



# Estudo de impacto da geração eólica na fiabilidade de um SEE

Estudante de mobilidade: Borja Pérez Gómez  
B.I.: 53188140L  
Nº de aluno: 2013158176  
Faculdade: Ciências e Tecnologia

# Índice

1. Introdução e objetivos. (III)
  2. Definições: fiabilidade e disponibilidade. Índices de medida. Exemplos. (IV)
  3. Fatores para a geração eólica. (XV)
    - 3.1. Vento. (XVI)
    - 3.2. Distribuição de Weibull. (XVI)
    - 3.3. Distribuição de frequências acumuladas. (XVIII)
    - 3.4. Curva de potência-velocidade do vento. (XIX)
    - 3.5. Horas equivalentes dum aerogerador. (XX)
  4. Componentes (físicos) que podem influir na fiabilidade de um SEE eólico (estatísticas). (XXI)
    - 4.1. Componentes. (XXI)
    - 4.2. Previsão e comportamento em caso de falha. (XXV)
    - 4.3. Estatísticas das falhas dos componentes. (XXX)
  5. Configuração de um parque eólico na rede eléctrica. (XXXV)
    - 5.1. Simulação. (XXXVII)
    - 5.2. Análise de resultados. (XLIII)
  6. Sistema isolado (XLV)
    - 6.1. Simulação. (XLV)
    - 6.2. Análise de resultados. (XLV)
    - 6.3. Instalação de equipamentos de aproveitamento de excesso de potência: Hidrogénio. (XLVI)
  7. Conclusões. (XLVII)
- Anexos. (L)
- Bibliografia. (LXXII)

## 1. Introdução e objetivos

Nesta tese vai-se estudar o impacto na fiabilidade de um sistema eléctrico quando parte ou a totalidade da energia é obtida através de geração eólica. Vão analisar-se duas situações distintas com recurso à simulação: na primeira é um SEE com geração eólica e convencional associado à rede eléctrica em condições meteorológicas reais, e a segunda constará de uma análise do mesmo SEE eólico mas estando isolado e trabalhando também em condições meteorológicas reais.

Mediante estas simulações pretende-se obter dados sobre a fiabilidade do sistema. Além disso, a posterior análise dos resultados das simulações vão ajudar a entender melhor o impacto que os sistemas eólicos têm sobre a rede.

Finalmente far-se-à um estudo sobre as vantagens e desvantagens que envolvem os resultados obtidos e como podemos agir em função deles.

No estudo realizado procura-se analisar o comportamento da rede, tanto ao nível da geração como da distribuição, em função da geração eólica. Além disso, pretende-se conhecer os dados de disponibilidade de uma turbina isolada durante um ano e, em função dos resultados obtidos, estudar como pode-se melhorar a qualidade de serviço e maximizar a eficiência do sistema.

## 2. Definições: fiabilidade e disponibilidade. Índices de medida. Exemplos.

### 2.1. - Conceitos e definições na fiabilidade.

Denomina-se fiabilidade dum equipamento, dispositivo, instalação ou elemento à probabilidade que esse elemento tem para superar um determinado intervalo de tempo de funcionamento sem sofrer nenhuma avaria. Para definir a fiabilidade em termos estatísticos recorre-se a uma variável aleatória não-negativa  $T$ , que representa o *tempo até a falha*. Em consequência, podemos considerar  $T$  como uma variável aleatória definida sobre uma função de densidade de falhas  $f(t)$  ou uma função de distribuição de falhas  $F(t)$ .

Assim, p.e. , suponha-se um fabricante de lâmpadas de incandescência que realiza a prova da falha de 100 lâmpadas, e que obtém os resultados da seguinte tabela:

Intervalos de duração das lâmpadas	Número de lâmpadas queimadas
0 – 1000 horas	20
1001 – 2000 horas	40
2001 – 3000 horas	25
3001 – 4000 horas	15

Tabela 2.1. Duração-falha.

Da representação dos valores da anterior tabela, obtém-se o histograma, que se mostra no gráfico 2.1. , das lâmpadas que se queimaram durante cada intervalo de 1000 horas:

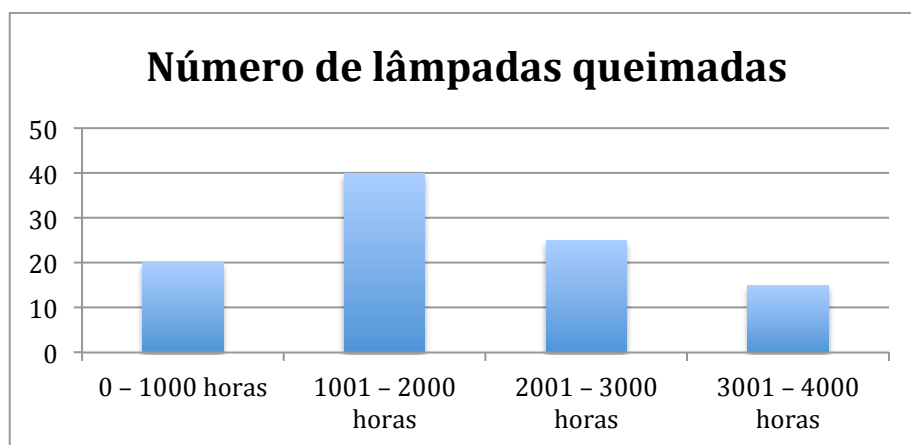


Gráfico 2.1. Histograma de falhas.

O histograma de frequências relativas  $f^*(t)$  que é uma estimacão da função de densidade  $f(t)$ , representa a proporção de lâmpadas que se queimaram durante cada intervalo e representa-se por:

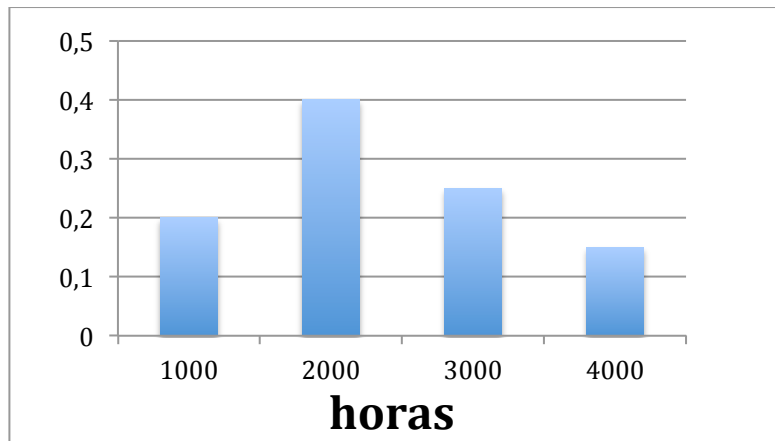


Gráfico 2.2. Histograma de proporção de falhas.

Outra representação dos dados é através do histograma acumulado de frequências relativas  $F^*(t)$  que, como estimacão da função de distribuição  $F(t)$ , representa a proporção de lâmpadas que falharam até um determinado instante  $t$ .

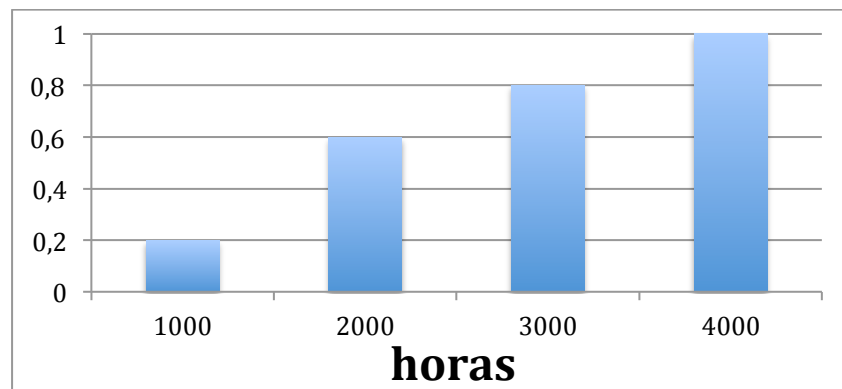


Gráfico 2.3. Histograma de proporção de falhas.

Então, p.e. , se considerar que todas as lâmpadas são do mesmo tipo e que seguem o mesmo padrão de comportamento aleatório relativamente à sua duração  $T$ , pode-se estimar que a probabilidade que tem uma lâmpada para continuar funcionando depois de 2000 horas é de 40%, e a probabilidade que têm para que erraram antes das 2001 horas é do 60%.

E de generalizar o anterior ao caso da função de densidade  $f(t)$ , tem-se que a probabilidade em que uma lâmpada sofra uma falha quando se chegue ao tempo  $t$  é:

Eq.2.1. 
$$F(t) = \Pr(T \leq t) = \int_0^t f(\tau) \cdot d\tau$$

E conseqüentemente, a probabilidade de que uma lâmpada continue a funcionar (não tenha falha) quando se chegue ao tempo  $t$  é de:

Eq.2.2. 
$$R(t) = 1 - F(t) = \Pr(T > t) = \int_t^{\infty} f(\tau) \cdot d\tau$$

O valor de  $R(t)$  denomina-se *fiabilidade* do elemento no tempo  $t$  e a função  $R$ , fiabilidade do elemento, equipamento ou instalação, e em conseqüência, a função de

densidade  $f(t)$  pode-se expressar por:

$$\text{Eq.2.3.} \quad f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = -\frac{dR(t)}{dt}$$

Outra variável de interesse na teoria da fiabilidade é a *taxa de falhas num intervalo*, que se define como a probabilidade de falha condicionada à idade do elemento. Deste modo, matematicamente a taxa de falha tem-se, para um intervalo  $[t, t+\Delta t]$  por:

$$\text{Eq.2.4.} \quad \Pr(T \in [t, t + \Delta t] / T > t) = \frac{\Pr(T \in [t, t + \Delta t])}{\Pr(T > t)}$$

No exemplo das lâmpadas, a taxa de falha num determinado intervalo de tempo determina-se pelo quociente entre o número de lâmpadas que se avariaram e as lâmpadas funcionais. Deste modo, para a mostra de 100 lâmpadas, a taxa de falha resulta:

Intervalos de duração das lâmpadas	Número de lâmpadas queimadas	Lâmpadas funcionais	Taxa de falha
0-1000	0,20	1,00	0,2
1001-2000	0,40	0,80	0,5
2001-3000	0,25	0,40	0,625
3001-4000	0,15	0,15	1,00

Tabela 2.2. Taxa de falhas.

A variável taxa de falha instantanea  $\lambda(t)$  ou, também denominada simplesmente taxa de falhas, define-se como o limite da taxa de falhas dum intervalo quando o intervalo tende para zero, e pode expressar-se matematicamente por:

$$\text{Eq.2.5.} \quad \lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\Pr(t < T \leq t + \Delta t / T > t)}{\Delta t}$$

Onde o numerador define-se como a probabilidade que se produza uma falha no intervalo  $\Delta t$ , condicionada a que no tempo  $t$ , o elemento não tenha sofrido nenhuma falha.

Da teoria das probabilidades condicionadas, a anterior expressão pode-se transformar em:

$$\text{Eq.2.6.} \quad \lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\Pr(t < T \leq t + \Delta t / T > t)}{\Delta t} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\Pr(t < T \leq t + \Delta t / T > t)}{\Delta t} \cdot \frac{1}{\Pr(T > t)} = \frac{f(t)}{R(t)}$$

Se substituir a função de densidade  $f(t)$  pela sua relação com  $R(t)$  tem-se:

$$\text{Eq.2.7.} \quad \lambda(t) = -\frac{1}{R(t)} \cdot \frac{dR(t)}{dt}$$

Da resolução da anterior equação diferencial, com  $R(0)=1-F(0)=1$ , resulta a expressão da função de fiabilidade com respeito à taxa de falha:

Eq.2.8. 
$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(\tau) \cdot d\tau}$$

Deste modo, a função de densidade fica determinada univocamente por:

Eq.2.9. 
$$f(t) = \lambda(t) \cdot R(t) = \lambda(t) \cdot e^{-\int_0^t \lambda(\tau) \cdot d\tau}$$

A expressão anterior permite estudar certas características de interesse na análise de fiabilidade. Por exemplo, para taxas de falha crescentes, como ocorre no exemplo das lâmpadas, a função de densidade e sua curva é em forma de sino. Por outro lado, se a taxa de falha é constante, a função de densidade da população é exponencial.

## 2.2. - Modelo conceptual da taxa de falhas. A curva de banheira.

A relação estabelecida entre a taxa de falhas e a função de densidade é uma das equações fundamentais na análise da fiabilidade de sistema. Por isso, a seguir estabelecem-se algumas considerações sobre o comportamento da taxa de falhas que a prática tem demonstrado que caracterizam os sistemas e equipamentos.

A experiência estabelece que as taxas de falhas de amostras de populações de componentes ou equipamentos elétricos e eletrônicos, seguem uma forma característica que se conhece como a *curva de banheira* (bathtub curve) que se mostra na figura 2.1., devido a apresentar uma primeira área onde a taxa é decrescente (denominada *infância*), outra segunda com um valor constante (denominada *vida útil*) e a terceira com a taxa crescente (denominada *velhice, período de desgaste* ou *fadiga*).

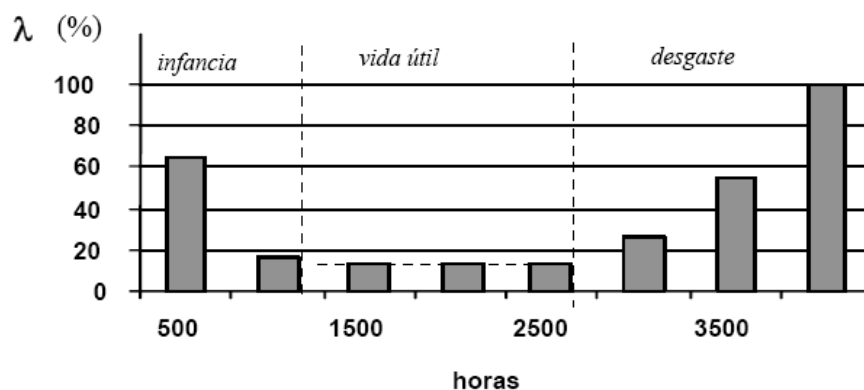


Figura 2.1. Representação da curva de banheira. Ref: "Fiabilidad de las redes eléctricas" Pág 5. José Cidras Pidre. Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Vigo.

As falhas no período infantil estão ligadas à existência na população de elementos anormais, com fortes defeitos que fazem inviável a sua sobrevivência depois dum curto espaço de tempo. Para eliminar estes elementos geralmente é feito o controlo de qualidade denominado de *purga* (burn-in) que consiste em submeter o elemento a um

período de funcionamento antes de considerá-lo bom. Se este período de tempo coincide com o da infância, a mostra sobrevivente só apresentará o período de vida útil e o de velhice. As funções de densidade que se encaixam melhor a este período de infância, com taxa de falhas decrescente, são as Gamma e a de Weibull.

O período de vida útil corresponde à área onde existem elementos sem defeitos iniciais e que não estão ainda afetados pelo desgaste próprio da velhice. As falhas neste período de vida útil considera-se que se devem ao azar e o seu valor é proporcional ao número de elementos sobreviventes; o qual significa que a sua taxa de falhas é constante e em consequência, a sua função de densidade é exponencial.

À medida que aumenta o tempo de funcionamento dos componentes sobreviventes da população, estes sofrem um desgaste dos materiais e elementos estruturais. Em consequência, é de aguardar que a sua taxa de falhas aumente com o desgaste e, por isso, com o tempo. Por isso o nome deste período, no que aumenta a taxa de falhas, é: período de desgaste ou de fadiga. As funções de densidade que se correspondem com este período, com taxa de falhas crescente, são as distribuições Normais e algumas de Weibull.

Evidentemente, a função de densidade  $f(t)$  correspondente à curva de taxa de falhas apresenta à sua vez três áreas claramente diferenciadas: fortemente decrescente na área de taxas decrescentes, exponencial para  $\lambda$  constante e em forma de sino para taxas crescentes.

No estudo da fiabilidade aplicado a redes elétricas que se está a descrever aqui, considera-se, como é usual, que os elementos, instalações ou equipamentos encontram-se no período denominado por *vida útil* ( $\lambda$ =constante), e pelo tanto, a fiabilidade fica matematicamente expressada na função:

Eq.2.10. 
$$R(t) = e^{-\lambda \cdot t}$$

E, em consequência, a função de densidade  $f(t)$  virá:

Eq.2.11. 
$$f(t) = -\frac{dR(t)}{dt} = \lambda \cdot e^{-\lambda \cdot t}$$

A função de densidade  $f(t)$  é do tipo exponencial, e é típica na análise de fiabilidade sobretudo nos sistemas reparáveis muito complexos sem redundância dominante, como ocorre nas redes elétricas.

### 2.3. Fiabilidade de um sistema série.

A fiabilidade total  $R(t)$  de um sistema composto por  $m$  elementos independentes em série com fiabilidade  $R_i(t)$  tem-se, de acordo com a lei de probabilidades, por:

Eq.2.12. 
$$R(t) = \prod_i R_i(t)$$

É dizer, a probabilidade de sobrevivência do sistema no instante  $t$  requer que sejam operativos em  $t$  todos os seus elementos constitutivos. Esta denominada configuração



serie pode esquematizarse pelo diagrama de blocos da figura 2.2. :

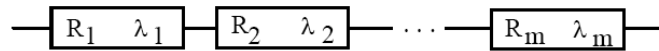


Figura 2.2. Representação sistema série I. Ref: "Fiabilidad de las redes eléctricas" Pág 6. José Cidras Pudre. Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Vigo.

