	IEC/EN IIA	IEC/EN IIA

Apesar de os aerogeradores serem muito semelhantes é importante realçar que as principais diferenças entre os três tipos de aerogeradores são a potência nominal, principalmente entre o ENERCON E82 e o ENERCON E82 E2, e o diâmetro do rotor e conseqüente altura do hub, verificado na ENERCON E92. De notar que os três aerogeradores pertencem à mesma classe de vento IIA.

4.2. Características dos Aerogeradores

Os modelos presentes na central eólica em questão caracterizam-se por serem extremamente semelhantes. A nascele, componente composto por casa das máquinas e a cabeça do rotor,

gira em torno do eixo vertical da torre, encontrando-se em cima desta torre. Na cabeça do rotor estão instaladas as três pás do rotor, podendo estas ser ajustadas, girando-as em torno do seu eixo longitudinal [13].



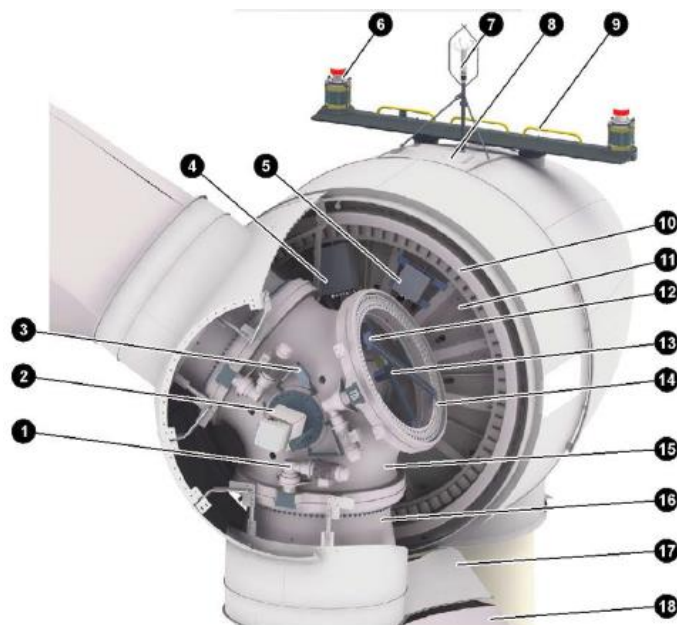
1	Slip Ring	8	Plataforma da nacelle
2	Hub do rotor	9	Rolamento do yaw
3	Axle pin	10	Torre
4	Rotor do gerador	11	Rolamento do hub
5	Estator do gerador	12	Adaptador da pá
6	Main carrier	13	Pá do rotor
7	Revestimento da nacelle		

Figura 26 - Nacelle (principais componentes). [13]

Nos aerogeradores em geral, e nestes modelos em particular, o gerador destaca-se por ser a componente chave para o aerogerador enquanto conversor de energia eólica. O gerador dos aerogeradores ENERCON caracteriza-se por ser um gerador síncrono funcionando a uma velocidade rotacional lenta como o rotor do aerogerador, isto devido a se tratar de um sistema sem engrenagens [13]. O gerador composto pelo rotor e estator, forma o componente-chave

do design do conversor de energia eólica ENERCON. Combinado com o hub, ele fornece um fluxo de energia ótimo. A sofisticada tecnologia de conversão de energia eólica significa vibração mínima durante a operação, baixas emissões sonoras e uma longa vida útil. Os campos magnéticos necessários para gerar eletricidade são criados eletricamente [16]. Devido à baixa variação da temperatura e da baixa variação de cargas mecânicas, o “envelhecimento” e as perdas das características do material do gerador e do isolamento são reduzidos consideravelmente.

Apesar de o gerador ser o componente chave de todo o sistema conversor, este não forma uma única unidade construtiva, sendo por isso composto por o rotor do gerador, parte rotativa, e por o estator do gerador, parte estática.



1	Accionamento do pitch	10	Anel do estator do gerador
2	Slip Ring	11	Rotor do gerador
3	Sub-distribuição do hub	12	Caixa de controlo de carga
4	Armário de controlo Aquecimento das pás (opcional)	13	Interruptor de fim-de-curso compacto
5	Transformador para accionamentos do pitch	14	Rolamento da flange da pá
6	Luzes de navegação (opcional)	15	Hub do rotor
7	Anemómetro com pára-raios	16	Adaptador das pás
8	Alçapão superior da nacele	17	Extensão da pá
9	Ponto de ancoragem para amortecedores de queda	18	Pá com spoiler

Figura 27 - Cabeça do Rotor [13]

A parte rotativa do aerogerador, o rotor do gerador, está montado e apoiado no hub do rotor (15), sendo este por sua vez apoiado no Axle pin (3 da figura 25).

O Axle pin (3 da figura 25) é um componente estático que está montado no estator do gerador. É este componente o responsável pelo suporte de toda a parte rotativa do sistema de conversão de energia eólica. Este componente assume grande importância, não só por suportar toda a parte rotativa, mas também por estar ligeiramente inclinado para cima, relativamente à ponta da nacela. Esta pequena inclinação garante a distância entre a torre e as pás do rotor garantindo também a diminuição da interferência aerodinâmica negativa da torre sobre as pás do rotor que giram à sua frente.

O hub (2), parte rotativa onde o rotor está montado, gira sobre um rolamento cónico à volta do axle pin. O hub constitui a ligação entre as pás do rotor e o conversor de energia eólica. Tanto o rotor com as pás do rotor estão fixos a este componente, permitindo assim a rotação do rotor por intermédio da força do vento exercida nas pás do rotor [16].

As pás do rotor são os componentes que permitem a rotação do rotor, sendo por isso fundamentais para a produção de energia.

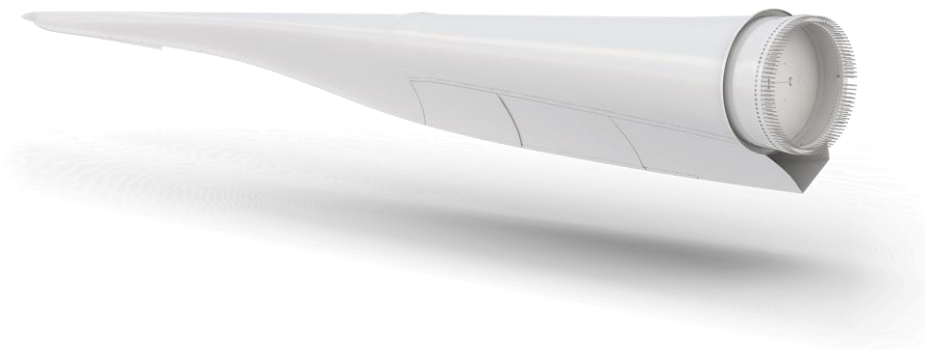


Figura 28 - Pá Aerogerador Enercon. [16]

As pás do rotor são fabricadas em plástico reforçado com fibra de vidro, possuindo algumas secções em que a pá possui uma base de madeira. As pás são ocas e são reforçadas por estruturas de almas internas [13].

As três pás do rotor, são um dos componentes que mais influência tem no aerogerador, tanto no seu desempenho bem como no ruído que este emite. As pás, fabricadas com fibra de

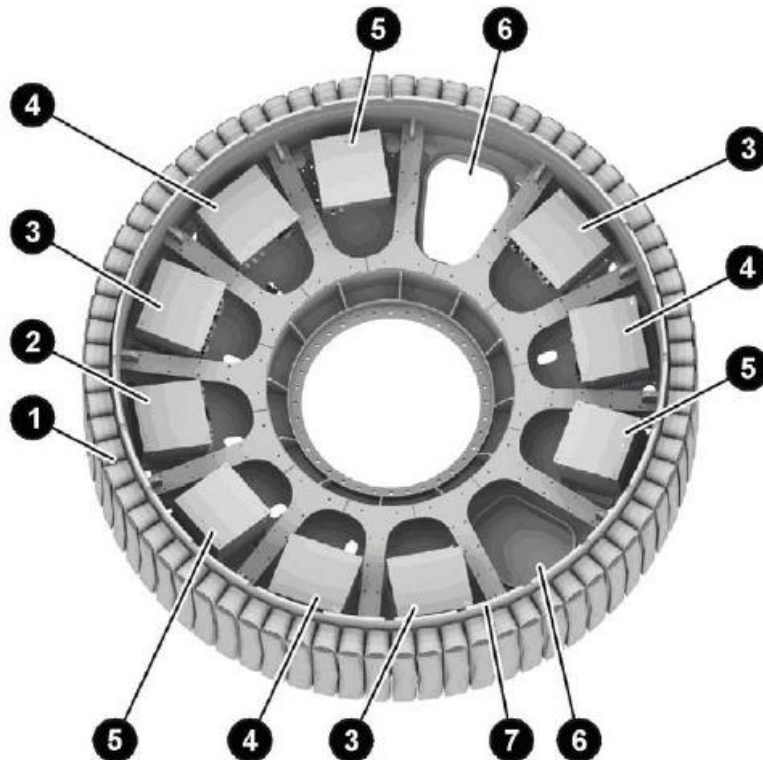
vidro, são idealizadas especialmente para a operação com uma rotação variável e ajuste do ângulo da pá e respeitando, além disso foram projetadas tendo em conta:

- Elevado coeficiente de potência;
- Longa vida útil;
- Baixa emissão de ruídos;
- Baixas cargas;
- Consumo otimizado de materiais.

A forma, o perfil dos bordos da pá e o seu revestimento tornam-nas indiferentes à turbulência provocada pelas intempéries e impossibilita também a acumulação de sujidade. De modo a se obter um rápido e preciso ajuste do ângulo da pá de acordo com as condições do vento, o ângulo definido da pá é constantemente controlado por um sistema de medição e os ângulos das três pás são sincronizados entre si.

O perfil da pá foi otimizado aerodinamicamente de forma a retirar o maior proveito do fluxo de ar incidente na pá. De forma a aproveitar os fluxos de ar que passam perto do eixo, a pá foi alargada através de um spoiler situado junto ao eixo. O alargamento da pá junto ao eixo e a forma aerodinâmica da nacele possibilitam também o aproveitamento destes fluxos de ar. As pontas da pá do rotor possuem uma dobra de 90°, design semelhante ao que é usado na construção de aviões, reduzindo as turbulências e o ruído e aumentando a sua eficácia.

Tal como foi observado anteriormente, o gerador opera a uma velocidade rotacional lenta por não possuir um sistema de engrenagens e daí necessitar de um elevado número de polos, causando elevadas dimensões ao rotor. O rotor é composto por um suporte de aço em forma de estrela no qual nos rebordos se encontra montados os polos, necessários para gerar o campo magnético para a produção de energia.

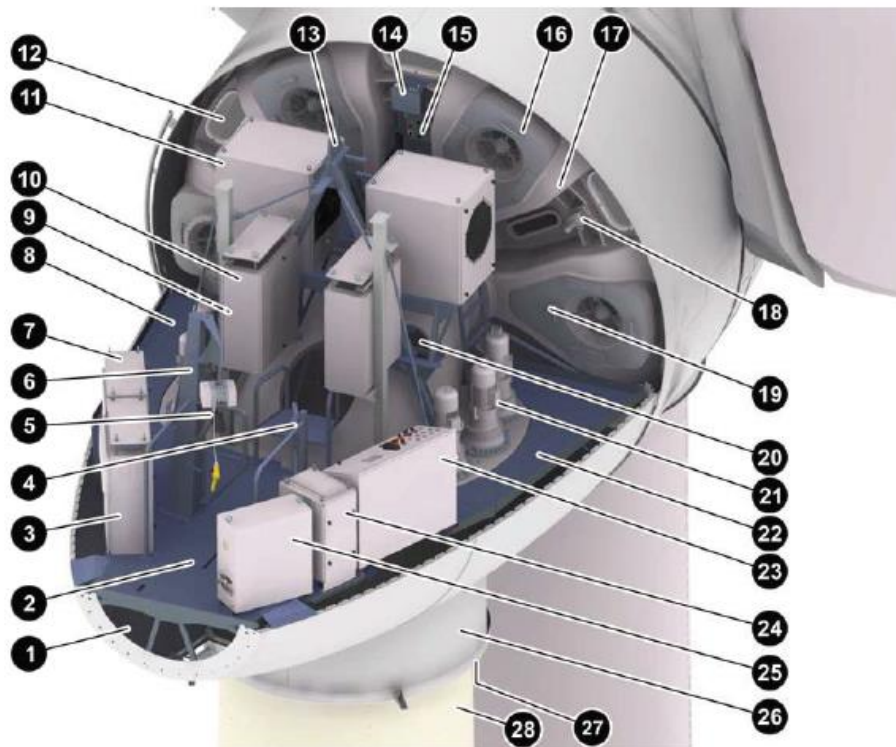


1	Pólos	5	Caixa de condensadores
2	Sub-distribuição do rotor	6	Abertura de passagem
3	Caixa do controlo do pitch	7	Rebordo do rotor
4	Caixa de relés das pás		

Figura 29 - Rotor do Gerador. [13]

O rotor do gerador do sistema de conversão de energia eólica possui instalados componentes de controlo e de alimentação das unidades de *pitch*. Estes componentes estão montados no rotor do gerador, no lado do estator do gerador.

Cada pá do rotor tem respetivamente um conjunto composto por caixas de *pitch*, caixas de relés e caixas de condensadores. A caixa de *pitch* contém os componentes lógicos que permitem o controlo do ângulo da pá, armário este que em caso de emergência será alimentado pelos condensadores da caixa de condensadores.



1	Cave da nacele	10	Filtro do gerador	19	Abertura de passagem para a cabeça do rotor
2	Alçapão do guincho	11	Rectificador	20	Abertura para cabos
3	Inversor de yaw	12	Abertura para vista no estator	21	Accionamentos de yaw
4	Main carrier com abertura de passagem	13	Escada de acesso ao alçapão superior da nacele	22	Plataforma da nacele
5	Localização dos extintores	14	Monitorização da corrente da corrente residual no gerador	23	Armário de controlo da nacele com painel de controlos
6	Guincho	15	Sub-distribuição do estator e bloqueio do rotor	24	Inversor dos ventiladores
7	Regulador de excitação	16	Ventiladores	25	Armário de controlo das luzes de navegação
8	Alçapão da cave da nacele	17	Estator do gerador	26	Colarinho da torre
9	Localização da caixa de primeiros socorros	18	Pernos de bloqueio do rotor	27	Fenda da torre
				28	Torre

Figura 30 - Casa das Máquinas Aero gerador ENERCON. [13]

O disco de suporte do estator forma uma separação entre a parte traseira da casa das máquinas (parte fixa da nacele) e a cabeça do rotor (parte rotativa da nacele).

É dentro do estator do gerador, parte fixa do gerador, que o rotor gira. O estator possui no seu bordo um anel com enrolamentos em cobre onde é induzida a corrente. O estator é suportado por uma estrutura em ferro fundido em forma de escudo.

4.3. Controlo

O controlo num aerogerador é fundamental, uma vez que permitirá este transformar a energia produzida em energia útil para injetar na rede na qual a central se encontra inserida.

Os modelos dos aerogeradores presentes na Central Eólica Alto Douro, caracterizam-se por serem conversores de energia eólica equipados com um gerador síncrono, pelo que as grandezas elétricas aos terminais do gerador possuem uma frequência proporcional à frequência de rotação da turbina. De forma a se assegurar o melhor aproveitamento do recurso eólico em todas as velocidades de vento, o aerogerador funciona com rotação variável, levando o gerador a produzir corrente alternada com tensão e frequência variáveis.

Assim sendo, esta necessita de estar ligada à rede através de um sistema de conversão AC/DC/AC, de forma a adaptar a frequência variável das grandezas do estator à frequência constante da rede de energia elétrica, 50Hz.

