

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

**Metodologia de Apoio à Decisão para Escolha de
Sistemas de Protecção de Interligação do Parque
Eólico com a Rede de Distribuição**

Clara Sofia Teixeira Gouveia

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Doutor Hélder Filipe Leite

Julho de 2008

© Clara Sofia Teixeira Gouveia, 2008

Resumo

A produção de energia por fontes renováveis tem sido a solução mais adoptada por muitos países em todo o mundo para diminuir a sua dependência dos combustíveis fósseis, responder às crescentes necessidades energéticas e melhorar a qualidade do ambiente. Uma das fontes de energia renovável aproveitada é a energia eólica.

Os parques eólicos podem integrar-se nas Redes Eléctricas de Transporte, onde normalmente possuem potências elevadas ou nas Redes Eléctricas de Distribuição com potências mais moderadas.

A integração de Parques Eólicos na Rede Eléctrica de Distribuição permite a aproximação da produção de energia eléctrica aos pontos de consumo, podendo equilibrar o trânsito de potências na rede e diminuir as perdas de energia. No entanto, essa integração só será benéfica para a rede eléctrica e para os consumidores finais, se o planeamento for adequado.

O promotor, ou responsável pelo investimento inicial e exploração do parque eólico, vê-se confrontado com determinadas restrições que por um lado melhoram a integração do parque eólico na rede de distribuição mas por outro lado implicam maiores investimentos. Algumas destas restrições passam pelos esquemas de protecção a adoptar na interligação do parque eólico com a rede de distribuição. Neste caso, o promotor confronta-se com duas hipóteses de interligação. Uma das hipóteses poderá provocar saídas de serviço indevidas, por disparo intempestivo das protecções de interligação enquanto a outra solução permite evitar as saídas de serviço indevidas mas implica um maior investimento.

Este trabalho propõe o desenvolvimento de uma ferramenta de apoio à decisão relativamente aos esquemas de protecção a adoptar na interligação dos parques eólicos com a rede de distribuição. Assim, o promotor poderá analisar os dois casos do ponto de vista económico a médio e longo prazo e não apenas através do investimento adicional inicial que poderá ter que realizar.

Abstract

Renewable energy sources have been used by many countries around the world for electrical energy production. The main goal is to reduce the dependence from conventional fossil fuels, respond to the growing needs of consumers, improving the service, and to improve the environmental conditions. One of the renewable sources that are used for electrical energy production is the wind. Wind Farms can integrate de electric power transmission system or the electrical distribution system. In the last case, if the wind farm is connected to the Distribution Grid it is called Distributed Generation.

Distributed Generation has the main advantage of being close to loads. This can improve power flow in the electrical lines and reduces the electrical losses. However, a good planning for integrating production in the Distributed Network is necessary, because it can also have negative impacts.

When an investment agent decides to build a wind farm he has many restrictions, that guarantees the reliability of the network but on the other hand, it implies a need for more investment. Some of these restrictions relate to the protections used in the interconnection with the network. In Portugal, the investment agent needs to choose between two solutions. One can cause sympathetic trips, from the Intertie Protection. This will obligate the wind farm to be out of service during a short period of time. The second solution prevents sympathetic trips, but implies a larger initial investment.

This work proposes a tool to help the investment agent in the moment of decision, to choose one of the two possible solutions for the Intertie Protection Schemes. The investor can study the economical consequences of the two solutions and decide based on that analysis.

Agradecimentos

Em primeiro lugar gostaria de agradecer ao meu orientador, Professor Doutor Hélder Leite, pela dedicação e atenção demonstrados ao longo de todas as fases do trabalho.

Um agradecimento muito sincero ao Professor José Luís Pinto Pereira da Silva, pelo apoio e atenção essenciais para a conclusão do trabalho.

Ao Professor José Rui Ferreira pela disponibilidade.

À minha família, que me apoiou sempre ao longo de toda a minha vida, sendo os principais responsáveis pela minha forma de encarar o trabalho e os desafios da vida.

Não podendo esquecer os amigos, nomeadamente Joaquim Moura pelo apoio e paciência essenciais para superar os momentos mais difíceis, mas também a todos os outros que mesmo longe sempre me apoiaram.

Agradeço também o apoio prestado pelo Engenheiro Rui Fiteiro (EDP Distribuição) e Engenheiro Bruno Sérgio Silva (EDP Distribuição).

Por fim, aos meus colegas de trabalho, Bernardo Silva, Engenheiro José Barros e Pedro Ramalho pelo apoio.

Índice

Resumo	iii
Abstract	v
Agradecimentos	vii
Índice	ix
Lista de figuras	xii
Lista de tabelas	xiv
Abreviaturas e Símbolos	xv
Capítulo 1	17
Introdução	17
1.1 - Produção Eólica na Rede de Distribuição de Média Tensão: Vantagens e Desafios.....	17
1.2 - Objectivos da Dissertação	20
1.3 - Metodologia de Apoio à Decisão: Desafios Técnicos e Opções de Resolução	21
1.4 - Estrutura da Dissertação	22
Capítulo 2	25
Condições Técnicas e Económicas para a Integração de Parques Eólicos na Rede de Distribuição Portuguesa	25
2.1 - Protecções de Interligação	26
2.1.1 - Regulação das Protecções de Interligação do Parque Eólico com a Rede de Distribuição	26
2.1.2 - Actuação das protecções de interligação do Parque Eólico	28
2.1.3 - Condições de Reposição de Serviço	29
2.2 - Protecções da Subestação de Distribuição	29
2.2.1 - Protecções do Painel de Média Tensão de Saída de Linha Aérea ou Mista	30
2.2.2 - Protecções do Painel de Média Tensão de Saída de Linha de Interligação do Parque Eólico com a Rede de Distribuição de Média Tensão	31
2.2.3 - Função de Religação Automática.....	31
2.3 - Impacto dos Regimes de Neutro adoptados na exploração de parques eólicos	32
2.3.1 - Regimes de Neutro	33
2.3.1.1 - Regime de Neutro Isolado	33
2.3.1.2 - Regime de Neutro ligado directamente à terra	34
2.3.1.3 - Regime de Neutro ligado indirectamente à terra	35
2.3.2 - Tipo de Ligações do Transformador de Potência na Subestação de Distribuição AT/MT	36

2.3.3 - Regime de Neutro utilizado pelos Parques Eólicos	36
2.4 - Qualidade de Serviço Técnico - Definição do número de incidentes numa linha aérea	37
2.5 - Remuneração pela Venda à Rede de Distribuição de Energia Activa produzida pelo Parque Eólico	39
2.5.1 - Legislação Aplicável	40
2.5.2 - Análise das Tarifas médias anuais dos Parques Eólicos portugueses pertencentes ao Grupo EDP	43
2.5.2.1 - Comparação de Resultados	44
2.6 - Sumário	45
Capítulo 3	47
Distância máxima de ocorrência de defeito que provocará a saída de serviço indevida do parque eólico	47
3.1 - Curto-Circuito Simétrico	48
3.1.1 - Método para calcular a distância máxima de ocorrência de um defeito trifásico numa linha que provocará a saída intempestiva do parque eólico	50
3.2 - Curto-circuitos Assimétricos	52
3.2.1 - Curto-Circuito Fase-Fase	53
3.2.1.1 - Método para calcular a distância máxima de ocorrência de um defeito fase- fase numa linha que provocará a saída intempestiva do parque eólico	56
3.2.2 - Curto-circuito Fase-Terra	57
3.2.2.1 - Método para calcular a distância máxima de ocorrência de um defeito fase- terra numa linha que provocará a saída intempestiva do parque eólico	59
3.3 - Caso de Estudo: Cálculo da distância máxima que provocará a saída indevida do Parque Eólico da Boneca II	62
3.3.1 - Cálculo da distância máxima de ocorrência de um defeito trifásico numa linha aérea que provocará a saída intempestiva do parque eólico	66
3.3.2 - Cálculo da distância máxima de ocorrência de um defeito fase-fase numa linha, que provocará a saída intempestiva do parque eólico	67
3.3.3 - Cálculo da distância máxima de ocorrência de um defeito fase-terra numa linha que provocará a saída intempestiva do parque eólico	68
3.4 - Sumário	70
Capítulo 4	71
Metodologia de Apoio à Decisão dos Sistemas de Protecção de Interligação do Parque Eólico com a Rede de Distribuição	71
4.1 - Método de apoio à decisão dos Sistemas de Protecção de Interligação do Parque Eólico com a Rede de Distribuição	71
4.1.1 - Pressupostos para a construção do método de apoio à decisão	72
4.1.2 - Formulação do problema	73
4.1.2.1 - Número de disparos intempestivos das protecções de interligação ao longo de um ano	74
4.1.2.2 - Tempo de recuperação total de serviço devido aos disparos intempestivos das protecções de interligação	75
4.1.2.3 - Energia não fornecida ao longo de um ano	76
4.1.2.4 - Tarifa média anual da venda de energia activa por parte do parque eólico à rede de distribuição, T_m	76
4.2 - Caso de Estudo: Aplicação do método de apoio à decisão para os sistemas de protecção do Parque Eólico da Boneca II	76
4.2.1 - Número de disparos intempestivos das protecções de interligação ao longo de um ano	77
4.2.2 - Tempo de recuperação total de serviço ao longo de um ano	78
4.2.3 - Energia não fornecida ao longo de um ano	78
4.3 - Sumário	79
Capítulo 5	81
Conclusões e Trabalhos Futuros	81

5.1 - Conclusões	81
5.2 - Trabalhos Futuros.....	82
Referências.....	83
Anexo 1	85
Classificação das protecções pelo código numérico ANSI/IEEE	85
Anexo 2	87
Modelos dos Elementos da Rede para análise de curto-circuitos	87
Anexo 3	91
Dedução da expressão que permite o cálculo dos anos de recuperação do investimento	91
Anexo 4	93
Cálculo da Energia média anual Produzida pelo Parque Eólico Boneca II	93

Lista de figuras

Figura 1.1- Curva tensão-tempo da capacidade exigida aos centros produtores de energia eólica para suportarem cavas de tensão. [Direcção de Energia e Geologia 2008]	19
Figura 1.2- Curva da corrente reactiva a injectar na rede em função da tensão exigida aos centros produtores de energia eólica. [Direcção de Energia e Geologia 2008]	20
Figura 2.1 - Esquema de uma rede com regime de neutro isolado [3]	33
Figura 2.2 - Esquema de uma rede com regime de neutro directamente ligado à terra [3]...	34
Figura 2.3 - Esquema de uma rede com regime de neutro ligado indirectamente à terra [3].....	35
Figura 2.4 - Distribuição das ocorrências apenas com origem na rede MT [17].	38
Figura 2.5 - Número de ocorrências acidentais por elemento avariado [17].	39
Figura 2.6 - Produção trimestral e tarifa média anual de energia eólica [14].....	43
Figura 2.7 - Variação da tarifa média anual de venda de energia activa.	44
Figura 2.8 - Comparação da variação da tarifa média anual com a produção de energia activa por ano.	44
Figura 3.1 - Representação do Estado Pré-defeito.	48
Figura 3.2 - Representação do Estado de defeito.	48
Figura 3.3 - Rede exemplificativa.....	50
Figura 3.4 - Esquema monofásico equivalente da rede da figura 3.3.	50
Figura 3.5 - Esquema de ligações das componentes simétricas para um defeito fase-fase franco.	54
Figura 3.6 - Esquema de ligações das das componentes simétricas para um defeito fase-terra.	57
Figura 3.7 - Esquema unifilar da rede onde se encontra ligado o Parque Eólico Boneca II. ...	62
Figura 3.8 - Esquema monofásico equivalente da rede onde se encontra ligado o Parque Eólico Boneca II.	66

Figura 3.9 - Esquema equivalente homopolar da rede onde se encontra ligado o Parque Eólico Boneca II.	69
Figura 4.1 - Esquema unifilar da rede onde se encontra interligado o Parque Eólico Boneca II.....	77
Figura A4.1 - Curva de Potência de um aerogerador do tipo E70.Retirada da referência [23].....	94

Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Protecções de Interligação, regulação e temporização para o cenário A.	27
Tabela 2.2 – Protecções de Interligação, regulação e temporização para o cenário B.....	27
Tabela 2.3 – Modos de Funcionamento da função de religação automática em linhas de MT.....	31
Tabela 2.4 – Tipo de Ligações do Transformador de Potência na subestação AT/MT	36
Tabela 2.5 – Número total de incidentes por tipo de ocorrência, na Rede MT com origem nas mesmas ou por outras causas.	38
Tabela 3.1 – Resistência e reactância típicas por quilómetro de linhas aéreas de alumínio-aço.....	65
Tabela 4.1 – Regulação e Temporização das Protecções de Interligação para o cenário A....	71
Tabela 4.2 – Regulação e Temporização das Protecções de Interligação para o 2º cenário...	72
Tabela A4.1 – Potência máxima gerada pelo aerogerador em função da velocidade do vento.	94
Tabela A4.2 –Energia média produzida por cada aerogerador em função da frequência do vento	95

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

AT	Alta Tensão. Na Rede de Distribuição corresponde a uma tensão de 60 kV.
C_{ENF}	Prejuízo obtido ao longo de um ano por energia não fornecida devido a disparos intempestivos das protecções de interligação do parque eólico com a rede de distribuição. Expresso em euros.
CT_{ENF}	Prejuízo obtido ao longo do tempo médio de vida do parque eólico por energia não fornecida devido a disparos intempestivos das protecções de interligação do parque eólico com a rede de distribuição. Expresso em euros.
d_{FF}	Distância máxima entre a subestação de distribuição e o defeito fase-fase que provoca a saída de serviço do parque eólico. Expresso em quilómetros.
d_{FFF}	Distância máxima entre a subestação de distribuição e o defeito trifásico simétrico que provoca a saída de serviço do parque eólico. Expresso em quilómetros.
d_{FT}	Distância máxima entre a subestação de distribuição e o defeito fase-terra que provoca a saída de serviço do parque eólico. Expresso em quilómetros.
EDP	Energias de Portugal
ENF	Energia não fornecida devido a disparos intempestivos das protecções de interligação do parque eólico com a rede de distribuição. Expressa em Megawatt hora.
IKR	Número de incidentes por cem quilómetros de linha aérea.
In	Corrente nominal
MT	Média Tensão. Em Portugal considera-se como média tensão os níveis de tensão 6,5 kV, 10 kV, 15 kV e 30 kV.
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
T_m	Tarifa média anual de venda de energia à Rede de Distribuição.
Un	Tensão nominal da instalação eléctrica

Capítulo 1

Introdução

O crescente consumo de energia eléctrica, a necessidade crescente de garantir a segurança do abastecimento de energia eléctrica e ainda as preocupações ambientais, fazem da produção dispersa uma solução inevitável para responder a estas preocupações.

A produção dispersa refere-se à produção descentralizada de energia eléctrica. Este tipo de produção, passa principalmente pela utilização de recursos renováveis, como a energia eólica, a energia hídrica e a energia solar fotovoltaica, ligada às Redes de Distribuição. Ao interligar este tipo de produção à Rede de Distribuição de Média Tensão ou Alta Tensão poderão surgir potenciais conflitos que poderão ser evitados por um planeamento cuidado. O trabalho realizado incide sobre a energia eólica ligada à Rede de Distribuição de Média Tensão pelo que no ponto 1.1 se abordará algumas das questões e conflitos que surgem com a integração de Parques Eólicos na Rede de Distribuição de Média Tensão.

1.1 - Produção Eólica na Rede de Distribuição de Média Tensão: Vantagens e Desafios

Segundo a referência [1], a introdução de produção dispersa na Rede de Distribuição de Média Tensão traz vantagens a nível económico evitando grandes expansões de distribuição e a nível da exploração da rede, uma vez que poderão ser utilizados como suporte à rede nos seguintes aspectos:

- Injecção de energia nas horas de maior consumo, ajudando a compensar o balanço de energia activa;
- Regulação de tensão e produção de energia reactiva;
- Possível melhoria na qualidade de serviço da rede.

Permite ainda reduzir a dependência dos países dos recursos energéticos não renováveis, pelo que muitos países recorrem a subsídios, incentivos e políticas de remuneração para aumentar a produção de energia eléctrica por meio de energias renováveis. Por outro lado a introdução de produção dispersa na rede é benéfica desde que o seu planeamento e exploração sejam realizados tendo em conta a fonte de energia utilizada e o impacto que a produção de energia eléctrica poderá ter na rede. Este estudo passa muitas vezes por um estudo específico caso a caso.

As áreas onde é necessário evitar potenciais problemas são, segundo [2]:

- Segurança, pois em caso de interrupção da rede o parque eólico também deverá sair de serviço.
- Protecção do Equipamento, todo o equipamento deve estar correctamente protegido contra sobrecargas, correntes de curto-circuito e sobretensões.
- Detecção de Defeitos, pois é necessário garantir que todos os defeitos devem ser detectados e isolada apenas a área afectada, garantindo selectividade.
- Recuperação de Serviço do Parque Eólico, deve ser realizada o mais depressa possível sem que isso possa afectar o equipamento do parque.
- Qualidade de Serviço, limitar as variações de tensão e *flicker*.
- Custos, assegurar a resolução de todos os problemas acima descritos, tendo em conta também os custos que implicam para o parque eólico quando comparado com o impacto na rede. No entanto deve ser realizado investimento para garantir a segurança e fiabilidade.

Grande parte dos problemas acima descritos são resolvidos através dos sistemas de protecção de interligação adoptados pelo parque eólico, no que diz respeito, por exemplo, à sensibilidade das protecções e à coordenação entre as protecções de interligação do parque eólico com as protecções da Rede de Distribuição de Média Tensão.

Uma má coordenação das protecções do parque eólico com as protecções da rede de distribuição poderá provocar a reentrada em serviço do parque precocemente afectando os aerogeradores e a instalação, causando principalmente danos mecânicos. Outro exemplo de uma má coordenação entre as protecções da rede e do parque eólico são os disparos intempestivos que colocam o parque fora de serviço indevidamente, por falta de selectividade das protecções do parque eólico relativamente às protecções da Rede de Distribuição de Média Tensão.

Existem vários documentos a nível internacional e mesmo a nível nacional, nomeadamente o “Guia Técnico das Instalações de Produção Independente de Energia” publicado pela DGGE, que indicam quais as condições de ligação de parques eólicos à Rede Eléctrica de Energia, de forma a evitar os problemas que poderão surgir na interligação de parques eólicos à Rede Eléctrica de Energia.

19 Introdução

Novos serviços de sistema são exigidos aos parques eólicos para prestar assistência à rede eléctrica, melhorar a segurança e a qualidade de serviço das redes de energia. Os serviços de sistema exigidos ao produtor de energia em Portugal são: o controlo da tensão e energia activa produzida, controlo primário de frequência, capacidade de despacho em caso de ser necessário limitar temporariamente os níveis de produção eólica em situação de emergência e o “*Ride Through Fault*”, ou cava de tensão programada.

A cava de tensão programada é um serviço de sistema que prevê que em caso de abaixamentos de tensão na rede de energia o parque deve permanecer ligado a essa mesma rede e ainda injectar energia reactiva na rede, para que na ocorrência de um defeito na rede o parque forneça suporte para a tensão na rede.

Na ocorrência de um defeito a tensão poderá descer bruscamente. Para que o parque possa fornecer este serviço de sistema terá que manter-se em serviço para os valores de tensão apresentados na curva da figura 1.1 em função do tempo.

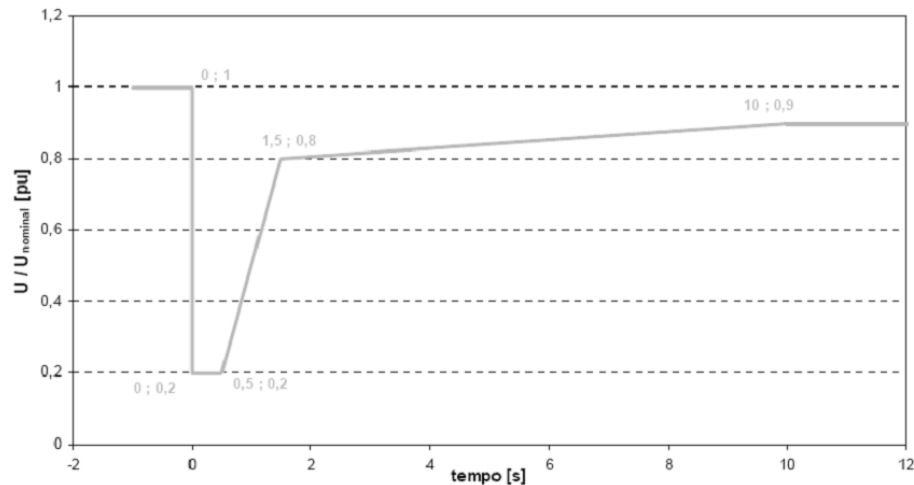


Figura 1.1- Curva tensão-tempo da capacidade exigida aos centros produtores de energia eólica para suportarem cavas de tensão. [Direcção de Energia e Geologia 2008]

O parque eólico terá também que injectar na rede a corrente reactiva indicada na figura 1.2 em função do valor de tensão no parque eólico.

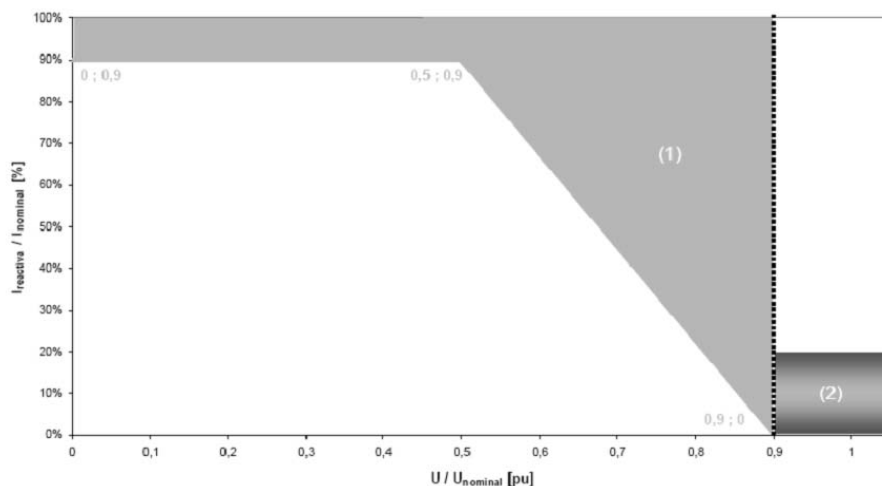


Figura 1.2- Curva da corrente reactiva a injectar na rede em função da tensão exigida aos centros produtores de energia eólica. [Direcção de Energia e Geologia 2008]

Hoje em dia já existe tecnologia a nível dos aerogeradores que permite o cumprimento da cava de tensão programada, no entanto as protecções previstas pela lei portuguesa não permitem, uma vez que para uma tensão inferior a 85% da tensão nominal o parque eólico é obrigado a sair de serviço.