Quando todos os elementos apresentam uma função de distribuição exponencial, como ocorre nas redes eléctricas, a fiabilidade do sistema pode-se expressar por:

Eq.2.13. 
$$R(t) = \prod_i e^{-\lambda_i t} = e^{-\sum_i \lambda_i t} = e^{-\lambda t}$$

Onde:

$\lambda_i$  é a taxa de falha do elemento  $i$  do sistema série.

$\lambda$  é a taxa de falha do sistema completo, que se define por:  $\lambda = \sum_i \lambda_i$

Deste modo, tem-se que a fiabilidade do sistema série é equivalente a um “elemento” com uma taxa de falha soma das taxas de falha dos  $m$  elementos em serie. Mediante diagramas de blocos, o sistema série pode-se definir por:

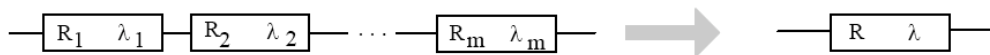


Figura 2.3. Representação sistema série II. Ref: "Fiabilidad de las redes eléctricas" Pág 7. José Cidras Pudre. Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Vigo.

## 2.4. Fiabilidade de um sistema paralelo.

A fiabilidade total  $R(t)$  dum sistema composto por  $m$  elementos independentes em paralelo de fiabilidade  $R_i(t)$  tem-se, de acordo com a lei de probabilidades, por:

Eq.2.14. 
$$R(t) = 1 - \prod_i (1 - R_i(t))$$

É dizer, a probabilidade de sobrevivência do sistema no instante  $t$  precisa que seja operativo em  $t$  um solo elemento. Esta denominada configuração paralelo pode esquematizarse pelo diagrama de blocos da figura 2.4. :

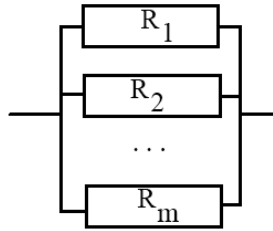


Figura 2.4. Representação sistema paralelo. Ref: "Fiabilidad de las redes eléctricas" Pág 7. José Cidras Pidre. Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Vigo.

Quando todos os elementos apresentam uma função de distribuição exponencial, como ocorre nas redes eléctricas, a fiabilidade do sistema pode-se expressar por:

$$\text{Eq.2.15} \quad R(t) = 1 - \prod_i (1 - e^{-\lambda_i t})$$

Onde:

$\lambda_i$  é a taxa de falha do elemento  $i$  do sistema em serie anterior.

Para a configuração paralelo não é possível encontrar uma expressão da fiabilidade do sistema do mesmo tipo que a função de distribuição dos elementos, como ocorre com a configuração série.

## 2.5. Definição da disponibilidade e indisponibilidade média de um elemento.

Os componentes duma rede eléctrica costumam ter algumas diferenças relativamente ao exemplo das lâmpadas. Por exemplo, os elementos duma rede costumam ter um periodo de funcionamento e de reparação, de tal modo que um elemento da rede, p.e. uma linha, pode estar operando num determinado tempo  $T$ , falhar, estar fora de serviço para a sua reparação um tempo  $t$  e depois colocar-se outra vez em serviço. Este processo repete-se ciclicamente ao longo do tempo. De acordo com a teoria descrita, os intervalos  $T$  estão associados à variável estatística tempo até a falha, e se obtém a partir da função de fiabilidade  $R(t)$ . Enquanto os tempos de reparação  $t$  correspondem-se com os tempos em que se realiza a reposição do elemento e estão associados a uma função de distribuição específica para essa tarefa.

Por outro lado, na análise de fiabilidade de redes eléctricas costumam ser usuais alguns termos de fiabilidade específicos, como: valores médios de tempo entre falhas, tempo de reparação e tempo de indisponibilidade do serviço. A seguir, sobre um simples exemplo definir-se-ão estes termos mais usuais na análise da fiabilidade de redes eléctricas.

Gráficamente a situação dum componente, p.e., de uma linha, em uma rede eléctrica pode ser a que se mostra na figura 2.5, onde ciclicamente se apresentam os intervalos de funcionamento e de reparação da linha durante um tempo  $T$ .

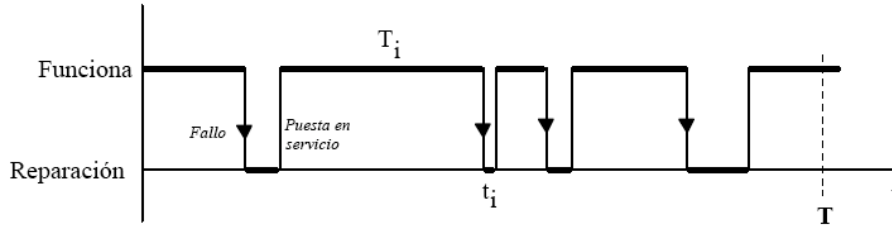


Figura 2.5. Gráfica de intervalos de funcionamiento (exemplo “linha”). Ref: "Fiabilidad de las redes eléctricas" Pág 8. José Cidras Pidre. Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Vigo.

Para o exemplo do gráfico tem-se que:

$n$  é o número de falhas durante o tempo  $T$ .

Tempo total em operação:  $\sum_i T_i$

Tempo total em não-operação:  $\sum_i t_i$

Disponibilidade média:  $A = \frac{\sum_i T_i}{\sum_i (T_i + t_i)}$

Indisponibilidade média:  $U = \frac{\sum_i t_i}{\sum_i (T_i + t_i)} = 1 - A$

Tempo médio até à falha (mean time to failure MTTF):  $MTTF = \frac{\sum_i T_i}{n} = \frac{1}{\lambda}$

Tempo médio de reparação (mean time to repair MTTR):

$$MTTR = \frac{\sum_i t_i}{n} = \frac{1}{\mu} = r$$

Tempo médio entre falhas (mean time between failures MTBF):

$$MTBF = \frac{\sum_i (T_i + t_i)}{n} = \frac{1}{\mu} + \frac{1}{\lambda}$$

Das anteriores expressões tem-se que para  $\mu \gg \lambda$ :

$$\text{Disponibilidade média: } A = \frac{\sum_i T_i}{\sum_i (T_i + t_i)} = \frac{MTTF}{MTBF} = \frac{1}{1 + \frac{\lambda}{\mu}} \approx 1 - \frac{\lambda}{\mu} = 1 - \lambda \cdot r$$

$$\text{Indisponibilidade média: } U = \frac{\sum_i t_i}{\sum_i (T_i + t_i)} = 1 - A \approx \frac{\lambda}{\mu} = \lambda \cdot r$$

## 2.6. Fiabilidade e índices de qualidade de serviço.

Existe um objetivo que costuma ser comum a todas as companhias elétricas pelas características de monopólio natural em algumas funções e de serviço de interesse geral que representa o abastecimento de energia elétrica. Este objetivo é a qualidade de serviço, e sua quantificação realiza-se mediante os denominados índices de qualidade de serviço. Basicamente estes índices estabelecem-se a partir dos tempos de

indisponibilidade, o número de interrupções do serviço e a energia que se deixa de fornecer. Ainda que este tipo de índices se possam definir também considerando as interrupções programadas por razões de manutenção, estas não têm interesse pelo seu valor determinístico considerando-se apenas as interrupções imprevistas e de carácter aleatório.

Geralmente as companhias realizam o cálculo dos índices à posteriori, quer dizer depois dum prazo de tempo (p.e. um ano). As companhias podem usar os índices de fiabilidade calculados para a sua rede para conceber políticas de manutenção/renovação, de expansão/reforço ou de automatização que permitam melhorar a qualidade de serviço ou os resultados económicos.

Os índices mais usuais na análise da qualidade de serviço de redes eléctricas num periodo de tempo determinado são:

- TIEPI: Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada
- TIEB: Tempo de Interrupção Equivalente de Cliente de Baixa tensão
- NIEPI: Número de Interrupções Equivalentes da Potência Instalada
- NIEB: Número de Interrupções Equivalentes de Clientes de Baixa tensão
- ENF: Energia Não Fornecida
- Número de incidências (interrupções)

As denominações que se usam para os índices costumam expressar-se independentemente para redes de transporte (Anexo 2.1.) e para redes de distribuição (Anexo 2.2.) sendo os dados recolhidos ao longo dum período de funcionamento da rede. No entanto, é possível determinar os índices de qualidade de uma rede a partir da análise de fiabilidade de redes descrita (dos componentes que definem a rede); para isso é necessário considerar as seguintes equivalências:

Tempo de interrupção coletado= Indisponibilidade em h/ano estimado  
Número de interrupções coletados = Número de falhas/ano estimado

A seguir apresentam-se as expressões de cada um dos índices:

**TIEPI:** Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada:

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^N S_i \cdot t_i}{S_T} \text{ (horas/ano)}$$

Onde:

N é o número total de nodos na rede (nestes nodos ou nós estão apenas quantificados os nós com consumo associado).

$S_i$  é a potência aparente instalada no nó i.

$S_T$  é a potência aparente total instalada (soma de todas as potências).

$t_i$  é o tempo acumulado de interrupções no nó i em horas respeito ao ano (8760h).

**TIEB:** Tempo de Interrupção Equivalente de Cliente de Baixa tensão:

$$TIEB = \frac{\sum_{i=1}^N N_i \cdot t_i}{N_T} \text{ (horas/ano)}$$

Onde:

N é o número total de nós na rede.

$N_i$  é o número de clientes que se abastecem a partir do nó  $i$ .

$N_T$  é o número total de clientes.

$t_i$  é o tempo acumulado de interrupções no nó  $i$  em horas respeito ao ano (8760h).

**NIEPI:** Número de Interrupção Equivalente da Potência Instalada:

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^N S_i \cdot I_i}{S_T} \text{ (interrupções/ano)}$$

Onde:

$N$  é o número total de nós na rede.

$S_i$  é a potência aparente instalada no nó  $i$ .

$S_T$  é a potência aparente total instalada (soma de todos os consumos).

$I_i$  é o número acumulado de interrupções no nó  $i$ .

**NIEB:** Número de Interrupção Equivalente de Clientes de Baixa tensão:

$$NIEB = \frac{\sum_{i=1}^N N_i \cdot I_i}{N_T} \text{ (interrupções/ano)}$$

Onde:

$N$  é o número total de nós consumo na rede.

$N_i$  é o número de clientes no nó  $i$ .

$N_T$  é o número total de clientes.

$I_i$  é o número acumulado de interrupções no nó  $i$ .

**ENF:** Energia Não Fornecida:

$$ENF = TIEPI \cdot P \text{ (MW} \cdot \text{h/ano)}$$

Onde:

$P$  é a potência média anual em MW, definida por  $P=EF/8760$

$EF$  é a energia fornecida anual em MW·h

**K:** Número de Incidências:

$$K = \sum_{i=1}^N I_i \text{ (interrupções/ano)}$$

Onde:

$N$  é o número total de nós na rede.

$I_i$  é o número acumulado de interrupções no nó  $i$ .

Actualmente, excepto para certos clientes singulares, os índices de qualidade descritos têm o objetivo de quantificar a qualidade de serviço em condições de funcionamento da rede, à excepção do índice ENF que pode ter uma valorização económica sem mais que ter que multiplicar o valor do ENF pelo preço da energia (ou por um outro custo associado ao não fornecimento); denominando CENF (Custo da Energia Não Fornecida).

A expressão que permite calcular a ENF, é:

**ENF:** Energia Não Fornecida:

$$ENF = \sum_{i=1}^N P_i \cdot U_i \text{ (MW} \cdot \text{h/ano)}$$

Onde:

$P_i$  é a potência activa média anual no nó  $i$  em MW.

$U_i$  é a indisponibilidade existente no nó  $i$  em horas/ano.

### Exemplo de cálculo de Índices de Qualidade de Serviço:

A seguir com a finalidade de concretizar os índices definidos, descreve-se um simples exemplo numérico. O exemplo consiste em determinar a qualidade do fornecimento de energia nos nós B e C do sistema da figura 2.11. Para isso considera-se o gerador conectado ao nó A com uma fiabilidade um (100%), as linhas com as taxas de falha que se expressam na tabela e os consumos que se especificam na figura 2.11. Considera-se que é possível a alimentação do consumo B com a linha 2 fora de serviço.

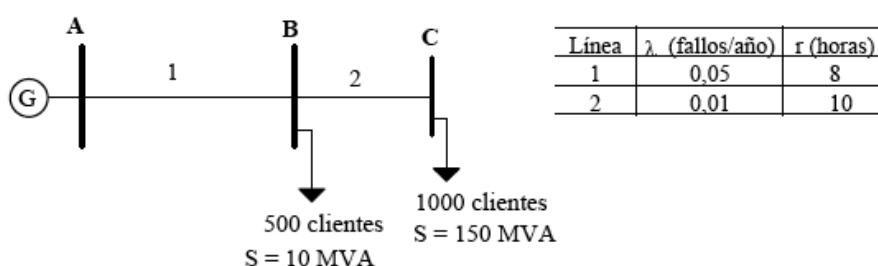


Figura 2.6. Representação de uma rede com consumos e dados de falhas das linhas. Ref: "Fiabilidad de las redes eléctricas" Pág 21. José Cidras Pídre. Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Vigo.

Os termos da fiabilidade da rede do exemplo são:

Indisponibilidade do nó B:

$$U_B = \lambda_1 \cdot r_1 = 0,4 \text{ (h/ano)}$$

Taxa de falha do nó C:

$$\lambda_C = \lambda_1 + \lambda_2 = 0,06 \text{ (falhas/ano)}$$

Indisponibilidade do nó C:

$$U_C = \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2 = 0,5 \text{ (h/ano)}$$

Tempo medio de reparação do nó C:

$$r_c = \frac{U_c}{\lambda_c} = \frac{0,5}{0,06} = 8,33 \text{ h}$$

$$\text{TIEPI} = \frac{\sum_{i=1}^N S_i \cdot t_i}{S_T} = \frac{10 \cdot 0,4 + 150 \cdot 0,5}{160} = 0,49 \text{ (horas/ano)}$$

$$TIEB = \frac{\sum_{i=1}^N N_i \cdot t_i}{N_T} = \frac{500 \cdot 0,4 + 1000 \cdot 0,5}{1500} = 0,47 \text{ (horas/ano)}$$

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^N S_i \cdot I_i}{S_T} = \frac{10 \cdot 0,05 + 150 \cdot 0,06}{160} = 0,059 \text{ (interrupções/ano)}$$

$$NIEB = \frac{\sum_{i=1}^N N_i \cdot I_i}{N_T} = \frac{500 \cdot 0,05 + 1000 \cdot 0,06}{1500} = 0,056 \text{ (interrupções/ano)}$$

$$ENF = TIEPI \cdot P = 0,49 \cdot 95,2 = 46,65 \text{ (MW}\cdot\text{h)/ano}$$

Onde:

$$P = P_B + P_C = S_B \cdot \cos\phi + S_C \cdot \cos\phi \cdot f_c = 5,95 + 89,25 = 95,2 \text{ MW}$$

$$\cos(\phi) = 0,85$$

$$f_c \text{ (factor de carga)} = 0,7$$

E pelo outro método:

$$ENF = P_B \cdot U_B + P_C \cdot U_C = 5,95 \cdot 0,4 + 89,25 \cdot 0,5 = 47,01 \text{ (MW}\cdot\text{h)/ano}$$

$$K = \sum_{i=1}^N I_i = 0,11 \text{ (interrupções/ano)}$$

### 3. Fatores para a geração eólica.

#### 3.1. Vento.

Nos últimos anos as fontes renováveis de energia, como é neste caso a energia eólica, tem estado na linha da frente nos planos de desenvolvimento dos sistemas eléctricos. Isto é devido principalmente à preocupação da diminuição das reservas dos combustíveis fósseis, e o impacto no meio ambiente dos sistemas convencionais. O recurso da geração eólica é o vento. O vento é uma fonte inesgotável e ecologicamente 100% limpa.

Um problema importante e, por isso, um grande obstáculo para que o vento se use como única fonte de geração num sistema, é o fato de ser um tipo de geração intermitente e difusa. No entanto, o bom funcionamento dos parques eólicos instalados até a data é um estimulante para saber que a energia eólica é uma opção prometedora. A simulação da energia eólica é mais complexa que a da energia convencional. Isto é devido a que a geração eólica, como se tem dito antes, é intermitente e difusa, pelo que é mais instável. Esta dificuldade é devida em maior medida ao seu principal fator, o vento; e mais concretamente, a velocidade do vento.

O vento é um recurso natural, pelo que é muito difícil prever a sua velocidade com exatidão. Estatisticamente a frequência dos valores de vento, para um lugar geográfico e durante um tempo de estudo, segue uma distribuição específica, chamada distribuição de Weibull.

#### 3.2. Distribuição de Weibull.

As distribuições mais utilizadas para representar as direcções e velocidades do vento são: a distribuição por rumos de direcção e a distribuição por frequências de velocidades.

A primeira para este projecto não se terá em conta. A segunda, o estudo da distribuição de frequências das velocidades, ou seja, a distribuição de probabilidade de velocidade de vento, resulta imprescindível para determinar o potencial eólico disponível. Além disso, ao utilizar uma representação analítica para a distribuição de probabilidade de velocidade de vento pode oferecer certas vantagens em determinadas localizações. Como tem-se indicado anteriormente, a expressão analítica mais usada em estudos de recurso eólico para representar a probabilidade de velocidade de vento é a distribuição de Weibull que, em função dos dois parâmetros que a definem, permite a avaliação de várias propriedades importantes das características do vento, como por exemplo a probabilidade de que existam velocidades de vento superiores a uma determinada, a velocidade média, assim como uma estimação da energia produzível no ponto de interesse, ao comparar a sua distribuição de Weibull associada com a curva de potência do aerogerador estudado.