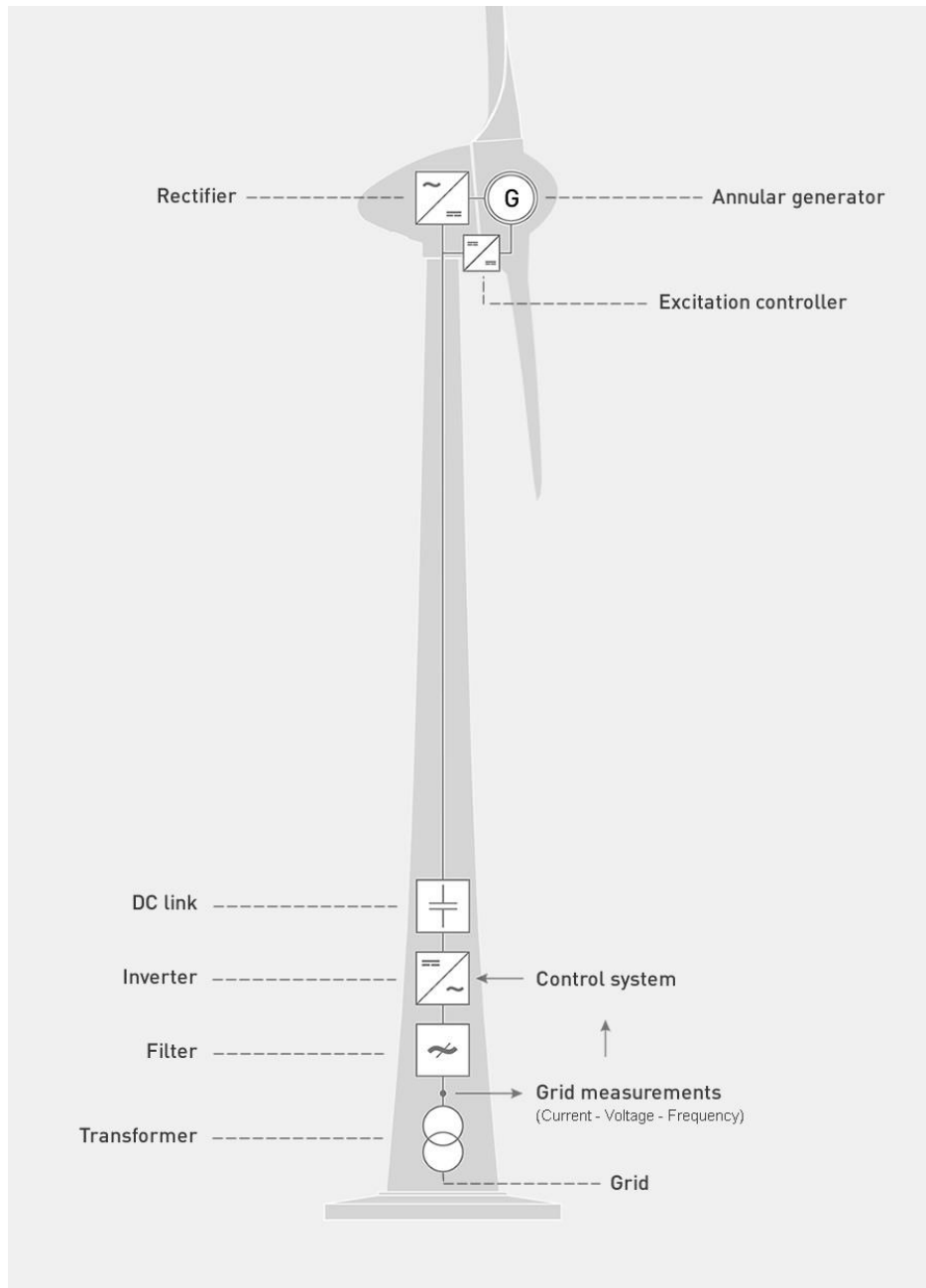


Figura 31 - Esquema de Ligações Aero gerador ENERCON. [17]

No gerador, os enrolamentos do estator formam dois sistemas de corrente que fornecem correntes trifásicas independentes um do outro. As duas correntes trifásicas são retificadas separadas uma da outra sendo depois unidas no conversor CC/CC. De seguida, através dos inversores, a corrente é novamente transformada em corrente trifásica agora com tensão e frequência em conformidade com a rede. Antes de o aerogerador alimentar a rede na qual esta inserido, a potência é transformada na tensão pretendida, no caso da central eólica será de 20kV.

O sistema de controlo do inversor determina qual a intensidade de corrente alternada de referência, baseando-se no valor da tensão da rede e no valor de potência ativa proporcionado pela velocidade do vento registado na altura. Esta intensidade de corrente é imposta no sistema de corrente alternada, controlando a tensão à saída do inversor [10]. Para tal, é necessário que a tensão contínua à entrada do inversor seja constante, daí a montagem do condensador em paralelo com a ligação de corrente contínua. O binário eletromagnético aplicado à turbina é imposto pelo inversor, com base no valor da potência ativa disponível para cada velocidade do vento. Se o binário mecânico da turbina for superior ao binário eletromecânico, a máquina aumenta a sua velocidade, caso contrário, a máquina diminui a sua velocidade.

A tensão contínua aos terminais do condensador tem que ser regulada para um valor constante, que pode ser assegurado pelo sistema de excitação do gerador. No entanto, para valores baixos da velocidade do rotor, o sistema de excitação não possui a capacidade de assegurar aquele valor de tensão, daí existir um conversor CC/CC que assegura esta função.

4.3.1. Controlo de *Yaw*

A nacele do aerogerador estar posicionada perpendicularmente à direção do vento é, obviamente, uma condição fundamental de forma a garantir o melhor aproveitamento do recurso eólico disponível. Para tal, uma vez que o vento varia a sua direção constantemente, os aerogeradores possuem um sistema de controlo que permite direcionar a nacele de acordo com a direção do recurso eólico disponível.

Se a diferença entre a direção do vento e a direção do rotor não exceder o valor máximo admissível, os acionamentos do *yaw* ativam e ajustam a posição da nacele de acordo com a direção do vento. Este sistema de controlo assegura um arranque e uma travagem suave [13].

O sistema de controlo de *Yaw* está ativo até velocidades mínimas de 2 m/s, ou seja, abaixo da velocidade de arranque do aerogerador (cut-in), uma vez que estando o aerogerador parado o aerogerador não necessita do sistema de controlo de *Yaw* ativo.

4.3.2. Sistema de Controlo do Pitch

O ângulo sobre o qual o fluxo do recurso eólico atinge as pás do aerogerador, faz toda a diferença no que diz respeito ao desempenho do aerogerador, uma vez que influencia a força de sustentação das pás e também na força com a qual as pás fazem girar o rotor. Assim sendo, o ângulo das pás é ajustado conforme o vento de forma a maximizar o aproveitamento do recurso eólico de forma a não causar sobrecargas no aerogerador.

Apesar de ser um sistema para otimizar o desempenho do aerogerador, este também permite a travagem aerodinâmica no rotor. Se o aerogerador alcançar a potência nominal e a velocidade do vento continuar a aumentar, o aerogerador necessita de limitar a sua produção na potência nominal da máquina. Para isso, utiliza o sistema de controlo do *pitch* para manter a velocidade do rotor e para manter o nível de energia extraída do recurso eólico, de forma a não ultrapassar os valores nominais de energia convertida pelo gerador.

Os aerogeradores da central eólica Alto Douro, caracterizam-se por possuírem um sistema de controlo de *pitch* com três medidas de ângulos das pás especiais [13]:

- 2,5° Posição normal em modo de funcionamento com carga parcial: Aproveitamento máximo do vento disponível;
- 92° Posição em bandeira (o rotor foi parado manualmente ou em modo automático): as pás não geram força de sustentação, nem mesmo com vento e o rotor está parado ou move-se ligeiramente;
- 60° Funcionamento em vazio (o aerogerador não gera potência devido à ausência de vento): O rotor move-se a uma velocidade muito reduzida ou está parado (com total ausência de vento).

4.4. Manutenção

As atividades ligadas à manutenção têm um peso significativo no que diz respeito ao custo de operação. Como tal o objetivo é otimizar e minimizar os impactos que estas manutenções possam significar.

A manutenção dos conversores de energia eólica é fulcral para otimizar e maximizar a sua disponibilidade, tendo influência na sua produção. Com a manutenção pretende-se que os conversores sejam sistemas fiáveis, com baixas taxas de avarias e, conseqüentemente, taxas

de funcionamento elevadas. Para tal, é necessário conhecer o estado em que o aerogerador se encontra a trabalhar e qual o seu histórico de incidências, o que permite aos seus operadores e responsáveis pelo planeamento de manutenções possuir informação fidedigna sobre o atual estado do sistema.

Normalmente, qualquer sistema de monitorização de máquinas elétricas rotativas envolve a medição de vibrações, temperaturas e espectro das correntes. Estes sinais, depois de adquiridos, são trabalhados com o objetivo de se poder antecipar futuras falhas, mecânicas ou elétricas, e prever avarias mais graves que possam ocorrer em outros componentes, que possam levar a uma paragem prolongada da máquina ou até mesmo à sua destruição [18].

As manutenções podem ser utilizadas quer para reparar anomalias e avarias reportadas, ou para antecipar a ocorrência destas anomalias de forma a garantir que o aerogerador esteja em condições para aproveitar ao máximo e durante o máximo de tempo possível o recurso eólico disponível.

Os custos com a manutenção das turbinas dos parques eólicos assumem um peso importante na exploração dos parques. Os operadores dos parques eólicos tendem a explorar os seus parques de forma mais económica, com o objetivo de aumentar os lucros. Nesse sentido, necessitam de técnicas de planeamento da manutenção que levem a uma efetiva redução dos custos de exploração, em comparação com as técnicas de manutenção usuais [18].

4.4.1. Tipos de Manutenção

A manutenção define-se como sendo o conjunto de ações técnicas e administrativas destinadas a manter em condições aceitáveis as instalações e o equipamento de forma a assegurar a regularidade, a qualidade e a segurança do mesmo na produção com o mínimo de custos totais.

Uma vez que um sistema conversor de energia eólica possui uma grande diversidade de equipamentos de naturezas distintas, equipamentos elétricos como o gerador, o transformador e os diversos motores, equipamentos mecânicos como os rolamentos e os sistemas rotacionais, a equipa responsável tem que possuir as competências necessárias consoante a manutenção a fazer.

O aerogerador, tal como qualquer tipo de máquina, também necessita de manutenção podendo estas ser manutenções preventivas ou manutenções corretivas.

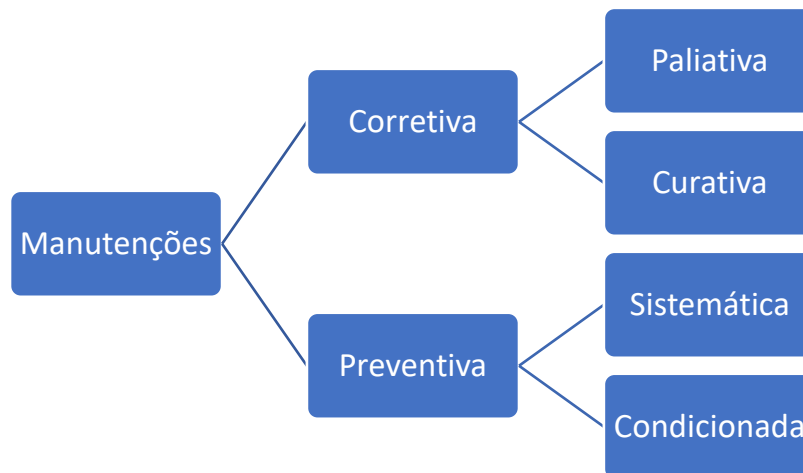


Figura 32. Tipos de manutenções.

As manutenções, conforme o diagrama sugere, podem ser preventivas ou corretivas. A manutenção preventiva consiste num trabalho de prevenção de defeitos que possam originar a paragem ou um baixo rendimento dos equipamentos em operação, este género de manutenção é feito tendo em conta os dados de monitorização e estudos estatísticos realizados. A manutenção corretiva é realizada após a ocorrência da anomalia e tem como objetivo reparar o sistema. Também poderão ser englobadas intervenções para melhoria global dos equipamentos, mesmo sem que tenha ocorrido avaria [18].

A manutenção preventiva sistemática é efetuada segundo uma periodicidade determinada através dos dados de monitorização do aerogerador, tendo por objetivo manter o sistema num bom estado de funcionamento.

A manutenção preventiva condicionada é efetuada quando existem evidências, obtidas através dos dados de monitorização e desempenho, de que poderão ocorrer avarias futuramente. Estas manutenções são efetuadas quando se consegue prever uma futura avaria.

A manutenção corretiva paliativa é uma manutenção executada após a ocorrência de uma avaria, tendo por objetivo colocar de imediato em funcionamento as instalações, ficando a resolução final da avaria adiada para um futuro em que o funcionamento das instalações não seja crítico.

A manutenção corretiva curativa é efetuada após a ocorrência de uma avaria tendo como objetivo a resolução desta avaria, repondo todo o sistema no seu funcionamento normal.

O grande objetivo na gestão de manutenções é reduzir ao máximo o número de manutenções corretivas de forma a aumentar a fiabilidade e a disponibilidade do sistema e, conseqüentemente, reduzir os custos devidos a avarias e à resolução destas, consegue-se reduzir e prever estas situações através das manutenções preventivas.

No caso da Central Eólica Alto Douro a manutenção dos aerogeradores é assegurada pelos fabricantes dos aerogeradores, sendo definida por eles a estratégia de manutenção e as características da manutenção conforme o tipo de aerogerador.

4.4.2. Estratégias de Manutenção de Parques Eólicos

A estratégia adotada pelo fabricante (ENERCON), responsável pelas manutenções e pelas estratégias de manutenção na Central Eólica Alto Douro, consiste em realizar em intervalos de três meses manutenções preventivas a diferentes sistemas do aerogerador.

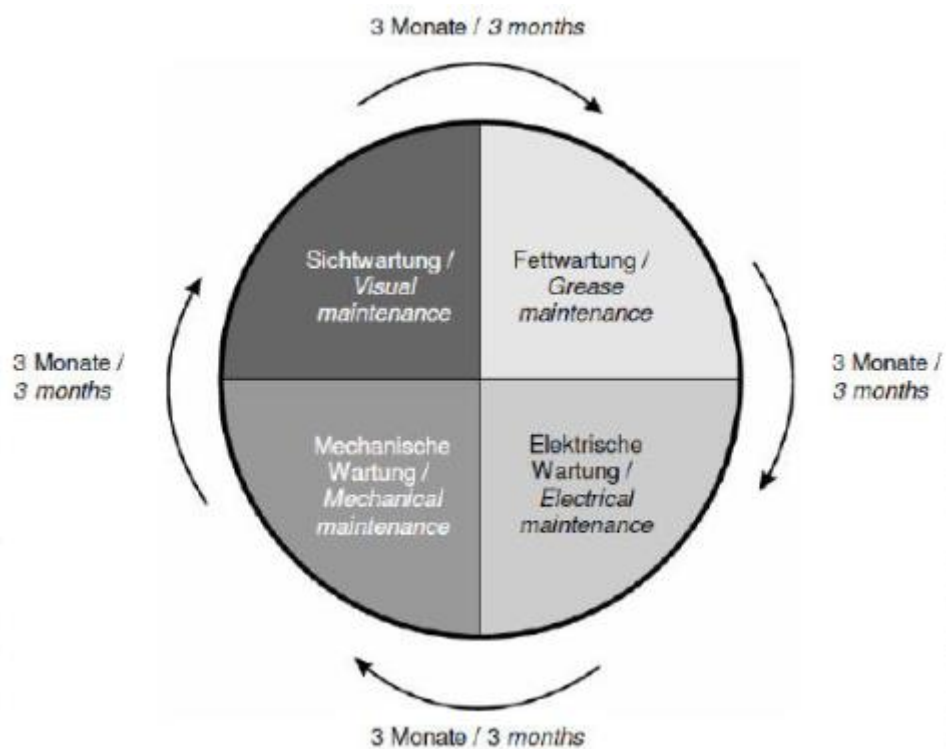


Figura 33 - Ciclo de Manutenções Aerogeradores ENERCON. [21]

O ciclo de manutenção começa com uma manutenção de lubrificação dos componentes de desgaste do aerogerador, passados três meses é efetuada a manutenção dos sistemas elétricos, passados três meses a manutenção dos componentes dos sistemas mecânicos e por fim acaba-se o ciclo de manutenções com a manutenção visual. Cada tipo de manutenção é realizado por uma equipa especializada na área que irá fazer a manutenção, sendo as equipas específicas para cada tipo de manutenção.

Sendo a estratégia adotada uma estratégia baseada no tempo, esta apresenta alguns inconvenientes, tais como o facto de os aerogeradores, apesar de pertencerem ao mesmo parque eólico, podem estar sujeitos a diferentes condições de operação e daí o desgaste e a necessidade de manutenção não serão as mesmas de aerogerador para aerogerador. Outro inconveniente que pode ser associado a esta estratégia de manutenção é o facto de o intervalo entre manutenções ser muito curto aumentando assim os custos operacionais, aumento dos tempos de paragem do aerogerador e leva a substituições desnecessárias de equipamentos que, muitas das vezes, até se encontram em bom estado.

4.5. Conclusão

No presente capítulo efetuou-se uma descrição e caracterização geral sobre os aerogeradores presentes na Central Eólica Alto Douro, analisando a sua constituição e sistemas de controlo essenciais para maximizar o aproveitamento do recurso eólico em toda a central eólica.

Para finalizar o capítulo efetuou-se uma abordagem à manutenção e às estratégias de manutenção a que os aerogeradores da Central Eólica Alto Douro são sujeitos, com o objetivo de maximizar o desempenho dos aerogeradores, diminuindo o seu tempo de indisponibilidade.

No capítulo seguinte será feita uma análise de problemas e respetivas soluções para a Central Eólica Alto Douro, efetuando uma descrição e uma análise à rede interna, permitindo identificar os principais problemas e sugerindo estratégias para os resolver.

Capítulo 5

Análise de problemas e respetivas soluções na Central Eólica Alto Douro

A produção de eletricidade através da energia eólica tem sofrido um desenvolvimento notável ao longo das últimas décadas. A tecnologia dos aerogeradores foi uma das mais rápidas tecnologias renováveis a ter sido desenvolvida resultando em um grande aumento de potência nominal dos aerogeradores ao longo dos anos.

Acompanhando esta tendência de desenvolvimento tecnológico, os aerogeradores irão aumentar a sua potência nominal com o decorrer dos anos, fazendo com que os parques possuam um menor número de aerogeradores, mas possivelmente com uma maior potência instalada.