A Direcção Geral de Geologia e Energia (DGGE) continua a rever o “Guia Técnico das Instalações de Produção Independente de Energia” desde 2003 para que se consiga chegar a uma solução possível de cumprimento deste serviço de sistema. Sendo assim, neste trabalho não será considerado este problema, apenas as condições de protecção já previstas pelo distribuidor.

1.2 - Objectivos da Dissertação

Este trabalho centrar-se-á nas condições de interligação dos Parques Eólicos à Rede de Distribuição Média Tensão no que diz respeito aos sistemas de protecção, nomeadamente os esquemas de protecções utilizados, a sua regulação e temporização.

Em Portugal existem duas hipóteses de esquemas de protecção de interligação do Parque Eólico com a Rede de Distribuição Média Tensão, o cenário¹ A e o cenário B, propostos pelo distribuidor, neste caso EDP Distribuição. Segundo o distribuidor a criação da segunda hipótese do esquema de protecção de interligação do Parque Eólico com a Rede de Distribuição Média Tensão, o cenário B, (ver [3]) teve como objectivo evitar paralelos intempestivos da rede com o Parque Eólico após o disparo das protecções da linha de

¹ Cenário é o termo adoptado pela EDP Distribuição-Norte, quando se refere ao esquema de protecções utilizados na interligação do Parque Eólico com a Rede de Distribuição, valores de regulação e de temporização.

21 Introdução

interligação da subestação de distribuição com o Parque Eólico e evitar os disparos intempestivos das protecções de interligação face a defeitos que ocorram em linhas aéreas adjacentes ao Parque Eólico, ou seja, linhas que se encontrem ligadas ao mesmo barramento de Média Tensão que o Parque Eólico.

Neste trabalho serão analisados os dois esquemas de protecção de interligação do Parque Eólico com a Rede de Distribuição a nível técnico e económico. A escolha de uma das duas hipóteses de esquema de protecção, a escolha entre o cenário A e o cenário B, cabe ao promotor do Parque Eólico, que se confronta com o processo de decisão na fase de projecto do Parque Eólico.

O objectivo deste trabalho será a criação de uma ferramenta de apoio à decisão, que permita ao promotor realizar uma escolha do esquema de protecção de interligação eólico a adoptar no seu parque maximizando os lucros de exploração, no caso de interligação da rede através de uma linha dedicada.

1.3 - Metodologia de Apoio à Decisão: Desafios Técnicos e Opções de Resolução

Para a construção do método de apoio à decisão dos esquemas de protecção de interligação do Parque Eólico com a Rede de Distribuição Média Tensão, surgiram os seguintes desafios técnicos:

- Definição das condições que favorecem o disparo intempestivo das protecções de interligação do parque eólico com a Rede de Distribuição de Média Tensão.
- Quantificação do número de saídas intempestivas do Parque Eólico.
- Quantificação do tempo de reentrada em serviço do Parque Eólico.
- Quantificação da energia não fornecida pelo parque eólico à Rede de Distribuição de Média Tensão.
- Quantificação do prejuízo pelas saídas intempestivas do Parque Eólico.

Para definir as condições que favorecem o disparo intempestivo das protecções de interligação do parque eólico com a Rede de Distribuição MT, é necessário conhecer os sistemas de protecção utilizados nas Subestações de Distribuição e na interligação do parque eólico com a Rede de Distribuição MT, a nível da sua regulação, tempo de actuação e funções de automatismo que lhes poderão estar associadas. É também necessário conhecer o regime de neutro associado ao Parque Eólico e o regime de neutro da rede onde se insere o Parque Eólico.

Não conhecidos índices de qualidade relacionados com o número de saídas intempestivas do parque eólico, será necessário recorrer ao número de incidentes nas linhas aéreas, conhecidos nas redes de distribuição de MT. Através do último relatório de qualidade de serviço técnico da EDP Distribuição, é possível quantificar o número de incidentes de longa

duração (maiores que 3 minutos) por quilómetro de linha, através de um índice denominado IKR. Mas este valor coloca a questão de qual a distância máxima à subestação que ocorrendo um defeito provocará a saída intempestiva do parque eólico. Para responder a essa questão será criado um algoritmo iterativo que através da análise de curto-circuitos da rede, retornará a distância máxima que provocará o disparo intempestivo das protecções de interligação caso o promotor opte pelo cenário A, onde não é considerado a temporização das protecções de máximo de tensão homopolar e mínimo de tensão.

Quanto à quantificação do tempo de reentrada em serviço do Parque Eólico, será necessário conhecer as condições para as quais o parque eólico após a saída de serviço poderá ligar-se à Rede de Distribuição de MT e quantificar também o tempo que levará a recuperar a capacidade total instalada.

A produção de energia eólica é variável. Um parque eólico raramente produz energia equivalente à sua capacidade instalada. A produção de energia depende da velocidade do vento que é variável. No entanto existem métodos que permitem um cálculo aproximado da energia produzida pelo parque eólico, através de distribuições de probabilidade de ocorrência da velocidade do vento. A energia não fornecida será então quantificada através da energia média produzida pelo parque e pelo tempo que o parque levará a recuperar a capacidade total instalada.

A construção do método de apoio à decisão exige também o conhecimento da remuneração pela venda de energia activa do parque eólico à rede de distribuição. No entanto, como esta poderá ser variável ao longo do ano, serão analisadas as tarifas médias anuais dos parques eólicos pertencentes ao Grupo EDP em Portugal.

Os diversos desafios técnicos encontrados na construção do método levaram à opção de aplicação do mesmo para um caso específico. O Parque Eólico Boneca II, situado na região Norte do País, ligado à Rede de Distribuição de Média Tensão de 15 kV através de uma linha dedicada. No entanto, o método apresentando reúne todas as condições para ser generalizado para parques eólicos ligados através de uma linha dedicada à Rede de Distribuição de MT.

1.4 - Estrutura da Dissertação

Esta dissertação é constituída por 6 capítulos. Segue-se uma breve descrição dos conteúdos de cada capítulo.

O capítulo 1 descreve a motivação que deu origem a este trabalho, os objectivos a que se propõe, os principais desafios técnicos encontrados e as soluções que serão adoptadas. Para além disso realiza um breve resumo dos conteúdos dos restantes capítulos.

O capítulo 2 apresenta as soluções na Rede de Distribuição de Média Tensão em Portugal, a nível de sistemas de protecções utilizados pelos parques eólicos, sistemas de protecções normalmente utilizados nas subestações de distribuição e a influência dos regimes de neutro nos sistemas de protecção. Realiza-se também uma análise do último relatório de qualidade

23 Introdução

de serviço da EDP Distribuição, publicado no ano de 2007, no que diz respeito às principais causas das interrupções de serviço bem como a quantidade de defeitos que ocorrem na rede de distribuição. Por fim será descrita a solução adoptada para a remuneração dos parques eólicos pela venda de energia activa à rede de distribuição e ainda a remuneração média dos últimos anos dos parques eólicos em Portugal pertencentes ao Grupo EDP.

O capítulo 3 descreve o método utilizado para determinar a distância máxima que provocará a saída de serviço do parque eólico através da actuação indevida das protecções de interligação. O cálculo da distância máxima será realizado pela análise de curto-circuitos na rede eléctrica de energia. O método será aplicado ao caso do Parque Eólico Boneca II.

O capítulo 4 descreve o método de apoio à decisão desenvolvido, que permite a análise das duas hipóteses de interligação, quantificando o prejuízo aproximado que terá ao longo dos anos de vida do Parque Eólico, caso o promotor opte pelo cenário A, ou optando pelo caso B, quantifica os anos de recuperação do investimento tendo em conta apenas o ganho que obtém por evitar as saídas intempestivas do Parque Eólico. O método será aplicado ao caso do Parque Eólico Boneca II.

O capítulo 5 apresenta as conclusões do trabalho desenvolvido assim como, os trabalhos futuros que poderão ter como ponto de partida este trabalho.

O capítulo 6 apresenta as referências literárias em que foi baseado todo o trabalho.

Capítulo 2

Condições Técnicas e Económicas para a Integração de Parques Eólicos na Rede de Distribuição Portuguesa

O capítulo 2 apresenta a informação necessária para que possa ser criado um método para a análise técnica e económica relativa às condições de protecção de interligação do parque eólico com a rede de distribuição.

Ao interligar um parque eólico à rede de distribuição, o promotor confronta-se com duas hipóteses de ligação a nível das protecções de interligação. Estas hipóteses terão impacto a nível económico e a nível da continuidade de serviço.

No ponto 2.1 serão descritas as soluções de protecções de interligação do parque eólico com a rede de distribuição. Para poder tirar conclusões quanto ao comportamento do parque perante as duas hipóteses de interligação serão analisados nos pontos 2.2 as protecções normalmente utilizadas nos painéis de saída de Média Tensão de linha aérea das subestações de distribuição e no ponto 2.3 a relação entre as protecções utilizadas e os regimes de neutros existentes nas redes de distribuição.

No ponto 2.4 através da análise dos resultados da qualidade de serviço técnico da rede de distribuição de Média Tensão, MT, estuda-se as principais causas das interrupções de serviço bem como a quantidade de defeitos que ocorrem na rede de distribuição.

No ponto 2.5 é referida a solução adoptada para a remuneração dos parques eólicos pela venda de energia activa à rede de distribuição, analisando de que factores depende e ainda a remuneração média dos últimos anos dos parques eólicos em Portugal pertencentes ao Grupo EDP.

2.1 - Protecções de Interligação

Ao instalar um Parque Eólico na rede de distribuição, tem que ser garantida a segurança da mesma para que incidentes no parque Eólico não se propaguem para a rede de distribuição. Assim, e em conformidade com [7], a lei exige que o parque seja colocado fora de serviço rapidamente após a ocorrência de defeito ou por falta de tensão, garantindo os serviços de manutenção e reparação em segurança. Exige também que haja coordenação entre as protecções do parque eólico e a rede de distribuição, garantindo a selectividade.

Como tais condições não são por si só suficientes para garantir uma boa inserção do parque eólico na rede, o “Guia Técnico das Instalações de Produção Independente de Energia” publicado pela DGGE, que encontra-se de momento em revisão, refere que a protecção entre a rede de distribuição e o parque eólico deve ser assegurada pelo seguinte conjunto de protecções de interligação:

- Máximo/mínimo de frequência, ANSI 81U e 81O respectivamente². Têm segundo [7], como principal função detectar situações de rede isolada, caso a subestação tenha saído de serviço e haja cargas em ramos da linha de interligação.
- Máximo/mínimo de tensão, ANSI 59 e 27 respectivamente¹, que reagem em função da tensão do circuito eléctrico que protegem. O mínimo de tensão no caso dos Parques Eólicos tem, segundo [7], por função principal a detecção de falha de tensão na rede.
- Máximo de corrente, ANSI 50 ou 51 1. É utilizada para detectar sobrecargas e proteger o parque eólico de curto-circuitos polifásicos na rede de distribuição.
- Máximo de tensão homopolar, ANSI 59N. Tem como função detectar defeitos do tipo fase-terra.

2.1.1 - Regulação das Protecções de Interligação do Parque Eólico com a Rede de Distribuição

Seguindo as imposições do “Guia Técnico das Instalações de Produção Independente de Energia” publicado pela DGGE, a EDP Distribuição definiu dois cenários, cenário A e B, para os esquemas de protecção de interligação do parque eólico com a rede de distribuição. Estes cenários prevêem as protecções a utilizar, a respectiva regulação e temporização.

As protecções, respectiva regulação e tempo de actuação previstas pelo cenário A estão descritas na Tabela 2.1.

² Ver anexo I

27 Condições Técnicas e Económicas para a Integração de Parques Eólicos na Rede de Distribuição Portuguesa

Tabela 2.1 – Protecções de Interligação, regulação e temporização para o cenário A.

Protecção	Regulação	Tempo de Actuação
Máximo de Tensão Homopolar	A calcular	Instantâneo
3 X Mínimo de Tensão	85% Un	Instantâneo
2 X Máximo de Tensão	115% Un	Instantâneo
Máximo e Mínimo de Frequência	50,2/49,8 Hz	Instantâneo
3 X Máximo de Corrente	1,3 In	1 Segundo

As protecções, respectiva regulação e tempo de actuação das protecções, previstas pelo cenário B estão descritas na tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Protecções de Interligação, regulação e temporização para o cenário B.

Protecção	Regulação	Tempo de Actuação
Máximo de Tensão Homopolar	A calcular	1seg + Instantâneo (REE)
3 X Mínimo de Tensão	85% Un	1seg + Instantâneo (REE)
3 X Mínimo de Tensão (2°)	120% Umin	Instantâneo
2 X Máximo de Tensão	115% Un	Instantâneo
Máximo e Mínimo de Frequência	50,2/49,8 Hz	Instantâneo
3 X Máximo de Corrente	1,3 In	1 Segundo

Umin, é a tensão mínima de funcionamento da protecção de frequência. A regulação da protecção de máximo de tensão homopolar é feita tendo em conta o comprimento da linha de interligação para que a sua sensibilidade seja semelhante à da protecção de terras resistentes da subestação de distribuição.

Segundo [3], o cenário B (ver tabela 2.2) surgiu para responder às dificuldades de coordenação das protecções de interligação com as protecções da subestação de distribuição.

No cenário A (ver tabela 2.1), as protecções de máximo de tensão homopolar e mínimo de tensão actuam instantaneamente. Como tal, para certos defeitos em linhas adjacentes à linha de interligação do parque eólico à subestação de distribuição, verificou-se que as protecções de interligação disparavam indevidamente, colocando o parque fora de serviço. Havendo selectividade, a linha afectada pelo defeito deveria sair de serviço antes que as protecções de interligação detectassem valores anormais e enviassem ordem de disparo para o disjuntor de interligação.

Para garantir a selectividade o cenário B (ver tabela 2.2) prevê um ligeiro atraso que permitirá evitar estes disparos intempestivos sendo isolada apenas a linha afectada pelo defeito. No entanto, o cenário B exige a instalação de uma protecção de mínimo de tensão trifásica, regulada em função da tensão mínima para a qual a protecção de frequência bloqueia quando a tensão diminui, e exige também a instalação de um sistema de detecção de tensão na saída da subestação da linha de interligação. O custo destes equipamentos será suportado pelo produtor independente.

O sistema de detecção de tensão garante que o disjuntor do painel de saída de linha da subestação não possa fechar caso haja tensão do lado do parque, quer em resultado de

religações automáticas, ou por comando local ou telecomando. Evitam-se assim paralelos intempestivos. Este sistema é constituído por três transformadores de tensão e um relé trifásico (ou um relé por fase). Em substituição dos transformadores de tensão poderão ser utilizados divisores capacitivos.

2.1.2 - Actuação das protecções de interligação do Parque Eólico

Protecção de Máximo de Tensão Homopolar

A protecção de máximo de tensão homopolar tem como função detectar defeitos do tipo fase-terra. Seria mais comum encontrar protecções de máximo de intensidade homopolar para esse efeito, mas o parque eólico é obrigado a utilizar um regime neutro isolado (ver ponto 2.3), impedindo segundo [3] a utilização de protecções baseadas na medida da corrente homopolar.

Uma das formas de actuação desta protecção é pela soma das tensões nas fases. Se a soma for superior a três vezes a tensão homopolar para a qual a protecção se encontra regulada, então a protecção irá actuar para que seja dada ordem de abertura do disjuntor.

A regulação destas protecções está dependente do comprimento total da saída e do tipo de rede (aérea ou subterrânea) onde se encontra interligada a unidade independente de produção.

Protecção Máximo e de Mínimo de Tensão

A protecção de máximo de tensão, actua quando a tensão no circuito eléctrico for maior que o valor de regulação da protecção, enviando uma ordem de abertura do disjuntor que comanda.

No caso da protecção de mínimo de tensão, a ordem de abertura do disjuntor é enviada quando a tensão no circuito eléctrico for inferior ao valor para o qual a protecção se encontra regulada. Uma das formas de detecção da tensão é pela comparação das tensões entre fases.

Os transformadores de tensão associados a estas protecções, especialmente ao mínimo de tensão, segundo [3] devem estar instalados no lado da rede receptora, para que as protecções possam detectar casos de isolamento da rede de distribuição e impedir a religação do parque eólico antes do retorno da tensão na rede de distribuição.

Protecção Máximo/Mínimo de Frequência

As variações de frequência na rede ocorrem principalmente devido ao desequilíbrio do binário carga-geração. Se estas variações persistirem durante algum tempo poderão causar danos graves no equipamento da subestação e da rede eléctrica em geral.

O comando do equipamento de corte é realizado pelas protecções de máximo e mínimo

29 Condições Técnicas e Económicas para a Integração de Parques Eólicos na Rede de Distribuição Portuguesa

de frequência. O seu princípio de funcionamento é semelhante ao das protecções de máximo e mínimo de tensão, diferenciando-se apenas na grandeza medida que é a frequência neste caso.

Protecção de Máximo de Corrente (Trifásica)

A protecção de máxima intensidade realiza a medição de corrente através de transformadores de intensidade, que estão ligados a jusante do disjuntor (Parque Eólico).

Os relés de máxima intensidade apresentam um valor nominal, que corresponde ao valor da corrente que estão em condições de suportar permanentemente e a de actuação que geralmente é um múltiplo da nominal, prevista para um tempo determinado [8].

No caso do sistema em causa estar protegido por mais que uma protecção de máxima intensidade, para garantir a selectividade, realiza-se o escalonamento dos tempos de actuação das diversas protecções para que a protecção do troço em questão actue primeiro.

Esta protecção é utilizada não só para detectar sobrecargas, mas também para proteger o parque eólico de curto-circuitos polifásicos.

2.1.3 - Condições de Reposição de Serviço

Por lei, o parque eólico após uma saída de serviço só poderá repor o serviço caso se verifiquem as seguintes condições:

1. Terem passado no mínimo três minutos após a saída.
2. Depois de a tensão da rede ter atingido, pelo menos, 80% do seu valor nominal.

Os aerogeradores deverão ser ligados com um intervalo mínimo de 15 segundos entre eles.

2.2 - Protecções da Subestação de Distribuição

Para analisar a possibilidade das saídas intempestivas do parque eólico é necessário conhecer também quais as protecções utilizadas para proteger as linhas e a sua regulação.

Nos pontos 2.2.1, 2.2.2, descreve-se as protecções utilizadas num painel de Média Tensão de saída de linha aérea ou mista e num painel de Média Tensão de saída de linha aérea ou mista que interliga um parque eólico com a rede, analisando as respectivas regulações e temporizações. No ponto 2.2.3 descreve-se a função de religação automática associada a algumas das protecções descritas nos pontos 2.2.1 e 2.2.2.

2.2.1 - Protecções do Painel de Média Tensão de Saída de Linha Aérea ou Mista

As protecções consideradas e a respectiva regulação estão de acordo com as normas praticadas pelas normas da EDP distribuição. Segundo o Projecto-Tipo de uma Subestação AT/MT [9], o painel de saída de linha aérea ou mista deve conter as seguintes protecções:

- Máxima Intensidade de Fase
- Máximo de Intensidade Homopolar Direccional
- Máximo de Intensidade Homopolar de Terras Resistentes (PTR)
- Condutor partido
- Presença de tensão
- *Cold Load Pickup/ Inrush Restraint*

As características das protecções referidas posteriormente baseiam-se nas normas referidas em [10] e [11].

A protecção de máximo de intensidade de fase, tem por função a detecção de defeitos trifásico e fase-fase, como já foi referido no ponto 2.1.2. Esta protecção de máximo de intensidade deverá ser trifásica podendo ter até três níveis de detecção, de tempo independente, para os quais o tempo de actuação poderá ser mais rápido. A protecção de máximo de intensidade deverá ser regulada para uma corrente mínima normalmente 1,3 vezes a corrente nominal do respectivo painel e uma temporização que será superior a 0,5 segundos.

Para a detecção de defeitos fase-terra pouco resistivos utiliza-se a protecção de máximo de intensidade homopolar direccional, que deverá estar regulada para pelo menos 3 níveis de corrente homopolar, de tempo independente. A corrente homopolar mínima considerada é normalmente maior que 1,3 vezes a corrente capacitiva da linha, enquanto a corrente homopolar máxima será igual à soma vectorial das correntes de fase.

A protecção de máximo de intensidade homopolar de terras resistentes destina-se à detecção de defeitos de elevada resistência, sendo por isso dotada de uma elevada sensibilidade. São capazes de detectar defeitos com resistências máximas compreendidas entre 12,5k Ω e 15,6k Ω . Possuem uma característica de tempo muito inversa que permite garantir a selectividade, pondo a linha em defeito isolada sem afectar as restantes instalações.

As protecções de máximo de intensidade de fase, máximo de intensidade homopolar direccional e máximo de intensidade homopolar de terras resistentes, ao detectar o defeito devem enviar a ordem de abertura do disjuntor e desencadear a função de religação automática.

A função de protecção de condutor partido deve detectar a interrupção de uma fase, considerando por exemplo o aparecimento da componente inversa da corrente.

Cold Load Pickup/ Inrush Restraint é uma função de protecção que permite actualizar o

valor de máximo de intensidade de corrente que a protecção de máximo de intensidade está regulada, para que a instalação suporte os picos de corrente causados pela ligação de cargas.

2.2.2 - Protecções do Pannel de Média Tensão de Saída de Linha de Interligação do Parque Eólico com a Rede de Distribuição de Média Tensão

As protecções do pannel de saída de linha de interligação do parque eólico com a rede, têm todas as protecções descritas anteriormente bem como as funções de religação que lhes estão associadas, no entanto no caso de o parque eólico optar pelo cenário B de regulação de protecções (ver tabela 2.2), terá também um sistema de verificação de tensão que já foi descrito anteriormente no ponto 2.1.1.