A expressão matemática da função de densidade da distribuição tem a seguinte forma:



Eq.3.1

$$f(x) = \begin{cases} \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{x}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{x}{A}\right)^k} & x \geq 0 \\ 0 & x < 0 \end{cases}$$

Onde, o parâmetro de escala A (m/s), nos dá o valor de velocidade média, e o parâmetro de forma k (adimensional), que nos dá uma ideia de quanto estreita ou inclinada até a esquerda (até o zero) é a curva.

Na figura 3.1. mostram-se cinco exemplos de curvas de densidade de probabilidade de Weibull, onde se pode ver diferentes comportamentos do vento para os distintos parâmetros de forma e escala.

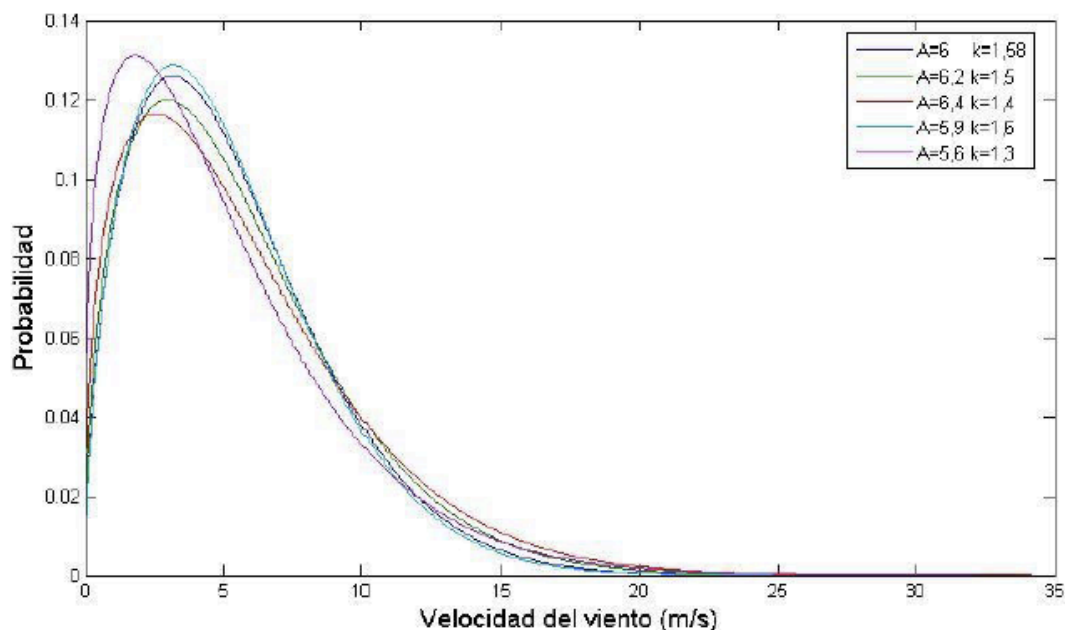


Figura 3.1. Curvas de densidade de probabilidade de Weibull. Ref: Global Wind Energy: “Global Wind Report: Annual market updated 2011”

Na figura 3.1. , estão representadas as probabilidades (eixo y) das velocidades do vento (eixo x) para varias localizações (dependendo do fator de forma e escala). Analizando as curvas, observa-se que as distribuições das velocidades do vento não são simétricas para nenhuma das curvas. As vezes terão velocidades de vento muito altas (20-25 m/s), mas são muito raras. Por outro lado, as velocidades do vento entre 4 e 6 m/s são as mais comuns já que é onde se concentram a maior quantidade de pontos.

Se falamos da parte estatística, a área baixo a curva sempre vale exactamente 1, já que a probabilidade do vento soprar a qualquer das velocidades, incluindo o zero, deve ser do 100%.

Se somamos as frequências da anterior curva por ordem, obtem-se a curva das frequências das velocidades do vento acumuladas.

### 3.3. Distribuição de frequências acumuladas.

A função de frequências acumuladas de Weibull  $F(x)$  dá a probabilidade de uma velocidade do vento, seja igual ou menor que 'x'. A sua expressão matemática obtém-se integrando  $f(x)$ , resultando:

$$\text{Eq.3.2} \quad F(x) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{A}\right)^k} \quad \text{Para } x > 0, \text{ sendo nula para } x < 0.$$

Na figura 3.2. mostram-se exemplos de curvas de frequências acumuladas para os mesmos valores de escala e forma que na figura anterior.

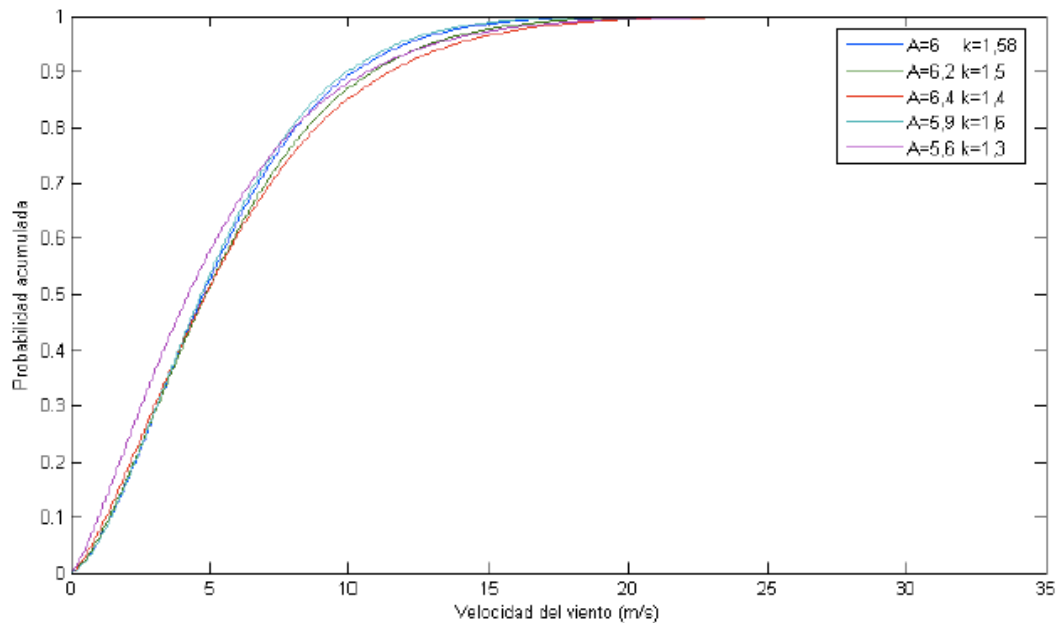


Figura 3.2. Curvas de frequências acumuladas. Ref: Global Wind Energy: “Global Wind Report: Annual market updated 2011”

Da figura 3.2. obtém-se que, se temos um valor de probabilidade acumulada igual a 0,5 correspondente com um valor de velocidade do vento em torno aos 4 e 5 m/s, a metade dos valores estão por baixo e a outra metade estão por cima de essa gama de velocidades. Pelo tanto o valor velocidade do vento que coincida com um valor de probabilidade do 50%, será a mediana da distribuição.

Todos estes valores de velocidade têm-se que converter em valores de potência elétrica, isto realiza-se mediante a curva de potência (MW) com a da velocidade do vento (m/s) que tem cada aerogerador.

### 3.4. Curva de potência-velocidade do vento.

Um parque eólico contém um número de aerogeradores determinado, que convertem a velocidade do vento em potência elétrica. Cada aerogerador, dependendo do fabricante, tem umas características distintas.

Entre essas características está a curva da potência com a velocidade do vento (PV). Esta curva dá-nos um valor da potência em função do valor da velocidade do vento que tivesse coletado.

A seguir, expõe-se um exemplo dumas curvas obtidas do estudo que se está a realizar dos diferentes aerogeradores do parque estudado (Empresa Sotavento, Galicia):

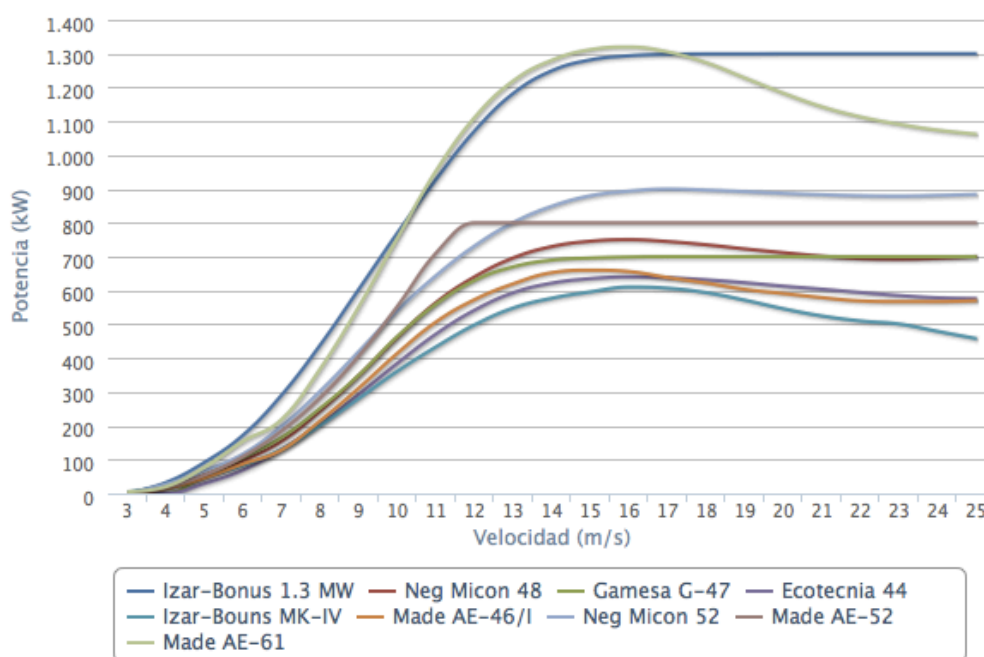


Figura 3.3. Curva de potencia em função do vento num parque eólico. Ref: <http://www.sotaventogalicia.com/es/area-tecnica/instalaciones-eolicas/caracteristicas-maquinas>

Fazendo uma análise da figura 3.3. , pode-se ver que a potência do aerogerador é nula até uma velocidade mínima ao de arranque de 3 m/s. A partir de aí cresce rapidamente (aproximadamente como o cubo da velocidade) crescendo assim mesmo o regime de rotação do rotor. Ao chegar o vento a uma velocidade em torno aos 12 m/s começam a atuar os mecanismos de limitação e a potência de saída mantém-se constante. A esta potência se lhe denomina de desenho ou nominal e mantém-se até os 25 m/s. De esse valor para a frente, a potência de saída anula-se desligando-se a turbina. Neste tramo atuam os mecanismos de protecção, frenando o rotor por motivos de segurança.

Há que destacar que as curvas de potência obtêm-se a partir de medidas realizadas em campo, onde um anemómetro está situado sobre um mastro relativamente perto do aerogerador (não sobre o mesmo aerogerador nem perto demais, pois o rotor do aerogerador pode criar turbulência, e fazer que a medida da velocidade do vento seja pouco fiável).

### 3.5. Horas equivalentes dum aerogerador.

Outra característica que faz mais real a simulação de energia eólica, é a limitação das horas equivalentes de cada aerogerador. As horas equivalentes supõem a quantidade de horas que, num ano determinado, está o aerogerador funcionando a pleno rendimento (potencia nominal). Podem-se obter medindo a produção anual do aerogerador e dividindo essa quantidade pela potência nominal.

## 4. Componentes (físicos) que influem na fiabilidade de um SEE eólico (estatísticas).

A função dum sistema de energia eólica é transformar a energia cinética do vento em energia elétrica. Isto é conseguido permitindo que a força da energia eólica faça girar o rotor da turbina. A energia eólica é, portanto, transformada em energia mecânica. A energia mecânica proporcionada pelo giro lento do eixo do rotor é transferida para um eixo de alta velocidade, que está ligado a um gerador. No interior do gerador, a energia mecânica de rotação é transformada em energia elétrica. A saída de energia elétrica é então ligada à rede.

A função básica do sistema de energia eólica pode parecer fácil, mas o sistema ainda é muito mais complexo. O desenvolvimento da energia eólica tem sido intensa nos últimos anos e diferentes conceitos e projetos de construção evoluíram. Houve uma movimentação constante para maior desempenho e conseguir uma potência superior. Além da complexidade de negócio, cada fabricante tem basicamente escolhido sua própria maneira de projetar um sistema de turbina eólica. O processo de evolução dentro da empresa de energia eólica mudou as características de alguns dos componentes, mas a ideia básica de transformar a energia eólica em energia elétrica por meio de um gerador ainda é o mesmo.

### 4.1. Componentes.

Os nomes dos componentes são gerais e aplicam-se a quase todos os projetos de turbinas eólicas. A terminologia usada para os componentes cumprem com a mesma terminologia utilizada na indústria da energia eólica. Os componentes do sistema descritos (figura 4.1.) são para um sistema comum com as características básicas.

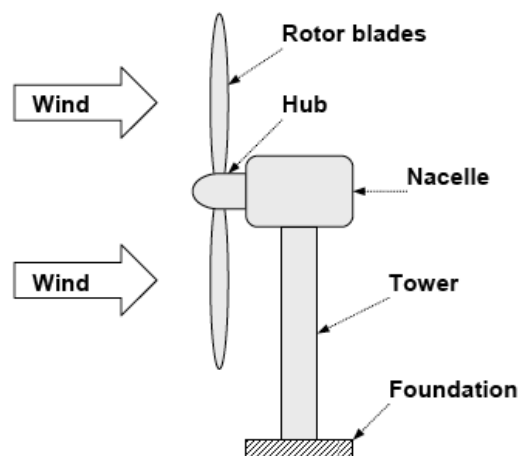


Figura 4.1. Componentes básicos de um sistema de geração de energia eólica. Ref: "Reliability performance and maintenance- A survey of failures in wind power systems" Pág 6. Johan Ribrant.

#### 4.1.1 Pás do rotor e o sistema de pitch.

O vento faz girar as pás do rotor, rodando o eixo dentro da turbina eólica. Existem diferentes modelos das pás, mas, leve e resistente são as características básicas. As pás são geralmente feitas a partir de fibra de vidro. O reforço também pode ser de fibra de carbono ou de madeira laminada. Algumas pás têm avançadas técnicas de proteção contra raios incorporadas nas pás. Outra característica de algumas pás, é o aquecimento no interior delas para ser usado em climas árticos.

O desenho mais comum é um rotor de três pás. Os rotores de duas pás são usadas comercialmente, mas a maioria dos fabricantes preferem produzir rotores com três pás (questões mecânicas como os esforços produzidos pelo vento). O rotor de duas pás gira mais rápido do que um rotor com três pás e pode parecer menos atraente para os olhos.

Intimamente ligados entre si estão as pás do rotor e o sistema de pitch. O objetivo do sistema de pitch é regular a potência de saída a altas velocidades de vento. Isto envolve virar as pás sobre o seu eixo comprido (pitching) para regular a energia extraída a partir do rotor. A regulação por pitch muda a geometria do rotor e isso implica o controle ativo do sistema para detectar a posição da pá, medir a potência de saída e para instruir mudanças de passo das pás. O ângulo de pitching é controlado pelo sistema de controle, e é geralmente regulada por um sistema hidráulico, ainda que os motores elétricos também são usados para tal fim. Nem todas as turbinas eólicas usam a técnica de pitching; algumas baseiam-se em outras técnicas para regular a potência de saída.

A regulação por pitch também torna possível iniciar mais suave a turbina assim como o vento vai aumentando de velocidade. Desde que o pitching oferece uma melhor regulação, as turbinas maiores viram-se favorecidas. O impulso do rotor sobre a torre e a fundação ('foundation' na figura 4.1.) é inferior para turbinas reguladas por pitch e isto permite a redução do material e do peso.

#### 4.1.2. Cabine.

A cabine ('hub' na figura 4.1.) é definida separadamente nas estatísticas de falha, mas é classificada como uma parte da estrutura. Para a completa compreensão da estrutura da planta de energia eólica, a cabine é mostrada separadamente na figura 4.2. A cabine é a construção centrada, que liga as pás para o eixo principal. Geralmente é feito de ferro fundido. Dentro da cabine há um equipamento elétrico e mecânico para controlar as pás.

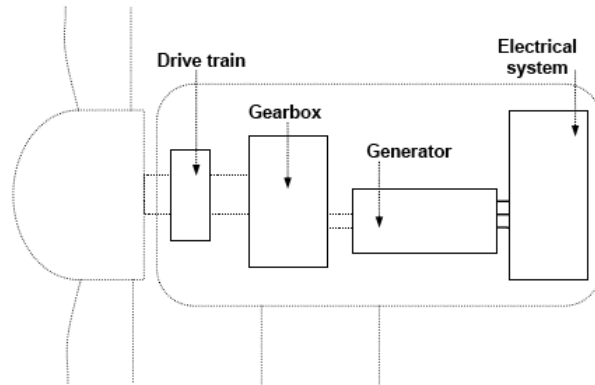


Figura 4.2. Cabine e seus componentes. Ref: "Reliability performance and maintenance- A survey of failures in wind power systems" Pág 8. Johan Ribrant.