Para tal, a avaliação e o estudo da estrutura dos parques eólicos assume uma verdadeira importância, não só para diminuir perdas e melhorar as condições de exploração, mas também para estudar um possível reforço das estruturas.

Assim sendo, é nesta avaliação e estudo das estruturas da central eólica Alto Douro que é baseado este capítulo. Neste capítulo encontra-se descrito todo o processo necessário ao estudo e avaliação da estrutura da central eólica, bem como medidas de melhoria do ponto de vista técnico.

5.1. Central Eólica Alto Douro

De forma a realizar a avaliação e estudo da central eólica Alto Douro foi realizado o levantamento de toda a informação e características dos elementos que constituem a central eólica Alto Douro.

De forma a facilitar o tratamento e o estudo do trânsito de potências, utilizou-se o sistema “por unidade” (pu) de modo a que não seja necessário quantificar as grandezas elétricas nas respetivas unidades. O sistema “pu” consiste na definição de valores de base para as grandezas, seguida da substituição dos valores das variáveis e constantes (expressas no SI) pelas suas relações com os valores de base pré-definidos.

Para determinar o esquema equivalente da central eólica Alto Douro em “pu” foi necessário:

- Definir a base de potência para toda a rede: potência de base considerada foi de 100 MVA, $S_b = 100MVA$;

- Identificar as diferentes zonas de tensão, definir as tensões de base mantendo a relação de transformação dos transformadores: $U_{b1} = 20kV$, $U_{b2} = 63 kV$ e $U_{b3} = 230kV$;
- A partir das bases de potência e tensão, calcular as bases de corrente e impedância;

$$Z_b = \frac{(U_b)^2}{(S_b)} ; I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b} \quad (13)$$

- Conversão do esquema inicial num esquema de elementos passivos com todas as grandezas em pu;

$$G_{pu} = \frac{G_{real}}{G_b} \quad (14)$$

Onde,

S_b : potência de base, representada em MVA

U_b : tensão de base, representada em volts (V)

I_b : potência de base, representada em amperes (A)

Z_b : impedância de base, representada em Ohm (Ω)

G: representa uma grandeza.

Após a determinação e cálculo das grandezas para o sistema em “pu”, conforme se pode observar em anexo III, recorreu-se ao software “*PowerWorld Simulator 8.0*” para obter os valores e simular o transito de potências quando esta se encontra a produzir energia. De notar, que para efetuar as simulações foi utilizado o cenário em que os elementos da central se encontram mais vulneráveis às suas características, ou seja, quando a central eólica se encontra na sua máxima produção.

5.2. Problemas na Exploração da Central Eólica Alto Douro

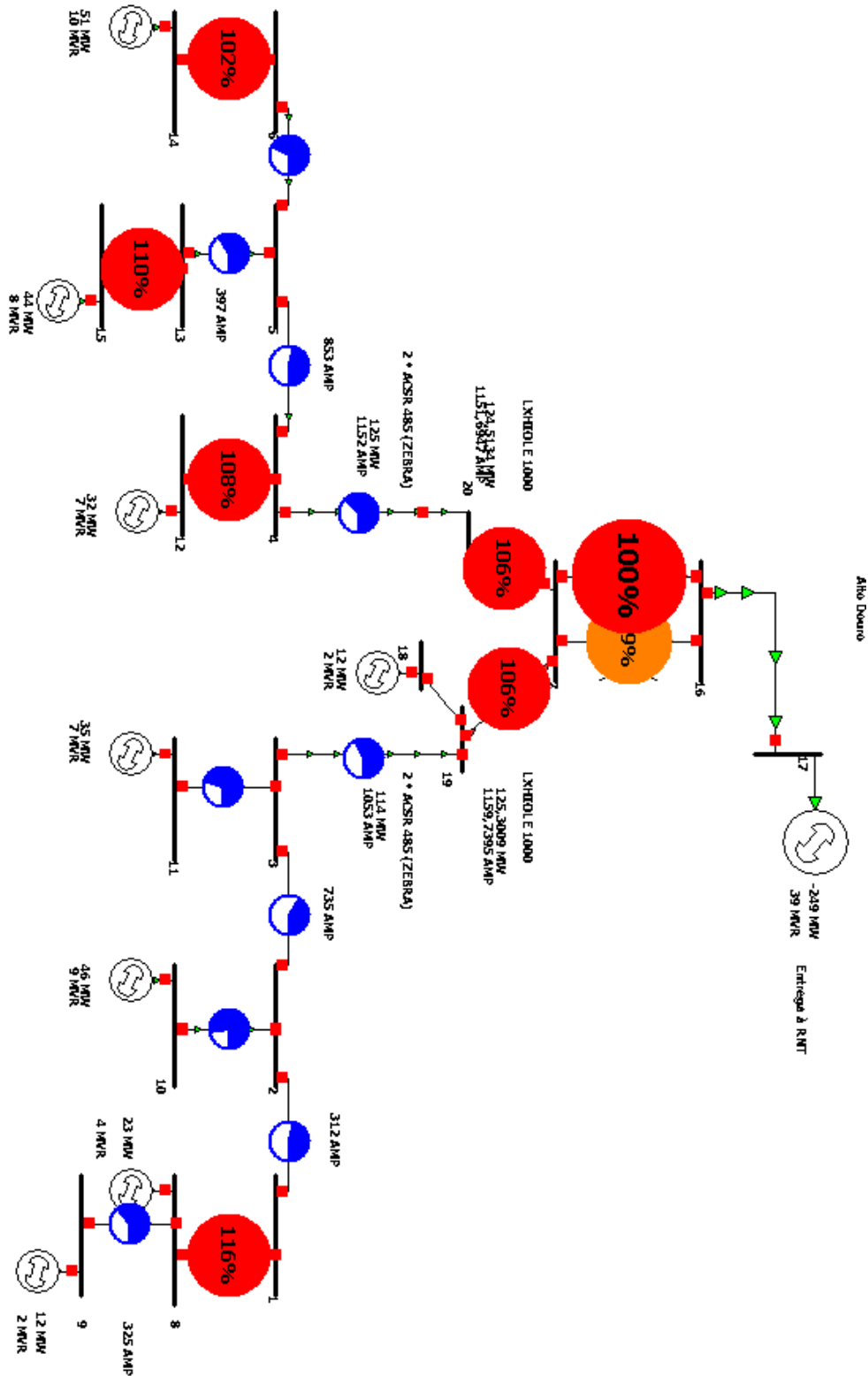


Figura 34 - Fluxo de Potências Central Eólica Alto Douro

Realizada a simulação e analisando a situação atual da central eólica, deparou-se com problemas em diversos elementos da central que impedem e colocam em risco o seu bom funcionamento e a própria segurança das instalações. Tal como se pode observar na imagem anterior, encontrou-se os seguintes problemas:

- Sobrecarga e consequente sobreaquecimento na chegada dos ramais à subestação de S. Martinho, troço constituído pelo cabo LXHIOLE 1000 mm²;
- Sobrecarga dos transformadores dos parques eólicos;
- Sobrecarga dos transformadores da subestação S. Martinho.

5.2.1. Sobrecarga e Sobreaquecimento do Cabo LXHIOLE 1000 mm²

Conforme foi em cima referido, um dos problemas encontrados foi a sobrecarga e consequente sobreaquecimento no cabo LXHIOLE1000 mm². O cabo LXHIOLE trata-se de um cabo isolado com uma secção nominal do condutor de 1000 mm² sujeito à tensão da rede interna da central de 63 kV. O cabo LXHIOLE é o cabo utilizado para fazer a interligação dos ramais da rede interna com o GIS da subestação de S. Martinho.

Voltage		Conductor cross-section (mm ²)	Diameter over insulation (mm)	Approx. outer diameter (mm)	Approx. weight (kg/km)	Current carrying capacity Ⓢ		Cond. max. short-circuit current, t=1s (kA)	Cond. DC resistance @ 20°C (Ω /km)	Inductance Ⓢ (mH/km)	Capacitance (μ F/km)
U _v /U (kV)	U _m (kV)					In air (A)	Buried (A)				
36/60	72,5	185	43,5	60,0	3.900	415	322	17,5	0,164	0,46	0,15
		400	51,5	68,0	4.840	637	467	37,8	0,0778	0,40	0,20
		630	60,5	77,0	6.090	857	597	59,5	0,0469	0,37	0,25
		1 000	69,0	86,0	7.620	1 082	724	94,5	0,0291	0,34	0,29

Figura 35 - Características do cabo LXHIOLE

A sobrecarga no cabo e consequente aquecimento ocorre quando a corrente que o percorre é superior ao que ele suporta. Tal situação ocorre quando a central eólica se encontra a produzir uma elevada potência fazendo elevar a corrente para valores que chegam, e ultrapassam, os valores de corrente nominal do cabo, fazendo este entrar em sobrecarga e sobreaquecimento, tal como se pode verificar na imagem seguinte.

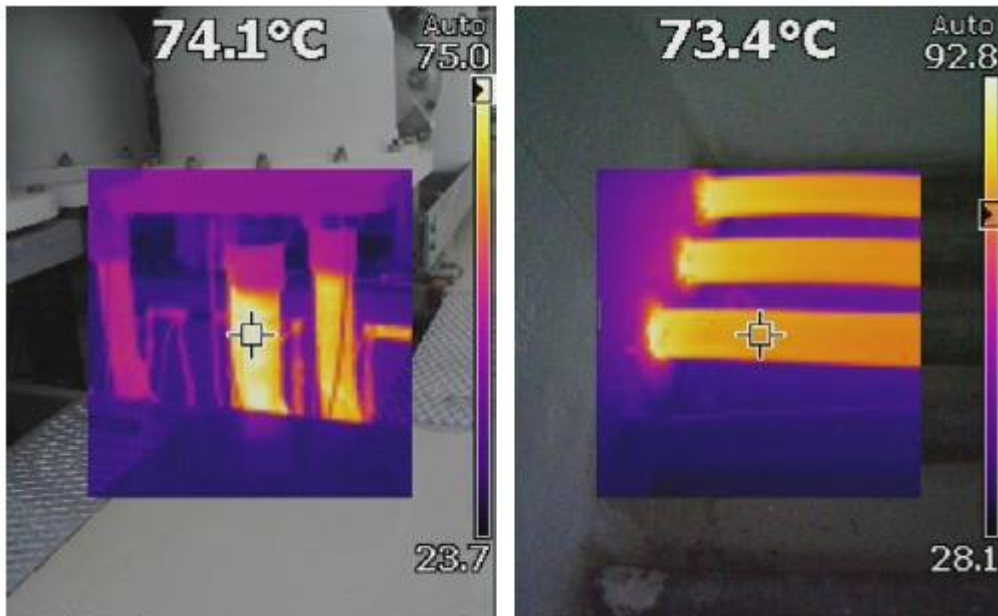


Figura 36 - Sobrecarga e sobreaquecimento do cabo

O sobreaquecimento dos cabos pode dar origem à degradação dos compostos poliméricos que constituem o isolamento, em resultado da qual se verifica uma perda da capacidade de alongamento e fragilização ou eventualmente fissuras no isolamento [30].

Através da análise do fluxo de potências realizado à central eólica, verifica-se que a corrente presente nos dois cabos quando o parque se encontra à máxima potência atinge valores de aproximadamente 1150 A, sendo que a capacidade de corrente máxima dos cabos é de 1084 A quando ao ar.

5.2.2. Sobrecarga dos Transformadores de Potência dos Parques Eólicos e Subestação de S. Martinho

A sobrecarga nos transformadores de potência está presente em quase todos os parques da central e nos dois transformadores de potência da subestação de S. Martinho. Esta sobrecarga dos transformadores está associada ao excesso de potência disponibilizada aos terminais do transformador, causando a sobrecarga do equipamento.

O facto de os transformadores se encontrarem em sobrecarga, representam consequências não só para a rede, originando maior perdas e aquecimento que se poderá propagar por

restantes equipamentos, mas também para os próprios transformadores, visto que além de aumentar a taxa de envelhecimento pode causar:

- Evolução de gases dissolvidos no óleo do transformador;
- Aumentos de pressão;
- Expansão do óleo;
- Expansão térmica de condutores, partes estruturais e materiais isolantes resultando em deformações permanentes.

Além dos riscos anteriormente considerados, é importante realçar que um problema num transformador na central eólica representa um custo elevado de reparação, não só devido ao elevado custo do equipamento, mas sobretudo devido à indisponibilidade que a situação poderá representar.

5.3. Propostas de Cenários para Resolver e Atenuar os Problemas de Exploração da Central Eólica

Tendo em conta os problemas de exploração verificados nos pontos anteriores, de seguida serão apresentados cenários que possibilitam a eliminação e atenuação de alguns desses problemas, fazendo com que a central eólica possa produzir à sua potência máxima sem possuir nenhuma limitação do ponto de vista técnico.

Os cenários considerados visam não só resolver do ponto de vista técnico as situações anteriormente detetadas, mas também melhorar do ponto de vista de exploração da rede interna da central eólica, resolvendo as suas limitações, mas também a preparando para o futuro.

Independentemente dos cenários considerados, a sobrecarga dos transformadores é um problema que não é possível atenuar sem se recorrer à substituição destes por transformadores capazes de transformar uma maior potência. Assim sendo, e devido ao facto de o fornecedor contactado efetuar a construção destes transformadores consoante as características pretendidas, considerou-se a implementação de transformadores com as potências especificadas na tabela seguinte.

Tabela 5 – Transformadores de potência

Local	Pot. inst. (MW)	TP atual (MVA)	TP novo (MVA)
SERRA SAMPAIO + RANHADOS	34,5	30	50
SENDIM	46	50	65
CHAVÃES	34,5	40	50
ARMAMAR	32,4	30	50
SERRA DA NAVE	43,7	40	60
TESTOS 2	50,6	50	65
S. MARTINHO	253,2	2x126	2x145

Definidas as novas potências para os transformadores de potência dos parques eólicos e da subestação de S. Martinho, verifica-se que mesmo quando os parques se encontram à sua potência máxima, estes não entram em sobrecarga, garantindo-se uma folga relativamente à sua potência nominal e tornando o transformador mais eficiente.

Depois de efetuadas diversas análises e testes perante outras possíveis soluções, (como aumento da secção das linhas da rede interna, colocar linha dupla nos troços que possuem linha simples e aumentar ligeiramente o nível de tensão da rede), e tendo em conta a resolução do ponto de vista técnico das situações anteriormente detetadas e também promover uma melhoria do ponto de vista de exploração da central eólica, optou-se por efetuar um reforço e reformular a estrutura da rede interna da central, tornando-a emalhada a partir dos parques mais próximos da subestação de S. Martinho.

Esta parte da rede será constituída por quatro troços diferentes, tal como se pode verificar na imagem seguinte:

- Uma linha dupla entre o barramento 3 e o barramento 21 com 4,335 km;
- Uma linha dupla entre o barramento 4 e o barramento 21 com 4,3 km;
- Uma linha dupla entre o barramento 21 e o barramento 22 com 2,522 km;
- Uma linha simples isolada, cabo LXHIOLE 1000 mm² com 0,035 km, utilizada para ligar a linha do barramento 21 ao barramento 22 ao GIS de S. Martinho.

Depois de definidos estes parâmetros e a estrutura, foram considerados cenários com dois tipos de linhas:

- ACSR 485 mm² (Zebra);
- ACSR 595 mm² (Zambeze).

Tabela 6 - Características dos dois cabos considerados.

Parâmetro	Condutor	Condutor
Tipo de cabo	Al – Aço 485 mm ² (ACSR)	Al – Aço 595 mm ² (ACSR)
Secção total (mm²)	484,50	595,00
Secção de alumínio (mm²)	428,90	565,40
Secção de aço (mm²)	55,60	29,60
Diâmetro (mm)	28,62	31,80
Composição (nº fios x mm)	54x3,18 + 7x3,18	42x4,14 + 7x2,32
Resistência (ω/km a 20°C)	0,07	0,05
Capacidade nominal (a)	915,00	1085,00
Coef. linear de expansão (1/k)	19,4 x 10 ⁻⁶	21,2 x 10 ⁻⁶

Num dos cenários a seguir descritos, foi abordada ainda a possibilidade de aumentar o nível de tensão ao qual a rede interna da central eólica se encontra a ser explorada. Uma vez que quanto maior for a intensidade de corrente elétrica, maior o efeito de sobreaquecimento nos cabos, tal como se pode observar anteriormente nos cabos LXHIOLÉ 1000 mm², e a queda de tensão ao longo da rede é tanto maior quanto a maior a intensidade de corrente, é por isso fundamental reduzir a intensidade de corrente, assegurando que é transportada a mesma quantidade de energia.

$$P_{ij} = \frac{1}{R^2 + X^2} [R|V_i|^2 - R|V_i V_j| \cos \delta + X|V_i V_j| \sin \delta] \quad (15)$$

$$Q_{ij} = \frac{1}{R^2 + X^2} [X|V_i|^2 - X|V_i V_j| \cos \delta + R|V_i V_j| \sin \delta] \quad (16)$$

$$\delta = \theta_i - \theta_j \quad (17)$$

$$R \ll X \quad (18)$$

Por simplicidade, considera-se:

$$R = 0 \quad (19)$$

$$p = 0 = P_{ij} + P_{ji} \rightarrow P_{ij} = -P_{ji} \quad (20)$$

$$P_{ij} = -P_{ji} = \frac{|V_i V_j|}{X} \sin \delta \quad (21)$$

Tal como se pode observar nas equações anteriores, a potência transmitida é diretamente proporcional à tensão e à corrente na linha e por isso podemos reduzir a corrente aumentando proporcionalmente o valor da tensão.