2.2.3 - Função de Religação Automática

A função de automatismo de religação é a manobra automática de fecho do disjuntor de protecção após um disparo provocado por a actuação de uma protecção ou através de outra função de automatismo.

Existem, normalmente, dois tipos de religação, a religação rápida e a religação lenta, permitida apenas para as Redes de Distribuição de Média Tensão (MT). A primeira comanda o fecho do disjuntor normalmente após um disparo instantâneo, depois de um tempo de isolamento muito curto normalmente não superior a 400ms. Já a religação lenta tem um tempo de isolamento da ordem das dezenas de segundos (no máximo 120s). Esta religação normalmente segue-se a um disparo temporizado.

A função de religação automática é a tentativa de eliminação automática de defeitos fugitivos e semi-permanentes nas linhas de MT, sem que seja necessário retirar a linha de serviço como em caso de defeitos permanentes. Por outro lado, os modos de funcionamento da religação automática devem isolar a linha caso o defeito persista.

É normal que se associem as religações rápidas e lentas para garantir a eliminação de defeitos temporários e ao mesmo tempo garantir que em caso de defeito permanente a linha seja isolada. Segundo [11], são permitidos os modos de funcionamento descritos na tabela 2.3 para linhas MT.

Tabela 2.3 – Modos de Funcionamento da função de religação automática em linhas de MT.

Modos de funcionamento	Descrição Sumária
0	Religação inibida
4	1 Religação rápida
2	1 Religação lenta
3	2 Religações lentas
6	1 Religação rápida + 1 religação lenta
7	1 Religação rápida + 2 religações lentas

Cada painel de linha poderá ser programado de forma separada com um destes modos de funcionamento. No entanto num painel de linha MT o modo de funcionamento mais comum é o modo 7. Será este o modo de funcionamento considerado nos restantes capítulos

A função de religação será permitida, se a função de religação não se encontrar temporariamente encravada e o disjuntor de protecção de linha estiver operacional. Ao ser detectado um defeito pelas protecções de máximo de intensidade, máximo de intensidade homopolar ou ainda pela protecção de máximo de intensidade homopolar de terras resistentes, o automatismo com o modo de funcionamento 7, comanda o disjuntor de protecção de linha a iniciar uma religação rápida (300ms) e caso o defeito persista após o fecho do disjuntor poderão ser consideradas mais duas religações lentas (15s). Se o defeito persistir o disjuntor de protecção de linha dispara definitivamente.

No caso do um de linha de interligação de um parque eólico à rede de distribuição a função de religação poderá ser encravada pelo sistema de detecção de tensão, pois sendo detectada tensão na linha de interligação o disjuntor é impedido de fechar.

Caso o parque eólico tenha um sistema de religação automático, após a saída de serviço iniciará a seguinte rotina:

1. Verificação da condição da tensão.
2. Envio de sinalização de início de sequência (SCADA)
3. Abertura dos disjuntores MT dos ramais
4. Fecho do disjuntor de interligação
5. Incremento da Contagem de religações
6. Verificação de Ligação bem sucedida
7. Fecho dos disjuntores MT dos ramais
8. Verificação estabilidade e Reset Contador

Após a primeira tentativa de religação o parque só poderá repor o serviço manualmente, desactivando assim o sistema de religação automática.

2.3 - Impacto dos Regimes de Neutro adoptados na exploração de parques eólicos

O comportamento dos sistemas eléctricos perante um defeito fase-terra depende em grande parte do tipo de regime de neutro adoptado.

No ponto 2.3.1 são apresentados os regimes de neutro adoptados pela EDP Distribuição para o nível de média tensão, qual o comportamento da rede perante um defeito fase-terra e as necessidades de protecção que cada um dos regimes de neutro exige.

No ponto 2.3.2 são apresentados o tipo de ligações dos enrolamentos dos transformadores

33 Condições Técnicas e Económicas para a Integração de Parques Eólicos na Rede de Distribuição Portuguesa

de potência das subestações de distribuição AT/MT e que define o regime de neutro adoptado pela Rede de Distribuição de Média Tensão em Portugal. No ponto 2.3.3 descreve o regime de neutro adoptado pelos parques eólicos.

2.3.1 - Regimes de Neutro

Para o nível de média tensão, segundo [3], poderão ser adoptados os seguintes regimes de neutro:

- Neutro Isolado, em que o neutro se encontra galvanicamente isolado da terra ou ligado a ela através de uma impedância muito elevada, sendo a referência à terra, feita pelas capacidades das linhas.
- Neutro ligado directamente à terra, em que a ligação à terra realiza-se a partir de uma impedância de baixo valor, resultante da impedância do condutor de terra e da resistência entre o eléctrodo de terra e a própria terra.
- Neutro ligado indirectamente à terra, onde a ligação à terra é realizada através de uma resistência ou reactância à terra.

2.3.1.1 - Regime de Neutro Isolado

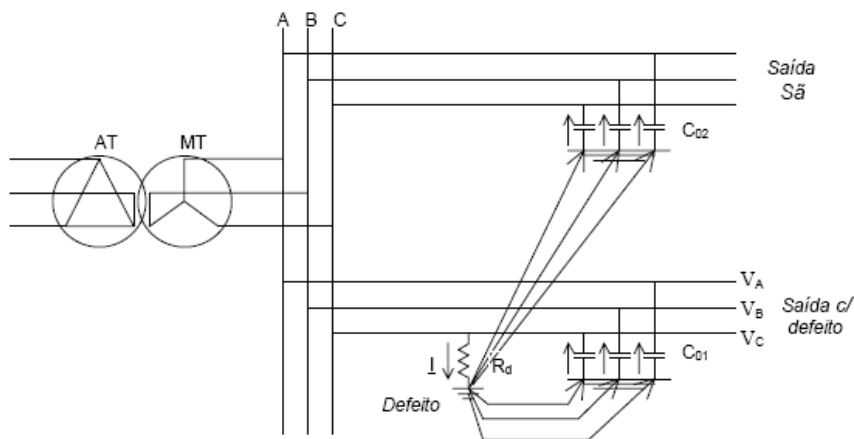


Figura 2.1 - Esquema de uma rede com regime de neutro isolado [3]

No caso de um defeito fase-terra, a impedância homopolar é resultado apenas das capacidades das linhas, como pode observar-se na fig. 2.1. A corrente de defeito irá resultar da contribuição destas capacidades, mas considerando as várias linhas que saem da

subestação com as respectivas ramificações, podem criar-se correntes à terra consideráveis. As tensões nas fases são sofrem variações consideráveis que podem atingir pelo menos a tensão composta, tal como referido em [3].

A nível dos sistemas de protecção a utilizar nesse tipo de regime, será necessário um gerador de tensões homopolares ao nível do barramento MT e ou uma protecção direccionais de potência reactiva, actuando quando verifica que o sentido da potência reactiva passa a ser na direcção da instalação. A protecção por tensão homopolar não é selectiva e colocará todas as linhas fora de serviço, ao contrário da protecção direccional, que permite detectar qual a linha em defeito.

O regime de neutro isolado apresenta um custo inicial baixo ao evitar a preparação das terras na subestação. Segundo [4], o regime de neutro isolado foi muito utilizado em toda a Europa por parecer imune aos defeitos fase-terra, mas uma vez verificadas as consequências do uso deste tipo de regime de neutro tornou-se necessário utilizar sistemas de protecção mais selectivos, complexos e consequentemente mais dispendiosos.

2.3.1.2 - Regime de Neutro ligado directamente à terra

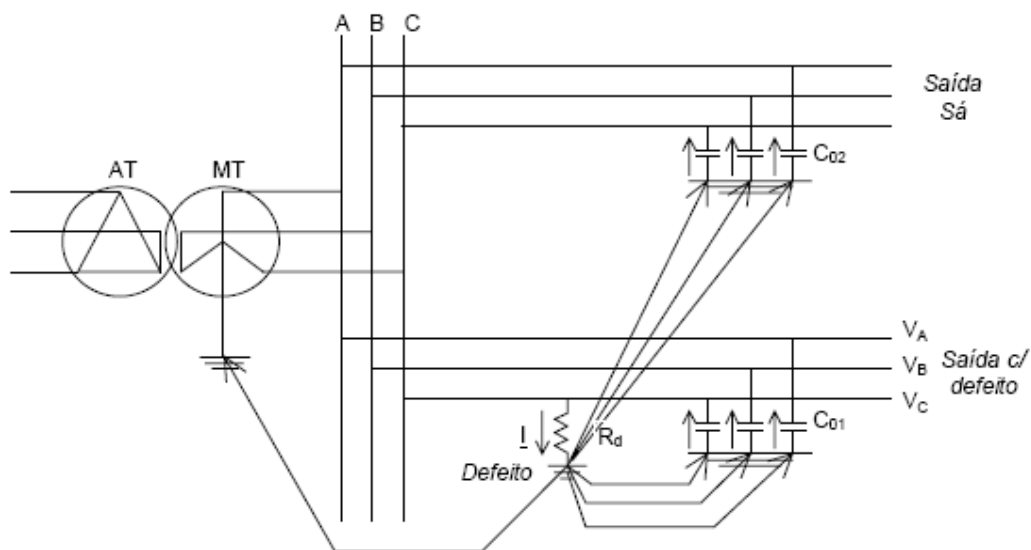


Figura 2.2 - Esquema de uma rede com regime de neutro directamente ligado à terra [3].

Num regime de neutro ligado directamente à terra, ao ocorrer um defeito fase-terra, a corrente de defeito irá fechar-se pelo caminho com menor resistência, neste caso a ligação à terra na subestação. Assim, as tensões nas fases não sofrem um desequilíbrio tão significativo relativamente ao regime de neutro isolado, uma vez que os potenciais relativamente à terra se equilibram, como pode observar-se na figura 2.2.

O mesmo não se pode dizer relativamente à corrente, pois os valores monofásicos da

35 Condições Técnicas e Económicas para a Integração de Parques Eólicos na Rede de Distribuição Portuguesa

corrente poderão atingir valores bastante elevados, que colocarão os equipamentos sobre grandes esforços electrodinâmicos, prejudicando a sua vida útil e os seus isolamentos.

A detecção destes defeitos é realizada pela protecção de máxima intensidade homopolar.

A selectividade é fácil garantir, uma vez que a saída em defeito é a que apresenta uma corrente de maior amplitude.

2.3.1.3 - Regime de Neutro ligado indirectamente à terra

No regime de neutro ligado indirectamente à terra, o neutro do transformador poderá estar ligado através de uma resistência ou reactância à terra. O primeiro caso aplica-se para quando o transformador de potência possui neutro acessível. No caso de o transformador não ter neutro acessível, cria-se um ponto de neutro artificial no barramento da subestação MT. Na figura 2.3 pode observar-se o comportamento da rede no caso de um defeito fase-terra.

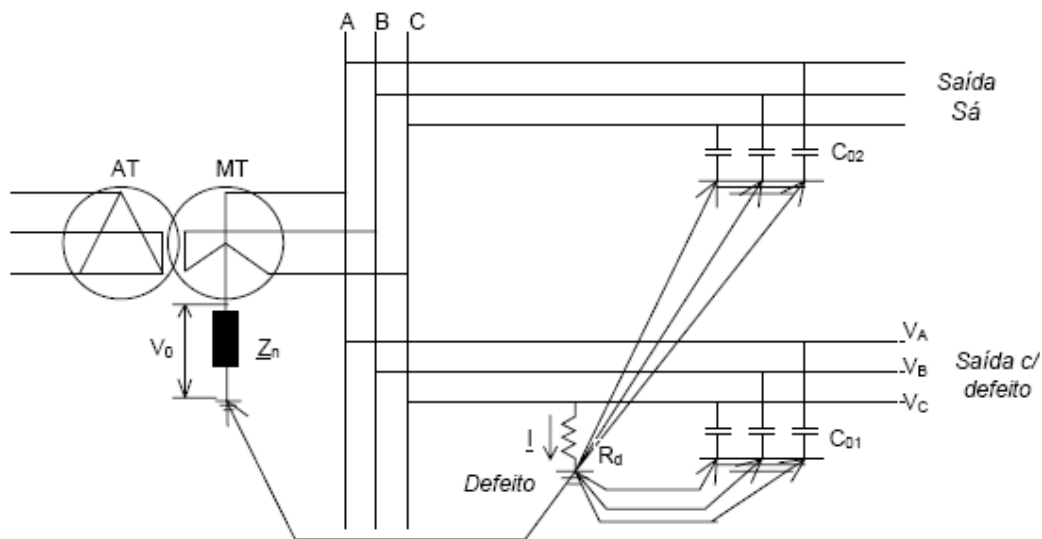


Figura 2.3 - Esquema de uma rede com regime de neutro ligado indirectamente à terra [3].

Este regime de neutro é uma solução intermédia entre o regime de neutro artificial e o regime de neutro directamente ligado à terra. Permite manter as tensões estabilizadas nas fases sãs, de forma a compatibilizá-las com o isolamento dos equipamentos, limita as correntes monofásicas para valores menores, mas detectáveis pelas protecções, permitindo também manter um sistema de protecções simplificado. A protecção utilizada para a detecção deste defeito será a protecção de máxima de intensidade homopolar e para defeitos mais resistivos recorre-se à protecção de máxima intensidade homopolar de terras resistentes.

2.3.2 - Tipo de Ligações do Transformador de Potência na Subestação de Distribuição AT/MT

As ligações dos transformadores de potência previstas para as subestações de distribuição estão indicadas no projecto tipo de uma subestação de distribuição AT/MT [5] estão representadas na tabela 2.4.

Tabela 2.4 – Tipo de Ligações do Transformador de Potência na subestação AT/MT

Tensões Nominais (kV)	Símbolos de Ligação	
60/10,5	YN,d11	
16/15,75	YN, d11	YN, d5
60/31,5	YN,yn0,d	
61/31,5/10,5	YN, yn0, d11	
61/31,5/15,75	YN, yn0, d11	YN, yn0, d5
60/31,5-15,75	YN, d11	YN, d5

O enrolamento terciário tem uma função de estabilização e é através deste que se realiza a ligação à terra. Este enrolamento terá uma potência inferior relativamente aos restantes de forma também a diminuir a componente homopolar do transformador, o que segundo [4] diminui o fluxo homopolar que se fecharia pelo circuito magnético e outros componentes do transformador, sendo mais saudável para a vida do transformador.

Neste tipo de ligação com terciário, e secundário em estrela, utiliza-se um regime de neutro ligado indirectamente à terra através de uma resistência limitadora.

No caso do transformador de potência apenas possuir dois enrolamentos, o secundário estará em triângulo e será criado o ponto de neutro artificial no barramento da subestação através de uma reactância limitadora.

A maior parte das redes de distribuição da zona norte do país utilizam o regime de neutro indirectamente ligado à terra, através de uma reactância.

2.3.3 - Regime de Neutro utilizado pelos Parques Eólicos

Segundo o “Guia Técnico das Instalações de Produção Independente de Energia Eléctrica”, publicado pela DGGE, as unidades de produção independente devem adoptar um regime de neutro compatível com o da rede de distribuição a que irão interligar.

No caso dos parques eólicos que realizam a sua interligação à rede através de um transformador, é obrigatório que um dos seus enrolamentos esteja ligado em triângulo.

Uma das vantagens de o parque possuir um dos seus enrolamentos em triângulo é que as perturbações que ocorrem na rede interna no parque, nomeadamente os harmónicos de

37 Condições Técnicas e Económicas para a Integração de Parques Eólicos na Rede de Distribuição Portuguesa

terceira ordem e as correntes homopolares não são transmitidos para a rede de distribuição.

Baseado em [6], caso a rede tenha um regime de neutro ligado directa ou indirectamente à terra o parque terá de adoptar um regime de neutro isolado, para evitar uma nova referência à terra para além da existente na subestação a que o parque se encontra ligado. Uma nova referência à terra obrigaria as correntes homopolares a fecharem-se noutros sentidos o que poderia conduzir a disparos intempestivos das protecções, isolando desnecessariamente outras linhas.

O regime de neutro isolado, por outro lado, coloca dificuldades na detecção de defeitos fase-terra que ocorram na rede de distribuição, quer na linha de interligação quer nas linhas adjacentes. A protecção de defeitos fase-terra é realizada através de uma protecção de máximo de tensão homopolar que deve ser regulada tendo em conta os valores da protecção de máximo de intensidade homopolar de terras resistentes, para que os defeitos sejam eliminados o mais rapidamente possível. No entanto, é difícil garantir a selectividade para que o parque não detecte um defeito noutra linha antes de esta ser isolada.

2.4 - Qualidade de Serviço Técnico - Definição do número de incidentes numa linha aérea

A ocorrência de disparos intempestivos das protecções de interligação do parque eólico à rede eléctrica de distribuição tem em grande parte origem em incidentes nas linhas próximas.

Para que seja realizado um estudo realista relativamente às saídas intempestivas dos parques eólicos da rede devido a incidentes nas outras linhas, é necessário conhecer as causas dos incidentes e a frequência dos mesmos. Para isso, foi analisado o relatório de qualidade de serviço da EDP Distribuição de 2007 [17].

O relatório Síntese de Qualidade de Serviço de 2007 da EDP Distribuição, foi realizado de acordo com o Regulamento de Qualidade de Serviço, publicado através Despacho nº 2410 A/2003 (2ª série), da ERSE [18]. Todos os índices e definições utilizadas no relatório de qualidade da EDP Distribuição estão de acordo com este regulamento.

Segundo o Relatório Síntese de Qualidade de Serviço de 2007 da EDP, [17], o número total de ocorrências na rede de Média Tensão, MT, para o ano de 2007 estão representados na tabela 2.5 segundo origem e tipo de ocorrências.

Tabela 2.5 – Número total de incidentes por tipo de ocorrência, na Rede MT com origem nas mesmas ou por outras causas.

Tipos de Ocorrências	Tempos (min)	Origem	
		Rede MT	Outras
Religações	t<1	13407	194
Acidentais Curta Duração	1<=t<=3	10672	415
Acidentais Longa Duração	t>3	6742	268
Previstas Muito Curta Duração	t<1	524	5
Previstas Curta Duração	1<=t<=3	1027	48
Previstas Longa Duração	t>3	3918	36
TOTAIS		36 290	966

As ocorrências acidentais, segundo [17], são interrupções no fornecimento de energia provocada por defeitos eléctricos permanentes ou transitórios, que poderão ter origem em condições atmosféricas adversas, avarias de equipamento, mas que também poderão ser consequência de trabalhos levados a cabo por razões de segurança ou mesmo por falha humana.

Já as ocorrências previstas são interrupções de fornecimento de energia previamente acordada com os clientes, para permitir trabalhos programados na rede.

Relativamente ainda à tabela apresentada acima, as origens referidas como “outras”, referem-se a interrupções provocadas pela rede de transporte (RNT) rede de distribuição AT, na rede BT e ainda com origem em clientes da rede MT.

No gráfico da figura 2.4, retirado do relatório de qualidade [17], encontram-se as ocorrências distribuídas em percentagem tendo em conta apenas os incidentes com origem na rede MT.

Distribuição das ocorrências apenas com origem na rede MT

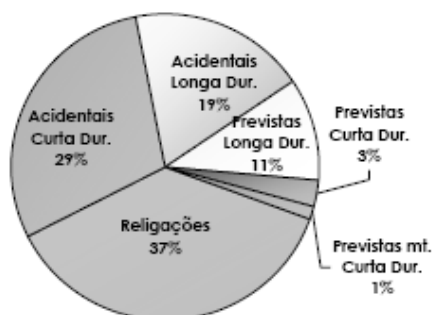
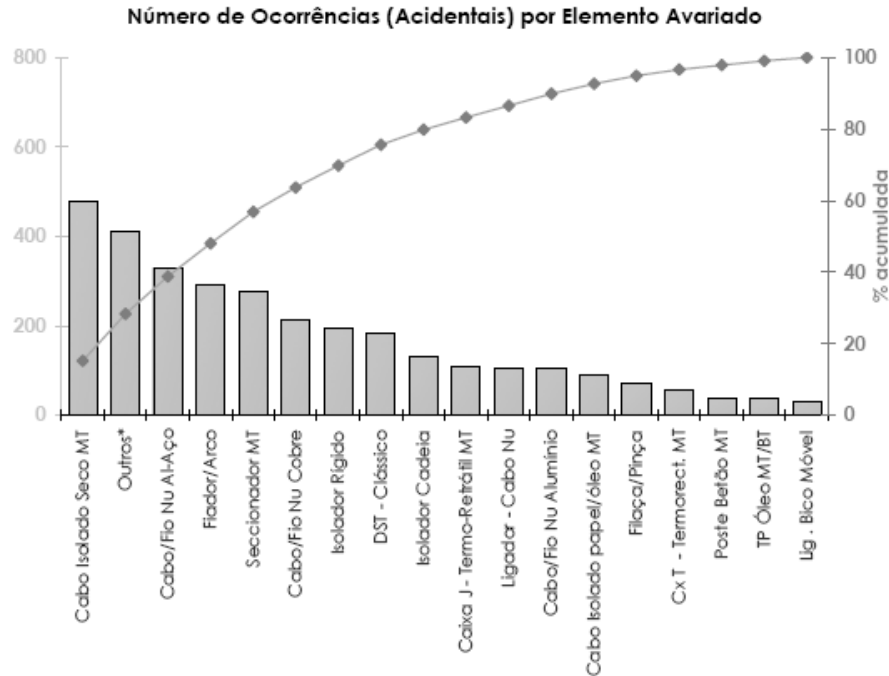


Figura 2.4 - Distribuição das ocorrências apenas com origem na rede MT [17].

39 Condições Técnicas e Económicas para a Integração de Parques Eólicos na Rede de Distribuição Portuguesa

A análise dos índices globais de qualidade é realizada apenas para as ocorrências de longa duração. Na figura 2.5, apresenta-se o gráfico do número de ocorrências por elemento avariado.



* - Percentagem de ocorrências inferior a 1%.

Figura 2.5 - Número de ocorrências acidentais por elemento avariado [17].