#### 4.1.3. Estrutura - Torre, Fundação e cabine.

A estrutura é constituída pela torre, a cabine e o rotor que carrega. Geralmente, é preferível ter uma torre alta, já que a velocidade do vento aumenta mais afastado do solo. Ao examinar as estatísticas de falha verifica-se que o componente "estrutura" geralmente inclui a fundação abaixo da torre e a cabine. A cabine é a carcaça para as engrenagens e o gerador eléctrico, na parte superior da torre (figura 4.2.).

#### 4.1.4. O trem de acionamento

O trem de accionamento consiste, basicamente, no eixo e os rolamentos e, ocasionalmente, numa embraiagem entre a caixa de velocidades e a gerador. Na figura 4.2. o trem de accionamento é representado por uma única 'caixa', mas na realidade são os eixos de interligação entre a nacela, a caixa de velocidades e o gerador. O eixo passa para a nacela, onde as pás estão ligadas, e liga-se à caixa de velocidades. O eixo gira com velocidade baixa e precisa ser engranado para aumentá-la, o que é feito na caixa de velocidades. Do outro lado da caixa de engrenagens a eixo de giro de alta velocidade sai para o gerador. Outra maneira de projetar a turbina é implementando o principal rolamento diretamente na caixa de velocidades.

#### 4.1.5. A caixa de velocidades.

A caixa de velocidades transforma revoluções de baixa velocidade do rotor em rotações de alta velocidade. Para transformar a baixa velocidade de rotação de cerca de 30 rpm a 1500 rpm, geralmente são necessárias três fases. Neste momento a solução comum é a utilização duma engrenagem planetária de fase que tem a característica de ser muito compacta. Através de um eixo de alta velocidade a caixa de velocidades é, então, ligada a um gerador eléctrico. O rotor de revolução de alta velocidade de cerca de 1500 rpm é um requisito para a transformação de energia rotacional à energia elétrica de boa frequência. Menor velocidade de rotação é necessária se o gerador tem mais pares de pólos.

#### 4.1.6. Gerador

O tipo de gerador usado na turbina de vento varia, mas geralmente é um gerador de indução ou um gerador de indução alimentados duas vezes. O gerador transforma a energia de rotação em energia elétrica. O gerador está ligado ao sistema elétrico e fornece a energia transformada para o sistema elétrico.

#### 4.1.7. Sistema elétrico

A energia elétrica geralmente tem que ser controlada de diferentes formas dependendo da quantidade de potência ativa e reativa, tensão e fase. Projetos modernos deixam a potência de saída do gerador passar por um conjunto de componentes eletrônicos para poder controlar a potência e a frequência antes de fornecê-la à rede.

#### 4.1.8. Sistema de controle.

O sistema de controle é constituído por um computador principal dentro da nacela ou na estrutura da torre. A unidade de comando examina a potência de saída, direção de vento e controla as configurações para que o pitch e o yaw possa ser otimizado. O sistema de controle é conectado a vários sensores dentro da estrutura. Este sistema de controle não deve ser confundido com os sistemas de monitoramento de condições. A função do sistema de controle é apenas para supervisionar o sistema de modo que o desempenho seja otimizado, a segurança do sistema seja mantida e as alarmes sejam relatadas no caso de algum sinal do sensor estiver acima de um valor limite. Nos parques eólicos maiores, os sistemas de controle de diferentes turbinas são monitorados por um centro de operações.

#### 4.1.9. Sensores

Numa turbina típica, há cerca de 30 a 50 sensores de monitoramento. As turbinas mais modernas têm mais sensores, cerca de 2000. Estes sensores incluem equipamentos de medição de vento, bem como sensores de temperatura, direção do vento, vibrações, revoluções, torção do cabo, etc... Os sensores são conectados ao sistema de controle. Se um sistema de controle é instalado numa turbina, alguns sensores podem ser compartilhados e alguns precisam ser independentes. Para a condição de monitoramento mais básica, ou seja, o monitoramento da vibração da caixa de engrenagens são necessários apenas cerca de oito pontos de medição.

#### 4.1.10. Os freios mecânicos.

Os freios mecânicos são essenciais por razões de segurança. Durante ventos fortes ou durante a reparação, é fundamental que estes freios sejam funcionais. O sistema de energia eólica pode utilizar tanto os freios aerodinâmicos como os freios mecânicos. Os freios aerodinâmicos fazem que as pás sejam colocadas numa posição onde a menor força do vento possível é absorvida. O sistema de freio mecânico é constituído por um disco de freio em conjugação com a caixa de velocidades.



#### 4.1.11. O sistema hidráulico.

Os componentes hidráulicos são utilizados na turbina. O pitching, a frenagem e o yawing são recursos dentro da turbina que geralmente dependem de sistemas hidráulicos.

#### 4.1.12. O sistema Yaw.

O sistema yaw é o sistema para controlar como a torre gira, porque, como o vento gira a cabine, precisa de ajustar-se para enfrentar o vento corretamente. Este sistema contém rolamentos, engrenagens, freios e um motor yaw.

### 4.2. Previsão e comportamento em caso de falha.

A manutenção é necessária para quase todos os tipos de máquinas e aplica-se também para o sistema de energia eólica. O tipo de manutenção que é realizada pode ser definida como preventiva ou correctiva.

A manutenção preventiva é realizada em intervalos predeterminados ou de acordo com critérios previamente estabelecidos e destina-se a reduzir a probabilidade de uma falha.

Manutenção correctiva é realizada após uma falha e se destina a reparar o sistema.

Em outras palavras, a manutenção preventiva é realizada antes de uma falha e a correctiva é pré-formada após a falha ocorrer.

Consequentemente, o desafio no planeamento da manutenção é o de decidir sobre quando realizar a manutenção preventiva.



Figura 4.3. Plano de manutenção.

#### 4.2.1. Manutenção corretiva

A manutenção corretiva é definida como a manutenção realizada após o reconhecimento de falhas e a intenção final da manutenção destina-se a colocar o item ou componente num estado no qual ele pode executar a função requerida.

Usar apenas a manutenção corretiva raramente é uma boa solução. Isso significa que se irá executar o seu sistema até que um colapso ocorra. Isto é referido como uma estratégia de avaria.

Com uma estratégia de avaria, a manutenção preventiva é reduzida a um mínimo e o sistema irá ser utilizado, sem que uma grande falha de um componente ocorra, o que irá resultar numa paragem da turbina eólica. Esta estratégia é arriscada, uma vez que as falhas de componentes pequenas e relativamente dispensáveis pode levar a danos consequentes graves. Outro aspecto desta estratégia é que a maioria das falhas dos componentes são susceptíveis de estar relacionados com o estado de carga actual da turbina eólica e também é provável que aconteça durante as condições de carga alta. Isto significa que a desconexão da turbina está relacionado com os períodos de vento elevadas. O tempo de inatividade em tais períodos levará a maior perda de produção. Se a turbina eólica situa-se no mar, a acessibilidade é provável que seja precário durante os períodos de vento forte.

Outra desvantagem desta estratégia é que, quando a reparação é necessária o tempo de inatividade pode ser extenso, desde a logística fica mais complicado e os prazos de entrega das peças de reposição podem ser longos. A estratégia de avaria minimiza o custo para a reparação e manutenção durante a operação.

Sem o conhecimento das consequências de uma falha até que ocorre, faz com que seja impossível calcular os custos das substituições. O tempo de vida do componente é imprevisível e somente uma vez o componente falhou pode ser feita uma avaliação do custo e tempo de vida.

Isto leva a que obtenção de dados teóricos fiáveis seja muito difícil e se tenha que trabalhar com dados proporcionados pela experiência obtida de SEE instalados com anterioridade e a sua posterior recolhida de dados, neste caso de estudo, das suas falhas.

#### 4.2.2. Manutenção preventiva

A manutenção preventiva é definida como a manutenção realizada em intervalos predeterminados ou de acordo com critérios previamente estabelecidos e destina-se a reduzir a probabilidade de falha ou a degradação do funcionamento de um item ou componente.

A manutenção preventiva é realizada regularmente para adiar falhas ou para evitar que as falhas ocorram. Existem dois tipos diferentes de manutenção preventiva; a manutenção programada e a manutenção baseada na condição dos componentes ou parâmetros. O que difere entre estas duas são a maneira de decidir quando realizar a manutenção preventiva.

#### 4.2.2.1. Manutenção programada

A manutenção programada é definida como a manutenção realizada de acordo com um cronograma estabelecido ou número estabelecido de unidades de uso de componentes.

Isto significa que a manutenção preventiva é realizada de acordo com um calendário estabelecido. O calendário para a manutenção preventiva pode ser baseada no relógio ou baseada na idade do componente.

A manutenção baseada no relógio basea-se na manutenção preventiva realizada às vezes com um calendário específico e a manutenção baseada na idade basea-na manutenção realizada quando um componente apresenta uma certa idade. A idade não precisa ser o tempo do calendário, mas pode ser medido em, por exemplo, revoluções do rotor, tempo de operação, etc..

A manutenção preventiva realizada em intervalos regulares deve ser concebido para reduzir a probabilidade de falhas no que os tempos de ciclo de manutenção vão ser combinados com os requisitos do sistema. O sistema será inspecionado e mantido periodicamente. Os componentes que mostram primeiros sinais de desgaste e fadiga serão mantidos e substituídos. Este tipo de estratégia de manutenção significa que os componentes expostos ao desgaste serão substituídos regularmente, ainda que eles não estejam no final da sua vida útil.

A manutenção programada exige um acesso regular ao sistema e uma grande parte dos custos para a manutenção serão provenientes do fornecimento de guias e pessoal de manutenção. O transporte de pessoal e peças de reposição para o parque eólico também pode ser dispendiosa com esta estratégia de manutenção preventiva. A vantagem da manutenção preventiva é que ele pode ser programado de antemão e os coordenação de logística podem ser facilitadas.

#### 4.2.2.2. Manutenção baseada na condição dos componentes.

A manutenção baseada na condição dos componentes é definida como a manutenção preventiva com base no desempenho e / ou no monitoramento de parâmetros e as ações subseqüentes. O monitoramento do desempenho e dos parâmetros podem ser agendadas a pedido ou contínua.

A manutenção condição base é um tipo de manutenção preventiva que é baseado no desempenho e monitorização de parâmetros do sistema. Com este tipo de manutenção preventiva, o equipamento de monitorização coleta dados da máquina. O monitoramento de condição pode ser agendada, a pedido ou contínua. Os dados de máquina coletados podem indicar a necessidade de manutenção antes da falha previsto.

A manutenção é iniciada quando uma variável de condição se aproxima ou passa um valor limite. Os componentes do sistema serão operados a uma condição definida de desgaste e fadiga. Quando esta condição é atingida, o componente precisa ser mantido ou substituído. Os exemplos de variáveis de condição que os monitores do sistema

controlam são, por exemplo, a vibração, temperatura, número de partículas no óleo lubrificante, etc...

A capacidade de monitorar a condição dos componentes facilita o plano de manutenção antes da falha e irá minimizar custos de inatividade e de reparação. Os componentes serão utilizados mais perto de suas vidas uteis e da coordenação das peças vai ser fácil. Outro benefício da implementação de um sistema baseado na condição dos componentes é que as tendências e dados estatísticos como o tempo médio para a falha pode ser fornecido. Os dados estatísticos do sistema de monitoramento são importantes para a obtenção de dados confiáveis para a vida útil restante dos componentes do sistema. Com dados locais específicos, a previsão do tempo restante de vida útil para os componentes podem ser ainda mais precisos. A figura 4.4. mostra um exemplo de manutenção baseado na condição dos componentes com juntamente com a manutenção corretiva e programada.

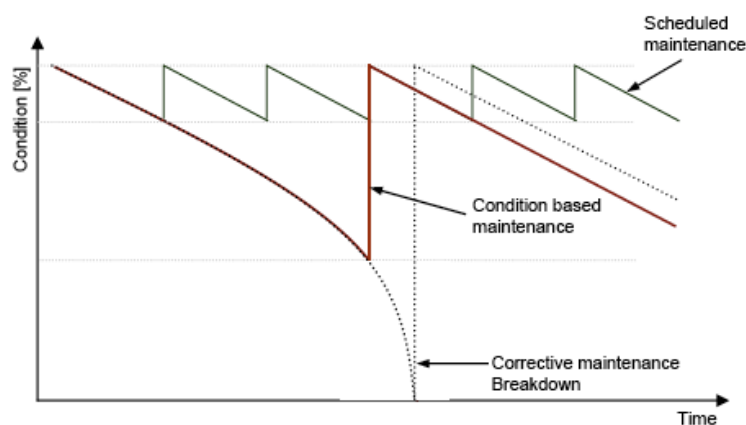


Figura 4.4. Representação de manutenção conjunta. Ref: "Reliability performance and maintenance- A survey of failures in wind power systems" Pág 20. Johan Ribrant.

#### 4.2.3. Comparação de métodos de manutenção.

A figura 4.4. mostra um exemplo gráfico de cenários possíveis para a manutenção. A comparação mostra que a manutenção programada é realizada com mais frequência do que a manutenção baseada na condição dos componentes. O exemplo mostra também que o tempo de vida do componente não é totalmente utilizado na manutenção programada em comparação com a utilização de manutenção correctiva ou baseada na condição dos componentes.

A tabela 4.1. apresenta algumas vantagens e desvantagens encontradas para os diferentes métodos de manutenção, quando são aplicados à energia eólica:

Método	Vantagem	Desvantagem
Manutenção corretiva	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Baixo custo de manutenção durante a operação.</li> <li>• Os componentes serão usados para um tempo de vida máximo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alto risco em danos consequentes, resultando em paradas extensas.</li> <li>• Não é possível a programação de manutenção.</li> <li>• A logística das peças de reposição é complicada.</li> <li>• Longos períodos de entrega de peças são prováveis.</li> </ul>
Manutenção Preventiva - Programada	<ul style="list-style-type: none"> <li>• O tempo de inatividade esperado é baixo.</li> <li>• A manutenção pode ser programada.</li> <li>• A logística para a reposição de peças é fácil</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Os componentes não serão usados para o tempo de vida máximo.</li> <li>• Os custos de manutenção são mais elevados em comparação com a manutenção corretiva.</li> </ul>
Manutenção Preventiva- Baseada na condição dos componentes e parâmetros	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Os componentes serão usados até quase suas vidas completas.</li> <li>• O tempo de inatividade esperado é baixo.</li> <li>• As atividades de manutenção podem ser agendadas.</li> <li>• A logística para a reposição das peças é fácil, dado que uma falha pode ser detectada precocemente no tempo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• São requeridas informações confiáveis sobre o tempo de vida restante dos componentes.</li> <li>• É necessário um alto esforço para hardware e software no monitoramento das condições.</li> <li>• Não é um mercado maduro para sistemas de monitoramento em energias procedente do vento.</li> <li>• A Identificação dos valores-limite de condição adequados são difíceis.</li> </ul>

Tabela 4.1. Vantagens e desvantagens das diferentes formas de manutenção.

#### 4.2.4. Estratégia de manutenção.

Com os três métodos apresentaram-se uma estratégia de manutenção que pode ser implementada. A estratégia será uma combinação de manutenção preventiva e corretiva. O uso de equipamentos de monitoramento de condição faz com que a manutenção baseada no controlo das condições e parâmetros do sistema seja uma boa opção para reduzir os custos relacionados com a manutenção. A logística pode ser controlada com antecedência e o tempo de vida dos componentes podem ser quase completamente utilizados.

Um programa com monitor de condição pode minimizar quebras não programadas de todos os equipamentos mecânicos na planta, e garantir que o equipamento reparado esteja em um estado mecânico aceitável. Por exemplo, o programa também pode identificar problemas no trem da máquina antes que se tornem sérios.

Quando uma falha de esse estilo ocorre, um procedimento típico para lidar com o problema pode ter esta aparência:

1. Uma falha ocorre no interior da turbina eólica, por exemplo, a caixa de velocidades falha.
2. A turbina no interior da unidade de controle registra a falha direta ou a consequência da falha e age de acordo com o tipo de falha que ocorre. Em caso de danos graves ou risco de segurança, a turbina é desligada.
3. Se a unidade é um alarme monitorado remotamente, a sinal é enviada para os operadores da central eólica.
4. Muitos alarmes não são cruciais e muitas vezes a turbina eólica pode ser reiniciada novamente. Se a falha da turbina é de um tipo grave, tem que ser feita uma inspeção visual da turbina. Essa inspeção pode ser realizada pelos operadores ou pelo pessoal autorizado localmente.
5. Se uma grande falha ocorreu, a manutenção e a reparação pelo pessoal tem que ser contactado para reparar os danos ou substituir as peças danificadas no momento. Quando uma grande falha ocorre tem-se que escrever e arquivar um relatório descrevendo quais partes eram as que estavam envolvidas, as possíveis causas e o tempo de inatividade relacionado à falha.
6. Este relatório é transformado em bancos de dados e mantido pelos responsáveis para a coleta dos dados estatísticos.

### 4.3. Estatísticas das falhas dos componentes.

O estudo de dados estatísticos das turbinas eólicas são importantes, pois dá o conhecimento sobre o desempenho da confiabilidade. Os dados operacionais irão verificar se o tempo de vida previsto do sistema está correto e a experiência adquirida a partir da análise destes dados estatísticos podem resultar num redesenho dum componente ou até mesmo uma mudança no planeamento da manutenção.

Como já disse os dados estatísticos de falhas são difíceis de encontrar. As principais razões pela indisponibilidade destes valiosos dados são: os dados não são ou foram salvos; os fabricantes de turbinas eólicas recusam-se a revelar os dados; muitas vezes os dados não são comparáveis devido aos diferentes tipos de projetos; alguns dados são tão caros para acessar que não vale simplesmente a pena e o esforço, etc...