5.3.1. Cenário 1

Para combater o problema das sobrecargas e consequente sobreaquecimento na chegada dos ramais à subestação de S. Martinho, optou-se por acrescentar os quatro troços mencionados anteriormente, com as seguintes características:

- Barramento 3 a barramento 21: cabo ACSR 485 mm² (Zebra);
- Barramento 4 a barramento 21: cabo ACSR 485 mm² (Zebra);
- Barramento 21 a barramento 22: cabo ACSR 485 mm² (Zebra);
- Barramento 22 a barramento 7: cabo LXHIOLÉ 1000 mm².

Esta nova configuração da rede permitiu resolver o problema de sobrecarga nos troços anteriormente referidos. De notar que a corrente do barramento 19 para o barramento 7 passou de 1160 A para 865 A, significando uma redução da corrente em cerca de 25%, e a corrente do barramento 20 para o barramento 7 passou de 1152 A para 897 A, significando uma redução de corrente em cerca de 22%.

Para efetuar os cálculos e para efeitos de simulação, considerou-se os postes CWA, que se encontram descritos no anexo 2.

Na imagem seguinte pode-se observar a estrutura da rede que foi emalhada referente ao primeiro cenário. Neste primeiro cenário foram calculadas as características a que as linhas se encontrarão sujeitas, conforme se pode observar em anexo 1, bem como o fluxo de potências, através do software *Power World Simulater 8.0*.

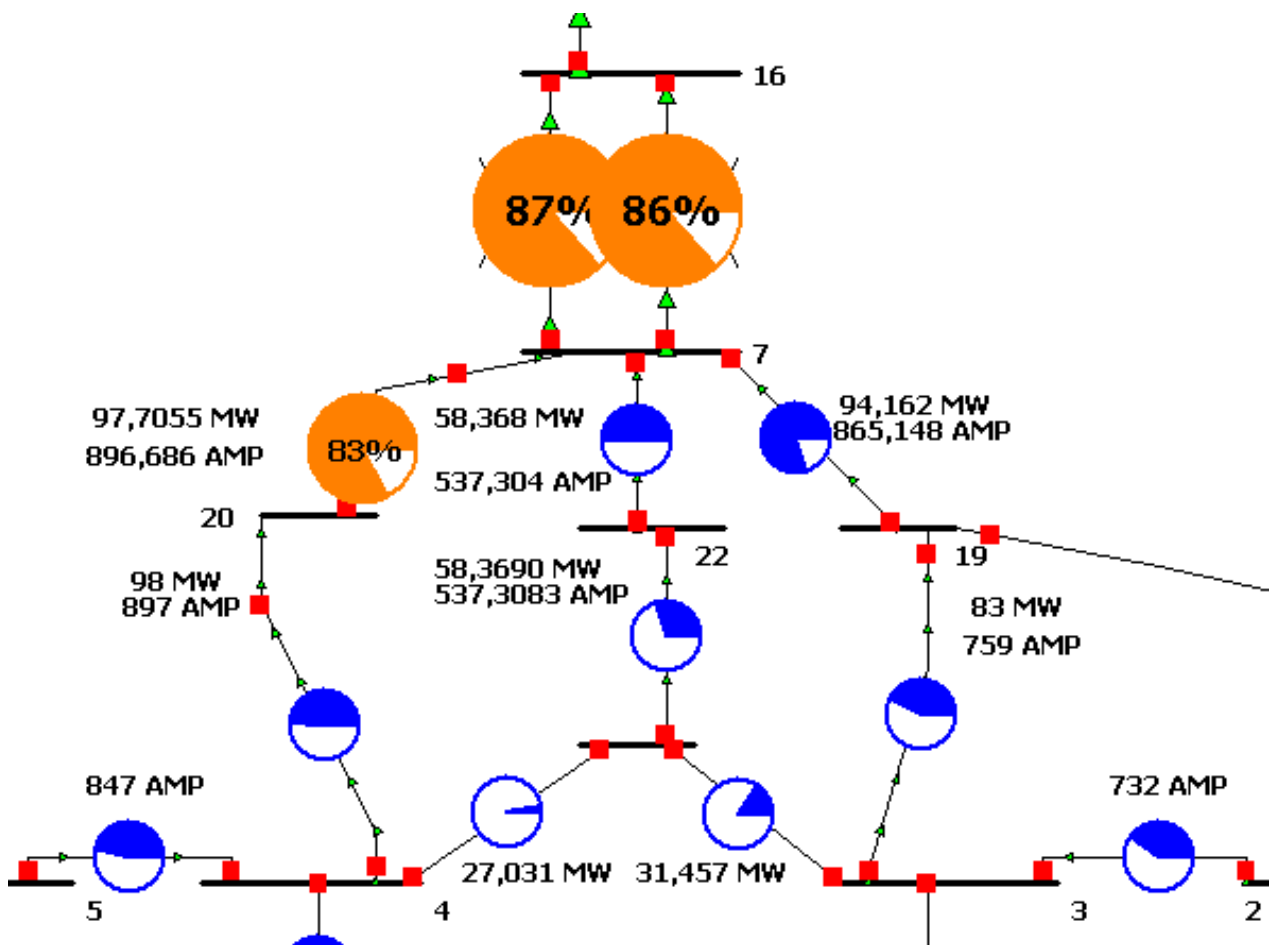


Figura 38 - Configuração cenário 1.

Observando a imagem anterior, tendo em conta as novas potências dos transformadores, pode-se concluir que de uma forma geral as sobrecargas na rede interna foram resolvidas devido ao facto de as correntes terem baixado significativamente e, conseqüentemente, o fluxo de potência por troço.

5.3.2. Cenário 2

O cenário 2 caracteriza-se por ser bastante semelhante ao cenário 1. No entanto, de forma a combater o problema das sobrecargas e consequente sobreaquecimento na chegada dos ramais à subestação de S. Martinho, optou-se por cabos com uma secção superior comparativamente com os cabos utilizados no primeiro cenário. As características dos quatro troços adicionados são:

- Barramento 3 a barramento 21: cabo ACSR 595 mm² (Zambeze);
- Barramento 4 a barramento 21: cabo ACSR 595 mm² (Zambeze);
- Barramento 21 a barramento 22: cabo ACSR 595 mm² (Zambeze);
- Barramento 22 a barramento 7: cabo LXHIOLE 1000 mm².

Esta configuração da rede permitiu resolver o problema de sobrecarga nos troços anteriormente referidos. De notar que a corrente do barramento 19 para o barramento 7 passou de 1160 A para 862 A, significando uma redução da corrente em cerca de 26%, e a corrente do barramento 20 para o barramento 7 passou de 1152 A para 894 A, significando uma redução de corrente em cerca de 22%.

Para efetuar os cálculos e para efeitos de simulação, considerou-se os postes CWR, que se encontram descritos no anexo 2.

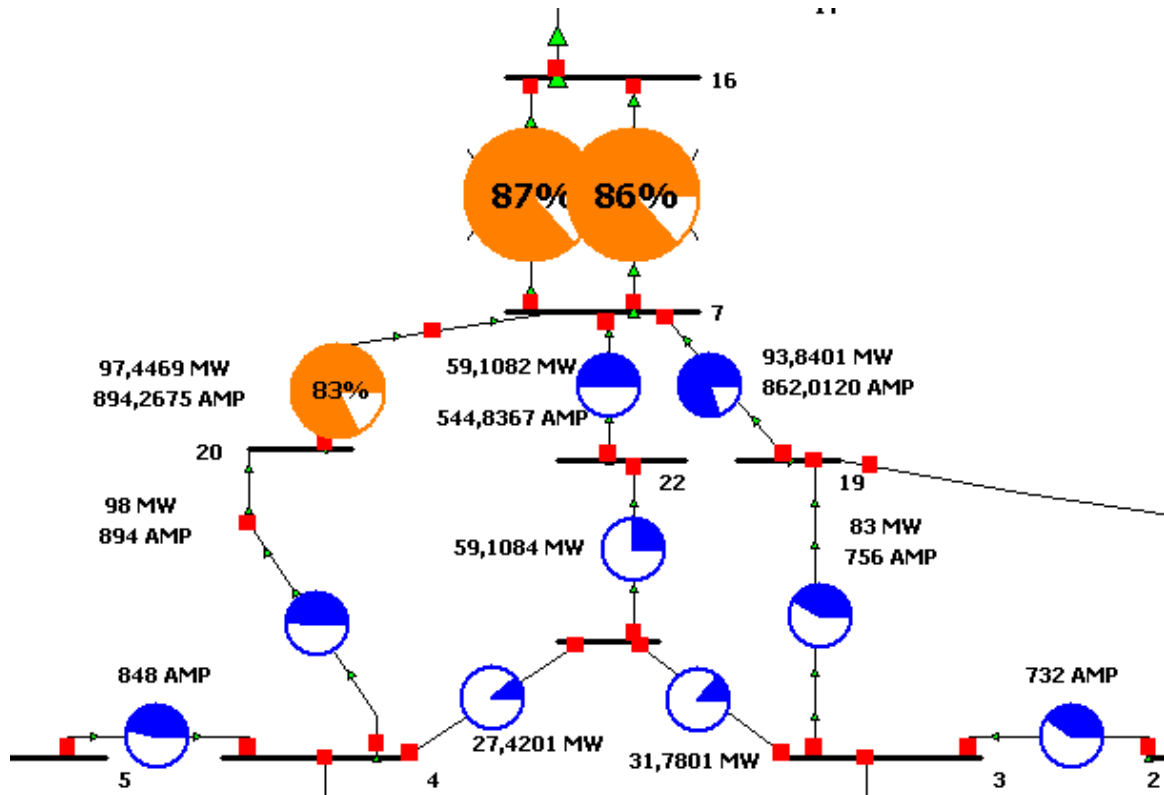


Figura 39 – Configuração cenário 2.

Conforme se pode observar na imagem anterior as correntes nos troços mencionados anteriormente e que se encontravam em sobrecarga são significativamente mais baixas fazendo também com que o cabo deixe de estar em sobrecarga.

5.3.3. Cenário 3

O cenário 3 caracteriza-se por ser uma variação do cenário 1, descrito anteriormente. Além de garantir que a situação de sobrecarga e sobreaquecimento nos cabos anteriormente referidos não se verifique, através das linhas implementadas no cenário 3, este cenário possui mais uma linha, criando mais possibilidades de manobras para a central eólica. As linhas que constituem o cenário 3 são:

- Barramento 3 a barramento 21: cabo ACSR 485 mm² (Zebra);
- Barramento 4 a barramento 21: cabo ACSR 485 mm² (Zebra);
- Barramento 21 a barramento 22: cabo ACSR 485 mm² (Zebra);
- Barramento 22 a barramento 7: cabo LXHIOLE 1000 mm²;
- Barramento 19 a barramento 22: cabo ACSR 325 mm² (Bear).

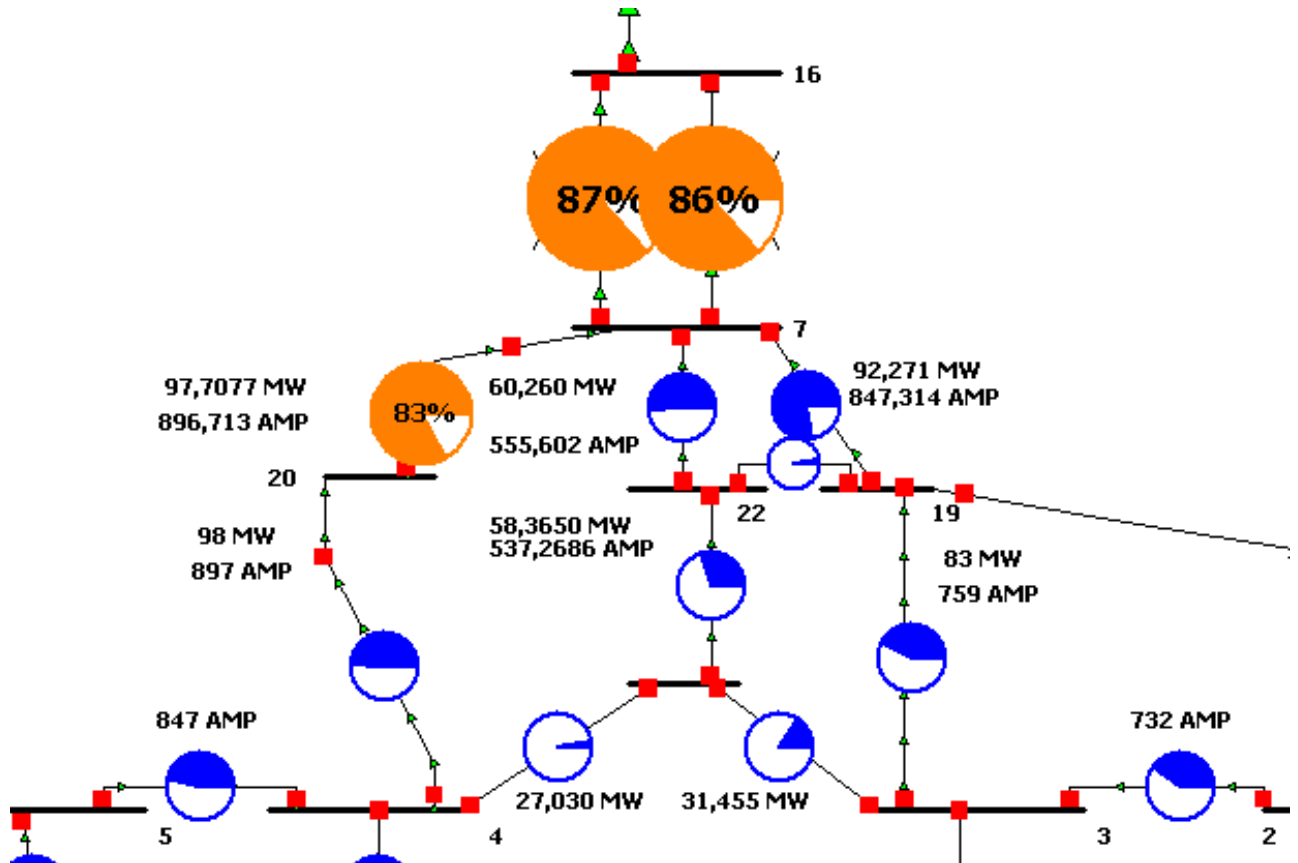


Figura 40 - Configuração cenário 3

Com a adoção da linha entre o barramento 19 e o barramento 22, possibilitamos assim uma acentuação na diminuição da corrente entre o barramento 19 e o barramento 7. De notar que a corrente do barramento 19 para o barramento 7 passou de 1160 A para 847 A, significando uma redução da corrente em cerca de 27%, e a corrente do barramento 20 para o barramento 7 passou de 1152 A para 897 A, mantendo-se uma redução de corrente em cerca de 22%.

Para efetuar os cálculos e para efeitos de simulação, considerou-se os postes CWA, que se encontram descritos no anexo 2.

De realçar que este cenário oferece não só mais garantias, bem como possibilita a circulação de uma corrente menor entre o barramento 19 e o barramento 7 comparativamente aos cenários anteriormente mencionados.

5.3.4. Cenário 4

No cenário 4, abordou-se a questão do nível de tensão à qual a rede interna se encontra a funcionar. Sendo a potência transmitida diretamente proporcional à corrente e à tensão, optou-se por aumentar o nível de tensão na rede interna para o valor de 100 kV.