Tendo em conta apenas as linhas aéreas e os incidentes de longa duração, o relatório de qualidade da EDP Distribuição define um índice que representa o número de incidentes na Rede de Distribuição por quilómetro de linha, representado pela sigla IKR. No ano de 2007, o número de incidentes por quilómetro de linha foi de 10,79 incidentes. No entanto, não é dada nenhuma informação relativa ao cálculo desta expressão tanto no Relatório de Qualidade de 2007 da EDP Distribuição, como no Regulamento de Qualidade de Serviço em vigor.

2.5 - Remuneração pela Venda à Rede de Distribuição de Energia Activa produzida pelo Parque Eólico

Neste momento, a organização do sector eléctrico português divide-se em dois subsistemas, o SEP, Sistema Eléctrico de Abastecimento Público e no SEI, Sistema Eléctrico Independente. É neste último subsistema que se integra a produção em Regime Especial onde se inclui a produção eólica.

O primeiro decreto de lei que regulou a Produção em Regime Especial, foi o Decreto-Lei

n° 189/88, que segundo [7] promoveu o investimento no sector da produção independente. Já neste decreto de lei a remuneração pela venda de energia à rede estava regulada. A Produção em Regime Especial foi revista em 1995 com a remodelação do sistema eléctrico português e a última actualização da remuneração pela venda de energia à rede foi definida pela Decreto-Lei n° 105, de 31 de Maio de 2007 [13].

2.5.1 - Legislação Aplicável

Segundo os Decretos-Lei n° 189/88, de 27 de Maio, e n° 312/2001, de 10 de Dezembro, as instalações designadas como centrais renováveis, onde estão incluídos os parques eólicos, serão remuneradas pelo fornecimento de electricidade entregue à rede no mês m , através da fórmula 2.1.

$$VDR_m = KMHO_m [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m Z] \frac{IPC_m - 1}{IPC_{ref}} \frac{1}{(1 - LEV)} \quad (2.1)$$

Esta fórmula baseia-se principalmente nos custos evitados pela construção de uma central renovável em vez de uma central convencional.

$KMHO_m$ corresponde ao coeficiente de modulação associado ao período de fornecimento de energia eléctrica à rede. Relaciona o somatório da energia produzida em horas de ponta, cheias e de vazio pela energia produzida pela central renovável no mês m . É calculado através da fórmula 2.2.

$$KMHO = \frac{KMHO_{pc} ECR_{pc,m} + KMHO_v ECR_{v,m}}{ECR_m} \quad (2.2)$$

Em que:

- $KMHO_{pc}$ representa a modulação das horas de ponta e as horas cheias. Este valor no caso de um parque eólico que tenha optado pela modulação tarifária será 1,25.
- $ECR_{pc,m}$ corresponde à energia produzida pelo parque eólico nas horas cheias e de ponta do mês. É expresso em kWh.
- $KMHO_v$ representa a modulação correspondente a horas de vazio. No caso de parques eólicos toma o valor de 0,65.
- ECR_{vm} corresponde à energia produzida pelo parque eólico nas horas de vazio. É expresso em kWh.
- ECR_m corresponde à energia produzida pelo parque eólico no mês m . É expresso em kWh.

41 Condições Técnicas e Económicas para a Integração de Parques Eólicos na Rede de Distribuição Portuguesa

Para os parques eólicos que não optarem pela modulação tarifária o valor de $KMHO_m$ será 1.

O coeficiente $KHMO$ corresponde então à modulação das parcelas fixas ($PF(VDR)_m$), variável ($PV(VDR)_m$) e ambiental ($PA(VDR)_m$). PF corresponde ao custo evitado pela construção de uma central renovável que irá garantir o mesmo nível de potência que uma central renovável. É calculada através da fórmula 2.3.

$$PF(VRD)_m = PF(U)_{ref} \times COEF_{pot,m} \times POT_{med,m}, \quad (2.3)$$

Em que $PF(U)_{ref}$, representa o investimento nos novos meios de produção convencional de energia eléctrica cuja construção é evitada devido a uma central renovável que garanta a mesma potência eléctrica que seria fornecida pela instalação eléctrica convencional. O valor adoptado é de 5,44 €/kWh/mês.

O $COEF_{pot,m}$ é o coeficiente que traduz a garantia da potência eléctrica proporcionada à rede, através da contribuição da central renovável. É dado pela relação entre a energia produzida pelo parque eólico no mês m e a potência instalada da central, declarada pelo produtor no acto do licenciamento. Será então calculado pela fórmula 2.4.

$$COEF_{pot,m} = \frac{ECR_m}{576 \times POT_{dec}} \quad (2.4)$$

Finalmente $POT_{med,m}$ corresponde à potência disponibilizada pelo parque eólico à rede publica no mês m . Será calculada pela fórmula 2.5.

$$POT_{med,m} = \min(POT_{dec}; \frac{ECR_m}{24 \times NDM_m}), \quad (2.5)$$

Em que NDM_m corresponde ao número de dias do mês, assumido como 30 dias.

PV corresponde aos custos evitados a nível de operação e manutenção. É calculada através da fórmula 2.6.

$$PV(VDR)_m = PV(U)_{ref} \times ECR_m, \quad (2.6)$$

Onde $PV(U)_{ref}$ corresponde aos custos de operação e manutenção que seriam necessários na exploração dos novos meios de produção convencionais cuja construção é evitada pela central renovável. Toma o valor de 0,036 €/kWh/mes. Será utilizado, em cada central,

durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável.

PA corresponde a parcela ambiental que reflecte os custos evitados em termos de emissão CO₂. Será dada por 2.7.

$$PA(VDR)_m = ECE(U)_{ref} \times CCR_{ref} \times ECR_m, \quad (2.7)$$

ECE(U)_{ref} é o valor unitário de referência para as emissões de CO₂ evitadas pela construção da central renovável. O seu valor é constante, 5 €/g. Enquanto CCR_{ref} representa o montante unitário das emissões de dióxido de carbono da central de referência, o qual toma o valor de 370 g/kWh.

O coeficiente Z traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada. O decreto de lei 1.a série– Nº 105– 31 de Maio de 2007, define que Z para as centrais eólicas é 4,6.

Quanto a IPC_{m-1} corresponde ao índice de preços do consumidor, sem habitação, no continente, enquanto IPC_{ref} corresponde ao índice de preços do consumidor sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de electricidade à rede pela central renovável. O quociente entre estes dois índices permite a actualização da remuneração relativamente ao início do funcionamento da central.

Por fim LEV representa as perdas energéticas nas redes de transporte que serão evitadas com a construção da central renovável. Os valores adoptados dependem da potência da central renovável, beneficiando as centrais de menor potência. Para centrais com potência superior ou igual a 5 MW será de 0,015 enquanto para centrais com potência inferior a 5MW LEV será de 0,035.

Para os Parques Eólicos, o montante da remuneração definido pela fórmula acima explicada é aplicável para cada MW de potência de entregue à rede até os primeiros 33GWh injectados na rede ou até completar 15 anos desde o início de fornecimento de energia à rede eléctrica. Após esta data a tarifa converge para o preço de mercado adicionado de um prémio pela venda de certificados verdes.

2.5.2 - Análise das Tarifas médias anuais dos Parques Eólicos portugueses pertencentes ao Grupo EDP

Segundo a apresentação de resultados em 2006 [14] da empresa NEO do grupo EDP, que detém os activos da ENERNOVA, a capacidade eólica instalada em Portugal era de 313 MW, contrastando com os 151 MW do ano de 2005. No ano de 2006 os parques eólicos desta empresa produziram em Portugal 483 GWh. No gráfico seguinte, retirado da apresentação de resultados de 2006 do GRUPO EDP, podemos observar a tarifa média anual e a produção trimestral.

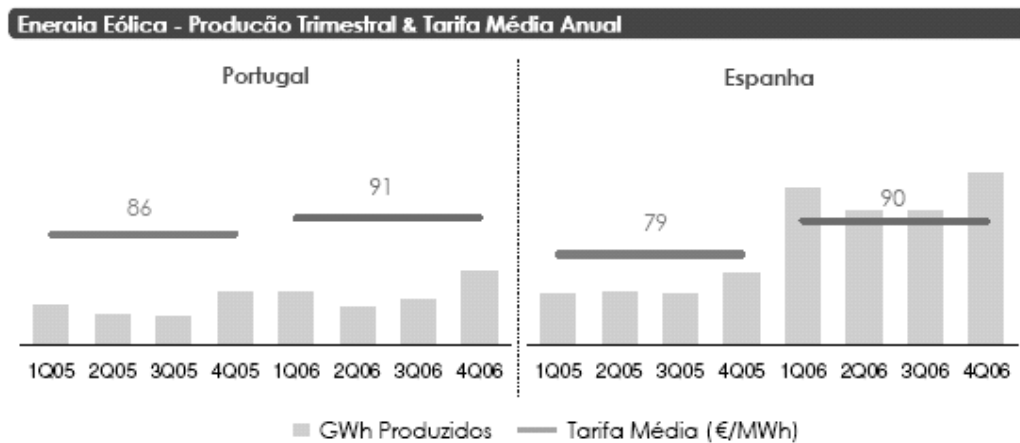


Figura 2.6 - Produção trimestral e tarifa média anual de energia eólica [14].

Através da figura 2.6, no ano de 2006, a tarifa média de venda de energia à rede portuguesa foi de €91/MWh, um aumento de €5/MWh, relativamente ao ano anterior.

No ano de 2007, a NEO Energia, aumentou a capacidade instalada para 424 MW, tendo produzido 735 GWh a uma tarifa média de €96/MWh, segundo consta no relatório de resultados de 2007 da EDP Energia [15].

No ano de 2008, os resultados do primeiro trimestre [16] demonstram um aumento da tarifa para €99,5 /MWh, para a mesma capacidade instalada, correspondendo a um aumento de €2,5/MWh relativamente ao primeiro trimestre do ano anterior.

2.5.2.1 - Comparação de Resultados

Através do gráfico seguinte, podemos observar os crescentes preços de venda de energia activa à rede eléctrica, a partir do ano de 2005.

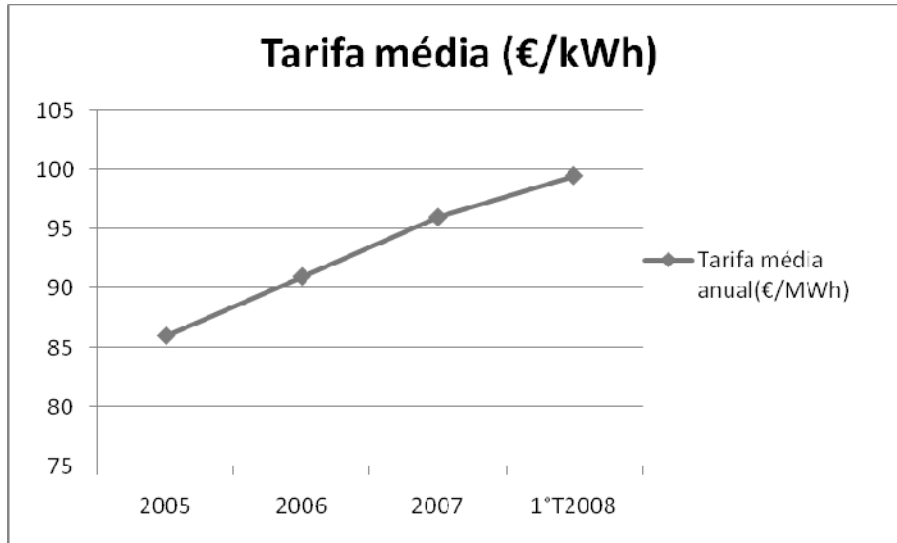


Figura 2.7 - Variação da tarifa média anual de venda de energia activa.

Observando o gráfico abaixo verifica-se que o aumento da tarifa, corresponde também a um aumento da produção anual de energia activa, embora corresponda a um aumento desigual.

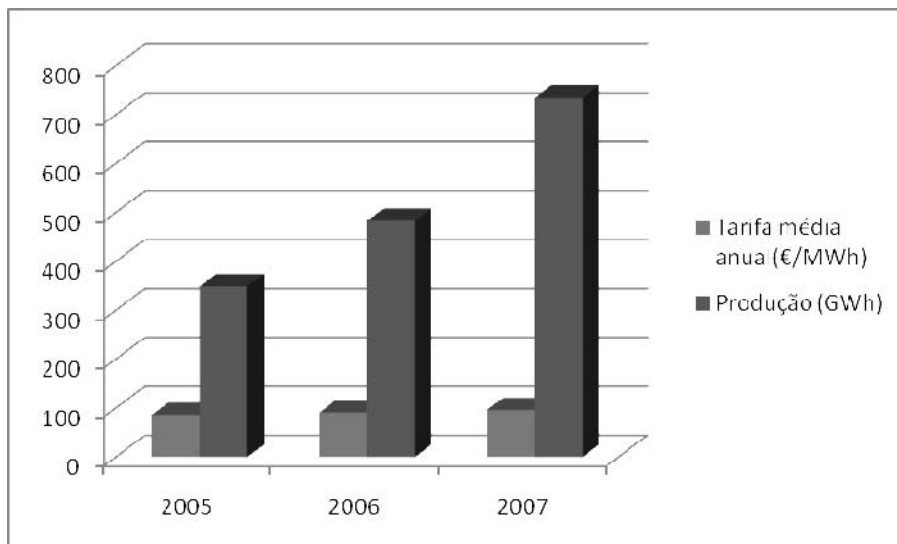


Figura 2.8 - Comparação da variação da tarifa média anual com a produção de energia activa por ano.

2.6 - Sumário

O capítulo 2 apresentou a informação necessária para que possa ser criado um método para a análise económica relativa às condições de protecção de interligação do parque eólico à rede de distribuição.

No ponto 2.1 foram descritas as soluções de interligação do parque eólico com a rede e as consequências conhecidas da adopção de ambos os cenários.

Nos pontos 2.2 descreveu-se as protecções normalmente utilizadas nos painéis de saída de Média Tensão de linha aérea das subestações de distribuição e no ponto 2.3 a relação das protecções utilizadas com os regimes de neutros existentes nas redes eléctricas.

No ponto 2.4 através da análise dos resultados da qualidade de serviço técnico da rede de distribuição de Média Tensão, MT, estudou-se as principais causas das interrupções de serviço bem como a quantidade de defeitos que ocorrem na rede de distribuição.

No ponto 2.5 descreveu-se a solução adoptada para a remuneração dos parques eólicos pela venda de energia activa à rede de distribuição, a e ainda a remuneração média dos últimos anos dos parques eólicos em Portugal pertencentes ao Grupo EDP.

Capítulo 3

Distância máxima de ocorrência de defeito que provocará a saída de serviço indevida do parque eólico

Este capítulo descreve o método utilizado para determinar a distância máxima que provocará a saída de serviço do parque eólico através da actuação indevida das protecções de interligação. Pretende-se confirmar a existência destes disparos intempestivos e em que condições ocorrerão.

Este método constitui a base principal para a análise económica dos cenários previstos para as regulações das protecções de interligação, principal objectivo deste trabalho. Assim, no ponto 3.1 e 3.2 será descrito o método geral para o cálculo da distância máxima de ocorrência de defeito numa linha que provocará o disparo intempestivo das protecções de interligação do parque eólico com a rede de distribuição. No ponto 3.3, o método será aplicado ao caso do Parque Eólico da Boneca II.

O cálculo da distância máxima será realizado com base em defeitos que originem curto-circuitos na rede eléctrica de energia. Tal justifica-se pelo facto de os relés serem dimensionados, tal como referido em [19], para as correntes de curto-circuito.

O curto-circuito verifica-se, segundo [3], quando há supressão do isolamento entre condutores, ou entre estes e a terra. Para a determinação da distância máxima serão analisados os casos de curto-circuito trifásico, curto-circuito fase-fase e curto-circuito fase-terra.

3.1 - Curto-Circuito Simétrico

O curto-circuito trifásico é um curto-circuito simétrico, uma vez que as correntes são iguais em módulo em todas as fases, e defasadas entre elas de $\pm 120^\circ$. Sendo um regime simétrico, pode ser usado o esquema monofásico equivalente do sistema.

Usando o princípio de sobreposição, o estado na rede após o defeito, resultará da sobreposição do estado pré-defeito com o estado de defeito ou estado de Thévenin, em que todos os componentes da rede são representados pelas suas impedâncias equivalentes. Assim, as tensões e correntes após o defeito serão obtidas pela soma das tensões e correntes obtidas nos dois estados.

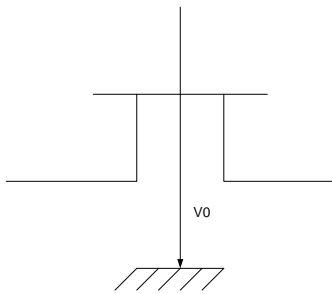


Figura 3.1 - Representação do Estado Pré-defeito.

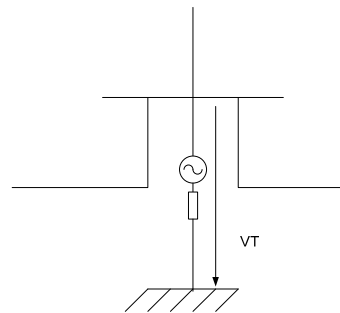


Figura 3.2 - Representação do Estado de defeito.

O estado de defeito corresponde à aplicação do teorema de Thévenin. Para cada nó da rede poderá ser calculada a impedância de curto-circuito equivalente da rede vista desse nó, sendo a tensão de Thévenin, a tensão no nó antes do defeito. No entanto, o método desenvolvido utiliza a matriz das impedâncias nodais. A matriz das impedâncias nodais é calculada pela inversa da matriz das admitâncias, em sistema por unidade, tal como demonstra a equação 3.1.

$$[Z] = [Y]^{-1} \quad (3.1)$$

Aplicando o teorema da sobreposição, as tensões nos nós após o curto-circuito serão dadas pela equação 3.2.

$$[V^{cc}] = [V^0] + [V^T], \quad (3.2)$$

Em que V^{cc} é a tensão após o defeito, V^0 , a tensão pré-defeito e V^T a tensão de Thévenin.

49 Distância máxima de ocorrência de defeito que provocará a saída de serviço indevida do parque eólico

As tensões de Thévenin poderão ser obtidas através da equação 3.3:

$$[V^T] = [Z] \cdot [I^{cc}], \quad (3.3)$$

Obtém-se então:

$$[V^{cc}] = [V^0] + [V^T] = [V^0] + [Z] \cdot [I^{cc}], \quad (3.4)$$

Em que o vector das correntes de curto-circuito, é nulo excepto na linha correspondente ao nó de defeito. A corrente tomará um sinal negativo pois a corrente de curto-circuito tem o sentido convencional de uma corrente de carga.

No nó i onde ocorre o defeito sabe-se que a tensão após o defeito será dada por 3.5.

$$\underline{V}_i^{cc} = \underline{Z}_{def} \underline{I}_i^{cc}, \quad (3.5)$$

Em que Z_{def} , é a impedância de defeito. Assim, podemos relacionar a corrente de defeito no nó i com a tensão após o defeito, o que resulta:

$$\underline{V}_i^{cc} = \underline{Z}_{def} \underline{I}_i^{cc} = \underline{V}_i^0 - \underline{Z}_{ii} \underline{I}_i^{cc} \Leftrightarrow \underline{I}_i^{cc} = \frac{\underline{V}_i^0}{\underline{Z}_{ii} + \underline{Z}_{def}} \quad (3.6)$$

Caso a impedância de defeito seja nula, o curto-circuito considera-se franco e obteremos uma corrente de curto-circuito maior. A corrente de curto-circuito trifásico franco no nó i será dada pela equação 3.7:

$$\underline{I}_i^{cc} = \frac{\underline{V}_i^0}{\underline{Z}_{ii}} \quad (3.7)$$

Os modelos dos elementos da rede para o estado de defeito, representados pelas impedâncias de curto-circuito, encontram-se no Anexo II.

3.1.1 - Método para calcular a distância máxima de ocorrência de um defeito trifásico numa linha que provocará a saída intempestiva do parque eólico

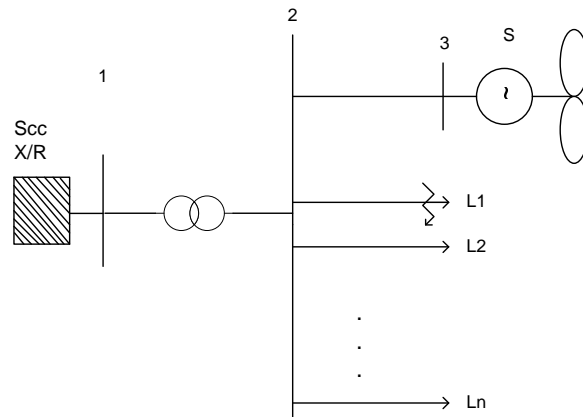


Figura 3.3 - Rede exemplificativa.

Considerando o esquema representado na figura 3.3, um curto-circuito trifásico simétrico numa das linhas aéreas irá provocar um abaixamento da tensão nos diversos barramentos. Para que ocorrendo um defeito numa linha adjacente ao parque, o parque fique fora de serviço por abertura do disjuntor de interligação, a protecção de mínimo de tensão deve actuar, ou seja:

$$\left| \underline{V}_3^{cc} \right| \leq 0,85 U_n \quad (3.8)$$

Ao analisar o esquema monofásico equivalente desta rede, considerando o local de defeito na linha como um barramento fictício, obtém-se um sistema de três barramentos, como pode ser observado na figura 3.4.

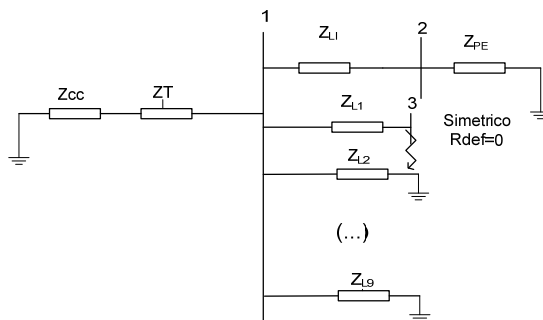


Figura 3.4 - Esquema monofásico equivalente da rede da figura 3.3.