Além da dificuldade estabelecida, uns dados estatísticos foram usados amplamente (pelo que se pensa que são confiáveis) e serão estes os usados para este trabalho. Os dados deste trabalho foram encontrados da experiência (há uns anos atrás; 1989-2004) das turbinas eólicas usadas nos países nórdicos, principalmente Suécia e Finlândia, mas concretamente e para simplificar, usaremos os dados obtidos pela experiência das turbinas eólicas da Suécia.

#### 4.3.1. Estatísticas da Suécia

Os dados estatísticos a partir dos sistemas de energia eólica foram usados por a companhia sueca SwedPower. Todos os anos publica um relatório sobre o desempenho das turbinas na Suécia incluindo paradas para diferentes valores de falhas dos componentes.

Quase todas as turbinas eólicas suecas estão conectadas a um sistema com leituras automáticas do desempenho da turbina. Os relatórios das falhas não são automatizados, mas são entregues como relatórios e depois são compilados em um banco de dados. Esta base de dados é feita por SwedPower. O banco de dados contém informações sobre a produção, bem como os relatórios sobre as falhas e os tempos de paralisação, que remontam a 1989.

As figuras a seguir apresentam uma visão geral de falhas e paragens para o período 2000-2004:

Ano	2000	2001	2002	2003	2004	Média (2000-2004)
Nº de turbinas na pesquisa	527	570	620	682	723	624,5

Tabela 4.2. Tabela de dados de instalação de turbinas. Ref: "Survey of Failures in Wind Power Systems With Focus on Swedish Wind Power Plants During 1997–2005" Pág. 169. Johan Ribrant and Lina Margareta Bertling, *Member, IEEE*

A figura 4.5. (dados recolhidos no Anexo 4.1.) mostra a repartição percentual do número de falhas que ocorreram durante os anos 2000-2004. A maioria das falhas foram ligados ao sistema elétrico seguido pelos sensores e os componentes das pás e o pitch. Uma visão global dos valores de frequência de falhas é mostrada na tabela 4.3.

**Distribuição do número de falhas (%)**

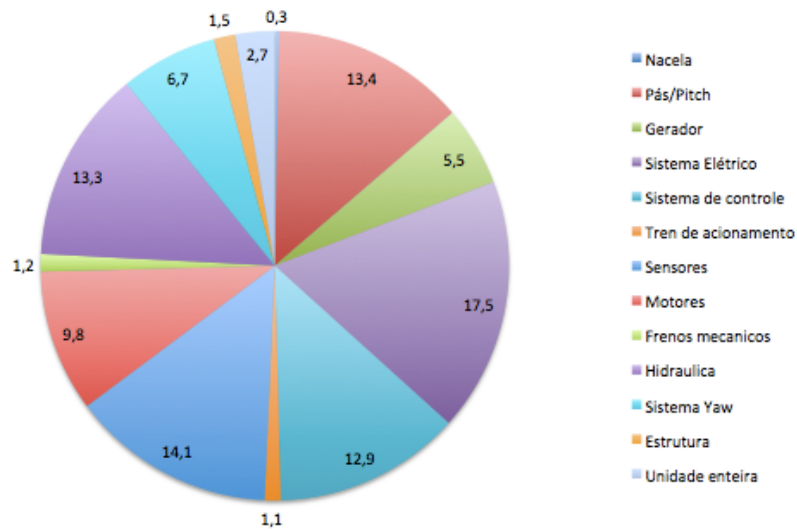


Figura 4.5. Distribuição de número de falhas. Ref: "Survey of Failures in Wind Power Systems With Focus on Swedish Wind Power Plants During 1997–2005" Pág 169. Johan Ribrant and Lina Margareta Bertling, *Member, IEEE*

A figura 4.6. (dados recolhidos no Anexo 4.1.) mostra a distribuição do tempo de inatividade por componente na Suécia entre os anos de 2000 e 2004. Os dados para este valor são retirados do relatório anual publicado.

O componente mais problemático é a caixa de velocidades seguido de perto pelo sistema de controlo, bem como a sistema eléctrico. Isto significa que a caixa de velocidades tem um tempo de inatividade maior em comparação com os outros componentes. Uma visão global dos valores de frequência de falhas é mostrada na tabela 4.3.



**Distribuição do tempo de inatividade (%)**

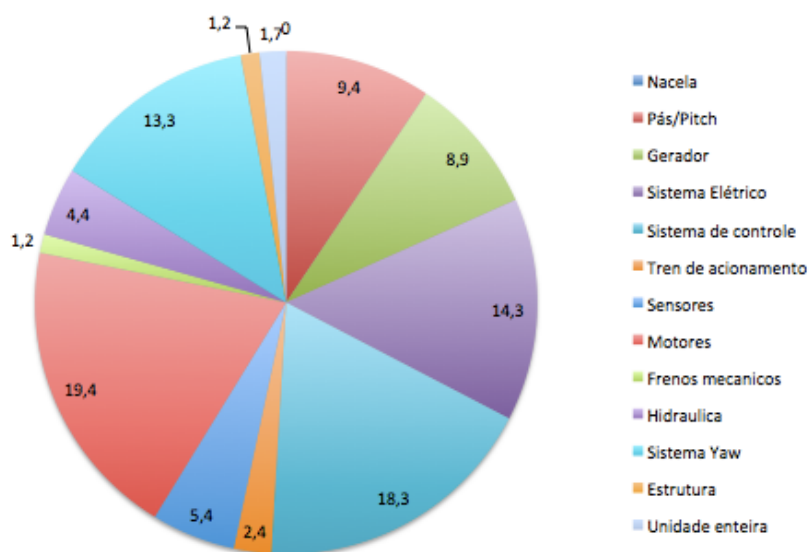


Figura 4.6. Distribuição de tempos de inatividade. Ref: "Survey of Failures in Wind Power Systems With Focus on Swedish Wind Power Plants During 1997–2005" Pág. 169. Johan Ribrant and Lina Margareta Bertling, *Member, IEEE*

A tabela 4.3. também mostra as frequências anuais de falhas e paragens para uma turbina. Uma boa medida da gravidade duma falha é considerar quando um componente falhar, e por quanto tempo dura o problema; que é o tempo de inatividade média por falha. Se, por exemplo, um componente falha muitas vezes, mas tem um muito curto tempo de inatividade, então, esta não perturba a produção de forma significativa em comparação com uma falha que ocorre raramente mas tem tempos de paragem longos.

Os resultados mais importantes dos valores nesta tabela são que uma turbina típica da Suécia tem uma falha 0.402 vezes por ano e o tempo de inatividade média para cada falha é de 130 horas/ano. A maioria dos componentes críticos são o trem de acionamento, a caixa de câmbio e o sistema yaw os quais tomam 250-290 horas para seres reparados.

Componente	Tempo total de inatividade (h) 2000-2004	Tempo medio por ano de inatividade (h/ano)	Tempo medio por ano de inatividade de turbina (h/ano/turbina)	Distribuição de tempo de inatividade (%) 2000-2004 Figura 5.8.
Nacela	50	10	0,0	0,0
Pás/Pitch	14743	2949	4,7	9,4
Gerador	13906	2781	4,5	8,9
Sistema eléctrico	22395	4479	7,2	14,3
Sistema de controle	28620	5724	9,2	18,3

Trem de acionamento	3788	7581,2	1,2	2,4
Sensores	8357	1671	2,7	5,4
Motores	30286	6057	11,6	19,4
Frenos mecânicos	1881	376	0,6	1,2
Hidraulica	6918	1384	2,6	4,4
Sistema yaw	20754	4151	6,6	13,3
Estrutura	1874	375	0,6	1,2
Unidade enteita	2631	526	0,8	1,7
Total	156202	31240	52,4	100,0

continuação...

Componente	Nº total de falhas (n) 2000-2004	Nº de falhas médio por ano (n/ano)	Nº de falhas médio por ano e turbina (n/ano/turbina)	Distribuição de falhas (%) 2000-2004 Figura 5.7.	Tempo de inatividade média por falha (h/falha) 2000-2004
Nacela	4	0,8	0,001	0,3	12,5
Pás/Pitch	161	32,2	0,052	13,4	91,6
Gerador	66	13,2	0,021	5,5	210,7
Sistema eléctrico	210	42,0	0,067	17,5	106,6
Sistema de controle	155	31,0	0,050	12,9	184,6
Trem de acionamento	13	2,6	0,004	1,1	291,4
Sensores	169	33,8	0,054	14,1	49,4
Motores	118	23,6	0,045	9,8	256,7
Frenos mecânicos	15	3,0	0,005	1,2	125,4
Hidraulica	160	32,0	0,061	13,3	43,2
Sistema yaw	80	16,0	0,026	6,7	259,4
Estrutura	18	3,6	0,006	1,5	104,1
Unidade enteita	33	6,6	0,011	2,7	79,7
Total	1202	240,4	0,402	100,0	130,0

Tabela 4.3. Tabela dados de falha e paragens das turbinas no periodo 2000-2004 na Suécia. Ref: "Survey of Failures in Wind Power Systems With Focus on Swedish Wind Power Plants During 1997-2005" Pág. 170. Johan Ribrant and Lina Margareta Bertling, *Member, IEEE*

## 5. Configuração de um parque eólico na rede eléctrica.

Para a configuração do parque eólico se recolheram dados do parque galego de Sotavento.

Sotavento encontra-se situado no sueste de Europa, em Galicia, Espanha, concretamente em "A Serra da Loba", a 10 Km. ao sul de As Pontes de García Rodríguez, onde encontra-se uma das centrais térmicas mais importantes do norte de Espanha, entre Xermade (Lugo), e Monfero (A Coruña), e a uma altitude entre 600 - 700 m.

Este parque eólico tem uma potência instalada de 17,56 MW e consta de 24 aerogeradores de 5 tecnologias diferentes e um total de 9 modelos de máquinas distintas que se mostram a seguir com as suas características técnicas principais:

CARACTERÍSTICAS GENERALES AEROGENERADORES						
Tipo Aerogenerador	Potencia Unitaria (kW)	Diámetro Rotor (m.)	Altura Torre (m.)	Paso Palas	Velocidad Generador	Generación
Neg Micon NM-48 750	750	48	45	Fijo	Fija	Asíncrona
Gamesa G-47	660	47	45	Variable	Variable	Asíncrona
Made AE-46	660	46	45	Fijo	Fija	Asíncrona
Izar-Bonus MK-IV	600	44	40	Fijo	Fija	Asíncrona
Ecotecnia 44/640	640 (2 x 320)	44	46	Fijo	Fija	Asíncrona
Neg Micon NM-52 900	900	48	45	Fijo	Fija	Asíncrona
Made AE-52	800	52	50	Variable	Variable	Síncrona
Made AE-61	1.320	61	60	Fijo	Fija	Asíncrona
Izar-Bonus 1,3 MW	1.300	62	49	Variable	Fija	Asíncrona

Figura 5.1. Características gerais dos aerogeradores. Ref: <http://www.sotaventogalicia.com/es/area-tecnica/instalaciones-eolicas/caracteristicas-maquinas>

A disposição do parque com todos os seus aerogeradores mostra-se a seguir na seguinte imagem tomada:



Figura 5.2. Disposição dos aerogeradores do parque eólico Sotavento. Ref: <http://www.sotaventogalicia.com/es>

Deste parque geraram-se os dados de vento necessários para a simulação (desde Agosto'13 a Agosto'14) junto com os dados de potência totais do parque em função do vento.

V (m/s)	Potência Total Parque (kW)
0	0
1	0
2	0
3	21
4	315
5	1214
6	2325
7	3744
8	5873
9	8324
10	10973
11	13385
12	15225
13	16516
14	17269
15	17604
16	17728
17	17611
18	17396
19	17101
20	16816
21	16560
22	16362
23	16252
24	16133
25	16063

Figura 5.3. Potência total dos aerogeradores em função do vento. Ref: <http://www.sotaventogalicia.com/es>

## 5.1 Simulação

Os dados de vento são recolhidos por anemómetros que estão situados a uma altura de 10 m. Os aerogeradores, no entanto, estão situados a uma altura maior, onde o vento se move a uma maior velocidade. Para corrigir o dito valor de vento em função da altura vai-se utilizar a seguinte equação.

Eq. 5.1. 
$$\frac{V(z')}{V(z)} = \frac{\ln z' - \ln z_0}{\ln z - \ln z_0}$$

Onde  $V(z')$  é a velocidade corrigida à altura dos aerogeradores,  $V(z)$  é a velocidade à altura dada pelo anemómetro (10 m),  $z'$  é a altura dos aerogeradores, que depois de fazer uma meia aritmética é duns 45,3 m, e  $z_0$  que é um valor que se obtém em função do tipo de terreno:

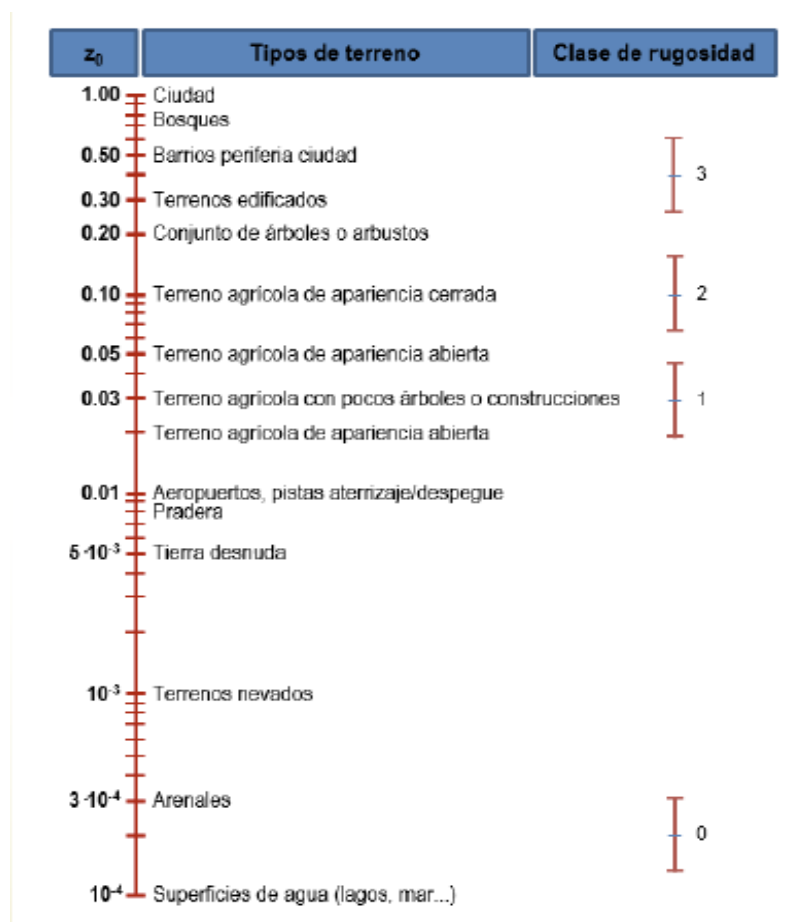


Figura 5.4. Distintos valores de  $z_0$  para cada tipo de localização. Ref: CIEMAT "Principios de conversión de la Energía Eólica" Ministerio de Industria y Energía (1997). Fluidodinámica.

Uma vez obtidas as velocidades de vento corrigidas (Anexo 6), faz-se o cálculo da frequência de valores da velocidade de vento em função de classes. As classes dividem-se por cada aumento de um metro segundo na velocidade do vento. Deste jeito pode-se calcular a probabilidade de vento e a probabilidade de vento acumulada que será fundamental para a obtenção da curva de distribuição Weibull.

Como se disse na secção 4.2. a distribuição de Weibull precisa para o seu cálculo dos valores de factor de forma (k) e de factor de escala (A), que serão obtidos a partir dos dados de probabilidade de vento acumulada e da linealização da seguinte equação logaritmica:

Eq. 5.2. 
$$\ln(-\ln(1 - P(V \leq Vi)))$$

Onde  $P(V \leq Vi)$  é o valor da probabilidade de vento acumulada. (Anexo 6).

O gráfico dos resultados obtidos vai dar uma série de pontos que uma vez feita a linearização conseguiremos uma equação do tipo  $y = kx + A$  aonde k e A são os valores que precisamos para configurar a distribuição de Weibull. O gráfico mostrado:

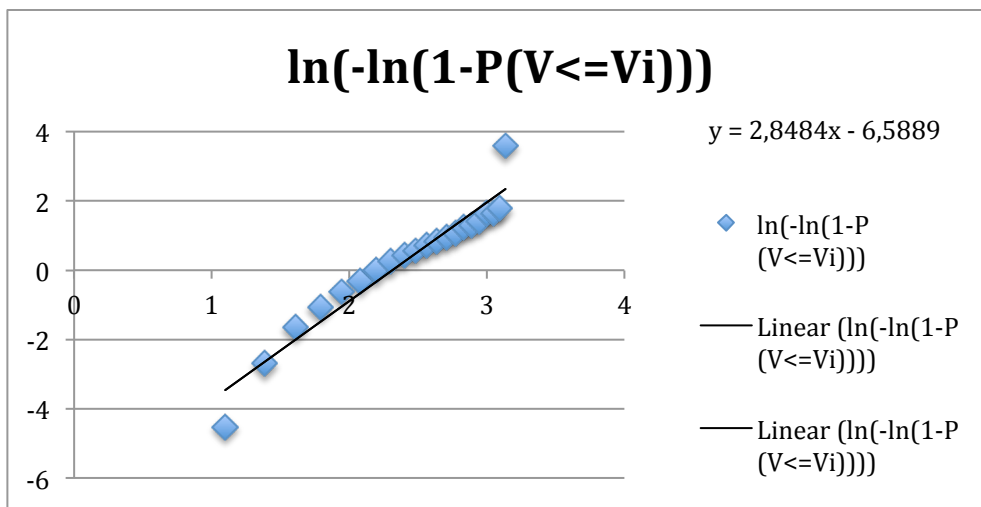


Gráfico 5.1. Linealização dos valores de probabilidade de vento para obter k e A.