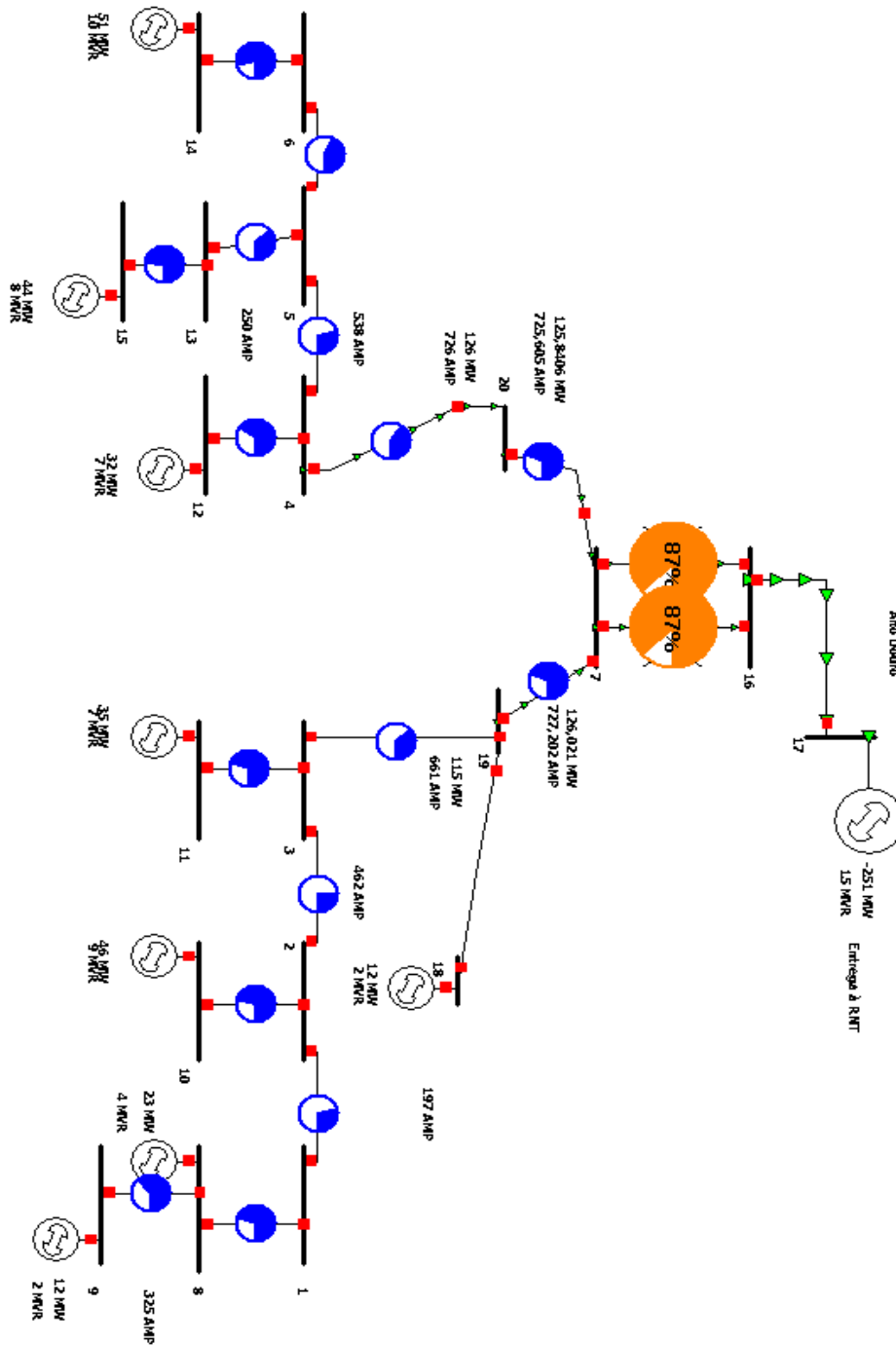


Figura 41 - Tensão 100kV na rede interna da central.

Tal como se pode verificar na imagem seguinte, apesar de não se alterar a estrutura e nem reforçar os elementos da rede interna da central eólica, observa-se que os cabos LXHIOLE 1000 mm² deixam de se encontrar em sobrecarga, uma vez que a intensidade de corrente baixou significativamente, conforme esperado.

Com a adoção do nível de tensão de 100kV, a corrente do barramento 19 para o barramento 7 passou de 1160 A para 727 A, significando uma redução da corrente em cerca de 37%, e a corrente do barramento 20 para o barramento 7 passou de 1152 A para 726 A, mantendo-se uma redução de corrente também de 37%.

Importa realçar que perante este cenário, apesar de haver possibilidade de as linhas presentes na central eólica suportarem perfeitamente este nível de tensão, os restantes elementos da central eólica, desde dispositivos de proteção a transformadores de medida, não se encontram preparados para este nível de tensão, sendo por isso necessária a sua substituição em toda a central.

5.4. Análise comparativa entre cenários

Face ao exposto anteriormente nos quatro cenários, serve este subcapítulo para comparar as soluções encontradas. Esta análise é fundamental para verificar qual dos cenários contribui para um maior impacto na resolução do problema de sobrecarga e sobreaquecimento apresentado. Fazendo um balanceamento entre os cenários, esta análise servirá não só para comparar o impacto da solução de cada um, mas também para determinar qual dos cenários será mais propício perante certas situações.

Face ao exposto nos quatro cenários verifica-se:

- Todos os cenários contribuem para a resolução do problema de sobrecarga e consequente sobreaquecimento dos cabos LXHIOLE 1000 mm², no entanto, a diferença relativamente à diminuição da corrente nos cabos em questão não sofre uma alteração significativa entre os três primeiros cenários. O quarto cenário é o cenário em que se verifica uma maior diminuição das correntes, consequente do aumento do nível de tensão;
- Os cenários 1, 2 e 3 oferecem a garantia de um aumento de continuidade de serviço, uma vez que oferecem alternativas de configuração de exploração, algo que a

estrutura atual da rede interna não possui por ser uma rede radial. Em situação de defeito entre os barramentos 19 e barramento 7, e entre o barramento 20 e barramento 7, há possibilidade de não se perder a produção dos parques eólicos aos ramais a que o defeito estiver associado. Conforme é possível observar na imagem seguinte, em caso de defeito entre os barramentos 3 e 19, por exemplo, todos os cenários possuem alternativa de escoar a energia produzida pelos parques afetos ao ramal. De notar que o cenário 1 é o cenário menos favorável para uma situação deste género, não só por possuir uma secção inferior à solução do cenário 2, e por isso menor capacidade de transporte de potência, mas também face ao cenário 3, que, apesar de possuir as mesmas secções, apresenta uma solução de nova configuração, aproveitando também a energia produzida pelo parque Armamar 2, isto em caso de defeito entre o barramento 19 e barramento 7.

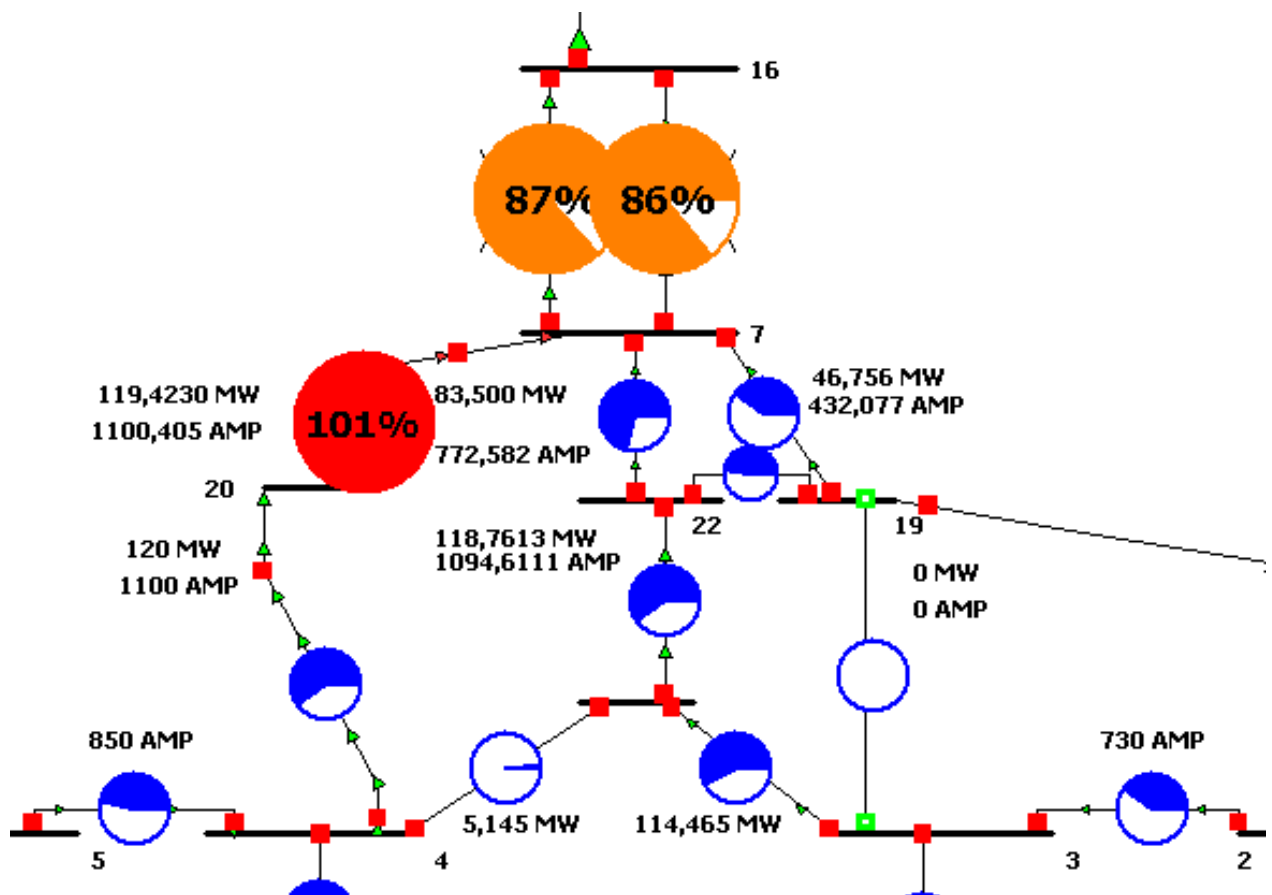


Figura 42 - Defeito linha do barramento 3 ao 19

- Analisando as perdas das linhas nos quatro cenários diferentes, observa-se que todos os cenários apresentados contribuem para a redução de perdas nas linhas. No entanto, o cenário quatro é o cenário que representa uma redução mais significativa face à

situação inicial, conforme se pode observar na tabela seguinte. Tal acontece uma vez que além de o cenário possuir uma menor intensidade de corrente a percorrer a rede, este cenário também apresenta um menor numero de linhas face aos outros cenário.

Tabela 7 - Perdas nas Linhas

PERDAS	P (MW)	Q(MVAR)
SITUAÇÃO ATUAL	3,40	21,62
CENÁRIO 1	2,98	19,07
CENÁRIO 2	2,79	19,07
CENÁRIO 3	2,62	16,56
CENÁRIO 4	1,35	9,16

Comparando os cenários 1, 2, 3 e 4 percebe-se que as três primeiras soluções são bastante semelhantes, no entanto, elas permitem soluções diferentes, não só do ponto de vista técnico, mas também do ponto de vista económico e de exploração/configuração, influenciando a continuidade de serviço, potência e segurança para a central eólica. Apesar de no cenário quatro se ter abordado outro tipo de solução, esta é igualmente satisfatória.

Dos quatro cenários apresentados, o terceiro e quarto cenários destacam-se dos outros, uma vez que estes não só resolvem o problema, mas também reduzem substancialmente as perdas e, no caso do cenário três, permite mais configurações de utilização, o que poderá diminuir a indisponibilidade no caso de haver algum problema com a linha situada entre os barramentos 3 e 19, cenário provável uma vez que se trata de uma das linhas de maior extensão da central eólica. De notar que as análises efetuadas foram realizadas tendo em conta a situação em que a central eólica fica mais sujeita às suas características e limitações técnicas, ou seja, quando esta se encontra a produzir a totalidade da sua potência instalada.

5.5. Conclusão

No presente capítulo efetuou-se uma enumeração, caracterização e comparação de cenários de solução para os problemas anteriormente identificados.

Abordaram-se quatro cenários diferentes, em que todos resolviam os problemas do ponto de vista técnico, mas apresentavam resultados diferentes. Assim sendo, depois de enumerar e caracterizar os cenários, procedeu-se a uma comparação entre eles.

No capítulo seguinte será realizada uma avaliação económica para os cenários apresentados anteriormente.

Capítulo 6

Avaliação Económica dos Investimentos

6.1. Soluções

As soluções que serão sujeitas a uma avaliação económica de investimentos serão as soluções descritas pelos três primeiros cenários. O quarto cenário não foi considerado nesta avaliação uma vez que além de não se ter conseguido obter a informação à cerca dos valores monetários dos equipamentos, possui diversas mudanças nos equipamentos principais da central eólica, significando um tempo de indisponibilidade muito grande para a conclusão da substituição dos principais elementos e, conseqüentemente, um custo muito elevado.

Assim sendo, os cenários sujeitos à avaliação económica baseiam-se nas seguintes medidas:

- substituição dos transformadores existentes por novos transformadores com potências superiores;
- Reforço e reformulação da estrutura da rede interna da central, tornando-a emalhada a partir dos parques mais próximos da subestação de S. Martinho, conforme os cenários anteriormente descritos;

6.2. Critérios de Avaliação Económica dos Investimentos

Normalmente, os critérios de avaliação económica dos investimentos são:

- VAL – Valor atualizado líquido;
- Payback – Período de recuperação do investimento;
- TIR – Taxa interna de rentabilidade;

Os critérios mencionados são fundamentais para que o investidor decida investir, ou não, no projeto. No entanto, em situações em que o projeto não seja economicamente rentável, o investidor poderá decidir investir se este lhe proporcionar outros benefícios, nomeadamente, redução da taxa de incidentes, aumento de oportunidades futuras, aumento da segurança e eficiência das instalações, entre outros.

6.2.1. Valor Atualizado Líquido

Este critério consiste na atualização da série anual dos *cash-flows* líquidos do projeto para o momento inicial do projeto de investimento, ou seja, para o momento zero. O VAL

corresponde ao valor que o projeto representa, numa certa altura do tempo, tendo em conta os parâmetros relativos ao custo temporal do dinheiro.

No cálculo deste critério, é necessário ter em conta o risco do projeto, ou seja, é necessário saber qual o nível de certeza de que serão alcançados os resultados previstos.

Considerando um projeto de investimento com uma vida útil de n anos, o VAL será calculado a partir da expressão seguinte:

$$VAL = \sum_{k=0}^n \frac{CFL_k}{(1+r)^k} + \frac{Vr}{(1+r)^n} \quad (22)$$

Onde,

Vr: valor residual do projeto;

r: taxa de atualização do investimento;

n: tempo de vida do projeto;

CFL_k : cash-flow líquido do projeto no ano k.

Analisando agora os possíveis resultados do VAL, verifica-se que:

- $VAL > 0$
Significa que o projeto é economicamente rentável, uma vez que permite a recuperação do valor investido e um excedente/lucro para o investidor. Verifica-se também que a taxa de rentabilidade é superior à taxa de atualização.
- $VAL = 0$
Significa que o projeto se encontra na fronteira da rentabilidade. O projeto é economicamente rentável, no entanto, qualquer diminuição de ganhos, torna-o economicamente inviável.
- $VAL < 0$
Significa que o projeto não é economicamente rentável.

6.2.2. Período de Recuperação do Investimento

Este critério permite determinar o tempo de recuperação do capital investido, ou seja, o *payback* corresponde ao período de tempo necessário para que o VAL atinja o valor nulo.

As limitações da análise a partir deste indicador são várias, sendo que as principais são a não consideração de fatores fundamentais como a inflação ou os custos de capital. Não deixa, no entanto, de ser um indicador de cálculo expedito e que permite uma primeira aproximação interessante à questão da avaliação de projetos.

6.2.3. Taxa Interna de Rentabilidade

A taxa interna de rentabilidade corresponde ao valor de taxa de atualização do investimento, para a qual o VAL é nulo.

$$VAL = \sum_{k=0}^n \frac{CFL_k}{(1+r)^k} + \frac{Vr}{(1+r)^n} = 0 \quad (23)$$

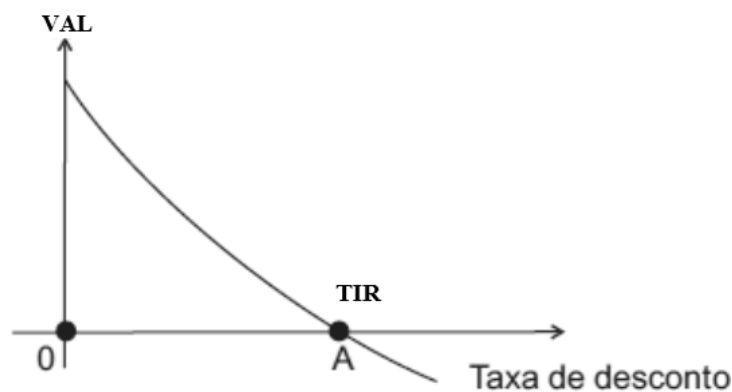


Figura 43. Taxa interna de rentabilidade.

O projeto só tem interesse economicamente se a TIR for superior à taxa de atualização de remuneração dos capitais investidos pretendida (taxa de atualização), ou superior àquela que o investidor teria se aplicasse os seus capitais num investimento similar ou de menor risco

6.3. Cenários

Tendo em conta a operação da Central Eólica, o custo elevado dos equipamentos e resolução dos problemas encontrados, optou-se por realizar uma análise económica e financeira de três cenários de solução:

- Cenário 1 - Reforço e reformulação da estrutura da rede interna da central, tornando-a emalhada a partir dos parques mais próximos da subestação de S. Martinho, utilizando o cabo ACSR 485 mm² (Zebra);
- Cenário 2 - Reforço e reformulação da estrutura da rede interna da central, tornando-a emalhada a partir dos parques mais próximos da subestação de S. Martinho, utilizando o cabo ACSR 595 mm² (Zambeze);
- Cenário 3 - Reforço e reformulação da estrutura da rede interna da central, tornando-a emalhada a partir dos parques mais próximos da subestação de S. Martinho, cabo utilizado foi o cabo ACSR 485 mm² (Zebra). Utilizada uma linha composta pelo cabo ACSR 325 mm² entre o barramento 19 e o barramento 22.

Perante todos os cenários de solução foram considerados os transformadores de potência a ser substituídos, de forma a resolver o problema de sobrecarga nos transformadores, tal como foi anteriormente mencionado.