51 Distância máxima de ocorrência de defeito que provocará a saída de serviço indevida do parque eólico

Para determinar a distância máxima foi desenvolvido o seguinte algoritmo:

1. Inicializa-se a distância com um valor inicial i , ou seja $d=i$.
2. Cálculo da matriz das admitâncias
3. Cálculo da matriz das impedâncias por inversão da matriz das admitâncias calculada em 2.
4. Cálculo da corrente de curto-circuito no barramento 3.
5. Cálculo da tensão pós-defeito no barramento do parque eólico.
6. Se o módulo da tensão pós-defeito for igual a 0,85 então obtivemos a distância máxima. Caso o valor seja inferior a 0,85 então incrementa-se a distância em k (escolhido pelo utilizador), ou seja, $d=i+k$. Voltar ao ponto 2.

Para evitar a realização de um trânsito de potências inicial, considera-se a rede em vazio antes da ocorrência de defeito, com um perfil de tensão uniforme, desprezando assim todas as cargas. Para redes extensas e de maiores dimensões os erros obtidos poderão ser consideráveis, no entanto este é um cálculo aproximado para determinar a distância. Caso a rede seja de Média Tensão, não devem ser desprezadas as resistências das linhas. Assim, a matriz das admitâncias nodais é constituída por uma parte real, a condutância e uma parte imaginária, a susceptância:

$$[Y] = [G] + j[B] \quad (3.9)$$

A matriz das impedâncias nodais será dada pela inversa da matriz das admitâncias nodais como mostra a equação 3.10.

$$[Z] = [Y]^{-1} \quad (3.10)$$

Para calcular a inversa da matriz das admitâncias nodais de uma forma simples deverá construir-se uma matriz real com a forma:

$$\begin{bmatrix} G & B \\ -B & G \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} \text{Re}\{Z\} & \text{Im}\{Z\} \\ -\text{Im}\{Z\} & \text{Re}\{Z\} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

A matriz das impedâncias nodais corresponde apenas à primeira linha, podendo desprezar a segunda linha da matriz representada em 3.11.

O vector das tensões nos barramentos, no caso de defeito no barramento 3, como representado na figura 3.4, toma a seguinte forma:

52 Distância máxima de ocorrência de defeito que provocará a saída de serviço indevida do parque eólico

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_1^{cc} \\ \underline{V}_2^{cc} \\ \underline{V}_3^{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{V}_1^0 \\ \underline{V}_2^0 \\ \underline{V}_3^0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \underline{Z}_{13} & \underline{I}_3^{cc} \\ \underline{Z}_{23} & \underline{I}_3^{cc} \\ \underline{Z}_{33} & \underline{I}_3^{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \underline{Z}_{13} & \underline{I}_3^{cc} \\ \underline{Z}_{23} & \underline{I}_3^{cc} \\ \underline{Z}_{33} & \underline{I}_3^{cc} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

A condição de paragem para obter a distância máxima da linha será:

$$\left| \underline{V}_3^{cc} \right| = \left| 1 - \underline{Z}_{23} \underline{I}_3^{cc} \right| = 0,85 \quad (3.13)$$

3.2 - Curto-circuitos Assimétricos

Os curto-circuitos fase-fase e fase-terra são assimétricos, uma vez que as tensões deixam de exibir a simetria trifásica, não sendo possível a análise monofásica como feita anteriormente no ponto 3.1.1 para o curto-circuito trifásico.

Num regime assimétrico, a soma das correntes das fases não é nula, pois existirá uma corrente que se fecha pelo neutro ou pela terra, como é o caso das linhas aéreas.

Para a análise destes defeitos, será utilizado o método das componentes simétricas, em que o sistema trifásico assimétrico é decomposto em três sistemas trifásicos, o sistema directo, inverso e homopolar, normalmente designados por componentes simétricas.

A corrente por fase será igual à soma das componentes directa, inversa e homopolar, como nas equações 3.14, 3.15 e 3.16.

$$\underline{I}_a = \underline{I}_a^d + \underline{I}_a^i + \underline{I}_a^h \quad (3.14)$$

$$\underline{I}_b = \underline{I}_b^d + \underline{I}_b^i + \underline{I}_b^h \quad (3.15)$$

$$\underline{I}_c = \underline{I}_c^d + \underline{I}_c^i + \underline{I}_c^h \quad (3.16)$$

A matriz de Fortescue, permite relacionar as componentes simétricas das três fases, segundo a equação 3.17:

$$\underline{I}_{abc} = [T] \underline{I}_{dih}, \quad (3.17)$$

Sendo a matriz representada por T, a matriz da transformação de Fortescue. Esta matriz permite, não só relacionar as correntes, como também as tensões. Para uma grandeza de fase X, teremos:

$$\begin{bmatrix} \underline{X}_a \\ \underline{X}_b \\ \underline{X}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \alpha^2 & \alpha & 1 \\ \alpha & \alpha^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{X}_d \\ \underline{X}_i \\ \underline{X}_h \end{bmatrix}, \quad (3.18)$$

53 Distância máxima de ocorrência de defeito que provocará a saída de serviço indevida do parque eólico

Em que α é um número imaginário que introduz uma rotação de $\frac{2\pi}{3}$ no sentido positivo, ou seja $\alpha = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$.

Para todas as fases, as componentes simétricas são iguais em fase e módulo. A matriz de Fortescue, permite então diagonalizar a matriz das impedâncias de fase, desacoplando as 3 equações que caracterizam o sistema em condições normais de equilíbrio. A representação matricial encontra-se na equação 3.19.

$$[\underline{V}_{dih}] = [\underline{E}_{dih}] - [\underline{Z}_{dih}][\underline{I}_{dih}], \quad (3.19)$$

Ou seja:

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_d \\ \underline{V}_i \\ \underline{V}_h \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{E}_d \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \underline{Z}_d & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_i & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_h \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_d \\ \underline{I}_i \\ \underline{I}_h \end{bmatrix}, \quad (3.20)$$

O que toma a forma de 3 equações simples, nomeadamente:

$$\underline{V}_d = \underline{E}_d - \underline{Z}_d \underline{I}_d \quad (3.21)$$

$$\underline{V}_i = -\underline{Z}_i \underline{I}_i \quad (3.22)$$

$$\underline{V}_h = -\underline{Z}_h \underline{I}_h \quad (3.23)$$

O modelo dos componentes dos sistemas para o método das componentes simétricas encontra-se no Anexo II.

3.2.1 - Curto-Circuito Fase-Fase

Aquando da ocorrência de um curto-circuito fase-fase franco, tem-se o esquema de ligações das componentes simétricas da figura 3.5, considerando que o defeito ocorre na fase b e c.

54 Distância máxima de ocorrência de defeito que provocará a saída de serviço indevida do parque eólico

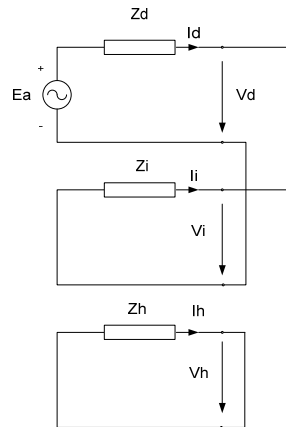


Figura 3.5 - Esquema de ligações das componentes simétricas para um defeito fase-fase franco.

Por análise do circuito, conclui-se que:

$$\underline{V}_d = \underline{E}_a - \underline{Z}_d \underline{I}_d \quad (3.24)$$

$$\underline{V}_i = -\underline{Z}_i \underline{I}_i = \underline{Z}_i \underline{I}_d \quad (3.25)$$

Sendo a tensão homopolar nula.

$$\underline{V}_h = 0 \quad (3.26)$$

Como $\underline{I}_d = -\underline{I}_i$, então a corrente directa e inversa serão dadas pela equação 3.27.

$$\underline{I}_d = -\underline{I}_i = \frac{\underline{E}_a}{\underline{Z}_d + \underline{Z}_i} \quad (3.27)$$

$$\underline{I}_h = 0 \quad (3.28)$$

A corrente de defeito no nó i será dada pela equação 3.29.

$$\underline{I}_i^{cc} = -j \frac{\sqrt{3} \underline{E}_a}{\underline{Z}_d + \underline{Z}_i} \quad (3.29)$$

Por aplicação da matriz de Fortescue as tensões nas fases serão dadas pelas equações 3.30, 3.31 e 3.32.

$$\underline{V}_a = \underline{V}_d + \underline{V}_i \quad (3.30)$$

$$\underline{V}_b = \alpha^2 \underline{V}_d + \alpha \underline{V}_i \quad (3.31)$$

$$\underline{V}_c = \alpha \underline{V}_d + \alpha^2 \underline{V}_i \quad (3.32)$$

À semelhança do método das impedâncias nodais para a análise de curto-circuitos

55 Distância máxima de ocorrência de defeito que provocará a saída de serviço indevida do parque eólico

simétricos, a análise de curto-circuitos fase-fase pode ser realizada através da matriz das impedâncias nodais das componentes simétricas.

Usando o princípio das componentes simétricas e a transformação de Fortescue, as tensões das componentes simétricas após o defeito serão:

$$[V_{di}^{cc}] = [V_{di}^0] + [Z_{di}] [I_{di}^{cc}] \quad (3.33)$$

Devido ao desacoplamento entre os esquemas directo inverso e homopolar pode-se decompor a matriz da equação 3.33 em 2 matrizes, uma para cada componente como representado nas equações 3.34 e 3.35.

$$[V_d^{cc}] = [V_d^0] + [Z_d] [I_d^{cc}], \quad (3.34)$$

$$[V_i^{cc}] = -[Z_i] [I_i^{cc}], \quad (3.35)$$

Sendo que a matriz das correntes de curto-circuito directa, inversa e homopolar apenas não são nulas no barramento em que ocorre o defeito.

Para defeitos afastados dos geradores considera-se $Z_d \approx Z_i$, pelo que a matriz das impedâncias simétricas e as impedâncias inversas também o serão. Embora a análise seja monofásica e a tensão de base seja a tensão simples, as impedâncias directa e inversa são iguais às impedâncias calculadas para o curto-circuito assimétrico, não sendo necessário calculá-la novamente.

Considerando a impedância directa igual à inversa a corrente de defeito assume a relação com a corrente de curto-circuito trifásico dada pela equação 3.36.

$$|I_i^{cc}| = \left| \frac{\sqrt{3} \underline{Ea}}{\underline{Z}_d^i + \underline{Z}_i^i} \right| = \frac{\sqrt{3}}{2} \left| \frac{\underline{Ea}}{\underline{Z}_d} \right|, \quad (3.36)$$

Como EA=1 pu então:

$$|I_i^{cc}| = \left| \frac{\sqrt{3} \underline{Ea}}{\underline{Z}_d^i + \underline{Z}_i^i} \right| = \frac{\sqrt{3}}{2} \left| \frac{\underline{Ea}}{\underline{Z}_d^i} \right| = \frac{\sqrt{3}}{2} |I_i^{cc} \text{ simétrico}| \quad (3.37)$$

3.2.1.1 - Método para calcular a distância máxima de ocorrência de um defeito fase-fase numa linha que provocará a saída intempestiva do parque eólico

Considerando o esquema representado na figura 3.3, um curto-circuito fase-fase à semelhança do curto-circuito trifásico simétrico, irá provocar um abaixamento da tensão nos diversos barramentos. Para que ocorrendo um defeito fase-fase franco numa linha adjacente ao parque, o parque fique fora de serviço por abertura do disjuntor de interligação, a protecção de mínimo de tensão deve actuar, ou seja, a tensão composta entre fases terá que ser inferior a 0,85. Como este defeito é assimétrico é necessário comparar as tensões entre as três fases. A protecção de mínimo de tensão irá actuar quando uma das condições dadas pela equação 3.38 for verdadeira.

$$\begin{aligned} |V_{Ab}^{cc}| &\leq 0,85 Un \\ |V_{AC}^{cc}| &\leq 0,85 Un \\ |V_{BC}^{cc}| &\leq 0,85 Un \end{aligned} \tag{3.38}$$

Para determinar a distância máxima foi desenvolvido o seguinte algoritmo:

1. Inicializa-se a distância com um valor inicial i , ou seja $d=i$.
2. Cálculo da matriz das admitâncias
3. Cálculo da matriz das impedâncias directa e inversa por inversão da matriz das admitâncias calculada em 2.
4. Cálculo da corrente de curto-circuito no barramento 3.
5. Cálculo das tensões directa, inversa e homopolar pós-defeito no barramento do parque eólico.
6. Cálculo das tensões simples nas fases A, B e C.
7. Cálculo das tensões compostas, AB, BC e AC.
8. Se uma das tensões compostas for imediatamente inferior a 0,85 (numa vizinhança definida pelo utilizador) então a distância máxima que provocará o disparo da protecção de mínimo de tensão será d . Caso contrário, incrementa-se a distância em k (escolhido pelo utilizador), ou seja, $d=i+k$. Voltar ao ponto 2.

As condições iniciais consideram um perfil de tensão uniforme, estando a rede em vazio. Os vectores das tensões das componentes simétricas nos barramentos, no caso de defeito no barramento 3, da figura 3.4, nas fases B e C, serão:

57 Distância máxima de ocorrência de defeito que provocará a saída de serviço indevida do parque eólico

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_1^d \\ \underline{V}_2^d \\ \underline{V}_3^d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{V}_1^0 \\ \underline{V}_2^0 \\ \underline{V}_3^0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \underline{Z}_{13}^d & \underline{I}_3^d \\ \underline{Z}_{23}^d & \underline{I}_3^d \\ \underline{Z}_{33}^d & \underline{I}_3^d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \underline{Z}_{13}^d & \underline{I}_3^d \\ \underline{Z}_{23}^d & \underline{I}_3^d \\ \underline{Z}_{33}^d & \underline{I}_3^d \end{bmatrix} \quad (3.39)$$

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_1^i \\ \underline{V}_2^i \\ \underline{V}_3^i \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \underline{Z}_{13}^i & \underline{I}_3^i \\ \underline{Z}_{23}^i & \underline{I}_3^i \\ \underline{Z}_{33}^i & \underline{I}_3^i \end{bmatrix} \quad (3.40)$$

Após calcular as tensões nas fases pela transformação de Fortescue, para uma base de tensão simples, as tensões compostas na base de tensão composta, será dada pela equação 3.41.

$$\begin{aligned} U_b &= \frac{15}{\sqrt{3}} \\ \underline{V}_{AB} &= \underline{V}_A - \underline{V}_B \text{ pu} \\ \underline{V}_{AB} &= (\underline{V}_A - \underline{V}_B) \times U_b = (\underline{V}_A - \underline{V}_B) \times \frac{15}{\sqrt{3}} \text{ (kV)} \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow \underline{V}_{AB} &= \frac{(\underline{V}_A - \underline{V}_B)}{\sqrt{3}} = (\underline{V}_A - \underline{V}_B) \times 15 \text{ (kV)} \end{aligned} \quad (3.41)$$

3.2.2 - Curto-circuito Fase-Terra

Considerando que ocorre um curto-circuito fase-terra franco na fase A, as componentes simétricas podem ser representadas pelas no esquema de ligações da figura 3.6.

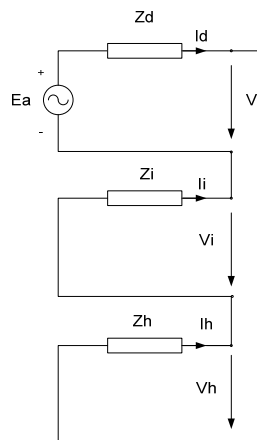


Figura 3.6 - Esquema de ligações das das componentes simétricas para um defeito fase-terra.

58 Distância máxima de ocorrência de defeito que provocará a saída de serviço indevida do parque eólico

Por análise do esquema as correntes das componentes simétricas são dadas pela equação 3.42.

$$\underline{I}_d = \underline{I}_i = \underline{I}_h = \frac{\underline{E}_a}{\underline{Z}_d + \underline{Z}_i + \underline{Z}_h + 3\underline{Z}_{def}} \quad (3.42)$$

Como a impedância de defeito é nula, as correntes das componentes simétricas são dadas pela equação 3.43.

$$\underline{I}_d = \underline{I}_i = \underline{I}_h = \frac{\underline{E}_a}{\underline{Z}_d + \underline{Z}_i + \underline{Z}_h} \quad (3.43)$$

Considerando a impedância inversa aproximadamente igual à impedância directa, logo:

$$\underline{I}_d = \underline{I}_i = \underline{I}_h \approx \frac{\underline{E}_a}{2\underline{Z}_d + \underline{Z}_h} \quad (3.44)$$

A corrente de curto-circuito fase-terra, uma vez que as tensões nas fases B e C não serão afectadas será calculada pela equação 3.45.

$$\underline{I}^{cc} = \frac{3\underline{E}_a}{\underline{Z}_d + \underline{Z}_i + \underline{Z}_h} \approx \frac{3\underline{E}_a}{2\underline{Z}_d + \underline{Z}_h} \quad (3.45)$$

As tensões das componentes simétricas serão:

$$\underline{V}_d = \underline{E}_a - \underline{Z}_d \underline{I}_d \quad (3.46)$$

$$\underline{V}_i = -\underline{Z}_i \underline{I}_i \quad (3.47)$$

$$\underline{V}_h = -\underline{Z}_h \underline{I}_h \quad (3.48)$$

Assim, as tensões nas fases serão:

$$\underline{V}_a = \underline{V}_d + \underline{V}_i + \underline{V}_h \quad (3.49)$$

$$\underline{V}_b = \alpha^2 \underline{V}_d + \alpha \underline{V}_i + \underline{V}_h \quad (3.50)$$

$$\underline{V}_c = \alpha \underline{V}_d + \alpha^2 \underline{V}_i + \underline{V}_h \quad (3.51)$$

Usando o princípio das componentes simétricas e a transformação de Fortescue, as tensões das componentes simétricas após o defeito serão:

59 Distância máxima de ocorrência de defeito que provocará a saída de serviço indevida do parque eólico

$$\underline{V}_{dih}^{cc} = \underline{V}_{dih}^0 + [\underline{Z}_{dih}] \underline{I}_{dih}^{cc} \quad (3.52)$$

Devido ao desacoplamento entre os esquemas directo inverso e homopolar poderemos decompor a matriz da equação 3.52 representada por 3 matrizes, uma para cada componente, como representado em 3.53, 3.54 e 3.55.

$$\underline{V}_d^{cc} = \underline{V}_d^0 + [\underline{Z}_d] \underline{I}_d^{cc} \quad (3.53)$$

$$\underline{V}_i^{cc} = -[\underline{Z}_i] \underline{I}_i^{cc} \quad (3.54)$$

$$\underline{V}_h^{cc} = -[\underline{Z}_h] \underline{I}_i^{cc} \quad (3.55)$$

3.2.2.1 - Método para calcular a distância máxima de ocorrência de um defeito fase-terra numa linha que provocará a saída intempestiva do parque eólico

Considerando o esquema representado na figura 3.3, um curto-circuito trifásico fase-terra irá provocar um abaixamento da tensão nos diversos barramentos. Como este defeito é assimétrico, assim como no fase-fase será necessário comparar as tensões entre as três fases. A protecção de mínimo de tensão irá actuar quando uma das seguintes condições se verificar as condições seguintes:

$$\begin{aligned} |\underline{V}_{Ab}^{cc}| &\leq 0,85 Un \\ |\underline{V}_{AC}^{cc}| &\leq 0,85 Un \\ |\underline{V}_{BC}^{cc}| &\leq 0,85 Un \end{aligned} \quad (3.56)$$

Para determinar a distância máxima foi desenvolvido o seguinte algoritmo:

1. Inicializa-se a distância com um valor inicial i , ou seja $d=i$.
2. Cálculo da matriz das admitâncias directa e inversa.
3. Cálculo da matriz das admitâncias homopolares.
4. Cálculo da matriz das impedâncias directa e inversa por inversão da matriz das admitâncias calculada em 2.
5. Cálculo da matriz das impedâncias homopolares por inversão da matriz das admitâncias homopolares calculada em 3.
6. Cálculo da corrente de curto-circuito no barramento 3.

60 Distância máxima de ocorrência de defeito que provocará a saída de serviço indevida do parque eólico

7. Cálculo das tensões directa, inversa e homopolar pós-defeito no barramento do parque eólico.
8. Calculo das tensões simples nas fases A, B e C.
9. Calculo das tensões compostas, AB, BC e AC.
10. Se uma das tensões compostas for imediatamente inferior a 0,85 (numa vizinhança definida pelo utilizador) e nenhuma das outras tensões se encontra abaixo do limite de 0,85 pu, então a distância máxima que provocará o disparo da protecção de mínimo de tensão será d. Caso contrário, incrementa-se a distância em k (escolhido pelo utilizador), ou seja, $d=i+k$. Voltar ao ponto 2.

A tensão de base será a tensão simples (1 pu), considerando a rede inicialmente em vazio e com um perfil de tensão uniforme. Os vectores das tensões das componentes simétricas nos barramentos, no caso de defeito nas fases B e C no barramento 3 da figura 3.4, serão dadas pelas equações 3.57, 3.58 e 3.59.

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_1^d \\ \underline{V}_2^d \\ \underline{V}_3^d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{V}_1^0 \\ \underline{V}_2^0 \\ \underline{V}_3^0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \underline{Z}_{13}^d & \underline{I}_3^d \\ \underline{Z}_{23}^d & \underline{I}_3^d \\ \underline{Z}_{33}^d & \underline{I}_3^d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \underline{Z}_{13}^d & \underline{I}_3^d \\ \underline{Z}_{23}^d & \underline{I}_3^d \\ \underline{Z}_{33}^d & \underline{I}_3^d \end{bmatrix} \quad (3.57)$$

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_1^i \\ \underline{V}_2^i \\ \underline{V}_3^i \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \underline{Z}_{13}^i & \underline{I}_3^i \\ \underline{Z}_{23}^i & \underline{I}_3^i \\ \underline{Z}_{33}^i & \underline{I}_3^i \end{bmatrix} \quad (3.58)$$

A tensão homopolar resultará da análise do esquema homopolar da rede.

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_1^h \\ \underline{V}_2^h \\ \underline{V}_3^h \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \underline{Z}_{13}^h & \underline{I}_3^h \\ \underline{Z}_{23}^h & \underline{I}_3^h \\ \underline{Z}_{33}^h & \underline{I}_3^h \end{bmatrix} \quad (3.59)$$

Para o método interessa apenas calcular os valores que dizem respeito ao barramento 2, do parque eólico. Após calcular as tensões nas fases pela transformação de Fortescue, como nas equações 3.49, 3.50 e 3.51, a tensão composta tendo em conta que para o cálculo de curto-circuitos assimétricos a tensão de base será a simples, será dada pela equação 3.60.