Uma vez obtidos os valores ( $k=2,8484$  e  $A=6,5889$ ), conseguir a distribuição de Weibull é simples adicionando os valores numa folha do programa Excel. Na seguinte figura, os valores azuis mostram a probabilidade de vento normal, e os vermelhos mostram a distribuição de probabilidade de vento Weibull, que como se pode ver corrige a curva anterior fazendo que seja mais aproximada aos valores reais de probabilidade de vento:

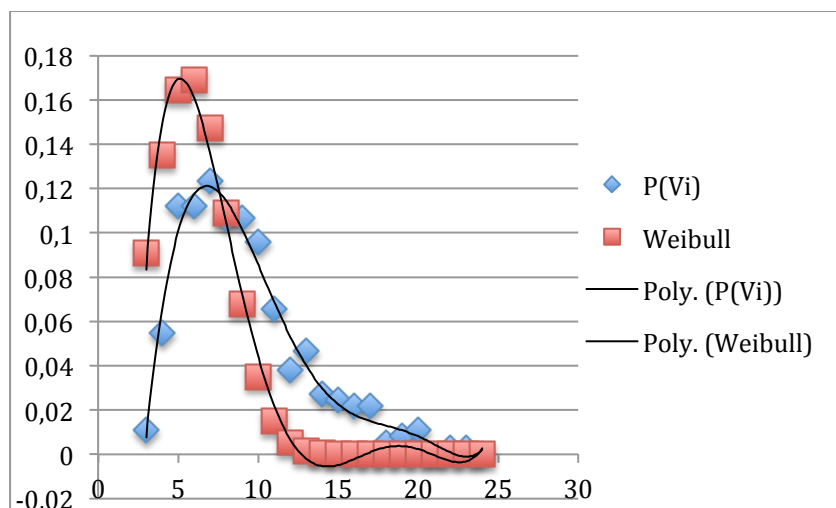


Gráfico 5.2. Distribuição de probabilidade de vento e distribuição Weibull.

Com esta distribuição obtida e os valores de potência em função do vento obtidos dos aerogeradores pode-se construir uma tabela com os valores diferenciais em função das classes de vento para depois obter o valor total e real de potencia e energia gerada:

V (m/s)	Potencia Total Parque (kW)	Weibull	Dpi (kW)	Potencia (kW)	Dei (kWh)	Energia ano (kWh)
0	0	0	0	3089,859637	0	27067170,42
1	0	0,01319088	0		0	
2	0	0,04614937	0		0	
3	21	0,09078608	1,90650763		16701,0069	
4	315	0,13500074	42,5252345		372521,054	
5	1214	0,16458129	199,801686		1750262,77	
6	2325	0,16904306	393,025116		3442900,02	
7	3744	0,14735584	551,700271		4832894,38	
8	5873	0,10883115	639,16537		5599088,64	
9	8324	0,06767256	563,306399		4934564,06	
10	10973	0,03511465	385,313106		3375342,81	
11	13385	0,01504761	201,412245		1764371,26	
12	15225	0,00526545	80,1664711		702258,287	
13	16516	0,00148671	24,5545095		215097,503	
14	17269	0,00033459	5,7780622		50615,8249	
15	17604	5,9276E-05	1,04348684		9140,94475	
16	17728	8,1624E-06	0,14470391		1267,60625	
17	17611	8,6263E-07	0,01519183		133,08045	
18	17396	6,908E-08	0,00120171		10,5269888	
19	17101	4,1385E-09	7,0773E-05		0,61997189	
20	16816	1,8313E-10	3,0796E-06		0,0269771	
21	16560	5,9099E-12	9,7868E-08		0,00085732	
22	16362	1,3733E-13	2,247E-09		1,9683E-05	
23	16252	2,2688E-15	3,6873E-11		3,2301E-07	
24	16133	2,6315E-17	4,2455E-13		3,719E-09	
25	16063	2,1161E-19	3,399E-15		2,9775E-11	

Tabela 5.1. Tabela resultados simulação vento.

O factor de capacidade (FC) define-se pelo quociente entre a potência gerada e a potência nominal instalada. Como se disse anteriormente a potência nominal instalada

é de 17,56 MW pelo que o valor de FC é de mais ou menos 0,176 e se multiplicamos este valor pelas horas do ano conseguiremos o valor de horas equivalentes que será de 1541 horas. Estes dois valores são pequenos já que a planta só pode trabalhar à potencia nominal umas 1541 das 8760 horas do ano.

A energia obtida durante o ano também é pequena (Energia ano=27,08 GWh) e se temos em conta os dados anteriores dos estudos de fiabilidade suecos nos que estas turbinas sofrem falhas que demoram no tempo para ser arranjada, pois da-nos que o valor de energia é ainda menor (Anexo 6). (Energia ano correjida= 26,67 GWh)

Estas falhas provocam que a ENF (energia não fornecida) seja a diferença entre os dois valores.

Segundo os dados do OCU (Oficina de Consumidores e Usuario) o consumo anual médio de uma vivenda situada na franja atlántica é de mais ou menos uns 9.293 kWh. Pelo que mediante um cálculo simples pode-se supor que o número de familias que se poderiam fornecer exclusivamente de energia eólica é dumas 2869 familias durante este ano simulado.

Neste projecto vamos simular o fornecimento de energia tanto com energia eólica como convencional a umas 10.000 familias debido a que a simulação será feita num único parque eólico. Isto significa mediante um simples cálculo que a energia necessaria anual será:

Energia anual=  $10.000 \times 9.293 \text{ kWh} = 92.930.000 \text{ kWh}$ .

Este valor é bastante maior ao valor de energia anual obtido da planta eólica no último ano, que foi uma vez correjido duns 26.667.000 kWh.

Assim, com total certeza teremos que adicionar ao “mix eléctrico” a geração energética doutras centrais de energia.

A lei e os consumidores exigem uns niveis de fiabilidade na rede eléctrica, pois é claro que a energia que vem da electricidade é de carácter necessário para sectores tão importantes como o médico (hospitais, centros de saude...) ou os diferentes tipos de indústria.

Os niveis de fiabilidade exigida dificilmente sao logrados com um tipo de energia tão imprevisivel como é a energia eólica, pelo que, em principio, parece mais que necessário o uso de outras fontes mais convencionais como as centrais térmicas e as nucleares.

Neste projecto o “back up” ou fonte de apoio vai ser uma central térmica, ainda que se fosse uma central nuclear não ia mudar os resultados, já que para ambas se poderia supor uma fiabilidade do 100%.

Nos cálculos feitos (Anexo 6) pode-se ver que o parque eólico simulado com os dados reais de vento recolhidos entrega uma potência duns 3089 kW, muito longe da potencia nominal instalada do parque, que são duns 17,56 MW, e entrega uns 26,67



GWh de energia, pelo que o restante, terá que ser fornecido pelas energias convencionais (3/4 mais ou menos).

Dos dados recolhidos podemos observar que durante o período de um ano a planta esteve a gerar energia em maior ou menor medida, já que em nenhum momento nos dados recolhidos, a velocidade era o suficientemente baixa para estar parada. Pode-se supor que são dados médios ao longo do dia, pois é claro que ao longo do dia os aerogeradores sofrem paradas e arranques.

A seguinte figura mostra a disposição simples do estudo que vai constar de duas partes encarregadas da geração (o parque eólico e a central térmica) e do consumo, que como já se disse anteriormente será o necessário para fornecer de energia a umas 10.000 famílias e que equivale segundo os dados da OCU a uns 92,93 GWh:

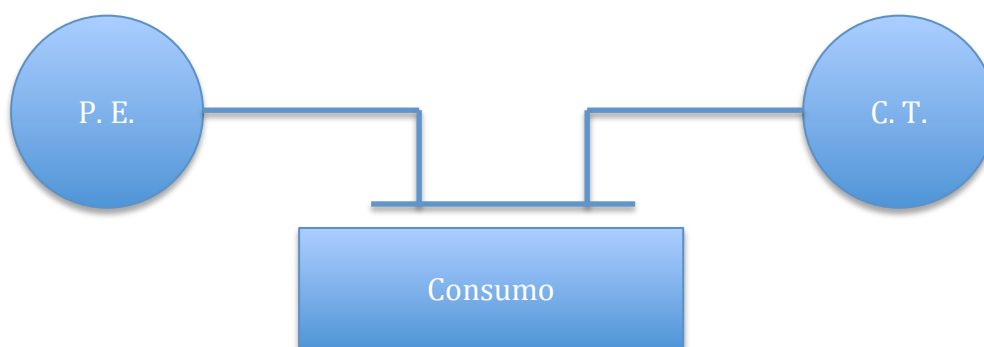


Figura 5.5. Esquema simulação

Como a finalidade do estudo é estudar a fiabilidade na rede quando dispomos de geração eólica, a central térmica só funcionará como "backup" do parque eólico. Além disso, supor-se-á que a central térmica terá uma fiabilidade dum 100%.

Uma vez disposto o esquema, a simulação fará-se para diversos níveis de penetração da energia eólica. O que se quer observar é se a fiabilidade do sistema varia com a quantidade de energia fornecida pelo sistema eólico. Para isso vai-se simular níveis de penetração que vão variar entre o 10% e o 100%.

A energia restante é fornecida pela central térmica. Na seguinte tabela pode-se observar como é que fica a repartição de geração para fornecer o consumo de 92,93 GWh:

Nº de famílias	kWh/família	Geração Eólica (kWh)	Geração Eólica (kWh)	Geração Convencional (kWh)
10000	92930000	100%	27067170,42	65862829,58
1	9293	90%	24360453,38	68569546,62
		80%	21653736,34	71276263,66
		70%	18947019,3	73982980,7
		60%	16240302,25	76689697,75
		50%	13533585,21	79396414,79
		40%	10826868,17	82103131,83
		30%	8120151,127	84809848,87
		20%	5413434,084	87516565,92
		10%	2706717,042	90223282,96

Tabela 5.2. Repartição de geração em função da penetração de energia eólica.

Para o análise da qualidade de serviço de redes eléctricas, no capítulo 2.6. tinha-se falado sobre os índices de qualidade mais usuais.

Os dois que vão-se usar para este estudo são o TIEPI que é o tempo de interrupção equivalente da potência instalada, e o ENF que é a energia não fornecida. As equações mostram-se no capítulo 2.6.

Uma vez mais foram feitos os cálculos para cada um dos níveis de penetração de energia eólica na rede, e os resultados são os que se mostram na seguinte tabela:

	TIEPI	ENF (kWh)
Geração Eólica (kWh)	(h/ano)	
100%	349,67	1080420,09
90%	314,80	972687,07
80%	279,93	864954,04
70%	245,07	757221,02
60%	210,20	649488,00
50%	175,33	541754,97
40%	140,47	434021,95
30%	105,60	326288,93
20%	70,73	218555,91
10%	35,87	110822,88

Figura 5.3. Valores de TIEPI e ENF para as diferentes penetrações de energia eólica.

Gráficamente pode-se fazer uma ideia melhor de como varia os valores do TIEPI e os valores de ENF para as diferente penetrações de energia eólica.

## 5.2. Análise de resultados

Gráficos do TIEPI e o ENF:

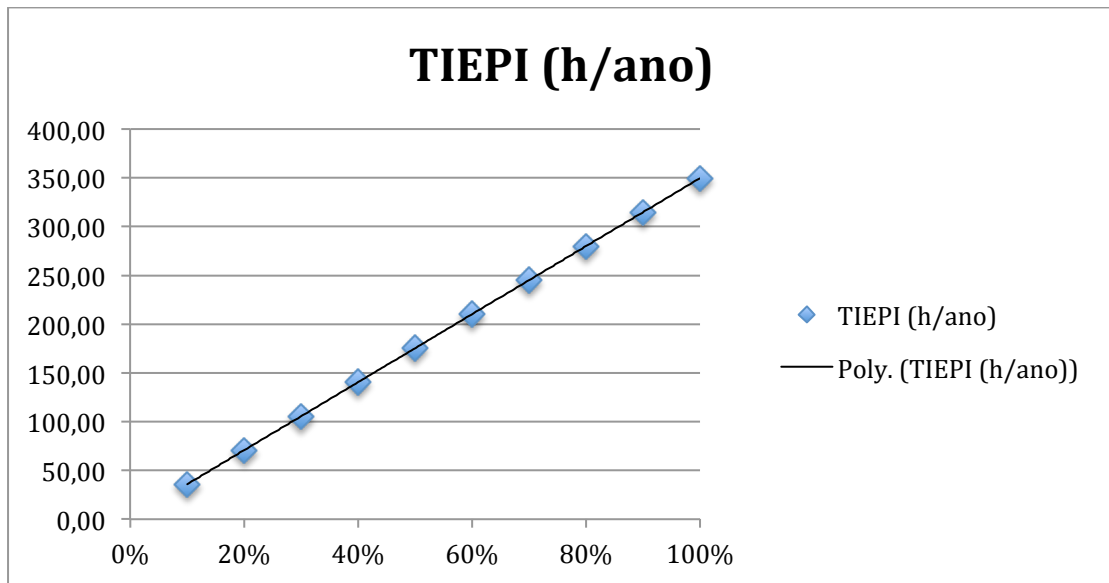


Gráfico 5.3. Valores TIEPI/penetração energia eólica.

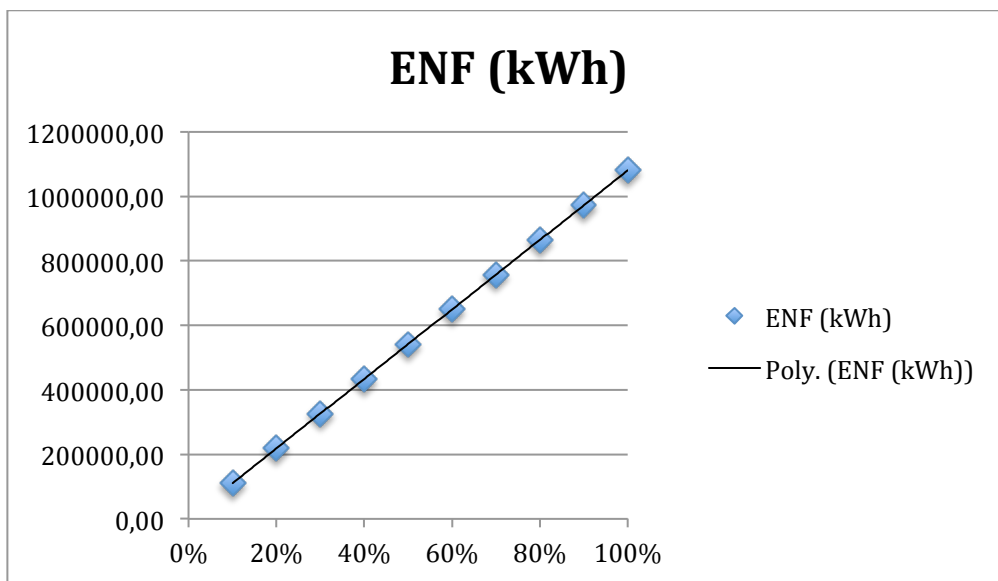


Gráfico 5.4. Valores ENF/penetração energia eólica.

Os resultados mostram tanto para o TIEPI como para o ENF duas linhas rectas e proporcionais. Isto é devido que a simulação foi feita com valores reais e sobretudo por que o número de falhas com o que se calcula o TIEPI foi obtido dos dados reais das turbinas suecas, pelo que estes dados foram usados como uma constante que não varia ao longo do ano de estudo.

As gráficas nos mostram como com o aumento da percentagem de energia eólica que é usada para fornecer o consumo das 10.000 famílias, aumenta o número de horas por

ano que o sistema não pode fornecer de energia à rede. Assim mesmo a energia não fornecida (ENF) aumenta com o aumento da penetração da energia eólica na rede.

## 6. Sistema isolado.

No estudo do sistema isolado vão-se utilizar as mesmas premissas que no capítulo anterior. O estudo será feito também a partir do parque eólico galego de Sotavento.

A única diferença será que neste sistema a simular, o parque eólico não terá o apoio das energias convencionais para fornecer o consumo estipulado. O sistema estará isolado e terá que fornecer por si mesmo as necessidades do sistema.

Um esquema parecido ao capítulo anterior mostra como será o caso desta parte do estudo:

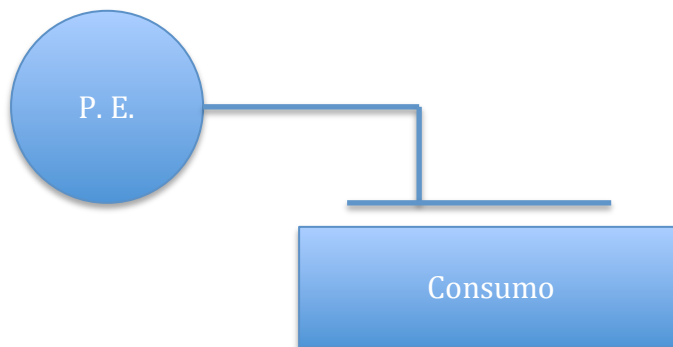


Figura 6.1. Sistema isolado.

### 6.1. Simulação

Para fazer mais simples os cálculos tomaram-se os dados de energia consumida e gerada por dia. Isto mostra-se na seguinte tabela:

Energia dia (kWh) correxida	Energia dia OCU (kWh)	ENF	%
3044,005556	10608,44749	7564,441933	0,286941662

Tabela 5.1. Dados diários de geração e consumo para o sistema eólico isolado.