Para determinar o valor da receita anual, foi necessário quantificar a energia que não seria perdida em caso de anomalias nos troços de linha entre a subestação de S. Martinho e os parques eólicos mais próximos dos dois ramais. Assim sendo, através do histórico de anomalias da central eólica, verificou-se que tais anomalias nestes troços ocorrem cerca de uma vez por ano, demorando no mínimo 8 horas a ser reposta a situação de normal funcionamento da central eólica. Ainda para determinar o valor da receita anual, foi necessário quantificar também a energia resultante da diminuição das perdas nas linhas, representadas na tabela 7. Importa realçar que para quantificar o valor da energia resultante da diminuição das perdas nas linhas foi considerado que a central se encontrava no máximo da sua produção.

Para analisar os cenários de solução ao nível financeiro e económico, foi necessário recorrer aos fornecedores para que disponibilizassem o orçamento para os diversos equipamentos necessários ao correto funcionamento do projeto.

Após a consulta a fornecedores, verifica-se que as instalações deste tipo, normalmente possuem no mínimo 20 anos de vida útil e implicam despesas de manutenção no valor de 1,5% do valor de investimento inicial.

6.3.1. Cenário 1

Tabela 8 - Investimento Cenário 1

EQUIPAMENTO	QUANTIDADE	PREÇO TOTAL
Transformador de 145 MVA	2 Unidades	3.000.000 €
Transformador de 50 MVA	3 Unidades	2.400.000 €
Transformador de 60 MVA	1 Unidade	800.000 €
Transformador de 65 MVA	2 Unidades	1.600.000 €
Linha dupla ACSR 485 mm ² (zebra)	4,335 km	8395,031€
Linha dupla ACSR 485 mm ² (zebra)	4,3 km	8227,251€
Linha dupla ACSR 485 mm ² (zebra)	2,522 km	5548,4 €
Conjunto apoios	44 Conjuntos	2.332.000€

Tabela 9 - Dados para determinar critérios de avaliação económica

INFORMAÇÃO PRÉVIA	
Investimento inicial - cenário 1	10.183.564,73 €
Receita anual (constante)	351.540,00 €
Valor residual do Investimento	0
Taxa de atualização	7,00%
Despesa manutenção (1,5% do investimento)	152.303,471 €

Tal como se pode verificar através das tabelas anteriores, este cenário possui um investimento inicial de 10.183.564,73€, uma receita anual de 351.540,00 € e 152.303,471 € de despesas anuais de manutenção.

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
Unidade Curricular de Dissertação - DSEE

Tabela 10 - Receitas e custos anuais para o período de vida útil do equipamento – Cenário 1.

Ano	0	1	2	3	4
Investimento	10 153 564,73 €				
Receita anual		351 540,00 €	351 540,00 €	351 540,00 €	351 540,00 €
Custos anuais		152 303,47 €	152 303,47 €	152 303,47 €	152 303,47 €
Manutenção		152 303,47 €	152 303,47 €	152 303,47 €	152 303,47 €
Ano	5	6	7	8	9
Investimento					
Receita anual	351 540,00 €	351 540,00 €	351 540,00 €	351 540,00 €	351 540,00 €
Custos anuais	152 303,47 €	152 303,47 €	152 303,47 €	152 303,47 €	152 303,47 €
Manutenção	152 303,47 €	152 303,47 €	152 303,47 €	152 303,47 €	152 303,47 €
Ano	10	11	12	13	14
Investimento					
Receita anual	351 540,00 €	351 540,00 €	351 540,00 €	351 540,00 €	351 540,00 €
Custos anuais	152 303,47 €	152 303,47 €	152 303,47 €	152 303,47 €	152 303,47 €
Manutenção	152 303,47 €	152 303,47 €	152 303,47 €	152 303,47 €	152 303,47 €
Ano	15	16	17	18	19
Investimento					
Receita anual	351 540,00 €	351 540,00 €	351 540,00 €	351 540,00 €	351 540,00 €
Custos anuais	152 303,47 €	152 303,47 €	152 303,47 €	152 303,47 €	152 303,47 €
Manutenção	152 303,47 €	152 303,47 €	152 303,47 €	152 303,47 €	152 303,47 €
Ano	20				
Investimento					
Receita anual	351 540,00 €				
Custos anuais	152 303,47 €				
Manutenção	152 303,47 €				

Tabela 11 - Cash Flow - Cenário 1.

Ano	0	1	2	3	4
Valor residual	0	0	0	0	0
Cash Flow anual	-10 153 564,73 €	199 236,53 €	199 236,53 €	199 236,53 €	199 236,53 €
Cash Flow anual atualizado	-10 153 564,73 €	186 202,36 €	174 020,90 €	162 636,36 €	151 996,59 €
Cash Flow anual atualizado acumulado	-10 153 564,73 €	-9 967 362,37 €	-9 793 341,47 €	-9 630 705,11 €	-9 478 708,52 €
Ano	5	6	7	8	9
Valor residual	0	0	0	0	0
Cash Flow anual	199 236,53 €	199 236,53 €	199 236,53 €	199 236,53 €	199 236,53 €
Cash Flow anual atualizado	142 052,89 €	132 759,71 €	124 074,50 €	115 957,47 €	108 371,47 €
Cash Flow anual atualizado acumulado	-9 336 655,62 €	-9 203 895,91 €	-9 079 821,42 €	-8 963 863,94 €	-8 855 492,47 €
Ano	10	11	12	13	14
Valor residual	0	0	0	0	0
Cash Flow anual	199 236,53 €	199 236,53 €	199 236,53 €	199 236,53 €	199 236,53 €
Cash Flow anual atualizado	101 281,75 €	94 655,84 €	88 463,40 €	82 676,08 €	77 267,36 €
Cash Flow anual atualizado acumulado	-8 754 210,72 €	-8 659 554,88 €	-8 571 091,48 €	-8 488 415,40 €	-8 411 148,04 €
Ano	15	16	17	18	19
Valor residual	0	0	0	0	0
Cash Flow anual	199 236,53 €	199 236,53 €	199 236,53 €	199 236,53 €	199 236,53 €
Cash Flow anual atualizado	72 212,49 €	67 488,31 €	63 073,18 €	58 946,90 €	55 090,56 €
Cash Flow anual atualizado acumulado	-8 338 935,56 €	-8 271 447,25 €	-8 208 374,07 €	-8 149 427,17 €	-8 094 336,61 €
Ano	20				
Valor residual	0				
Cash Flow anual	199 236,53 €				
Cash Flow anual atualizado	51 486,51 €				
Cash Flow anual atualizado acumulado	-8 042 850,10 €				

Tabela 12 - Resultado da análise económica - Cenário 1.

Critérios Económicos	
VAL	-8 042 850,10 €
TIR	-8%

Através da tabela anterior, verifica-se que o Cenário 1 não é economicamente rentável, uma vez que:

- VAL < 0 - não permite a recuperação do valor investido nem lucro para o investidor;
- TIR < 0 e TIR < Taxa de atualização – uma vez que o VAL é negativo, consequentemente implica que a TIR também o seja.
- O investir não consegue recuperar o capital investido dentro do período de vida útil do projeto, daí não se ter procedido ao cálculo do período de recuperação do investimento.

6.3.2. Cenário 2

Tabela 13 - Investimento Cenário 2.

EQUIPAMENTO	QUANTIDADE	PREÇO TOTAL
Transformador de 145 MVA	2 Unidades	3.000.000 €
Transformador de 50 MVA	3 Unidades	2.400.000 €
Transformador de 60 MVA	1 Unidade	800.000 €
Transformador de 65 MVA	2 Unidades	1.600.000 €
Linha dupla ACSR 595 mm ² (zambeze)	4,335 km	9537€
Linha dupla ACSR 595 mm ² (zambeze)	4,3 km	9460€
Linha dupla ACSR 595 mm ² (zambeze)	2,522 km	5548,4 €
Conjunto apoios	44 Conjuntos	2.332.000€

Tabela 14 - Dados para determinar critérios de avaliação económica

INFORMAÇÃO PRÉVIA	
Investimento inicial - cenário 2	10.156.545,00 €
Receita anual (constante)	476.370,00 €
Valor residual do Investimento	0
Taxa de atualização	7,00%
Despesa manutenção (1,5% do investimento)	152.348,18 €

Tal como se pode verificar através das tabelas anteriores, este cenário possui um investimento inicial de 10.156.545,00 €, uma receita anual de 476.370,00 € e 152.348,18 € de despesas anuais de manutenção.

Tabela 15 - Receitas e custos anuais para o período de vida útil do equipamento – Cenário 2.

Ano	0	1	2	3	4
Investimento	10 156 545,00 €				
Receita anual		476 370,00 €	476 370,00 €	476 370,00 €	476 370,00 €
Custos anuais		152 348,18 €	152 348,18 €	152 348,18 €	152 348,18 €
Manutenção		152 348,18 €	152 348,18 €	152 348,18 €	152 348,18 €
Ano	5	6	7	8	9
Investimento					
Receita anual	476 370,00 €	476 370,00 €	476 370,00 €	476 370,00 €	476 370,00 €
Custos anuais	152 348,18 €	152 348,18 €	152 348,18 €	152 348,18 €	152 348,18 €
Manutenção	152 348,18 €	152 348,18 €	152 348,18 €	152 348,18 €	152 348,18 €
Ano	10	11	12	13	14
Investimento					
Receita anual	476 370,00 €	476 370,00 €	476 370,00 €	476 370,00 €	476 370,00 €
Custos anuais	152 348,18 €	152 348,18 €	152 348,18 €	152 348,18 €	152 348,18 €
Manutenção	152 348,18 €	152 348,18 €	152 348,18 €	152 348,18 €	152 348,18 €
Ano	15	16	17	18	19
Investimento					
Receita anual	476 370,00 €	476 370,00 €	476 370,00 €	476 370,00 €	476 370,00 €
Custos anuais	152 348,18 €	152 348,18 €	152 348,18 €	152 348,18 €	152 348,18 €
Manutenção	152 348,18 €	152 348,18 €	152 348,18 €	152 348,18 €	152 348,18 €
Ano	20				
Investimento					
Receita anual	476 370,00 €				
Custos anuais	152 348,18 €				
Manutenção	152 348,18 €				

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
Unidade Curricular de Dissertação - DSEE

Tabela 16 - Cash Flow - Cenário 2.

Ano	0	1	2	3	4
Valor residual	0	0	0	0	0
Cash Flow anual	-10 156 545,00 €	324 021,83 €	324 021,83 €	324 021,83 €	324 021,83 €
Cash Flow anual atualizado	-10 156 545,00 €	302 824,14 €	283 013,21 €	264 498,33 €	247 194,70 €
Cash Flow anual atualizado acumulado	-10 156 545,00 €	-9 853 720,86 €	-9 570 707,65 €	-9 306 209,33 €	-9 059 014,63 €
Ano	5	6	7	8	9
Valor residual	0	0	0	0	0
Cash Flow anual	324 021,83 €	324 021,83 €	324 021,83 €	324 021,83 €	324 021,83 €
Cash Flow anual atualizado	231 023,08 €	215 909,42 €	201 784,51 €	188 583,65 €	176 246,40 €
Cash Flow anual atualizado acumulado	-8 827 991,54 €	-8 612 082,12 €	-8 410 297,61 €	-8 221 713,96 €	-8 045 467,56 €
Ano	10	11	12	13	14
Valor residual	0	0	0	0	0
Cash Flow anual	324 021,83 €	324 021,83 €	324 021,83 €	324 021,83 €	324 021,83 €
Cash Flow anual atualizado	164 716,27 €	153 940,43 €	143 869,57 €	134 457,54 €	125 661,25 €
Cash Flow anual atualizado acumulado	-7 880 751,29 €	-7 726 810,86 €	-7 582 941,29 €	-7 448 483,75 €	-7 322 822,50 €
Ano	15	16	17	18	19
Valor residual	0	0	0	0	0
Cash Flow anual	324 021,83 €	324 021,83 €	324 021,83 €	324 021,83 €	324 021,83 €
Cash Flow anual atualizado	117 440,42 €	109 757,40 €	102 577,01 €	95 866,37 €	89 594,73 €
Cash Flow anual atualizado acumulado	-7 205 382,08 €	-7 095 624,68 €	-6 993 047,67 €	-6 897 181,30 €	-6 807 586,57 €
Ano	20				
Valor residual	0				
Cash Flow anual	324 021,83 €				
Cash Flow anual atualizado	83 733,40 €				
Cash Flow anual atualizado acumulado	-6 723 853,17 €				

Tabela 17 - Resultado da avaliação económica - Cenário 2.

Critérios Económicos	
VAL	-6 723 853,17 €
TIR	-4%

Através da tabela anterior, verifica-se que o Cenário 2 não é economicamente rentável, uma vez que:

- VAL < 0 - não permite a recuperação do valor investido nem lucro para o investidor;
- TIR < 0 e TIR < Taxa de atualização – uma vez que o VAL é negativo, consequentemente implica que a TIR também o seja.
- O investir não consegue recuperar o capital investido dentro do período de vida útil do projeto, daí não se ter procedido ao cálculo do período de recuperação do investimento.

6.3.3. Cenário 3

Tabela 18 - Investimento Cenário 3.

EQUIPAMENTO	QUANTIDADE	PREÇO TOTAL
Transformador de 145 MVA	2 Unidades	3.000.000 €
Transformador de 50 MVA	3 Unidades	2.400.000 €
Transformador de 60 MVA	1 Unidade	800.000 €
Transformador de 65 MVA	2 Unidades	1.600.000 €
Linha dupla ACSR 485 mm ² (zebra)	4,335 km	8395,031€
Linha dupla ACSR 485 mm ² (zebra)	4,3 km	8227,251€
Linha dupla ACSR 485 mm ² (zebra)	2,522 km	5548,4 €
Linha dupla ACSR 485 mm ² (zebra)	0,02 km	22,0416 €
Conjunto apoios	44 Conjuntos	2.332.000€
Conjunto de apoios	2 conjuntos	80.000 €

Tabela 19 - Dados para determinar critérios de avaliação económica

INFORMAÇÃO PRÉVIA	
Investimento inicial - cenário 2	10.233.584,73 €
Receita anual (constante)	588.060,00 €
Valor residual do Investimento	0
Taxa de atualização	7,00%
Despesa manutenção (1,5% do investimento)	153.503,77 €

Tal como se pode verificar através das tabelas anteriores, este cenário possui um investimento inicial de 10.233.584,73 €, uma receita anual de 588.060,00 € e 153.503,77 € de despesas anuais de manutenção.

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
Unidade Curricular de Dissertação - DSEE

Tabela 20 - Dados para determinar critérios de avaliação económica

Ano	0	1	2	3	4
Investimento	10 233 584,73 €				
Receita anual		588 060,00 €	588 060,00 €	588 060,00 €	588 060,00 €
Custos anuais		153 503,77 €	153 503,77 €	153 503,77 €	153 503,77 €
Manutenção		153 503,77 €	153 503,77 €	153 503,77 €	153 503,77 €
Ano	5	6	7	8	9
Investimento					
Receita anual	588 060,00 €	588 060,00 €	588 060,00 €	588 060,00 €	588 060,00 €
Custos anuais	153 503,77 €	153 503,77 €	153 503,77 €	153 503,77 €	153 503,77 €
Manutenção	153 503,77 €	153 503,77 €	153 503,77 €	153 503,77 €	153 503,77 €
Ano	10	11	12	13	14
Investimento					
Receita anual	588 060,00 €	588 060,00 €	588 060,00 €	588 060,00 €	588 060,00 €
Custos anuais	153 503,77 €	153 503,77 €	153 503,77 €	153 503,77 €	153 503,77 €
Manutenção	153 503,77 €	153 503,77 €	153 503,77 €	153 503,77 €	153 503,77 €
Ano	15	16	17	18	19
Investimento					
Receita anual	588 060,00 €	588 060,00 €	588 060,00 €	588 060,00 €	588 060,00 €
Custos anuais	153 503,77 €	153 503,77 €	153 503,77 €	153 503,77 €	153 503,77 €
Manutenção	153 503,77 €	153 503,77 €	153 503,77 €	153 503,77 €	153 503,77 €
Ano	20				
Investimento					
Receita anual	588 060,00 €				
Custos anuais	153 503,77 €				
Manutenção	153 503,77 €				

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
Unidade Curricular de Dissertação - DSEE

Tabela 21 - Cash Flow - Cenário 3.