61 Distância máxima de ocorrência de defeito que provocará a saída de serviço indevida do parque eólico

$$\begin{aligned}
 U_b &= \frac{15}{\sqrt{3}} \\
 \underline{V}_{AB} &= \underline{V}_A - \underline{V}_B \text{ pu} \\
 \underline{V}_{AB} &= (\underline{V}_A - \underline{V}_B) \times U_b = (\underline{V}_A - \underline{V}_B) \times \frac{15}{\sqrt{3}} \text{ (kV)} \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow \underline{V}_{AB} &= \frac{(\underline{V}_A - \underline{V}_B)}{\sqrt{3}} = (\underline{V}_A - \underline{V}_B) \times 15 \text{ (kV)}
 \end{aligned} \tag{3.60}$$

Dependendo do regime de neutro da rede, as tensões homopolares poderão também ultrapassar os valores para os quais as protecções de máximo de tensão homopolar do parque se encontram regulados. Assim, torna-se necessário testar também a condição de tensão homopolar. O método para determinar a distância a que ocorre o defeito fase-terra franco que provocara a actuação intempestiva da protecção de máximo de tensão homopolar será:

1. Inicializa-se a distância com um valor inicial i , ou seja $d=i$.
2. Cálculo da matriz das admitâncias directa e inversa.
3. Cálculo da matriz das admitâncias homopolares.
4. Cálculo da matriz das impedâncias directa e inversa por inversão da matriz das admitâncias calculada em 2.
5. Cálculo da matriz das impedâncias homopolares por inversão da matriz das admitâncias calculada em 3.
6. Cálculo da corrente de curto-circuito no barramento 3.
7. Cálculo da tensão homopolar pós-defeito no barramento do parque eólico.
8. Se a tensão homopolar for imediatamente superior à tensão homopolar para a qual a protecção de máximo de tensão homopolar se encontra regulada (numa vizinhança definida pelo utilizador) então a distância máxima que provocará a saída indevida do parque eólico será d . Caso contrário, incrementa-se a distância em k (escolhido pelo utilizador), ou seja, $d=i+k$. Voltar ao ponto 2.

No caso de regimes de neutro com impedância limitadora, que serão os casos considerados, a possibilidade de o parque eólico disparar por máximo de tensão homopolar será apenas em casos de defeito próximos da subestação. Como o objectivo do método é encontrar a distância máxima que provocará o disparo intempestivo das protecções de interligação, a distância máxima considerada será quando o defeito provocar o abaixamento de tensão no parque suficiente para provocar o disparo por mínimo de tensão.

3.3 - Caso de Estudo: Cálculo da distância máxima que provocará a saída indevida do Parque Eólico da Boneca II

O parque eólico da Boneca II, para o qual será realizado o cálculo da distância máxima de defeito noutra linha que poderá provocar a actuação indevida das protecções de interligação, apresenta uma potência instalada de 8,62 MVA. Encontra-se ligado à rede de distribuição de média tensão 15 kV, através de uma linha aérea dedicada, do tipo AA 3x160mm², com um comprimento total de 6,257 quilómetros. É constituído por 4 aerogeradores do tipo E70, com uma potência máxima por unidade de 2 MW.

A subestação de distribuição de Entre-os-Rios, a que o parque se encontra ligado, apresenta dois transformadores de potência 31,5MVA e razão de transformação de 60/15 kV, com ligações dos enrolamentos do tipo Yd5, ligado à terra através de uma reactância de neutro de 630 kVA. Para além da saída do parque eólico, a subestação possui mais nove saídas de Média Tensão em linha aérea. Na figura 3.7 está representado um esquema simplificado do caso em análise.

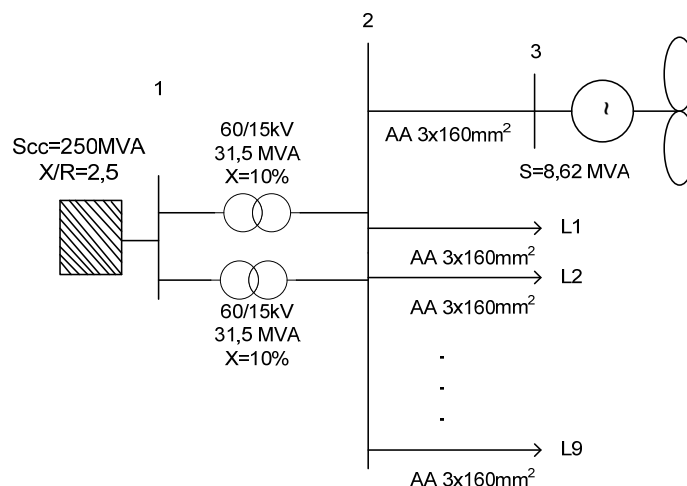


Figura 3.7 - Esquema unifilar da rede onde se encontra ligado o Parque Eólico Boneca II.

Considerando uma potência base de 100MVA, na rede a montante da subestação, teremos uma tensão de base de 60 kV e para a restante rede a jusante uma tensão de base de 15kV. Os valores de base encontram-se na equação 3.61.

$$\begin{aligned} S_b &= 100MVA \\ U_{b1} &= 60kV \\ U_{b2} &= 15kV \end{aligned} \tag{3.61}$$

As correntes de base são dadas pela equação 3.62.

63 Distância máxima de ocorrência de defeito que provocará a saída de serviço indevida do parque eólico

$$I_{b1} = \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_b} = \frac{100 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 60 \times 10^3} = 962,25 A$$

$$I_{b2} = \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_b} = \frac{100 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 15 \times 10^3} = 3849 A \quad (3.62)$$

E as impedâncias serão dadas pela equação 3.63.

$$Z_{b1} = \frac{U_{b1}^2}{S} = \frac{(60 \times 10^3)^2}{100 \times 10^6} = 36 \Omega$$

$$Z_{b2} = \frac{U_{b1}^2}{S} = \frac{(15 \times 10^3)^2}{100 \times 10^6} = 2,25 \Omega \quad (3.63)$$

A rede a montante terá uma potência de curto-circuito de 250 MVA. Em sistema por unidade, a potência de curto-circuito da rede a montante é dada pela equação 3.64.

$$S_{cc} = 250 MVA$$

$$S_{cc} = \frac{250}{100} = 2,25 pu \quad (3.64)$$

Com base no anexo II, a impedância da rede a montante será dada em sistema por unidade, pela equação 3.65.

$$Z_{cc} = \frac{1}{2,25} = 0,44 pu \quad (3.65)$$

Como a relação da reactância e da resistência de curto-circuito da rede não é nula a impedância de curto-circuito equivalente da rede é dada pela equação 3.66.

$$\frac{X}{R} = 2,5$$

$$\alpha = \arctan\left(\frac{X}{R}\right) = 68,2^\circ \quad (3.66)$$

$$\underline{Z}_{cc} = Z_{cc} \cdot \cos \alpha + j Z_{cc} \cdot \sin \alpha =$$

$$= 0,93 - j2,32 pu$$

A impedância equivalente do transformador, com base no anexo II será dada pela equação 3.67.

64 Distância máxima de ocorrência de defeito que provocará a saída de serviço indevida do parque eólico

$$x1 = x2 = jx \times \left(\frac{Un}{Ub}\right)^2 \times \left(\frac{Sb}{Sn}\right) = j0,01 \times \frac{15 \times 10^3}{15 \times 10^3} \times \frac{100 \times 10^6}{31,5 \times 10^6} = j0,32 \quad (3.67)$$

Como se encontram em paralelo a reactância equivalente será dada pela equação 3.68.

$$\underline{x}_{eq} = \underline{x1} // \underline{x2} = \frac{\underline{x1} \times \underline{x2}}{\underline{x1} + \underline{x2}} = \frac{-0,32^2}{j2 \times 0,32} = j0,16 \quad (3.68)$$

O transformador tem enrolamentos do tipo Yd5, sendo o neutro ligado à terra artificialmente por uma reactância ligado ao barramento MT. Esta reactância apresenta uma potência de 630 KVA. A potência da reactância de neutro em sistema por unidade é dada pela equação 3.69.

$$S = 630 \text{ kVA}$$

$$S = \frac{630 \times 10^3}{100 \times 10^6} = 0,0063 \quad (3.69)$$

Para a análise de curto-circuito fase terra, em sistema pu, considerando segunda a referência [4], um factor de qualidade de 5, a impedância de ligação do neutro à terra em sistema por unidade será dada pela equação 3.70.

$$Z = \frac{1}{0,0063} = 158,7 \text{ pu}$$

$$Q = 5 = \frac{X}{R} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow X = 5R \quad (3.70)$$

$$|Z| = \sqrt{R^2 + X^2} = 158,7 \text{ pu}$$

$$R = \frac{|Z|}{\sqrt{26}} = 31 \text{ pu}$$

$$X = 5R = 155,6 \text{ pu}$$

65 Distância máxima de ocorrência de defeito que provocará a saída de serviço indevida do parque eólico

Quanto às linhas aéreas, segundo a referência [20], a resistência e a reactância média, terão os valores por quilómetro indicados na tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Resistência e reactância típicas por quilómetro de linhas aéreas de alumínio-aço.

Tipo de Condutor	Secção Nominal (mm ²)	Resistência a 40 °C		Reactância indutiva	
		(Ω/km)	(pu/km)	(Ω/km)	(pu/km)
Alumínio-Aço	30	1,178	0,524	0,391	0,174
	50	0,729	0,324	0,393	0,171
	90	0,411	0,183	0,375	0,167
	160	0,230	0,102	0,356	0,158

Assim, as impedâncias das linhas serão dadas pela equação 3.71.

$$\underline{ZL} = R + jX = 0,102 \times l + j0,158 \times l, \quad (3.71)$$

Considerando os comprimentos das saídas iguais a cerca de 40 km, a impedância total das linhas será:

$$\underline{ZL} = R + jX = 0,102 \times l + j0,158 \times l = 0,102 \times 34 + j0,158 \times 34 = 4,08 + j6,32 \text{ pu}, \quad (3.72)$$

A impedância homopolar da linha, segundo o anexo II, será dada pela equação 3.73.

$$\underline{ZhL} = R + j2,5X = 0,102 \times l + j0,395 \times l \quad (3.73)$$

O parque eólico ligado directamente à rede será modelado como um único gerador síncrono, desprezando as resistências e considerando a reactância transitória de 20%. A reactância representante do parque eólico no cálculo de curto-circuito, em sistema por unidade será dada pela equação 3.74.

$$x_{PE} = jX \times \left(\frac{Un}{Ub} \right)^2 \times \left(\frac{Sb}{Sn} \right) = j0,2 \times \frac{15 \times 10^3}{15 \times 10^3} \times \frac{100 \times 10^6}{8,62 \times 10^6} = j2,32 \quad (3.74)$$

A linha aérea de interligação possui uma extensão total de 6,257 quilómetros, logo a impedância total da linha de interligação será dada pela equação 3.75.

66 Distância máxima de ocorrência de defeito que provocará a saída de serviço indevida do parque eólico

$$\underline{ZL} = R + jX = 0,102 \times l + j0,158 \times l = 0,102 \times 6,257 + j0,158 \times 6,257 = 0,64 + j0,99 \text{ pu} \quad (3.75)$$

Uma vez calculadas as impedâncias equivalentes do sistema, procede-se à análise de curto-circuito simétrica e assimétrica para determinar a distância máxima que irá afectar o parque eólico.

3.3.1 - Cálculo da distância máxima de ocorrência de um defeito trifásico numa linha aérea que provocará a saída intempestiva do parque eólico

Uma vez calculadas as impedâncias equivalentes dos elementos da rede, obtemos o esquema monofásico equivalente, representado na figura 3.8:

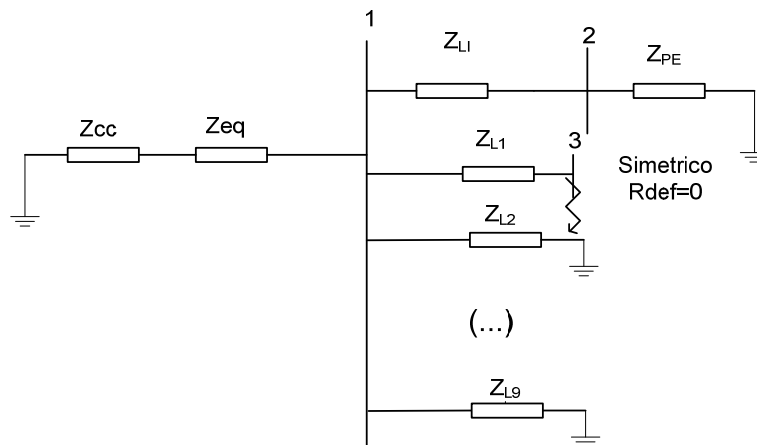


Figura 3.8 - Esquema monofásico equivalente da rede onde se encontra ligado o Parque Eólico Boneca II.

O barramento 3, é um barramento fictício que representa a localização do defeito na linha. A matriz das admitâncias equivalente será dada pela equação 3.9 e 3.10.

A matriz das condutâncias [G], para o esquema da figura 3.8, será dada pela equação 3.76.

$$[G] = \begin{bmatrix} \frac{Rc^2}{Rc^2 + (Xeq + Xcc)^2} + \frac{R_{L1}^2}{R_{L1}^2 + X_{L1}^2} + \frac{8R_L^2}{R_L^2 + X_L^2} + \frac{(R_{L1} \times d)^2}{(R_{L1} \times d)^2 + (X_{L1} \times d)^2} & -\frac{R_{L1}^2}{R_{L1}^2 + X_{L1}^2} & -\frac{(R_{L1} \times d)^2}{(R_{L1} \times d)^2 + (X_{L1} \times d)^2} \\ -\frac{R_{L1}^2}{R_{L1}^2 + X_{L1}^2} & \frac{R_{L1}^2}{R_{L1}^2 + X_{L1}^2} & 0 \\ -\frac{(R_{L1} \times d)^2}{(R_{L1} \times d)^2 + (X_{L1} \times d)^2} & 0 & \frac{(R_{L1} \times d)^2}{(R_{L1} \times d)^2 + (X_{L1} \times d)^2} \end{bmatrix} \quad (3.76)$$

Quando à matriz das susceptâncias nodais, do esquema da figura 3.8, será dada pela

67 Distância máxima de ocorrência de defeito que provocará a saída de serviço indevida do parque eólico

equação 3.77.

$$[B]=j \begin{bmatrix} \frac{(X_{eq}+X_{cc})^2}{R_{cc}^2+(X_{eq}+X_{cc})^2} - \frac{X_{Ll}^2}{R_{Ll}^2+X_{Ll}^2} - \frac{8X_L^2}{R_L^2+X_L^2} - \frac{(X_{Ll} \times d)^2}{(R_{Ll} \times d)^2+(X_{Ll} \times d)^2} & \frac{X_{Ll}^2}{R_{Ll}^2+X_{Ll}^2} & \frac{(X_{Ll} \times d)^2}{(R_{Ll} \times d)^2+(X_{Ll} \times d)^2} \\ \frac{X_{Ll}^2}{R_{Ll}^2+X_{Ll}^2} & \frac{X_{Ll}^2}{R_{Ll}^2+X_{Ll}^2} - \frac{1}{X_{PE}} & 0 \\ \frac{(X_{Ll} \times d)^2}{(R_{Ll} \times d)^2+(X_{Ll} \times d)^2} & 0 & \frac{(X_{Ll} \times d)^2}{(R_{Ll} \times d)^2+(X_{Ll} \times d)^2} \end{bmatrix} \quad (3.77)$$

A inversa da matriz foi calculada pelo método descrito no ponto 3.1.1.1.

Utilizando o algoritmo descrito em 3.1.1.1, com valor inicial 0,01 quilómetros e um incremento do mesmo valor, permitindo um erro no critério de paragem de 0,01 pu, o valor da distancia máxima obtido foi de 10,27 quilómetros.

Um curto-circuito trifásico simétrico a uma distância de 10,27 quilómetros da subestação de distribuição provocará uma corrente de curto-circuito de 1,5 kA e uma tensão no parque eólico de 0,850 pu. Abaixo desta distância a protecção de mínimo de tensão actuará intempestivamente provocando a saída de serviço do parque eólico.

3.3.2 - Cálculo da distância máxima de ocorrência de um defeito fase-fase numa linha, que provocará a saída intempestiva do parque eólico

Tendo em conta a figura 3.7 considera-se um defeito fase-fase franco entre a fase B e C. Como o defeito é assimétrico será necessário analisar o esquema equivalente directo, inverso e homopolar. O esquema inverso é igual ao directo, e está representado na figura 3.8:

Embora a base da tensão passe a ser a tensão simples, como na equação 3.78.

$$\begin{aligned} U_{b1} &= U_c \\ U_{b2} &= U_s = \frac{U_c}{\sqrt{3}} \end{aligned} \quad (3.78)$$

As impedâncias de curto-circuito mantêm-se, como demonstrado na equação 3.79.

68 Distância máxima de ocorrência de defeito que provocará a saída de serviço indevida do parque eólico

$$\begin{aligned} Z_{b1} &= \frac{S}{Ub1^2} \\ Z_{b2} &= \frac{S}{\sqrt{3}Ub2^2} = \frac{S}{\sqrt{3}Us^2} = \frac{S}{Uc^2} = Z_{b1} \end{aligned} \quad (3.79)$$

Assim, a matriz das admitâncias directa será igual à matriz das admitâncias nodais calculada no ponto 3.2.2.

Utilizando o algoritmo descrito em 3.1.2.1, com valor inicial 0,01 quilómetros e um incremento do mesmo valor, permitindo um erro no critério de paragem de 0,01 pu, o valor da distância máxima obtido foi de 10,27 quilómetros.

Para este valor a corrente de curto-circuito é aproximadamente igual a 1,32 kA. A distância a que ocorre o defeito e provoca o disparo das protecções de interligação é igual à distância a que ocorre o defeito trifásico simétrico com uma corrente de curto-circuito $\frac{\sqrt{3}}{2}$ vezes maior. Tal explica-se pela relação entre as correntes destes dois curto-circuitos dada pela equação 3.37. A impedância equivalente é igual mas a gravidade do curto-circuito maior, devido à corrente mais elevada no caso do defeito trifásico simétrico.

3.3.3 - Cálculo da distância máxima de ocorrência de um defeito fase-terra numa linha que provocará a saída intempestiva do parque eólico

Considere-se um curto-circuito fase-terra no barramento 3, entre a fase A e a terra com uma resistência nula. Este é um defeito assimétrico que terá para além das componentes directa e inversa também componente homopolar, já que haverão correntes que circularão pela terra.

A análise do esquema equivalente directo e inverso é igual ao curto-circuito fase-fase analisado no ponto 3.2.1. Assim, a matriz das admitâncias nodais directa e inversa será calculada da mesma forma que no ponto 3.2.1 e 3.2.2.

Quanto ao esquema homopolar devido às ligações dos transformadores da subestação e do parque eólico, o esquema será o representado na figura 3.9.

69 Distância máxima de ocorrência de defeito que provocará a saída de serviço indevida do parque eólico

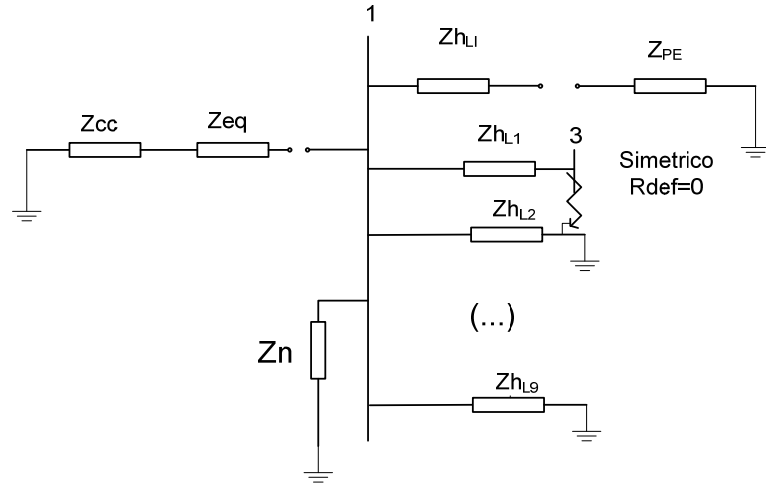


Figura 3.9 - Esquema equivalente homopolar da rede onde se encontra ligado o Parque Eólico Boneca II.

A matriz das admitâncias homopolares será calculada pela equação 3.80.

$$[\underline{Y}h] = [\underline{G}h] + j[\underline{B}h], \quad (3.80)$$

Em que a matriz das condutâncias homopolares constituída pelas resistências das linhas de interligação que segundo [19], são iguais às resistências directa e inversa e pela resistência da impedância de neutro. A equação 3.81, demonstra o cálculo da matriz das condutâncias.

$$[\underline{G}] = \begin{bmatrix} \frac{R_N^2}{R_N^2 + X_N^2} + \frac{R_{Ll}^2}{R_{Ll}^2 + X_{Ll}^2} + \frac{8R_L^2}{R_L^2 + X_L^2} + \frac{(R_{Ll} \times d)^2}{(R_{Ll} \times d)^2 + (X_{Ll} \times d)^2} & -\frac{R_{Ll}^2}{R_{Ll}^2 + X_{Ll}^2} & -\frac{(R_{Ll} \times d)^2}{(R_{Ll} \times d)^2 + (X_{Ll} \times d)^2} \\ -\frac{R_{Ll}^2}{R_{Ll}^2 + X_{Ll}^2} & \frac{R_{Ll}^2}{R_{Ll}^2 + X_{Ll}^2} & 0 \\ -\frac{(R_{Ll} \times d)^2}{(R_{Ll} \times d)^2 + (X_{Ll} \times d)^2} & 0 & \frac{(R_{Ll} \times d)^2}{(R_{Ll} \times d)^2 + (X_{Ll} \times d)^2} \end{bmatrix} \quad (3.81)$$

A matriz das susceptâncias será dada pela equação 3.82.

$$[\underline{B}] = j \begin{bmatrix} \frac{X_N^2}{R_N^2 + X_N^2} - \frac{X_{Ll}^2}{R_{Ll}^2 + X_{Ll}^2} - \frac{8X_L^2}{R_L^2 + X_L^2} - \frac{(X_{Ll} \times d)^2}{(R_{Ll} \times d)^2 + (X_{Ll} \times d)^2} & \frac{X_{Ll}^2}{R_{Ll}^2 + X_{Ll}^2} & \frac{(X_{Ll} \times d)^2}{(R_{Ll} \times d)^2 + (X_{Ll} \times d)^2} \\ \frac{X_{Ll}^2}{R_{Ll}^2 + X_{Ll}^2} & -\frac{X_{Ll}^2}{R_{Ll}^2 + X_{Ll}^2} & 0 \\ \frac{(X_{Ll} \times d)^2}{(R_{Ll} \times d)^2 + (X_{Ll} \times d)^2} & 0 & -\frac{(X_{Ll} \times d)^2}{(R_{Ll} \times d)^2 + (X_{Ll} \times d)^2} \end{bmatrix} \quad (3.82)$$

70 Distância máxima de ocorrência de defeito que provocará a saída de serviço indevida do parque eólico

Para obter a matriz das impedâncias homopolares inverte-se a matriz das admitâncias pelo método descrito em 3.1.1.1.