### 6.2 Análise de resultados

Pode-se observar que para o nosso caso no que o consumo de energia está orientado para 10.000 famílias torna-se muito complicado se satisfazer já que o valor de energia obtido a partir dos aerogeradores é só 28,69% das necessidades de consumo.

Esta quantidade de energia requerida pelos consumidores não se consegue satisfazer nem superar nenhum dia do ano, pelo que a possibilidade de usar sistemas de armazenamento de energia são inúteis.

Se o estudo contemplasse a ideia de fornecer a um número menor de consumidores, por exemplo 1000, caberia a possibilidade de fazer um estudo mais exaustivo do aproveitamento da energia eólica.

### 6.3. Instalação de equipos de aproveitamento de exceso de potência: Hidrogénio.

Quando existe um exceso de energia que pelo "mix eléctrico" controlado pelos organismos de control não pode ser entregue à rede, esta energia perde-se ou não pode ser aproveitada, existindo às vezes dias nos que os aerogeradores permanecem parados ainda tendo suficiente quantidade de vento para fazê-los funcionar.

Muitas vezes, em maior medida na estação de inverno, a energia gerada pelas centrais convencionais e as hidroeléctricas são suficientes para fornecer as necessidades dos consumidores. Isto provoca que outras fontes de energia, como a eólica, não operem ao 100% das suas possibilidades.

Nos últimos anos se estão a estudar as diferentes possibilidades para aproveitar esse exceso de energia que se perde para ser aproveitado.

Entre as possibilidades de aproveitamento já se estão a utilizar bombas para levar a água dos reservatórios rio abaixo para acima e assim reutilizar a água para voltar a gerar electricidade.

Outras das soluções que se estão a estudar são o uso dos parques de veículos eléctricos como sistemas de acumulação de energia em forma de baterias. O exceso de energia dos parques eólicos poderia carregar as baterias dos veículos nas horas de maior geração e voltar a distribuí-la na rede quanto seja necessária.

#### 6.3.1 Sistema de acumulação de energia mediante hidrogénio.

Neste estudo vai-se mencionar de forma especial a acumulação de energia em forma de hidrogenio. Na mesma planta eólica do estudo (Sotavento) existe este sistema de acumulação no que as seus principais componentes são:

- **Electrolizador.** Neste equipamento produz-se a dissociação da molécula de água nos seus elementos constituintes, oxigénio e hidrogénio. A capacidade máxima de geração do equipamento é de 60 Nm<sup>3</sup>/h de hidrogénio (N implica em condições normais de pressão e temperatura, e com uma pureza do 99,99%). O oxigénio gerado no processo liberta-se para a atmosfera.
- **Compressor.** Equipamento encarregado de elevar a pressão do hidrogenio gerado até aos 200 bar para o seu armazenamento.
- **Sistema de armazenamento de hidrogenio.** Infraestructuras que permitem acumular o hidrogenio gerado. A capacidade máxima de armazenamento da planta é de 1.725 m<sup>3</sup>.
- **Motogerador.** Equipamento no que se gera a energia eléctrica como producto da combustão do hidrogenio. A potência eléctrica do motogerador é de 55 kW.

Os principais equipamentos que a compoem situam-se em contentores habilitados para este uso. Esta planta existe a partir das necessidades de explorar os sistemas de armazenamento energético e o seu potencial vinculado à gestão de energias renováveis, assim como de analisar a operação e eficiência duma planta real conectada a um parque eólico.



Figura 6.2. Planta de acumulação de energia em forma de hidrogenio. Ref: <http://www.sotaventogalicia.com/es>

## 7. Conclusões.

A finalidade deste projecto foi estudar o comportamento e fiabilidade dum parque eólico na rede, tanto com o backup duma central térmica como funcionando como um sistema isolado.

1º caso:

Para o primeiro caso supos-se a fiabilidade da central térmica e as linhas de distribuição do 100% e dados sobre as falhas obtidas pelas experiências ao longo dos anos pelos suecos foram usados como dados constantes num ano simulado. Todo isto unido a recolhida de dados reais de vento durante também um ano, fez com que a simulação fosse o mais real possível.

Para a simplicidade dos cálculos não se tiveram em conta outros elementos importantes da rede como seccionadores e interruptores, ainda que não afectaram as conclusões obtidas.

Neste estudo comprovou-se que os valores de indisponibilidade dos aerogeradores são elevados em comparação com outros sistemas de geração eléctrica. Com os dados recolhidos de vento e as características das máquinas obtiveram-se valores de potência e energia anual que se compararam com as necessidades anuais dos consumidores.

Nos resultados obtidos observou-se que a energia necessária para fornecer os consumos era insuficiente pelo que se decidiu, como parte do estudo, fazer uso duma central térmica para que funcionasse como back up ou apoio.

Estudaram-se as possibilidades de fornecimento fazendo diferentes repartições de energia eólica e convencional:

- Os resultados mostraram que a fiabilidade do sistema é menor com maior nível de penetração eólica. Assim, quanto maior seja a quantidade de energia fornecida pelo sistema eólico, maior será o perigo de que haja uma indisponibilidade na rede eléctrica. Isto quer dizer, que a pesar da energia eólica ser uma energia em ascenso nunca podera agir pela sua conta sem ter uma central convencional de backup ou algum sistema de geração compatível com a demanda necessária.
- Os resultados também mostraram que a energia não fornecida aumentava enquanto aumentava o nível de penetração eólica. Hoje em dia é de vital importância que o caudal de energia seja constante pelo que a ENF pelos sistemas com mix eólico terão maior possibilidade de não fornecer aos consumidores.

As desvantagens da energia eólica ainda não superam às suas claras vantagens, mas se se quer avançar na industria energética eólica deve-se investir em



tecnologias de maior aproveitamento de vento (velocidades baixas) e apostar pelo seguimento detalhado da manutenção dos parques.

2º caso:

No segundo caso, o parque isolado não conseguiu fornecer as expectativas dos consumidores em nenhum período do ano, pelo que deveria diminuir a carga ou fazer uso de sistemas de apoio, como no primeiro caso, ou também independentes, como equipos de geração eléctrica com combustível fóssil, energia solar, pilhas, etc...

No caso de produzir um exceso de potência, este poder-se-ia armazenar como se disse no sistema de acumulação de energia por hidrogenio estudado. Ainda que os 55 kW que entrega são muito pobres e so poderia ajudar em casos de falhas eventuais de curta duração.

As vantagens dum sistema isolado passam por conseguir obter a geração suficiente para fornecer aos consumidores com uma fiabilidade muito alta. Algo muito difícil de conseguir pela imprevisibilidade do vento, e uma vez mais teria-se que dispor doutras fontes mais convencionais ou ter acumulado energia nalgum sistema, que pelo geral aumentam o custo do fornecimento.

# Anexos

## Anexo 2.1. “RD 1955/2000.(BOR 27/12/2000). Capítulo IV. Calidad de servicio en la red de transporte. Artículo 26. Calidad Global.”

1. Los indicadores de medida de la calidad global de la red de transporte son la energía no suministrada (ENS), el tiempo de interrupción medio (TIM) y el Índice de disponibilidad (ID) definidos de la siguiente forma:

a) Energía no suministrada (ENS), que mide la energía cortada al sistema (MWh) a lo largo del año por interrupciones de servicio acaecidas en la red. A estos efectos, se contabilizarán sólo las interrupciones ocasionadas por ceros de tensión de duración superior al minuto.

b) Tiempo de interrupción medio (TIM), definido como la relación entre la energía no suministrada y la potencia media del sistema, expresado en minutos:  $TIM = HA \times 60 \times ENS / DA$ . Donde HA=horas anuales, DA =demanda anual del sistema en MWh.

c) La disponibilidad de una red se expresa por el porcentaje del tiempo total que sus líneas, transformadores y elementos de control de potencia activa y reactiva han estado disponibles para el servicio a lo largo del año. Su cálculo se efectúa a través del Índice de Indisponibilidad (II) definido por la siguiente expresión:

$$II = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \cdot PN_i}{T \sum_{i=1}^n PN_i} \cdot 100$$

Donde:  $t_i$ =tiempo de indisponibilidad de cada circuito, transformador y elemento de control de potencia activa o reactiva (horas),  $n$ =número total de circuitos, transformadores y elementos de control de potencia activa o reactiva de la red de transporte,  $T$ =duración del periodo de estudio (horas) y  $PN_i$ =potencia nominal de los circuitos, transformadores y elementos de control de potencia activa o reactiva.

El Índice de disponibilidad total de la red de transporte (ID) se obtiene como:  $ID = 100 - II$ .

Los valores del ENS, TIM e ID de referencia serán los siguientes:  $ENS=1,2 \cdot 10^{-5}$  de la demandada de energía eléctrica en barras de central.  $TIM = 15$  minutos/año.  $ID=97$  por 100.

Anexo 2.2. “RD 1955/2000.(BOR 27/12/2000). Título VI. Suministro. Capítulo II. Calidad de servicio. Artículo 100. Definiciones.”

....

6. TIEPI: es el equivalente de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión ( $1\text{kV} < V \leq 36\text{kV}$ ). Este índice se define mediante la siguiente expresión:

$$\text{TIEPI} = \frac{\sum_{i=1}^k (PI_i \cdot H_i)}{\sum PI}$$

Donde:  $\sum PI$ =suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en KVA).  $PI_i$ =potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción “i” de duración  $H_i$  (en kVA).  $H_i$ =tiempo de interrupción del suministro que afecta a la potencia  $PI_i$  (en horas).  $K$ =número total de interrupciones durante el periodo considerado.

Las interrupciones que se considerarán en el cálculo del TIEPI serán las de duración superior a tres minutos.

7. Percentil 80 del TIEPI: es el valor del TIEPI que no es superado por el 80 por 100 de los municipios del ámbito provincial.

8. NIEPI: es el número de interrupciones equivalentes de la potencia instalada en media tensión ( $1\text{kV} < V \leq 36\text{kV}$ ). Este índice se define mediante la siguiente expresión:

$$\text{NIEPI} = \frac{\sum_{i=1}^k (PI_i)}{\sum PI}$$

Donde:  $\sum PI$ =suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en KVA).  $PI_i$ =potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción “i”.  $K$ =número total de interrupciones durante el periodo considerado.

Las interrupciones que se considerarán en el cálculo del NIEPI serán las de duración superior a tres minutos.

...

## Anexo 5.1

### IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION, VOL. 22, NO. 1, MARCH 2007 167 “Survey of Failures in Wind Power Systems With Focus on Swedish Wind Power Plants During 1997–2005”

Dos dados recolhidos neste documento se contruíram as seguintes tabelas para o posterior uso no projecto. Figuras 5.7. e 5.8.

Componente	Distribuição do número de falhas (%)	Distribuição do tempo de inatividade (%)
Nacela	0,3	0
Pás/Pitch	13,4	9,4
Gerador	5,5	8,9
Sistema Elétrico	17,5	14,3
Sistema de controle	12,9	18,3
Tren de acionamento	1,1	2,4
Sensores	14,1	5,4
Motores	9,8	19,4
Frenos mecanicos	1,2	1,2
Hidraulica	13,3	4,4
Sistema Yaw	6,7	13,3
Estrutura	1,5	1,2
Unidade inteira	2,7	1,7
Suma	100	99,9

## Anexo 6

+ Dados de simulação:

Data	Velocidade do vento (m/s) a 10 m de altura	Dias com geração
25/08/13 00:00	6,6	1
26/08/13 00:00	8,25	1
27/08/13 00:00	7,15	1
28/08/13 00:00	8,64	1
29/08/13 00:00	8,55	1
30/08/13 00:00	7,45	1
31/08/13 00:00	7,96	1
01/09/13 00:00	8,9	1
02/09/13 00:00	6,53	1
03/09/13 00:00	5,22	1
04/09/13 00:00	5,7	1
05/09/13 00:00	5,57	1
06/09/13 00:00	5,66	1
07/09/13 00:00	6,32	1
08/09/13 00:00	4,72	1
09/09/13 00:00	3,92	1
10/09/13 00:00	7,19	1
11/09/13 00:00	9,49	1
12/09/13 00:00	8,65	1
13/09/13 00:00	6,02	1
14/09/13 00:00	4,29	1
15/09/13 00:00	4,8	1

16/09/13		
00:00	5,28	1
17/09/13		
00:00	4,1	1
18/09/13		
00:00	4,6	1
19/09/13		
00:00	4,35	1
20/09/13		
00:00	4,78	1
21/09/13		
00:00	6,82	1
22/09/13		
00:00	6,15	1
23/09/13		
00:00	6,91	1
24/09/13		
00:00	4,78	1
25/09/13		
00:00	6,25	1
26/09/13		
00:00	7,08	1
27/09/13		
00:00	8,62	1
28/09/13		
00:00	8,44	1
29/09/13		
00:00	9,19	1
30/09/13		
00:00	9,04	1
01/10/13		
00:00	8,6	1
02/10/13		
00:00	7,27	1
03/10/13		
00:00	10,74	1
04/10/13		
00:00	6,13	1
05/10/13		
00:00	4,46	1
06/10/13		
00:00	5,68	1
07/10/13		
00:00	4,75	1
08/10/13		
00:00	5,97	1
09/10/13		
00:00	8,22	1
10/10/13		
00:00	6,51	1

11/10/13		
00:00	7,84	1
12/10/13		
00:00	6,15	1
13/10/13		
00:00	6,24	1
14/10/13		
00:00	7,35	1
15/10/13		
00:00	11,92	1
16/10/13		
00:00	8,3	1
17/10/13		
00:00	5,45	1
18/10/13		
00:00	7,62	1
19/10/13		
00:00	11,55	1
20/10/13		
00:00	10,59	1
21/10/13		
00:00	10,84	1
22/10/13		
00:00	13,96	1
23/10/13		
00:00	10,14	1
24/10/13		
00:00	8,49	1
25/10/13		
00:00	5,98	1
26/10/13		
00:00	8,29	1
27/10/13		
00:00	10,19	1
28/10/13		
00:00	10,29	1
29/10/13		
00:00	4,99	1
30/10/13		
00:00	4,02	1
31/10/13		
00:00	5,49	1
01/11/13		
00:00	11,17	1
02/11/13		
00:00	8,07	1
03/11/13		
00:00	7,78	1
04/11/13		
00:00	14,23	1

05/11/13		
00:00	8,9	1
06/11/13		
00:00	8,23	1
07/11/13		
00:00	7,86	1
08/11/13		
00:00	7,39	1
09/11/13		
00:00	9,99	1
10/11/13		
00:00	6,46	1
11/11/13		
00:00	3,85	1
12/11/13		
00:00	4,46	1
13/11/13		
00:00	7,68	1
14/11/13		
00:00	7,54	1
15/11/13		
00:00	7,92	1
16/11/13		
00:00	8,12	1
17/11/13		
00:00	6,65	1
18/11/13		
00:00	4,43	1
19/11/13		
00:00	7,28	1
20/11/13		
00:00	4,63	1
21/11/13		
00:00	6,51	1
22/11/13		
00:00	5,42	1
23/11/13		
00:00	7,42	1
24/11/13		
00:00	7,45	1
25/11/13		
00:00	9,37	1
26/11/13		
00:00	11,33	1
27/11/13		
00:00	12,3	1
28/11/13		
00:00	8,88	1
29/11/13		
00:00	7,22	1



30/11/13		
00:00	6,91	1
01/12/13		
00:00	10,55	1
02/12/13		
00:00	8,89	1
03/12/13		
00:00	6,04	1
04/12/13		
00:00	5,35	1
05/12/13		
00:00	8,1	1
06/12/13		
00:00	8,95	1
07/12/13		
00:00	5,45	1
08/12/13		
00:00	4,65	1
09/12/13		
00:00	5,98	1
10/12/13		
00:00	7,55	1
11/12/13		
00:00	11,48	1
12/12/13		
00:00	7,67	1
13/12/13		
00:00	7,94	1
14/12/13		
00:00	7,77	1
15/12/13		
00:00	7,66	1
16/12/13		
00:00	8,8	1
17/12/13		
00:00	5,11	1
18/12/13		
00:00	13,16	1
19/12/13		
00:00	11,07	1
20/12/13		
00:00	5,97	1
21/12/13		
00:00	10,62	1
22/12/13		
00:00	9,91	1
23/12/13		
00:00	16,79	1
24/12/13		
00:00	13,99	1

25/12/13		
00:00	11,62	1
26/12/13		
00:00	9,38	1
27/12/13		
00:00	15,37	1
28/12/13		
00:00	9,03	1
29/12/13		
00:00	6,52	1
30/12/13		
00:00	9,65	1
31/12/13		
00:00	10,32	1
01/01/14		
00:00	13,91	1
02/01/14		
00:00	9,45	1
03/01/14		
00:00	10,61	1
04/01/14		
00:00	12,48	1
05/01/14		
00:00	13,27	1
06/01/14		
00:00	10,96	1
07/01/14		
00:00	7,26	1
08/01/14		
00:00	6,94	1
09/01/14		
00:00	4,08	1
10/01/14		
00:00	4,02	1
11/01/14		
00:00	5,66	1
12/01/14		
00:00	8,52	1
13/01/14		
00:00	10,25	1
14/01/14		
00:00	9,42	1
15/01/14		
00:00	11,99	1
16/01/14		
00:00	12,96	1
17/01/14		
00:00	7,49	1
18/01/14		
00:00	8,72	1