Ano	0	1	2	3	4
Valor residual	0	0	0	0	0
Cash Flow anual	-10 233 584,73 €	434 556,23 €	434 556,23 €	434 556,23 €	434 556,23 €
Cash Flow anual atualizado	-10 233 584,73 €	406 127,32 €	379 558,24 €	354 727,33 €	331 520,87 €
Cash Flow anual atualizado acumulado	-10 233 584,73 €	-9 827 457,41 €	-9 447 899,17 €	-9 093 171,85 €	-8 761 650,98 €
Ano	5	6	7	8	9
Valor residual	0	0	0	0	0
Cash Flow anual	434 556,23 €	434 556,23 €	434 556,23 €	434 556,23 €	434 556,23 €
Cash Flow anual atualizado	309 832,59 €	289 563,16 €	270 619,78 €	252 915,68 €	236 369,80 €
Cash Flow anual atualizado acumulado	-8 451 818,39 €	-8 162 255,23 €	-7 891 635,45 €	-7 638 719,77 €	-7 402 349,97 €
Ano	10	11	12	13	14
Valor residual	0	0	0	0	0
Cash Flow anual	434 556,23 €	434 556,23 €	434 556,23 €	434 556,23 €	434 556,23 €
Cash Flow anual atualizado	220 906,35 €	206 454,53 €	192 948,16 €	180 325,39 €	168 528,40 €
Cash Flow anual atualizado acumulado	-7 181 443,62 €	-6 974 989,09 €	-6 782 040,92 €	-6 601 715,54 €	-6 433 187,14 €
Ano	15	16	17	18	19
Valor residual	0	0	0	0	0
Cash Flow anual	434 556,23 €	434 556,23 €	434 556,23 €	434 556,23 €	434 556,23 €
Cash Flow anual atualizado	157 503,18 €	147 199,23 €	137 569,37 €	128 569,51 €	120 158,42 €
Cash Flow anual atualizado acumulado	-6 275 683,97 €	-6 128 484,74 €	-5 990 915,36 €	-5 862 345,85 €	-5 742 187,44 €
Ano	20				
Valor residual	0				
Cash Flow anual	434 556,23 €				
Cash Flow anual atualizado	112 297,59 €				
Cash Flow anual atualizado acumulado	-5 629 889,85 €				

Tabela 22 - Resultado da avaliação económica - Cenário 3.

Critérios Económicos	
VAL	-5 629 889,85 €
TIR	-2%

Através da tabela anterior, verifica-se que o Cenário 3 não é economicamente rentável, uma vez que:

- VAL < 0 - não permite a recuperação do valor investido nem lucro para o investidor;
- TIR < 0 e TIR < Taxa de atualização – uma vez que o VAL é negativo, consequentemente implica que a TIR também o seja;
- O investir não consegue recuperar o capital investido dentro do período de vida útil do projeto, daí não se ter procedido ao cálculo do período de recuperação do investimento.

Capítulo 7

Conclusão

7.1. Conclusão Geral

A presente dissertação aborda uma análise e avaliação da rede interna da central eólica Alto Douro, referindo os seus principais problemas bem como apresentando soluções que contribuam para a resolução das adversidades presentes na rede.

Para que fosse possível efetuar uma análise fiável e detalhada da central eólica Alto Douro, recorreu-se, para além do domínio técnico, a uma sistematização na sua abordagem, de forma a reunir e seleccionar toda a informação, capaz de obter resultados coerentes e eficazes.

Com o grande avanço das tecnologias presenciado nos últimos anos, as centrais eólicas não só precisam de ser otimizadas do ponto de vista de produção, mas também preparadas para um futuro que coincidirá com um aumento de potência por aerogerador, significando uma maior potência instalada por parque eólico.

Como é do conhecimento comum, o vento é um recurso pouco controlável e muito imprevisível. Ou seja, o facto destas instalações estarem dependentes de um recurso natural que não pode ser controlado, faz com que instalações deste tipo precisem de apresentar uma disponibilidade de funcionamento bastante elevada, de forma a otimizar a produção de energia. Para tal, todos os elementos da central necessitam de se encontrar nas melhores condições durante a sua utilização, evitando consequentemente avarias que podem ter consequências catastróficas, não só do ponto de vista económico, mas também do ponto de vista da segurança da instalação.

O principal objetivo desta dissertação, consistiu na apresentação de soluções que permitam a resolução dos problemas analisados, tornando a central eólica Alto Douro mais segura, eficiente e rentável.

O primeiro grande desafio na elaboração desta dissertação, consistiu na recolha das informações acerca das características de todos os componentes da central eólica Alto Douro. O facto de a informação se encontrar bastante dispersa, dificultou todo o processo de dimensionamento e respetiva simulação da central eólica.

Depois de recolhida toda a informação necessária, calculou-se todos os parâmetros necessários para efetuar uma simulação o mais real possível. De forma a realizar uma análise mais pormenorizada da central eólica, utilizou-se o software de simulação *Power World*

Simulater 8.0. Este software permitiu obter, analisar detalhadamente e intuitivamente o estado atual da rede interna da central eólica, assim como as consequências da implementação das soluções preconizadas ao longo da dissertação.

Através da análise referida encontraram-se problemas em diversos elementos da central que impedem, e colocam em risco, o bom funcionamento e a própria segurança das instalações. Os problemas encontrados foram:

- Sobrecarga e consequente sobreaquecimento na chegada dos ramais à subestação de S. Martinho, troço constituído pelo cabo LXHIOLE 1000 mm²;
- Sobrecarga dos transformadores dos parques eólicos;
- Sobrecarga dos transformadores da subestação S. Martinho.

Face a estas situações foi necessário estudar novas soluções para combater as incongruências:

- Proceder à substituição dos transformadores existentes por novos transformadores com potências superiores;
- Reforço e reformulação da estrutura da rede interna da central, tornando-a emalhada a partir dos parques mais próximos da subestação de S. Martinho;
- Aumento do nível de tensão da rede interna da central para 100kV.

Atendendo às soluções mencionadas anteriormente, efetuou-se as respetivas simulações das mesmas (com auxílio do *Power World Simulater 8.0*) de forma a observar o comportamento da rede da central eólica.

Foram considerados quatro cenários de solução aos problemas atrás mencionados, partindo do princípio que todos os cenários teriam que resolver os problemas do ponto de vista técnico, salvaguardando a segurança das instalações.

No primeiro cenário considerou-se a rede emalhada a partir dos parques mais próximos da subestação de S. Martinho, utilizando o cabo ACSR 485 mm² (Zebra).

O segundo cenário caracteriza-se por ser bastante semelhante ao primeiro cenário, em que se considerou a rede emalhada a partir dos parques mais próximos da subestação de S. Martinho, no entanto foi utilizado um cabo de secção superior ao do primeiro cenário, o cabo ACSR 595 mm² (Zambeze).

O terceiro cenário caracteriza-se por ser uma variação do cenário 1. Este cenário é idêntico ao primeiro cenário no que diz respeito à adoção da rede emalhada e à secção de cabo escolhida, no entanto foi ainda adicionada uma linha entre o barramento 19 e o barramento 22, aumentando assim a possibilidade de novas configurações em caso de avarias.

O quarto cenário é o mais distinto dos outros todos, devido ao facto de se manter a estrutura da rede. No quarto cenário subiu-se o nível de tensão e avaliou-se o desempenho da rede.

Apesar de todas as soluções propostas combaterem os problemas identificados inicialmente na rede, estas apresentam resultados diferentes do ponto de vista técnico, económico e de configuração, influenciando a continuidade de serviço, potência e segurança para a central eólica.

Tendo em conta o elevado investimento para implementação das soluções apresentadas nos diferentes cenários, efetuou-se uma avaliação económica para os primeiros três cenários.

Tabela 23 - Resultados da Avaliação Económica

Crítérios Económicos			
Cenário	1	2	3
VAL	-8 042 850,10 €	-6 723 853,17 €	-5 629 889,85 €
TIR	-8%	-4%	-2%

Conforme se verifica na tabela anterior, tanto o VAL como a TIR apresentam valores negativos para todos os cenários avaliados. Assim sendo, apesar de se ter considerado que a central eólica se encontrava a produzir ao máximo e mantendo fixo o preço de energia vendida durante o tempo de vida de útil do equipamento, o investidor não conseguirá recuperar o capital investido, em qualquer um dos cenários estudados.

De acordo com os resultados obtidos, o cenário que melhor se ajusta à resolução de problemas na central eólica seria o cenário três, uma vez que além de resolver os problemas mencionados, este apresenta uma redução das perdas e permite mais soluções no caso de uma anomalia na rede interna da central.

O cenário quatro, apesar de ser a solução que representa uma maior diminuição de perdas, esta permite que a central mantenha a mesma configuração, não apresentando alternativas de configuração perante possíveis problemas. Além disso, o facto de propor aumentar o nível

de tensão exige que sejam alterados diversos equipamentos o que poderia significar uma solução não tão eficiente como a solução apresentada no terceiro cenário.

Apesar de os cenários não serem economicamente rentáveis do ponto de vista do investidor, as soluções abordadas na presente dissertação são fulcrais para o correto desempenho da rede interna da central eólica Alto Douro, uma vez que contribuem diretamente para a resolução de todas as incoerências e problemas que a rede atual apresenta, evitando assim graves prejuízos provocados pelos problemas enumerados.

7.2. Trabalhos Futuros

No seguimento deste trabalho, seria interessante analisar e estudar a Central Eólica Alto Douro do ponto de vista do reforço de potência. Acompanhando a tendência de os aerogeradores possuírem cada vez mais potência instalada, este é um cenário bastante provável num futuro próximo.

Perante este caso, a possibilidade de reestruturar a rede interna da Central Eólica Alto Douro e o quarto cenário estudado nesta dissertação, começam a ganhar mais força tendo em conta a maior quantidade de potência instalada e, conseqüentemente, maior quantidade de energia produzida.

REFERÊNCIAS

- [1] - [GWEC] - <http://www.gwec.net/publications/global-wind-report-2/global-wind-report-2016>, último acesso a 05/09/2017.
- [2] - [Comissão Europeia, Ação climática da EU] - https://ec.europa.eu/clima/citizens/eu_pt, último acesso 09/10/2017.
- [3] - [European Wind Atlas] - Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark., European Wind Atlas, 1989.
- [4] – [Beleza Carvalho] – Máquinas Elétricas, Máquinas Elétricas de Corrente Contínua – José António Beleza Carvalho, ISEP Departamento de Engenharia Eletrotécnica.
- [5] - [Wind Energy Technology] – R. Mesquita Brandão, J. Beleza Carvalho & F. P. Maciel Barbosa, ISEP, FEUP e INESC, Porto, Portugal.
- [6] - [EQUIPAMENTO ELÉCTRICO DOS GERADORES EÓLICOS] – J.M. Ferreira de Jesus e Rui M.G. Castro, IST, março de 2004.
- [7] - [Wind Europe] – Wind in Power 2016, European Statistics, fevereiro de 2017.
- [8] - [EDP] – EDP, Qualidade da Energia Elétrica – Experiência EDP como operador da rede distribuição, maio 2007.
- [9] – [EDSUS] – Roque Brandão, Energia Eólica - Energia e Desenvolvimento Sustentável, ISEP – Instituto Superior de Engenharia do Porto.
- [10] – [CASTRO, 2012] – Rui Castro, Uma Introdução às Energias Renováveis - Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica, IST - Instituto Superior Técnico, 2012.
- [11] – [Energia Eólica] - <https://evolucaoenergiaeolica.wordpress.com/>, último acesso a 10/09/2017.
- [12] – [SENVION] - <https://www.senvion.com/senvion-portugal/pt/ancora-wind-farms/>, último acesso 1/09/2017.
- [13] – [ENERCON] – Enercon, Manual de instruções aerogerador ENERCON E82 E2.

- [14] – [Paiva, 2015] – José Pedro Sucena Paiva, Redes de Energia Elétrica - Uma análise sistémica, IST - Instituto Superior Técnico, 2015
- [15] – [MEGAJOULE, IPB, UMP] – Megajoule, IPB, UMP, Análise de ventos extremos em distribuições de Weibull.
- [16] – [ENERCON] - <http://www.enercon.de/en/technology/wec-components/>, último acesso 10/10/2017.
- [17] – [ENERCON] - <http://www.enercon.de/en/technology/grid-technology/>, último acesso 10/10/2017.
- [18] – [neutro à terra] - http://ave.dee.isep.ipp.pt/~nt/NeutroATerra_N19_1S2017_Digital, último acesso 09/10/2017
- [19] – [Subestação de S. Martinho] – Projeto Retificativo, Memória Descritiva Subestação S. Martinho 60/220 kV – 2x126MVA, CME, ENEOP 2 – EXPLORAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS, S. A., 2009
- [20] – [Norma Portuguesa] – NP 4492 2010, Requisitos para a prestação de serviços de manutenção, 2010.
- [21] - [Linhas de Transmissão] – Linhas de transmissão, Sistemas Elétricos de Energia, FEUP – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto 2004.
- [22] - [Bernardes, 2011] – Pedro Bernardes, Caracterização das Perdas na Rede de Distribuição de Alta Tensão, FEUP – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2011.
- [23] – [OPSEE] – José Beleza Carvalho, Operação e Planeamento dos Sistemas Elétricos de Energia, ISEP – Instituto Superior de Engenharia do Porto.
- [24] - [LinkedIn] - <https://pt.linkedin.com/pulse/defeitos-em-cabos-el%C3%A9ctricos-isolados-manuel-bolotinha>, último acesso 09/10/2017.
- [25] - EOLICA DO ALTO DOURO, S.A. 28 de janeiro de 2016 Criado por: Daniel Barbosa Cabos Linha Testos II e Sampaio em S. Martinho

- [26] - [Física] - <http://fisica.uc.pt/zx/minihidrica/alta-tensao/>, último acesso 09/10/2017.
- [27] [Perdas Transformador] - http://www.estgv.ipv.pt/PaginasPessoais/lpestanda/textos%20de%20alunos/Sistema%20por%20unidade/sistema_por_unidade-p%C3%A1gina2.htm, último acesso 10/09/2017.
- [28] – [Enercon] – Enercon, ENERCON WIND TURBINES GRID INTEGRATION AND WIND FARM MANAGEMENT, PDF
- [29] – [FINERGE,2017] – Finerge, Windfarm Mensual Reactive Report, setembro 2017
- [30] – [Solidal] – Solidal, Guia Técnico – Condutores Elétricos
- [31] - [REN, 2010] – REN, Dados Técnicos, 2010
- [32] - [REN, 2011] – REN, Dados Técnicos, 2011
- [33] - [REN, 2012] – REN, Dados Técnicos, 2012
- [34] - [REN, 2013] – REN, Dados Técnicos, 2013
- [35] - [REN, 2014] – REN, Dados Técnicos, 2014
- [36] - [REN, 2015] – REN, Dados Técnicos, 2015
- [37] - [REN, 2016] – REN, Dados Técnicos, 2016
- [38] – [Twitter] - https://twitter.com/daniellucio_pro/status/508765729236484096, ultimo acesso 10/09/2017
- [39] – [Alves, 1999] – Mário Ferreira Alves, ABC dos circuitos elétricos em corrente alternada, ISEP Departamento de Engenharia Eletrotécnica, fevereiro 1999.
- [40] – [Alves, 1999] – Mário Ferreira Alves, ABC dos Sistemas Elétricos de Energia, ISEP Departamento de Engenharia Eletrotécnica, fevereiro 1999.
- [41] – [Enercon] – Enercon Wind Turbines, Grid integration and wind farm management.
- [42] – [Cabelte] – Cabelte, Catálogo de cabos elétricos, Grid integration and wind farm management.

- [43] – [Finerge] – Finerge, Cabos Linha Testos II e Sampaio em S. Martinho, janeiro 2016.
- [44] – [Rocha, 2014] – FEUP, Projeto de Linha Aérea de Alta Tensão – Estudo sobre a utilização de Cabo de Guarda, junho 2014.
- [45] – [Portalenergia] - <https://www.portal-energia.com/fontes-de-energia/>, ultimo acesso 14/10/2017
- [46] – [Todoestudo] - <https://www.todoestudo.com.br/geografia/energia-nao-renovavel>, ultimo acesso 14/10/2017
- [47] - [Vestas] - <https://www.vestas.com/#!> último acesso 24/10/2017.
- [48] - [PRODI] – Produção Distribuída – Avaliação Económica, ISEP – Instituto Superior de Engenharia do Porto.
- [49] - [REN, 2014] - REN, Energia Eólica em Portugal, 2014.
- [50] – [REN] – João Guincho, Família de postes para os diferentes níveis de tensão, REN.
- [51] – [Carlos Pinto] – Carlos Pinto, José Rodrigues, Américo Santos, Luís Melo, Maria Moreira, Rolando Rodrigues, Fundamentos de Gestão, Porto, 2016.