Aplicando o método descrito no ponto 3.1.2.1, com uma distância inicial igual a 0,1, um incremento e vizinhança de 0,01 a distância máxima que provocará a actuação das protecções de interligação do parque eólico é 3,94 km com uma corrente de defeito de 2,6 kA.

No caso de um curto-circuito fase-terra pouco resistente ou franco, como é o caso, será possível a protecção de máximo de tensão homopolar disparar. Não foi considerado este caso, uma vez que para tal acontecer nesta rede o defeito teria que ocorrer muito próximo da subestação. Assim, para o cálculo da distância máxima, optou-se apenas por testar a condição de mínimo de tensão composta.

3.4 - Sumário

No capítulo 3 descreveu-se e aplicou-se o método iterativo criado baseado no método das impedâncias nodais e das componentes simétricas para realizar a análise de curto-circuitos e determinar a distância máxima que provocará a saída de serviço do parque eólico através da actuação indevida das protecções de interligação. Os pontos 3.1 e 3.2 descrevem o método e algoritmo generalizado para os curto-circuitos simétricos e assimétricos respectivamente. No ponto 3.3 os métodos adoptados foram aplicados a um caso de estudo, o Parque Eólico da Boneca II. Obteve-se uma distância máxima no caso de ocorrência de um defeito trifásico e fase-fase de 10,27 quilómetros e para um defeito fase-terra obteve-se uma distância máxima de 3,94 quilómetros.

Capítulo 4

Metodologia de Apoio à Decisão dos Sistemas de Protecção de Interligação do Parque Eólico com a Rede de Distribuição

Este capítulo descreve o método criado para a análise técnico-económica de ambos os cenários de regulação.

No ponto 4.1, descreve-se os princípios em que se baseiam o método e os factores implicados no cálculo, enquanto no ponto 4.2 apresenta a aplicação do método criado a um parque se encontra interligado à rede de distribuição através de uma linha dedicada.

4.1 - Método de apoio à decisão dos Sistemas de Protecção de Interligação do Parque Eólico com a Rede de Distribuição

O objectivo desta análise será auxiliar o promotor na escolha de um dos cenários de regulação das protecções de interligação. No momento da decisão o promotor terá duas escolhas, abordadas no capítulo 2, o cenário A e o cenário B. No cenário A, as protecções de interligação e características encontram-se indicadas na tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Regulação e Temporização das Protecções de Interligação para o cenário A.

Protecção	Regulação	Tempo de Actuação
Máximo de Tensão Homopolar	A calcular	Instantâneo
3 X Mínimo de Tensão	85% Un	Instantâneo
2 X Máximo de Tensão	115% Un	Instantâneo
Máximo e Mínimo de Frequência	50,2/49,8 Hz	Instantâneo
3 X Máximo de Corrente	1,3 In	1 Segundo

O cenário B propõe o conjunto de protecções e respectivas características, representadas na tabela 4.2:

Tabela 4.2 – Regulação e Temporização das Protecções de Interligação para o 2º cenário.

Protecção	Regulação	Tempo de Actuação
Máximo de Tensão Homopolar	A calcular	1seg + Instantâneo (REE)
3 X Mínimo de Tensão	85% Un	1seg + Instantâneo (REE)
3 X Mínimo de Tensão (2º)	120% Umin	Instantâneo
2 X Máximo de Tensão	115% Un	Instantâneo
Máximo e Mínimo de Frequência	50,2/49,8 Hz	Instantâneo
3 X Máximo de Corrente	1,3 In	1 Segundo

Os cenários diferem nos seguintes aspectos:

Cenário A: Instalação das protecções de máximo de tensão homopolar e mínimo de tensão com disparo instantâneo.

Cenário B: Instalação das protecções de máximo de tensão homopolar e mínimo de tensão com disparo temporizado a 1 segundo, um sistema de detecção de tensão instalado no painel de saída de linha de interligação e uma segunda protecção de mínimo de tensão trifásica às protecções de interligação.

4.1.1 - Pressupostos para a construção do método de apoio à decisão

1. O facto das protecções de máximo de tensão homopolar e mínimo de tensão não serem temporizadas implica que um defeito a uma determinada distância numa linha adjacente ao Parque Eólico, provocará o disparo das protecções de interligação, como foi demonstrado no capítulo 3.
2. Este disparo ocorre, pois as protecções contra curto-circuitos (nomeadamente máximo de intensidade e máximo de intensidade homopolar) do painel de Média Tensão de saída de uma linha aérea numa subestação, encontram-se normalmente temporizadas no mínimo para 500ms e no parque eólico ao termos protecções instantâneas significa que o disparo instantâneo do disjuntor corresponde a um tempo aproximado de 100ms.
3. A saída de serviço do Parque eólico, por disparo das protecções de interligação, significa que este deixa de fornecer energia à rede, por lei, no mínimo durante 3 minutos (como visto no capítulo 2), e a religação de cada um dos seus aerogeradores terá que ser feita no mínimo com um intervalo de 15 segundos entre eles.

4.1.2 - Formulação do problema

Partindo dos pressupostos referidos no ponto 4.1.1, a questão que se coloca no momento da decisão é se o investimento adicional exigido para o cenário B será mais vantajoso relativamente ao prejuízo da energia não fornecida provocada pelos disparos intempestivos das protecções de interligação.

No caso de o promotor optar pelo cenário A, o prejuízo obtido ao longo de um ano devido aos disparos intempestivos das protecções de interligação será dado pela equação 4.1.

$$C_{ENF} = ENF \times Tm = [MWh] \times [€/MWh] = [€], \quad (4.1)$$

Em que CENF é o prejuízo anual obtido pela energia não fornecida à rede devido ao disparo intempestivo, ENF a energia não fornecida anualmente devido ao disparo intempestivo das protecções de interligação e Tm a tarifa média anual de venda de energia activa à rede de distribuição.

Tendo em conta que o parque eólico tem uma vida média útil de 20 anos, o prejuízo total que o parque eólico terá no final da sua vida útil, considerando um aumento na tarifa de venda de energia à rede de €5/MWh, como visto no capítulo 2, relativamente à última tarifa média anual conhecida (To), será dado pela equação 4.2.

$$CT_{ENF} = \sum_{i=1}^{20} ENF \times Tm = ENF \sum_{i=1}^{20} (Tm_0 + 5n) = 20 ENF Tm_0 + \frac{5 + 5 \times 20}{5} \cdot 20, \quad (4.2)$$

De uma forma mais simplificado, o prejuízo total que o promotor terá se optar pelo cenário A será dado pela equação 4.3.

$$CT_{ENF} = 20 \times ENF \times Tm_0 + 420 \quad (€) \quad (4.3)$$

Caso opte pela hipótese B, o promotor terá que investir inicialmente no sistema de detecção de tensão. Para saber em quanto tempo ele recuperará este investimento, contando apenas com o ganho que obtém por evitar CENF. O número de anos de recuperação do investimento considerando um aumento na tarifa de venda de energia à rede de €5/MWh, como visto no capítulo 2, será dado pela equação 4.2.

$$n \approx \frac{-(T_{m0} + 1) + \sqrt{(T_{m0} + 1)^2 - 4 \frac{I_o}{ENF}}}{2}, \quad (4.3)$$

Sendo n o número de anos de recuperação do investimento, I_o o investimento inicial exigido para o sistema de detecção de tensão e Tm₀ a tarifa média anual do ano anterior, expressa em €/MWh. A demonstração do cálculo do número de anos de recuperação de

investimento será demonstrada no anexo III.

Para analisar economicamente os dois cenários será necessário quantificar os seguintes factores:

- Número de disparos intempestivos das protecções de interligação ao longo de um ano.
- Tempo de recuperação total de serviço ao longo de um ano, devido aos disparos intempestivos das protecções de interligação, expresso em horas.
- Energia não fornecida ao longo de um ano, ENF, expressa em MWh.
- Tarifa média anual da venda de energia activa por parte do parque eólico à rede de distribuição, T_m , expressa em €/MWh.

Nos pontos seguintes, descreve-se como serão calculados estes factores.

4.1.2.1 - Número de disparos intempestivos das protecções de interligação ao longo de um ano

Através do relatório de qualidade de 2007, e como já analisado no capítulo 2, através do índice IKR, obtemos o número de incidentes de longa duração por cada 100 km de linha.

Através do algoritmo desenvolvido no capítulo 3 calcula-se a distância que provocará o disparo intempestivo das protecções de interligação quando ocorrer um defeito numa das linhas adjacentes ao parque eólico.

Sabendo que aproximadamente 90% dos incidentes que ocorrem na rede de distribuição são defeitos fase-terra, [1], os números de disparos intempestivos que ocorrerão ao longo de um ano, causados por uma linha são dados pela equação 4.4.

$$N \approx 0,9 \times \frac{IKR \times d_{F-T}}{100} + 0,05 \times \frac{IKR \times (d_{FFF} + d_{FF})}{100} \quad , \quad (4.4)$$

Sendo d_{F-T} , d_{FFF} e d_{FF} correspondem à distância máxima obtida defeitos fase-terra, defeito trifásico simétrico e fase-fase respectivamente, obtidas através do método desenvolvido no capítulo 3 e considerando que o índice de IKR é dado pela equação 4.5.

$$IKR = \frac{\text{numero total de incidentes } (> 3 \text{ min}) \times 100}{\text{comprimento total da linha}} \quad (\text{no incidentes} / 100 \text{ km}) \quad (4.5)$$

Se todas as linhas que saem da subestação a que está interligado o parque eólico possuírem a mesma secção, então o número de incidentes total que poderá provocar a saída

de serviço do parque será pela equação 4.6.

$$N_{Total} \approx N \times n_{linhas}, \quad (4.6)$$

Sendo n_{linhas} , o número de saídas da subestação de distribuição a que se encontra interligado o parque eólico.

Caso as secções das linhas sejam diferentes, então será necessário calcular a distância máxima e o número de incidentes para cada caso, sendo o número total de incidentes, dado pela equação 4.7.

$$N_{Total} = \sum_{i=1}^{n_{linhas}} Ni \quad (4.7)$$

Obtendo o número total de incidentes que ocorrerá ao longo de um ano, pode determinar-se o tempo de recuperação da capacidade total de serviço ao longo de um ano, como demonstrado no ponto 4.1.2.2.

4.1.2.2 - Tempo de recuperação total de serviço devido aos disparos intempestivos das protecções de interligação

Por lei o parque após o disparo do disjuntor de interligação só poderá reentrar em serviço passados 3 minutos e os aerogeradores terão que ser religados com intervalos de tempo mínimo de 15 segundos. Assim, o tempo mínimo de recuperação da capacidade total instalada em minutos, t_{min} , é dado pela equação 4.8.

$$t_{min} = 3 + n \times \frac{15}{60} \quad (\text{min}), \quad (4.8)$$

Sendo n , o número de aerogeradores do Parque Eólico. Assim, o tempo de recuperação total de serviço ao longo de um ano, T_{int} , será dado pelo produto do número de disparos intempestivos durante um ano, N_{Total} , com o tempo mínimo de recuperação da capacidade total instalada, ou seja:

$$T_{int} = N \times \frac{t_{min}}{60} \quad (h) \quad (4.9)$$

Sabendo o tempo total de recuperação da capacidade total instalada do parque eólico, por ano, poderemos determinar a energia não fornecida tal como será demonstrado no ponto 4.1.2.3.

4.1.2.3 - Energia não fornecida ao longo de um ano

A energia não fornecida anualmente, ENF, resultará do produto da energia média anual produzida, E_{mp} , pelo parque pelo tempo de recuperação total de serviço ao longo de um ano, dada pela equação 4.10.

$$ENF = T_{int} \times \frac{E_{mp}}{365 \times 24} \quad (MWh) \quad (4.10)$$

A energia média anual produzida será calculada segundo o anexo IV.

4.1.2.4 - Tarifa média anual da venda de energia activa por parte do parque eólico à rede de distribuição, T_m

A tarifa adoptada como T_0 , corresponde à última tarifa média anual conhecida, neste caso, a tarifa de 2007 de €96/MWh. Analisando a evolução das tarifas dos últimos três anos, será considerado um aumento de €5/MWh/ano.

Este aumento considera parques em que a remuneração pela venda de energia activa à rede poderá estar abrangida pelo Decreto-lei 1ª serie -Nº 105- 31 de Maio de 2007 ou já pelo preço de mercado, uma vez que nas apresentações de resultados analisadas não é especificado que tipo de remuneração foi adoptada pelos parques eólicos pertencentes ao Grupo EDP.

4.2 - Caso de Estudo: Aplicação do método de apoio à decisão para os sistemas de protecção do Parque Eólico da Boneca II

Neste ponto, será aplicado o método descrito em 4.1 para que o promotor possa escolher o cenário de protecção de interligação que mais se adequa ao seu caso.

O Parque Eólico Boneca II, apresenta uma potência instalada de 8,62 MVA. Encontra-se ligado à rede de distribuição de média tensão 15 kV, através de uma linha aérea dedicada, do tipo AA 3x160mm², com um comprimento total de 6,257 quilómetros. É constituído por 4 aerogeradores do tipo E70 E4, do fabricante ENERCON, com uma potência máxima por unidade de 2 MW.

A subestação de distribuição de Entre-os-Rios a que o parque se encontra ligado, apresenta dois transformadores de potência 31,5MVA e razão de transformação de 60/15 kV, com ligações dos enrolamentos do tipo Yd5. Para além da saída do parque eólico, a subestação possui mais nove saídas de Média Tensão em linha aérea. Na figura 4.1 está representado um esquema simplificado do caso em análise.

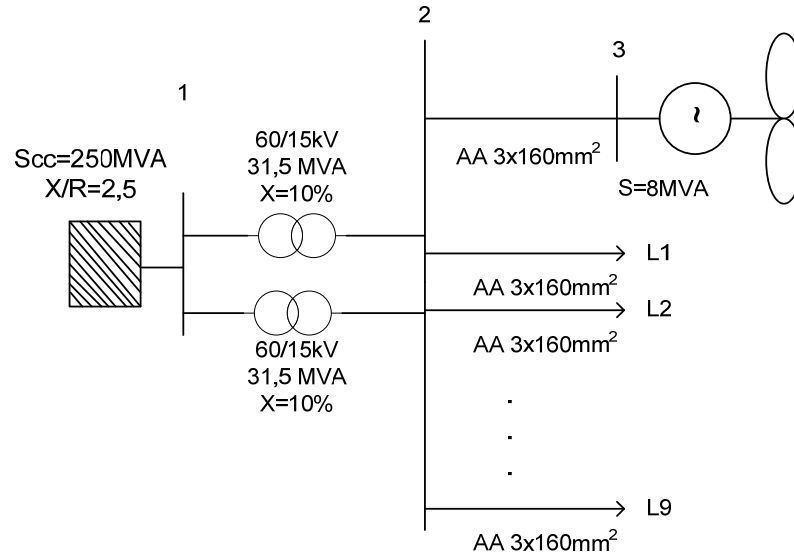


Figura 4.1 - Esquema unifilar da rede onde se encontra interligado o Parque Eólico Boneca II.

4.2.1 - Número de disparos intempestivos das protecções de interligação ao longo de um ano

Recorrendo ao capítulo 3.3, as distâncias máximas obtidas para os 3 tipos de defeito considerados foram as seguintes:

$$d_{FFF} = 10,27 \text{ km} \quad (4.11)$$

$$d_{FF} = 10,27 \text{ km} \quad (4.12)$$

$$d_{FT} = 3,94 \text{ km} \quad (4.13)$$

Recorrendo à equação 4.4, o número de disparos intempestivos das protecções de interligação do Parque Eólico da Boneca II, que ocorrerão ao longo de um ano, causados pela linha será dado pela equação 4.14.

$$N \approx 0,9 \times \frac{IKR \times 3,94}{100} + 0,1 \times \frac{IKR \times 10,27}{100} = 0,493 \quad (4.14)$$

Como todas as linhas que saem da subestação a que esta interligado o parque eólico possuem a mesma secção então, o número de incidentes total que poderá provocar a saída de serviço do parque será dado pela equação 4.15.

$$N_{Total} \approx N \times n_{linhas} = 0,493 \times 9 = 4,441 \approx 4 \quad (4.15)$$

Sendo aproximadamente 4 o número anual de incidentes que provocarão a saída intempestiva do parque eólico da Boneca II.

4.2.2 - Tempo de recuperação total de serviço ao longo de um ano

O tempo mínimo de recuperação da capacidade total instalada em minutos, t_{\min} , dado que o parque é constituído por 4 aerogeradores, será dado pela equação 4.16.

$$t_{\min} = 3 + n \times \frac{15}{60} = 3 + 4 \times \frac{15}{60} = 4 \text{ min} \quad (4.16)$$

O tempo de recuperação total de serviço ao longo de um ano, T_{int} , será então:

$$T_{\text{int}} = N \times \frac{t_{\min}}{60} = 5 \times \frac{4}{60} = 0,3 \text{ h/ano} \quad (4.17)$$

Pode-se então calcular a energia não fornecida ao longo de um ano.

4.2.3 - Energia não fornecida ao longo de um ano

Para o cálculo da energia não fornecida ao longo de um ano, é necessário calcular a energia média produzida pelo parque eólico. Este cálculo foi realizado no anexo IV, e será 25,57 GWh.

A energia não fornecida anualmente, ENF, será:

$$ENF = T_{\text{int}} \times \frac{E_{mp}}{365 \times 24} = 0,3 \times \frac{25,57 \times 10^3}{365 \times 24} = 0,864 \text{ MWh} \quad (4.18)$$

No caso de o promotor optar pelo cenário A, o prejuízo obtido ao longo de um ano devido aos disparos intempestivos das protecções de interligação será dado pela equação 4.1. Considerando a tarifa média anual do ano de 2007, de €96/MWh, e um aumento desta tarifa de €5/MWh, o prejuízo obtido ao longo de um ano devido aos disparos intempestivos das protecções de interligação, será dado pela equação 4.19.

$$C_{ENF} = ENF \times Tm = 0,864 \times (96 + 5) = \text{€}7,27 \quad (4.19)$$

No final da vida útil do parque, ou seja, passados vinte anos o prejuízo total ao optar pelo cenário A será dado pela equação 4.20.

$$CT_{ENF} = 20 \times ENF \times Tmo + 420 = 20 \times 0,864 \times 96 + 420 = \text{€}2078,9 \quad (4.20)$$

Assim, no final de 20 anos, o promotor terá um prejuízo total de €2078,9, considerando um

aumento na tarifa de venda de energia à rede de €5/MWh.

Caso opte pelo cenário B, terá que investir inicialmente no sistema de detecção de tensão. Segundo a empresa EFACEC, [2], o custo deste sistema será aproximadamente €1500.

Para saber em quanto tempo ele recuperará este investimento, contando apenas com o ganho que obtém por evitar CENF. O número de anos de recuperação do investimento considerando um aumento na tarifa de venda de energia à rede de €5/MWh será dado pela equação 4.21.

$$\begin{aligned} n &\approx \frac{-(T_{m0} + 1) + \sqrt{(T_{m0} + 1)^2 - 4 \frac{I_o}{ENF}}}{2} = \\ &= \frac{-(96 + 1) + \sqrt{(96 + 1)^2 - 4 \frac{1500}{0,864}}}{2} = 15,4 \text{ anos} \end{aligned} \quad (4.21)$$

Assim, se o promotor do parque Eólico da Boneca II optar pelo cenário A, ao final de um ano terá um prejuízo aproximado de €87,27., e no final de vida do parque eólico tem um prejuízo total de €2078,9. Se optar pelo cenário B realizará um investimento inicial no sistema de detecção de tensão, e contando apenas com o ganho que terá por evitar as saídas intempestivas do parque eólico recuperará o investimento em 15,4 anos.

4.3 - Sumário

Este capítulo descreve o método criado para analisar economicamente os dois cenários. Através deste método o promotor poderá realizar uma escolha com base em parâmetros como o tempo de interrupção que terá por ano devido à escolha do cenário A e o respectivo prejuízo. Por outro lado, ao escolher o cenário B, poderá calcular o número de anos em que o investimento será recuperado apenas com o custo da energia não fornecida.

O Parque Eólico Boneca II possui uma capacidade instalada de 8,62 MVA e está ligado à subestação de distribuição do lado de Média Tensão (15kV), através de uma linha dedicada. Se optar pelo cenário A terá um prejuízo anual relativo à energia activa não fornecida (ENF) de €87,27 e no final de vida do parque eólico tem um prejuízo total de €2078,9. Se optar pelo cenário B, terá um investimento inicial aproxima em €1500, podendo recuperá-lo devido apenas ao ganho por evitar as saídas indevidas do parque em 15,4 anos.

O método criado não pretende eliminar ou criticar um dos dois cenários, apenas criar uma ferramenta que permita auxiliar o promotor no processo de decisão.

Capítulo 5

Conclusões e Trabalhos Futuros

5.1 - Conclusões

Nesta dissertação, foi desenvolvido um método de apoio à decisão que permite ao promotor realizar a escolha do esquema de protecção de interligação a adoptar no seu parque, no caso da interligação da rede ser realizada através de uma linha dedicada.