19/01/14		
00:00	9,94	1
20/01/14		
00:00	7,45	1
21/01/14		
00:00	9,07	1
22/01/14		
00:00	9,14	1
23/01/14		
00:00	6,64	1
24/01/14		
00:00	9,29	1
25/01/14		
00:00	8,21	1
26/01/14		
00:00	11,88	1
27/01/14		
00:00	13,93	1
28/01/14		
00:00	15,95	1
29/01/14		
00:00	10,26	1
30/01/14		
00:00	11,08	1
31/01/14		
00:00	11,87	1
01/02/14		
00:00	13,14	1
02/02/14		
00:00	9,07	1
03/02/14		
00:00	12,83	1
04/02/14		
00:00	14,02	1
05/02/14		
00:00	13,64	1
06/02/14		
00:00	18,94	1
07/02/14		
00:00	15,7	1
08/02/14		
00:00	16,28	1
09/02/14		
00:00	12,91	1
10/02/14		
00:00	13,89	1
11/02/14		
00:00	10,76	1
12/02/14		
00:00	12,42	1

13/02/14		
00:00	16,26	1
14/02/14		
00:00	18,26	1
15/02/14		
00:00	9,53	1
16/02/14		
00:00	7,89	1
17/02/14		
00:00	8,86	1
18/02/14		
00:00	5,46	1
19/02/14		
00:00	6,96	1
20/02/14		
00:00	13,04	1
21/02/14		
00:00	10,12	1
22/02/14		
00:00	9,9	1
23/02/14		
00:00	7,94	1
24/02/14		
00:00	10,27	1
25/02/14		
00:00	14,62	1
26/02/14		
00:00	9,1	1
27/02/14		
00:00	9,95	1
28/02/14		
00:00	14,23	1
01/03/14		
00:00	13,07	1
02/03/14		
00:00	12,54	1
03/03/14		
00:00	16,52	1
04/03/14		
00:00	12,52	1
05/03/14		
00:00	6,21	1
06/03/14		
00:00	4,7	1
07/03/14		
00:00	4,25	1
08/03/14		
00:00	5,4	1
09/03/14		
00:00	8,14	1

10/03/14		
00:00	6,79	1
11/03/14		
00:00	8,34	1
12/03/14		
00:00	5,95	1
13/03/14		
00:00	3,05	1
14/03/14		
00:00	4,38	1
15/03/14		
00:00	6,26	1
16/03/14		
00:00	8,82	1
17/03/14		
00:00	6,22	1
18/03/14		
00:00	5,86	1
19/03/14		
00:00	6,22	1
20/03/14		
00:00	8,38	1
21/03/14		
00:00	7,09	1
22/03/14		
00:00	11,05	1
23/03/14		
00:00	5,54	1
24/03/14		
00:00	12,16	1
25/03/14		
00:00	14,55	1
26/03/14		
00:00	8,43	1
27/03/14		
00:00	3,34	1
28/03/14		
00:00	4,13	1
29/03/14		
00:00	4,54	1
30/03/14		
00:00	6,98	1
31/03/14		
00:00	7,75	1
01/04/14		
00:00	9,14	1
02/04/14		
00:00	5,85	1
03/04/14		
00:00	6,86	1

04/04/14		
00:00	8,5	1
05/04/14		
00:00	8,13	1
06/04/14		
00:00	8,34	1
07/04/14		
00:00	7,83	1
08/04/14		
00:00	5,88	1
09/04/14		
00:00	6,08	1
10/04/14		
00:00	5,33	1
11/04/14		
00:00	8,13	1
12/04/14		
00:00	6,45	1
13/04/14		
00:00	6,6	1
14/04/14		
00:00	5,67	1
15/04/14		
00:00	3,5	1
16/04/14		
00:00	3,36	1
17/04/14		
00:00	5,37	1
18/04/14		
00:00	5,87	1
19/04/14		
00:00	4,09	1
20/04/14		
00:00	5,36	1
21/04/14		
00:00	3,12	1
22/04/14		
00:00	8,09	1
23/04/14		
00:00	5,93	1
24/04/14		
00:00	7,58	1
25/04/14		
00:00	12,2	1
26/04/14		
00:00	11,04	1
27/04/14		
00:00	8,49	1
28/04/14		
00:00	7,97	1

29/04/14		
00:00	7	1
30/04/14		
00:00	5,56	1
01/05/14		
00:00	4,26	1
02/05/14		
00:00	4,62	1
03/05/14		
00:00	6,75	1
04/05/14		
00:00	6,26	1
05/05/14		
00:00	6,76	1
06/05/14		
00:00	5,48	1
07/05/14		
00:00	3,95	1
08/05/14		
00:00	4,11	1
09/05/14		
00:00	3,26	1
10/05/14		
00:00	5,84	1
11/05/14		
00:00	5,15	1
12/05/14		
00:00	5,17	1
13/05/14		
00:00	7,07	1
14/05/14		
00:00	8,33	1
15/05/14		
00:00	7,1	1
16/05/14		
00:00	11,73	1
17/05/14		
00:00	10,48	1
18/05/14		
00:00	6,71	1
19/05/14		
00:00	6,02	1
20/05/14		
00:00	6,38	1
21/05/14		
00:00	10,2	1
22/05/14		
00:00	12,39	1
23/05/14		
00:00	10,48	1

24/05/14		
00:00	5	1
25/05/14		
00:00	4,59	1
26/05/14		
00:00	4,68	1
27/05/14		
00:00	3,8	1
28/05/14		
00:00	6,36	1
29/05/14		
00:00	3,44	1
30/05/14		
00:00	5,08	1
31/05/14		
00:00	5,4	1
01/06/14		
00:00	3,66	1
02/06/14		
00:00	3,49	1
03/06/14		
00:00	5,64	1
04/06/14		
00:00	4,64	1
05/06/14		
00:00	6,29	1
06/06/14		
00:00	9,16	1
07/06/14		
00:00	8,94	1
08/06/14		
00:00	7,13	1
09/06/14		
00:00	8,17	1
10/06/14		
00:00	4,58	1
11/06/14		
00:00	5,14	1
12/06/14		
00:00	4,79	1
13/06/14		
00:00	5,06	1
14/06/14		
00:00	7,44	1
15/06/14		
00:00	12,05	1
16/06/14		
00:00	10,52	1
17/06/14		
00:00	8,75	1



18/06/14		
00:00	6,77	1
19/06/14		
00:00	4,48	1
20/06/14		
00:00	5,03	1
21/06/14		
00:00	5,12	1
22/06/14		
00:00	4,76	1
23/06/14		
00:00	4,92	1
24/06/14		
00:00	4,36	1
25/06/14		
00:00	3,61	1
26/06/14		
00:00	4,85	1
27/06/14		
00:00	3,86	1
28/06/14		
00:00	7,73	1
29/06/14		
00:00	5,35	1
30/06/14		
00:00	7,42	1
01/07/14		
00:00	7,55	1
02/07/14		
00:00	4,94	1
03/07/14		
00:00	5,64	1
04/07/14		
00:00	6,36	1
05/07/14		
00:00	10,52	1
06/07/14		
00:00	6,58	1
07/07/14		
00:00	5,02	1
08/07/14		
00:00	6,7	1
09/07/14		
00:00	8,02	1
10/07/14		
00:00	7,33	1
11/07/14		
00:00	6,26	1
12/07/14		
00:00	4,87	1

13/07/14		
00:00	3,5	1
14/07/14		
00:00	2,89	0
15/07/14		
00:00	4,08	1
16/07/14		
00:00	5,3	1
17/07/14		
00:00	7,83	1
18/07/14		
00:00	4,92	1
19/07/14		
00:00	8,24	1
20/07/14		
00:00	6,51	1
21/07/14		
00:00	3,61	1
22/07/14		
00:00	5,67	1
23/07/14		
00:00	3,92	1
24/07/14		
00:00	4,75	1
25/07/14		
00:00	5,06	1
26/07/14		
00:00	5,6	1
27/07/14		
00:00	6,77	1
28/07/14		
00:00	6,17	1
29/07/14		
00:00	7,87	1
30/07/14		
00:00	7,4	1
31/07/14		
00:00	5,78	1
01/08/14		
00:00	5,41	1
02/08/14		
00:00	8,02	1
03/08/14		
00:00	4,42	1
04/08/14		
00:00	3,03	1
05/08/14		
00:00	4,34	1
06/08/14		
00:00	5,99	1

07/08/14		
00:00	6,25	1
08/08/14		
00:00	6,21	1
09/08/14		
00:00	6,89	1
10/08/14		
00:00	6,95	1
11/08/14		
00:00	3,65	1
12/08/14		
00:00	8,23	1
13/08/14		
00:00	6,44	1
14/08/14		
00:00	4,19	1
15/08/14		
00:00	5,4	1
16/08/14		
00:00	7,18	1
17/08/14		
00:00	5,8	1
18/08/14		
00:00	4,87	1
19/08/14		
00:00	4,42	1
20/08/14		
00:00	4,56	1
21/08/14		
00:00	4,09	1
22/08/14		
00:00	5,26	1
23/08/14		
00:00	3,64	1
24/08/14		
00:00	4,58	1
Velocidade media (m/s)		Dias totais de geração
	7,08	364

## + Dados de simulação:

V (m/s)	Potência Total Parque (kW)	Altura toma de dados	Altura das turbinas media (m)
0	0	10 m	45,33333333
1	0	Potencia nominal intalada 24 aerogeradores(kW)	
2	0	17560	
3	21		
4	315		
5	1214		
6	2325		
7	3744		
8	5873		
9	8324		
10	10973		
11	13385		
12	15225		
13	16516		
14	17269		
15	17604		
16	17728		
17	17611		
18	17396		
19	17101		
20	16816		
21	16560		
22	16362		
23	16252		
24	16133		
25	16063		

+ Dados de simulação:

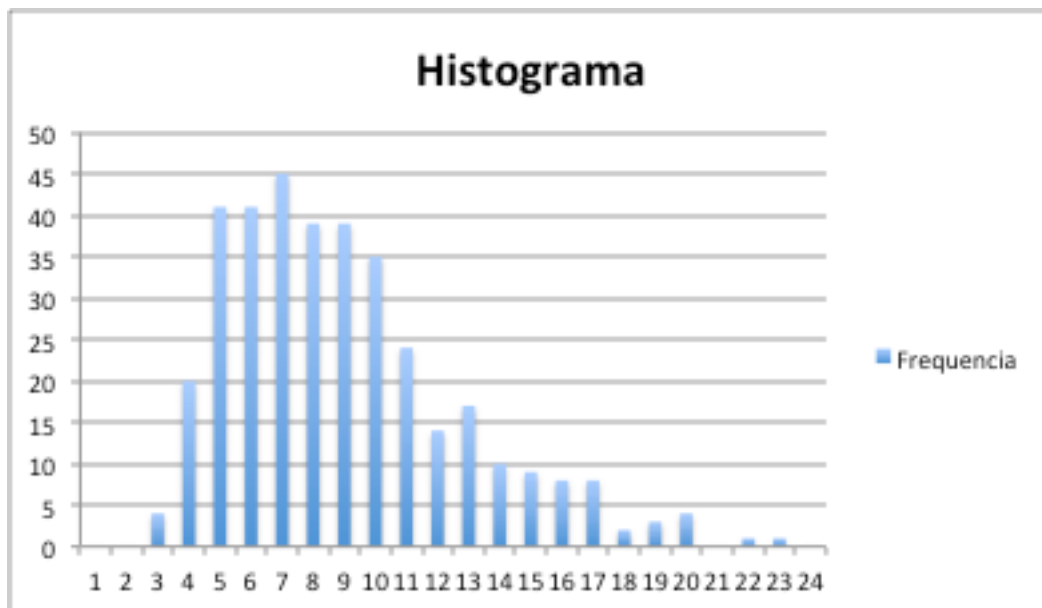
Velocidade do vento correxida (m/s)	Días com geração	Nº Clases	Clase (Vi)	Frequencia
8,205188834	1	Mínimo	1	0
10,25648604	1	3	2	0
8,88895457	1	Máximo	3	4
10,74133811	1	24	4	20
10,62944917	1	Clases	5	41
9,261917699	1	1	6	41
9,895955018	1	2	7	45
11,06457282	1	3	8	39
8,118164104	1	4	9	39
6,489558441	1	5	10	35
7,086299447	1	6	11	24
6,924682092	1	7	12	14
7,03657103	1	8	13	17
7,857089914	1	9	14	10
5,867953227	1	10	15	9
4,873384883	1	11	16	8
8,938682987	1	12	17	8
11,79806697	1	13	18	2
10,75377021	1	14	19	3
7,484126785	1	15	20	4
5,333372742	1	16	21	0
5,967410061	1	17	22	1
6,564151067	1	18	23	1
5,09716276	1	19	24	0
5,718767975	1	20		Somatorio
5,407965368	1	21		365
5,942545852	1	22		
8,478695128	1	23		
7,645744141	1	24		

\*Os dados de vento correxido continuarían até os 365 días.

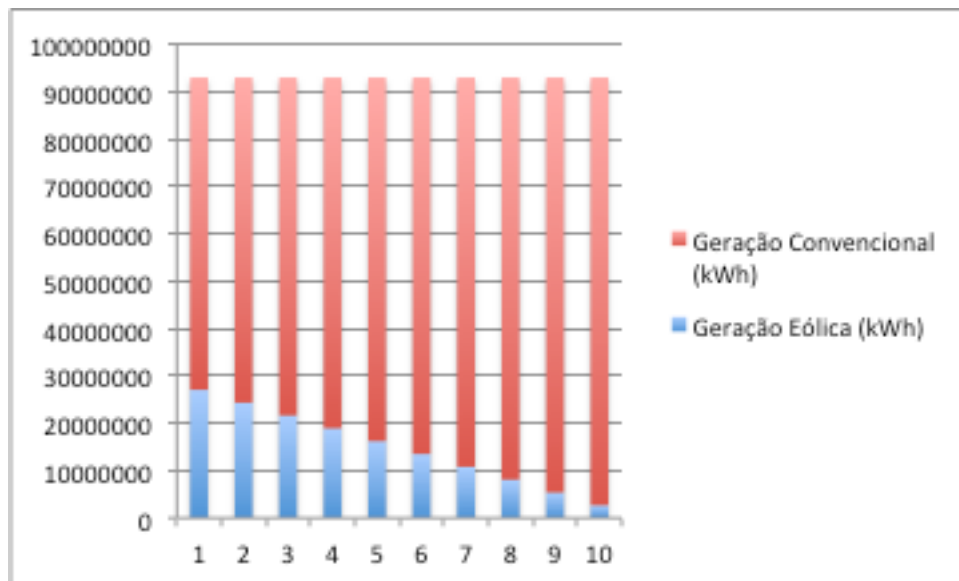
\* Os dados de frecuencia de velocidades são dados medidos a partir dos dados anteriores.

## + Dados simulação:

Clase (Vi)	Frequencia	P(Vi)	P(V<=Vi)	Ln Vi	ln(-ln(1-P(V<=Vi)))	k	A	Weibull
1	0	0	0	0	#NUM!	2,8484	6,5889	0,01319088
2	0	0	0	0,69314718	#NUM!			0,04614937
3	4	0,0109589	0,0109589	1,09861229	-4,508098354			0,09078608
4	20	0,05479452	0,06575342	1,38629436	-2,688028829			0,13500074
5	41	0,11232877	0,17808219	1,60943791	-1,629054674			0,16458129
6	41	0,11232877	0,29041096	1,79175947	-1,069822835			0,16904306
7	45	0,12328767	0,41369863	1,94591015	-0,627506757			0,14735584
8	39	0,10684932	0,52054795	2,07944154	-0,307733254			0,10883115
9	39	0,10684932	0,62739726	2,19722458	-0,012839608			0,06767256
10	35	0,09589041	0,72328767	2,30258509	0,250585035			0,03511465
11	24	0,06575342	0,7890411	2,39789527	0,442177506			0,01504761
12	14	0,03835616	0,82739726	2,48490665	0,563472699			0,00526545
13	17	0,04657534	0,8739726	2,56494936	0,728155166			0,00148671
14	10	0,02739726	0,90136986	2,63905733	0,840004938			0,00033459
15	9	0,02465753	0,9260274	2,7080502	0,957071953			5,9276E-05
16	8	0,02191781	0,94794521	2,77258872	1,083653757			8,1624E-06
17	8	0,02191781	0,96986301	2,83321334	1,253334828			8,6263E-07
18	2	0,00547945	0,97534247	2,89037176	1,309054931			6,908E-08
19	3	0,00821918	0,98356164	2,94443898	1,412969856			4,1385E-09
20	4	0,0109589	0,99452055	2,99573227	1,649955894			1,8313E-10
21	0	0	0,99452055	3,04452244	1,649955894			5,9099E-12
22	1	0,00273973	0,99726027	3,09104245	1,774934953			1,3733E-13
23	1	0,00273973	1	3,13549422	3,584730798			2,2688E-15
24	0	0	1	3,17805383	3,584730798			2,6315E-17
<b>Somatorio</b>	<b>365</b>							



+ Dados simulação:



## Bibliografía

- "Fiabilidad de redes eléctricas". Departamento de ingeniería eléctrica de la Universidad de Vigo. José Cidrás Pidre.
- REE
- "Fiabilidad de un sistema eléctrico con energía eólica" Universidad Carlos III Madrid.
- Estudios de fluidodinámica."Energía eólica". ETSE Universidade de Vigo.
- Sotavento.
- OCU.
- IEEE Transactions on energy conversions, VOL. 22, NO. 1, MARCH 2007.
- Windpower.org. Danish Association.
- OPEX Energy.
- <http://www.dgeg.pt/>
- RD 1955/2000.