ANEXOS

 Anexo 1

Cenário 1

Linhas ACSR 485 (ZEBRA)

Poste do tipo CWA

Linha do 3 ao 21	s	484,5	mm ²
	d	28,62	mm
	r	14,31	mm
	R (20)	0,0674	Ω/km
	l	4,335	km
	U	63	kV
	P	31,459	MW
	D	10,325	m

Intensidade de Corrente

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos \varphi} = \frac{31,459 * 10^6}{2 * \sqrt{3} * 63 * 10^3} = 144,15A \text{ (por condutor)}$$

Densidade de corrente

$$d = \frac{I}{s} = \frac{144,15}{484,5} = 0,298 A/mm^2$$

Resistência 40º

$$R(\theta) = R(20) * (1 + \alpha(\theta - 20)) = 0,0674 * (1 + 0,00403 * (40 - 20)) = 0,073 \Omega/km$$

$$R'(\text{linha dupla}) = \frac{R(40)}{2} = 0,036 \Omega/km$$

$$R = R' * l = 0,036 * 4,335 = 0,1579\Omega$$

Perdas Efeito de Joule

$$P_j = 3 * R * (2 * I)^2 = 3 * 0,1579 * (2 * 144,15)^2 = 39,415kW$$

Reatância

$$L = \left[\frac{\mu}{2n} + 4,605 \log \frac{D}{r} \right] * 10^4 [H/km]$$

$$L = \left[0,25 + 4,605 * \log \frac{10,325 * 10^3}{14,31} \right] * 10^4 = 0,00134 [H/km]$$

$$X' = 2 * \pi * 50 * L = 0,421 \Omega/km$$

$$X = X' * l = 0,421 * 4,335 = 1,827 \Omega$$

Linha do 4 ao 21	s	484,5	mm ²
	d	28,62	mm
	r	14,31	mm
	R(20)	0,0674	Ω/km
	l	4,3	km
	U	63	kV
	P	27,03	MW

Intensidade de Corrente

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos \varphi} = \frac{27,03 * 10^6}{2 * \sqrt{3} * 63 * 10^3} = 123,86A \text{ (por condutor)}$$

Densidade de corrente

$$d = \frac{I}{s} = \frac{123,86}{484,5} = 0,2556 A/mm^2$$

Resistência 40°

$$R(\theta) = R(20) * (1 + \alpha(\theta - 20)) = 0,0674 * (1 + 0,00403 * (40 - 20)) = 0,073 \Omega/km$$

$$R'(\text{linha dupla}) = \frac{R(40)}{2} = 0,036 \Omega/km$$

$$R = R' * l = 0,036 * 4,3 = 0,1565 \Omega$$

Perdas Efeito de Joule

$$P_j = 3 * R * (2 * I)^2 = 3 * 0,1565 * (2 * 123,86)^2 = 28,825 kW$$

Reatância

$$L = \left[\frac{\mu}{2n} + 4,605 \log \frac{D}{r} \right] * 10^4 [H/km]$$

$$L = \left[0,25 + 4,605 * \log \frac{10,325 * 10^3}{14,31} \right] * 10^4 = 0,00134 [H/km]$$

$$X' = 2 * \pi * 50 * L = 0,421 \Omega/km$$

$$X = X' * l = 0,421 * 4,3 = 1,811 \Omega$$

Linha do 21 ao 22	s	484,5	mm ²
	d	28,62	mm
	r	14,31	mm
	R(20)	0,0674	Ω/km
	l	2,522	km
	U	63	kV
	P	58,37	MW

Intensidade de Corrente

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos \varphi} = \frac{58,37 * 10^6}{2 * \sqrt{3} * 63 * 10^3} = 267,46 \text{ A (por condutor)}$$

Densidade de corrente

$$d = \frac{I}{s} = \frac{267,46}{484,5} = 0,55 \text{ A/mm}^2$$

Resistência 40º

$$R(\theta) = R(20) * (1 + \alpha(\theta - 20)) = 0,0674 * (1 + 0,00403 * (40 - 20)) = 0,073 \text{ Ω/km}$$

$$R'(\text{linha dupla}) = \frac{R(40)}{2} = 0,036 \text{ Ω/km}$$

$$R = R' * l = 0,036 * 2,52 = 0,092 \text{ Ω}$$

Perdas Efeito de Joule

$$P_j = 3 * R * (2 * I)^2 = 3 * 0,092 * (2 * 267,46)^2 = 31,26 \text{ kW}$$

Reatância

$$L = \left[\frac{\mu}{2n} + 4,605 \log \frac{D}{r} \right] * 10^4 \text{ [H/km]}$$

$$L = \left[0,25 + 4,605 * \log \frac{10,325 * 10^3}{14,31} \right] * 10^4 = 0,00134 \text{ [H/km]}$$

$$X' = 2 * \pi * 50 * L = 0,421 \text{ Ω/km}$$

$$X = X' * l = 0,421 * 2,52 = 1,063 \text{ Ω}$$

Cenário 2 Linhas ACSR 595 (Zambeze) Poste do tipo

Linha do 3 ao 21	s	595	mm ²
	d	31,8	mm
	r	15,9	mm
	R (20)	0,0511	Ω/km
	l	4,335	km
	U	63	kV
	P	31,7801	MW

Intensidade de Corrente

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos \varphi} = \frac{31,78 * 10^6}{2 * \sqrt{3} * 63 * 10^3} = 145,62A \text{ (por condutor)}$$

Densidade de corrente

$$d = \frac{I}{s} = \frac{145,62}{595} = 0,245 A/mm^2$$

Resistência 40°

$$R(\theta) = R(20) * (1 + \alpha(\theta - 20)) = 0,0511 * (1 + 0,00403 * (40 - 20)) = 0,055 \Omega/km$$

$$R'(\text{linha dupla}) = \frac{R(40)}{2} = 0,028 \Omega/km$$

$$R = R' * l = 0,028 * 4,335 = 0,1197\Omega$$

Perdas Efeito de Joule

$$P_j = 3 * R * (2 * I)^2 = 3 * 0,1197 * (2 * 145,62)^2 = 30,456kW$$

Reatância

$$L = \left[\frac{\mu}{2n} + 4,605 \log \frac{D}{r} \right] * 10^4 [H/km]$$

$$L = \left[0,25 + 4,605 * \log \frac{10,325 * 10^3}{15,9} \right] * 10^4 = 0,00132 [H/km]$$

$$X' = 2 * \pi * 50 * L = 0,415 \Omega/km$$

$$X = X' * l = 0,421 * 4,335 = 1,798 \Omega$$

Linha do 4 ao 21	s	595	mm ²
	d	31,8	mm
	r	15,9	mm
	R (20)	0,0511	Ω/km
	l	4,3	km
	U	63	kV
	P	27,4201	MW

Intensidade de Corrente

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos \varphi} = \frac{27,42 * 10^6}{2 * \sqrt{3} * 63 * 10^3} = 125,64A \text{ (por condutor)}$$

Densidade de corrente

$$d = \frac{I}{s} = \frac{125,64}{595} = 0,211 A/mm^2$$

Resistência 40°

$$R(\theta) = R(20) * (1 + \alpha(\theta - 20)) = 0,0511 * (1 + 0,00403 * (40 - 20)) = 0,055 \Omega/km$$

$$R'(\text{linha dupla}) = \frac{R(40)}{2} = 0,028 \Omega/km$$

$$R = R' * l = 0,028 * 4,3 = 0,1187\Omega$$

Perdas Efeito de Joule

$$P_j = 3 * R * (2 * I)^2 = 3 * 0,1187 * (2 * 125,64)^2 = 22,49kW$$

Reatância

$$L = \left[\frac{\mu}{2n} + 4,605 \log \frac{D}{r} \right] * 10^4 [H/km]$$

$$L = \left[0,25 + 4,605 * \log \frac{10,325 * 10^3}{15,9} \right] * 10^4 = 0,00132 [H/km]$$

$$X' = 2 * \pi * 50 * L = 0,415 \Omega/km$$

$$X = X' * l = 0,421 * 4,3 = 1,783 \Omega$$

Linha do 21 ao 22	s	595	mm ²
	d	31,8	mm
	r	15,9	mm
	R(20)	0,0511	Ω/km
	l	2,522	km
	U	63	kV
	P	59,1084	MW

Intensidade de Corrente

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos \varphi} = \frac{59,11 * 10^6}{2 * \sqrt{3} * 63 * 10^3} = 270,84A \text{ (por condutor)}$$

Densidade de corrente

$$d = \frac{I}{s} = \frac{270,84}{595} = 0,455 A/mm^2$$

Resistência 40°

$$R(\theta) = R(20) * (1 + \alpha(\theta - 20)) = 0,0511 * (1 + 0,00403 * (40 - 20)) = 0,055 \Omega/km$$

$$R'(\text{linha dupla}) = \frac{R(40)}{2} = 0,028 \Omega/km$$

$$R = R' * l = 0,028 * 2,522 = 0,0696 \Omega$$

Perdas Efeito de Joule

$$P_j = 3 * R * (2 * I)^2 = 3 * 0,0696 * (2 * 270,84)^2 = 61,29 kW$$

Reatância

$$L = \left[\frac{\mu}{2n} + 4,605 \log \frac{D}{r} \right] * 10^4 [H/km]$$

$$L = \left[0,25 + 4,605 * \log \frac{10,325 * 10^3}{15,9} \right] * 10^4 = 0,00132 [H/km]$$

$$X' = 2 * \pi * 50 * L = 0,415 \Omega/km$$

$$X = X' * l = 0,421 * 2,522 = 1,046 \Omega$$

Cenário 3

Linhas ACSR 325 (Bear) Poste do tipo F30CD

Linha do 3 ao 21	s	325	mm ²
	d	23,45	mm
	r	11,725	mm
	R (20)	0,1093	Ω/km
	l	0,05	km
	U	63	kV
	P	1,9	MW

Intensidade de Corrente

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos \varphi} = \frac{1,9 * 10^6}{2 * \sqrt{3} * 63 * 10^3} = 17,41A \text{ (por condutor)}$$

Densidade de corrente

$$d = \frac{I}{s} = \frac{17,41}{325} = 0,0536 A/mm^2$$

Resistência 40º

$$R(\theta) = R(20) * (1 + \alpha(\theta - 20)) = 0,1093 * (1 + 0,00403 * (40 - 20)) = 0,118 \Omega/km$$

$$R'(\text{linha dupla}) = \frac{R(40)}{2} = 0,059 \Omega/km$$

$$R = R' * l = 0,059 * 0,5 = 0,00295 \Omega$$

Perdas Efeito de Joule

$$P_j = 3 * R * (2 * I)^2 = 3 * 0,00295 * (2 * 17,41)^2 = 0,0107 kW$$

Reatância

$$L = \left[\frac{\mu}{2n} + 4,605 \log \frac{D}{r} \right] * 10^4 [H/km]$$

$$L = \left[0,25 + 4,605 * \log \frac{4,311 * 10^3}{11,73} \right] * 10^4 = 0,001231 [H/km]$$

$$X' = 2 * \pi * 50 * L = 0,387 \Omega/km$$

$$X = X' * l = 0,387 * 0,05 = 0,0193 \Omega$$

Anexo 2

Apoio CWA/Apoio CWR

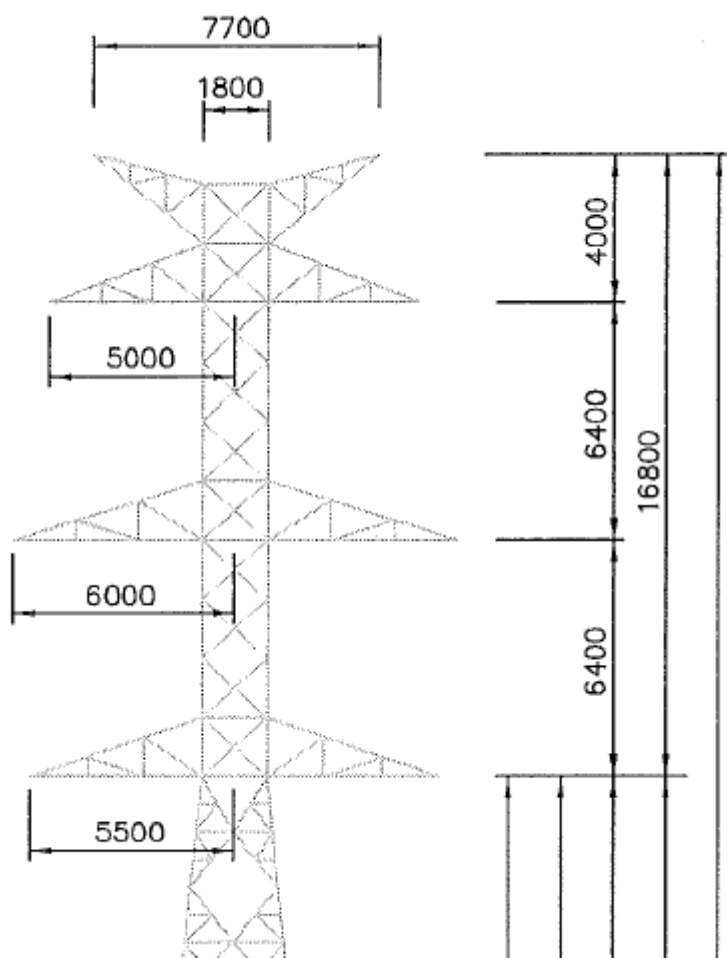
$$D_1 = \frac{\sqrt{D_{1-2} * D_{1-2'} * D_{1-3} * D_{1-3'}}}{D_{1-1'}} = \frac{\sqrt{6,4 * 12,72 * 16,55 * 12,8}}{10} = 13,13 \text{ m}$$

$$D_2 = \frac{\sqrt{D_{2-1} * D_{2-1'} * D_{2-3} * D_{2-3'}}}{D_{2-2'}} = \frac{\sqrt{6,4 * 12,72 * 6,4 * 13,16}}{12} = 6,9 \text{ m}$$

$$D_3 = \frac{\sqrt{D_{3-1} * D_{3-1'} * D_{3-2} * D_{3-2'}}}{D_{3-3'}} = \frac{\sqrt{12,8 * 16,55 * 6,4 * 13,16}}{11} = 12,14 \text{ m}$$

$$D = \sqrt[3]{D_1 * D_2 * D_3} = \sqrt[3]{13,13 * 6,9 * 12,14} = 10,32 \text{ m}$$

As medidas dos apoios CWA e CWR são semelhantes entre si, variando na largura da base, em que no apoio CWA é de 8,665 m e no apoio CWR é de 9,855.



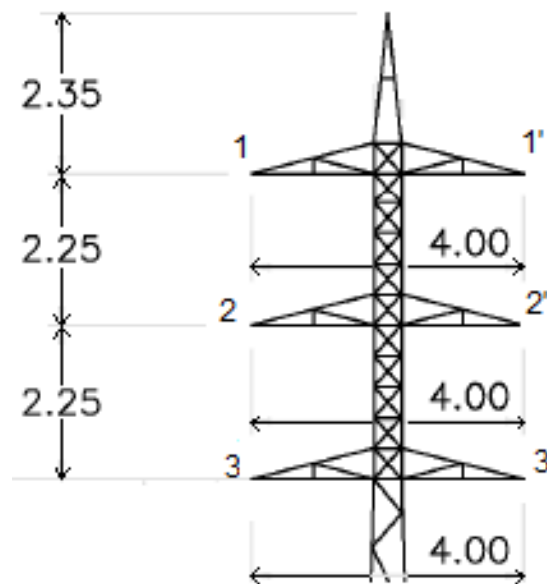
Apoio F30CD

$$D_1 = \frac{\sqrt{D_{1-2} * D_{1-2'} * D_{1-3} * D_{1-3'}}}{D_{1-1'}} = \frac{\sqrt{62,25 * 4,59 * 4,5 * 6,02}}{4} = 4,182 \text{ m}$$

$$D_2 = \frac{\sqrt{D_{2-1} * D_{2-1'} * D_{2-3} * D_{2-3'}}}{D_{2-2'}} = \frac{\sqrt{2,25 * 4,59 * 2,25 * 4,59}}{4} = 2,582 \text{ m}$$

$$D_3 = \frac{\sqrt{D_{3-1} * D_{3-1'} * D_{3-2} * D_{3-2'}}}{D_{3-3'}} = \frac{\sqrt{4,5 * 6,02 * 2,25 * 4,59}}{4} = 4,182 \text{ m}$$

$$D = \sqrt[3]{D_1 * D_2 * D_3} = \sqrt[3]{4,182 * 4,582 * 4,182} = 4,311 \text{ m}$$



Anexo 3

Características elétricas da Central Eólica Alto Douro:

Barramento		Cabo	Dist. (km)	Características Elétricas							
I	J			R(Ω /km)	X(Ω /km)	Y(Ω /km)	R(Ω)	X(Ω)	Y(Ω)	R(pu)	X(pu)
1	2	ACSR 325 (BEAR)	10,596	0,118	0,406	0,000	1,250	4,302	0,000	0,0315	0,1084
2	3	2*ACSR 485 (ZEBRA)	3,240	0,028	0,206	0,000	0,089	0,667	0,000	0,0023	0,0168
4	5	2*ACSR 485 (ZEBRA)	8,761	0,028	0,277	0,000	0,242	2,427	0,000	0,0061	0,0611
5	13	ACSR 325 (BEAR)	6,100	0,118	0,406	0,000	0,720	2,477	0,000	0,0181	0,0624
5	6	ACSR 325 (BEAR)	9,781	0,118	0,406	0,000	1,154	3,971	0,000	0,0291	0,1001
3	19	2*ACSR 485 (ZEBRA)	7,000	0,028	0,206	0,000	0,193	1,442	0,000	0,0049	0,0363
4	20	2*ACSR 485 (ZEBRA)	5,500	0,028	0,206	0,000	0,152	1,133	0,000	0,0038	0,0285
9	8	ACSR 325 (BEAR)	8,002	0,118	0,388	0,000	0,944	3,105	0,000	0,2361	0,7762
19	7	LXHIOLE 1000	0,035	0,029	0,168	0,000	0,001	0,006	0,000	0,0000	0,0001
20	7	LXHIOLE 1000	0,035	0,029	0,168	0,000	0,001	0,006	0,000	0,0000	0,0001
6	14										0,1538
13	15										0,1667
4	12										0,2000
3	11										0,2000
2	10										0,1538
1	8										0,2000
7	16										0,0966
19	18										0,8462
16	17									0,0011	0,010