O método de apoio à decisão inicia-se com a aplicação de um algoritmo iterativo que realiza a análise de curto-circuito e determina as condições pós-defeito na rede através do método das impedâncias nodais e do método das componentes simétricas, para vários comprimentos de linha. Quando a tensão composta atinge os valores de regulação da protecção de mínimo de tensão atinge-se a distância pretendida, garantindo que naquele comprimento de linha, ocorrendo um defeito trifásico, fase-fase ou fase-terra o Parque Eólico optando pelo cenário A irá sair de serviço indevidamente.

A segunda fase da metodologia desenvolvida, realiza uma análise económica que permite um estudo comparativo entre os dois cenários de protecção de interligação do Parque Eólico com a Rede de distribuição, o cenário A e o cenário B. Caso o promotor opte pelo cenário A, quantifica o prejuízo aproximado que terá ao longo dos anos de vida do Parque Eólico, tendo em conta apenas a energia activa não fornecida, ou optando pelo caso B, quantifica os anos de recuperação do investimento tendo em conta apenas o ganho que obtém por evitar as saídas intempestivas do Parque Eólico. A decisão final caberá sempre ao agente de decisão, neste caso o promotor.

Será aconselhável no momento de decisão ter em conta o impacto das saídas intempestivas do Parque Eólico. Este impacto poderá ser negativo para a rede de distribuição podendo afectar os consumidores.

O método desenvolvido foi aplicado ao Parque Eólico Boneca II. O Parque Eólico Boneca II possui uma capacidade instalada de 8,62 MVA e está ligado à subestação de distribuição do

lado de Média Tensão (15kV), através de uma linha dedicada.

Através do algoritmo iterativo obteve-se uma distância máxima da linha aérea à subestação que provocará a saída indevida do parque eólico no caso de ocorrência de um defeito trifásico e fase-fase de 10,27 quilómetros e para um defeito fase-terra obteve-se uma distância máxima de 3,94 quilómetros.

Ao realizar a análise económica se o promotor optar pelo cenário A terá um prejuízo anual relativo à energia activa não fornecida (ENF) de €87,27 e no final de vida do parque eólico tem um prejuízo total de €2078,9. Se optar pelo cenário B, terá um investimento inicial aproxima em €1500, podendo recuperá-lo devido apenas ao ganho por evitar as saídas indevidas do parque em 15,4 anos.

O método criado não pretende eliminar ou criticar um dos dois cenários, apenas criar uma ferramenta que permita auxiliar o promotor no processo de decisão.

5.2 - Trabalhos Futuros

Este trabalho poderá ser o ponto de partida para outros estudos, nomeadamente:

- No caso dos parques eólicos integrados na rede através de linhas não dedicadas e que serão afectados não só por defeitos nas linhas adjacentes como por defeitos que ocorram nos ramais da linha que interliga o parque eólico com a subestação de distribuição. A detecção de defeitos nestes ramais, poderá ser difícil e demorada, provocando o disparo do disjuntor de interligação do parque eólico com a rede de distribuição, assim como do disjuntor de protecção de linha da subestação de distribuição. O tempo de interrupção de fornecimento de energia activa à rede de distribuição poderá ser elevado. Para resolver o problema, poderá realizar-se um estudo técnico e económico de integração de Órgãos de Corte e Religação (OCR) nestes ramais.
- A crescente integração de produção eólica na Rede de Distribuição de Média Tensão tem por objectivo aproximar a produção dos pontos de consumo e diminuir a dependência das energias não renováveis. Para que esse objectivo seja alcançado em plenitude é necessário o conhecimento e armazenamento de dados no que diz respeito aos incidentes na Rede de Distribuição de Média Tensão envolvendo este tipo de produção, para garantir que a qualidade de serviço não é prejudicada, mas pelo contrário melhorada. O trabalho realizado poderá ser o ponto de partida para um estudo de fiabilidade da integração de parques eólicos na Rede de Distribuição de Média Tensão em Portugal.

Referências

[1]-Daly, Peter A.& Morrison, Jay ,'Understanding the Potential Benefits of Distributed Generation on de Power Delivery Systems', IEEE Rural Electric Power Conference,2001. ISBN: 0-7803-7012-0.

[2]-Power system Relaying Committee, “Intertie Protection of consumer-owned sources of generation, 3 MVA or less”, Power System Committee of IEEE Power Engineering Society.

[3]-Documento interno EDP Distribuição, “Sistemas de Protecção EDP Distribuição Norte”

[4]-Sá ,Pinto, “Protecção de Equipamentos e Sistemas de Energia Eléctrica”, disponível em www.ist.pt.

[5]-DMA- C 52-140/N, “TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA -Transformadores trifásicos, de 60 kV/MT. Características e ensaios”, DNT - Direcção de Normalização e Tecnologia, EDP Distribuição - Energia, S.A.

[6]-Dugan ,Roger C., McDermott, Thomas E., (2001), “Operating conflicts for distributed generation on distribution systems”, Rural Electric Power Conference, IEEE.

[7]-Castro, Rui M.G., (2004), “Condições Técnicas de Ligação da Produção Descentralizada Renovável”, Energias Renováveis e Produção Descentralizada, DEEC/Secção de Energia, Instituto Superior Técnico da Universidade Técnica de Lisboa, Fevereiro 2004 (edição 4)

[8]-Documento interno EDP, “ Protecções e Automatismos”.

[9]-DIT-C13-500/N, FEV 2007, “Instalações de AT e MT. Subestação de Distribuição, Projecto - Tipo -Memória Descritiva”, DNT - Direcção de Normalização e Tecnologia, EDP Distribuição.

84 Referências

[10]-DEF-C13-570/N FEV 2007, "INSTALAÇÕES AT E MT. SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO. Sistemas de Protecção, Comando e Controlo Numérico (SPCC). Funções de protecção - Especificação funcional", DNT - Direcção de Normalização e Tecnologia, EDP Distribuição.

[11]-DEF-C13-551/N FEV 2007, "INSTALAÇÕES AT E MT. SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO. Função de automatismo: "relição rápida e/ou lenta de disjuntores" -Especificação funcional", Direcção de Normalização e Tecnologia, EDP Distribuição.

[12]-Decreto-Lei N° 312/2001, de 10 de Dezembro, Diário da Republica, I SÉRIE-A.

[13]-Decreto-Lei N° 105, de 31 de Maio de 2007, Diário da Republica, I SÉRIE.

[14]-Apresentação Resultados 2006 do Grupo EDP, 8 de Março de 2007, Lisboa.

[15]-Apresentação Resultados 2007 do Grupo EDP, 6 de Março de 2008, Lisboa.

[16]-Apresentação Resultados do Primeiro Trimestre de 2008 EDP Renováveis, 6 de Março de 2008, Lisboa.

[17]-Qualidade de Serviço, Relatório Síntese 2007, EDP Distribuição.

[18]-Regulamento Qualidade de Serviço, Despacho nº 2410 A/2003 (2ª série)

[19]-Paiva, José Pedro Sucena (2005), "Redes de Energia Eléctrica uma análise sistémica", IST Press, Lisboa. ISBN 972-8469-34-9.

[20]-Documento interno EDP, "Projecto-Tipo Linhas Aéreas de Média Tensão". EDP Distribuição.

[21] -Consultar www.efacec.pt

[22]-Patel, Mukund R., (1999), "Wind and Solar Power Systems", CRC Press, Boca Raton. ISBN 0-8493-1605-7.

[23]-Ficha Técnica, "ENERCON WIND TURBINES PRODUCT OVERVIEW", disponível em www.enercon.de.

Anexo 1

Classificação das protecções pelo código numérico ANSI/IEEE

A classificação das protecções pela função que desempenham é feita através de um código numérico definido pela ANSI/IEEE. Na tabela abaixo encontram-se alguns exemplos:

Código numérico ANSI/IEEE	Função de protecção
2	Temporizador (auxiliar)
21	Distância
24	Sobreexcitação ou V/Hz
25	Sincronismo (synchrocheck)
27	Mínimo de Tensão
30	Sinalizador (auxiliar)
32	Inversão de potência
37	Mínimo de Corrente (motores)
38	Bearing
40	Perda de campo de excitação (geradores)
46	Máximo de corrente de Sequência Inversa
47	Sequência errada de fases da Tensão
48	Falta de fase na Tensão
49	Térmica ou contra sobrecargas
50	Máximo de Corrente instantânea
50BF	Falha de disjuntor
51	Máximo de Corrente temporizada
51G ou 51N	Máximo de Corrente homopolar, temporizada
51V	Máx. De Corrente temp. Com bloqueio por 27

86 Classificação das protecções pelo código numérico ANSI/IEEE

59	Máximo de Tensão
63	Pressostato
64G	Corrente à terra no rotor (geradores)
67	Máximo de Corrente Direccional
67N	Máximo de Corrente Direccinal homopolar
68	Relé bloqueante (auxiliar)
69	Relé permissivo (auxiliar)
71	Relé detector de gás
74	Relé de Alarme (auxiliar)
76	Máximo de Corrente contínua
78	Dessincronização (geradores)
79	Religação Automática (linhas aéreas)
81	Frequência (mínimo ou máximo)
85	Interface para tele-protecção
86	Bloqueio (usada para encravar ligações)
87	Diferencial
87B	Diferencial Barramentos
87L	Diferencial de Linhas
87N	Diferencial restrita a defeitos á terra
94	Relé de disparo (auxiliar, de amplificação)

Anexo 2

Modelos dos Elementos da Rede para análise de curto-circuitos

No estado de defeito, que permite o cálculo das correntes de curto-circuito, são consideradas apenas as impedâncias dos elementos da Rede. Neste anexo descreve-se os modelos adoptados para o estudo dos dois tipos de curto-circuito, simétrico e assimétrico.

Impedância equivalente da rede a montante

Segundo [19], a rede a montante poderá ser representada pela sua impedância equivalente de Thévenin, calculada a partir da potência de curto-circuito imposta pela rede a montante.

$$S_{cc} = \frac{S_{cc}}{S_b} \quad (pu) \quad (a2.1)$$

Considerando a tensão da rede a montante igual à tensão de base, U_b , a impedância da rede a montante com uma determinada relação X_{cc}/R_{cc} , é dada pela equação a2.2.

$$Z_{cc} = \frac{1}{S_{cc}} \quad (a2.2)$$

A relação de X_{cc}/R_{cc} não é nula, logo a impedância equivalente será dada pela equação a2.3.

$$\varphi = \tan\left(\frac{X_{cc}}{R_{cc}}\right), \quad (a2.3)$$
$$\underline{Z}_{cc} = Z_{cc} \cos\varphi + jZ_{cc} \sin\varphi$$

Quanto aos transformadores, estes poderão ser representados apenas pelo ramo longitudinal, desprezando o ramo transversal correspondente à impedância de magnetização. Assim, a impedância equivalente de um dos transformadores será dada pela equação a2.4.

$$x1 = x2 = jx \times \left(\frac{Un}{Ub}\right)^2 \times \left(\frac{Sb}{Sn}\right) \quad (pu) \quad (a2.4)$$

O parque eólico foi modelado considerando-o como apenas um gerador com a capacidade total instalada do parque. A impedância equivalente deste gerador resulta apenas a reactância subtransitória, X'' , desprezando as resistências dos enrolamentos. A reactância considerada apresenta um valor típico de 20%. A impedância equivalente em sistema por unidade será dada pela equação a2.5.

$$x_{PE} = jx \times \left(\frac{Un}{Ub}\right)^2 \times \left(\frac{Sb}{Sn}\right) \quad (pu) \quad (a2.5)$$

Quanto à linha aérea, para o cálculo impedância equivalente será desprezada a admitância transversal por ter uma influência reduzida. Assim, a impedância será dada pela equação a2.6.

$$\underline{ZL} = R + jX \quad (pu) \quad (a2.6)$$

Na análise dos defeitos assimétricos, as impedâncias directa e inversa são consideradas iguais pelo que serão iguais às calculadas anteriormente. No entanto, nos defeitos em que existe uma componente homopolar, será necessário considerar a impedância homopolar das linhas assim como a impedância de neutro do transformador.

Segundo [19], a impedância homopolar de uma linha possui uma reactância mais elevada que no caso da impedância da linha directa e inversa, devido ao reforço do fluxo magnético ligado a cada fase devido às correntes nas outras fases e também devido à reactância de percurso de retorno pela terra. Assim, a reactância homopolar poderá ser 2 a 3,5 vezes superior à reactância inversa. Nos cálculos realizados neste trabalho foi considerada uma reactância homopolar 2,5 vezes superior à reactância directa. A impedância homopolar da linha será pela equação a2.7.

$$\underline{ZL} = R + j2,5X \quad (pu) \quad (a2.7)$$

Quanto ao transformador, neste trabalho foram considerados transformadores com secundário em triângulo, sendo a ligação à terra realizada por uma reactância ligada no barramento de MT. Considerando um factor de qualidade desta reactância de 5, e sabendo a

potência a impedância de neutro será:

$$S = \frac{S}{Sb} \text{ (pu)}, \quad (\text{a2.8})$$

$$Z = \frac{1}{S} \text{ (pu)}, \quad (\text{a2.9})$$

$$Q = \frac{X}{R} \Leftrightarrow X = QR$$

$$|Z| = \sqrt{R^2 + X^2} = \sqrt{R^2 + (QR)^2} \Leftrightarrow R = \frac{|Z|}{\sqrt{26}}$$

$$X = QR$$

$$\underline{Z}_N = R_N + jX_N, \quad (\text{a2.10})$$

Anexo 3

Dedução da expressão que permite o cálculo dos anos de recuperação do investimento

O promotor ao optar por o cenário de regulação B, será obrigado a investir num sistema de detecção de tensão. Partindo do pressuposto que o cenário de regulação B irá evitar a saída intempestiva do parque eólico, este terá uma poupança anual de:

$$C_{ENF} = ENF \times T_m = (MWh) \times (\text{€/MWh}) = (\text{€}), \quad (\text{a3.1})$$

Sendo T_m a tarifa média anual pela venda de energia activa à rede.

Analisando os resultados da EDP, verificamos que desde 2005, verificou-se um aumento anual de €5/MWh.

Assim, sabemos que, a recuperação de investimento será dada pela equação a3.2.

$$\begin{aligned} 0 &= -I_0 + ENF(T_{m0}+5) + ENF(T_{m0} + 2 \times 5) + ENF(T_{m0} + 3 \times 5) + \dots + ENF(T_{m0} + n \times 5) \Leftrightarrow \\ &\Leftrightarrow I_0 = ENF \sum_{i=1}^n (T_{m0} + 5n) \Leftrightarrow \\ &\Leftrightarrow \frac{I_0}{ENF} = \sum_{i=1}^n T_{m0} + \sum_{i=1}^n 5n \Leftrightarrow \end{aligned}$$

92 Dedução da expressão que permite o cálculo dos anos de recuperação do investimento

$$\Leftrightarrow \frac{I_0}{ENF} = nT_{0m} + \frac{5+5n}{5} \cdot n \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow n^2 + n(T_{0m} + 1) - \frac{I_0}{ENF} = 0 \Leftrightarrow \quad (a3.2)$$

$$\Leftrightarrow n = \frac{-(T_{0m} + 1) + \sqrt{(T_{0m} + 1)^2 - 4 \times \left(-\frac{I_0}{ENF}\right)}}{2}$$

Em que T_m , será T_{m0} , ou seja, a última tarifa média anual conhecida, I_0 , o investimento no sistema de detecção de tensão, ENF , a energia não fornecida devido aos disparos intempestivos.

Desta forma, o promotor poderá avaliar o investimento em função do prejuízo que teria no cenário A de regulação das protecções de interligação.

Anexo 4

Cálculo da Energia média anual Produzida pelo Parque Eólico Boneca II

O parque eólico da Boneca II apresenta uma potência instalada de 8,62 MVA. É constituído por 4 aerogeradores do tipo E70 E4, do fabricante Enercon, com uma potência máxima por unidade de 2 MW.

A energia produzida pelo Parque Eólico depende da velocidade de vento, que é variável no tempo. No entanto, segundo [22] a variação da velocidade do vento pode ser representada pela função de distribuição de probabilidade de Weibull. Esta distribuição, designada pela referência [1], de $h(v)$ é construída com dois parâmetros, o factor de forma, representado pela letra k , e o factor de escala representado pela letra c . A função de distribuição de probabilidade, que garante que a probabilidade do vento ser v durante um determinado intervalo de tempo dada pela equação a4.1.

$$h(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{(k-1)} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad 0 < v < \infty, \quad (\text{a4.1})$$

Por definição de função de probabilidade, a probabilidade que o vento se encontre entre 0 e infinito será 1. Assim a função de probabilidade da velocidade do vento se encontrar entre 0 e ∞ dada pela equação a4.2.

$$\int h.v dv = 1 \quad (\text{a4.2})$$

Segundo [22], a maioria dos sítios possui uma velocidade do vento com uma distribuição de Weibull com factor de forma (k) igual a 2, sendo conhecida como a distribuição de

Rayleigh. O factor de escala (A), corresponde à velocidade média do vento onde o aerogerador se encontra instalado. No cálculo da energia produzida pelo parque eólico da Boneca II foi considerada uma velocidade média para dois dos aerogeradores de 8m/s e para os outros 2 de 9 m/s.

Para o cálculo da energia produzida pelo parque eólico, é necessária a curva de potência do aerogerador em função da velocidade do vento. Os aerogeradores do Parque da Boneca possuem aerogeradores do tipo E70, da Enercon, a sua curva de potência é apresentada na figura A4.1 e pela tabela A4.1.

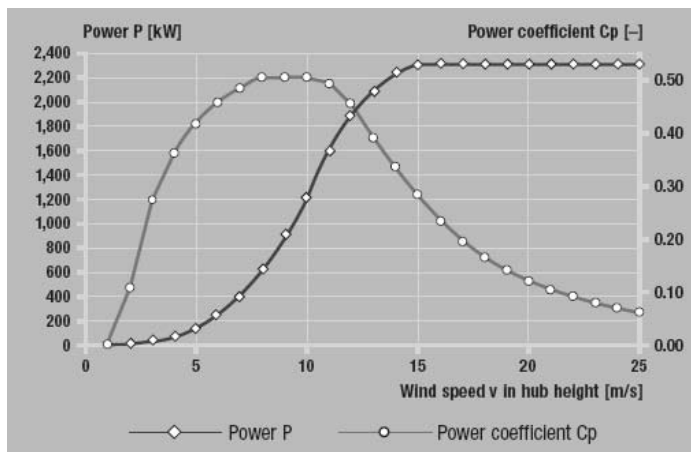


Figura A4.1 - Curva de Potência de um aerogerador do tipo E70.Retirada da referência [23].

Tabela A4.1 – Potência máxima gerada pelo aerogerador em função da velocidade do vento.

V(m/s)	Pmax(kW)
0	0
1	0
2	2
3	18
4	56
5	127
6	240
7	400
8	626
9	892
10	1223
11	1590
12	1900
13	2080
14	2230
15	2300
16	2310
17	2310

95 Cálculo da Energia média anual Produzida pelo Parque Eólico Boneca II

18	2310
19	2310
20	2310
21	2310
22	2310
23	2310
24	2310
25	2310

Tendo os valores de vento e a potência máxima que o aerogerador poderá fornecer naquele intervalo, a probabilidade será o valor médio entre o intervalo v_1 e v_2 . Por exemplo a probabilidade de o vento estar entre v_1 e v_2 , com um factor de forma de dois e um factor de escala A será dada pela equação a4.3.

$$h(\bar{v}) = h(v_2) - h(v_1) \quad (\text{a4.3})$$

A energia média anual produzida por esta velocidade de vento será:

$$E_p(v) = h(\bar{v}) \times \frac{P_2 + P_1}{2} \times 365 \times 24 \quad (\text{kWh}) \quad (\text{a4.4})$$

Para o parque eólico Boneca II a probabilidade de ocorrência do vento e a respectiva energia média produzida será a representada na tabela A2.

Tabela A4.2 –Energia média produzida por cada aerogerador em função da frequência do vento

A	8	9	Energia Produzida (kWh)	
V(m/s)	Distribuição de Weibull			
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1,000	0,016	0,012	0,000	0,000
2,000	0,045	0,036	394,930	314,602
3,000	0,071	0,057	6184,385	4991,226
4,000	0,090	0,074	29175,426	24012,271
5,000	0,102	0,086	81890,887	69181,828
6,000	0,107	0,093	171758,743	149916,998
7,000	0,105	0,095	293606,149	266506,538
8,000	0,097	0,092	436642,219	414872,159
9,000	0,086	0,086	570580,108	571197,372
10,000	0,072	0,077	671169,558	712554,376
11,000	0,059	0,066	722425,610	818710,350
12,000	0,046	0,055	696717,388	848360,425
13,000	0,034	0,045	594140,503	782410,659

96 Cálculo da Energia média anual Produzida pelo Parque Eólico Boneca II

14,000	0,025	0,035	463375,617	664256,619
15,000	0,017	0,027	338125,353	531095,788
16,000	0,011	0,020	230460,674	399226,793
17,000	0,007	0,014	149315,890	287138,854
18,000	0,005	0,010	93226,463	200319,679
19,000	0,003	0,007	56236,086	135904,358
20,000	0,002	0,004	32785,606	89695,544
21,000	0,001	0,003	18478,670	57605,402
22,000	0,000	0,002	10071,322	36009,689
23,000	0,000	0,001	5309,145	21914,594
24,000	0,000	0,001	2707,489	12986,352
25,000	0,000	0,000	1335,932	7494,664
Total			5676114,155	7106677,140

Uma vez que o número de aerogeradores total do parque, a energia média anual produzida pelo parque será dada pela equação a4.5

$$Emp = 2 \times 5,676 + 2 \times 7,107 = 25,56 \text{ GWh} \quad (\text{a4.5})$$

Assim, o parque eólico da Boneca II, produzirá 25,56 GWh anuais, considerando um factor de escala de 8 m/s para dois dos seus aerogeradores e 9m/s para os outros dois aerogeradores e uma distribuição de probabilidade de ocorrência da velocidade de vento de Rayleigh, ou seja, uma distribuição de Weibull com factor de forma igual a dois.