

Universidad de **Cádiz**

Proyectos de fin de carrera de **Ingeniería Química**

Facultad: CIENCIAS

Titulación: INGENIERÍA QUÍMICA

Título: Plan de mantenimiento para parques eólicos

Autores: Francisco RODRÍGUEZ AMADO y
María GARCÍA SÁNCHEZ

Fecha: Junio 2005





Parte I	Antecedentes.....	1
Parte II	Plan de mantenimiento para parques eólicos.....	324

Parte I

Antecedentes

1. Introducción.....	1
1.1 Mantenimiento y rentabilidad.....	3
1.2 Gestión del mantenimiento y terotecnología.....	4
1.3 La función del trabajo de mantenimiento.....	5
1.4 Objetivos del mantenimiento. Planificación y control.....	7
1.4.1 Niveles de intervención.....	9
1.4.2 Determinación de la planificación.....	9
1.4.3 Introducción al control de costes.....	13
1.5 Resumen/ conclusión.....	15
2. Toma de decisiones y estadística de fallos.....	15
2.1 La naturaleza de la toma de decisiones.....	15
2.2 Introducción a la estadística de fallos.....	16
2.2.1 Funciones de densidad de probabilidad.....	17
2.2.2 La f.d.p. Weibull.....	19
2.3 Aplicación de la estadística de fallos al mantenimiento y a la ingeniería de fiabilidad.....	21
2.4 Limitación de la estadística de fallos en la gestión de mantenimiento.....	22
3. Fiabilidad en ingeniería y mantenimiento.....	23
3.1 Introducción.....	23
3.2 Perfil de fallo de un estudio a lo largo de su vida.....	23

3.3 Predicción de la fiabilidad en plantas complejas.....	24
3.3.1 Componentes conectados en serie	24
3.3.2 Componentes conectados en paralelo.....	26
3.3.3 Fiabilidad y mantenimiento preventivo.....	28
3.4 Predicción de la mantenibilidad.....	28
3.5 Conexión fiabilidad-mantenibilidad.....	31
3.5.1 Relación fiabilidad y disponibilidad en relación con el mantenimiento preventivo.....	32
3.5.2 Relación fiabilidad y disponibilidad respecto al mantenimiento correctivo.....	37
3.6 Valoración de la disponibilidad de una planta.....	38
3.6.1 El concepto de disponibilidad.....	38
3.7 Fiabilidad de parques eólicos.....	40
3.7.1 Métodos de análisis de fiabilidad.....	40
3.7.2 Método de análisis de fiabilidad para los parques eólicos.....	41
3.8 Características de fiabilidad de los parques eólicos.....	47
3.8.1 Incidentes en sistemas eléctricos.....	55
3.8.2 Tasas de fallos para otros componentes técnicos.....	57
3.9 Etapas en el proceso de análisis con árboles de fallos.....	58
3.9.1 Construcción del árbol de fallos.....	59

3.10 Aplicación del análisis del árboles de fallos: parque eólico.....	77
3.10.1 Árboles de fallos.....	77
3.11 Elección del programa informático.....	82
3.11.1 Introducción.....	82
3.11.2 Programa Relex V 7.7.....	82
4. Organización y planificación del mantenimiento.....	145
4.1 Introducción.....	145
4.2 Políticas de mantenimiento: preventivo y correctivo.....	146
4.2.1 Reparación o sustitución a intervalo fijo antes del fallo.....	148
4.2.2 Mantenimiento según condición.....	150
4.2.3 Mantenimiento de oportunidad.....	152
4.2.4 Operación hasta fallo y mantenimiento correctivo.....	152
4.2.5 Mantenimiento modificativo.....	153
4.3 Determinación de un plan de mantenimiento.....	153
4.3.1 Clasificación e identificación de los equipos.....	154
4.3.2 Recogida de información.....	154
4.3.3 Selección de la política.....	155
4.3.4 Programa de mantenimiento preventivo.....	156
4.3.5 Líneas maestras del mantenimiento correctivo.....	157
4.3.6 La organización del mantenimiento.....	157
4.4 La estrategia de sustitución.....	157
4.5 Planificación del mantenimiento correctivo.....	158

4.5.1 Parte de averías.....	159
4.5.2 Historial de averías.....	160
4.5.3 Suministro de repuestos.....	160
4.5.4 Taller auxiliar de apoyo logístico.....	160
4.6 Planificación del mantenimiento preventivo.....	161
4.6.1 Inventario de equipos.....	162
4.6.2 Nivel de mantenimiento preventivo a aplicar.....	163
4.6.3 Frecuencia de intervención preventiva.....	165
5. Organización de los recursos de mantenimiento.....	167
5.1 Introducción.....	167
5.2 La estructura de los recursos de mantenimiento.....	167
5.2.1 Tamaño de la plantilla.....	168
5.3 Estructura de mantenimiento.....	169
5.4 Planificación y programación de trabajos.....	169
5.4.1 Introducción.....	169
5.4.2 Fundamentos de la planificación de trabajos de mantenimiento.....	170
5.4.3 Un modelo de planificación de trabajos de mantenimiento.....	172
6. Técnicas cuantitativas de ayuda a la organización de mantenimiento.....	174
6.1 Modelo de teoría de colas.....	174
6.1.1 Fundamentos.....	175
6.1.2 Modelos de cola simple y multicanal.....	176

6.2 Simulación.....	178
7. Costes.....	179
7.1 Análisis de los costes de mantenimiento.....	181
7.1.1 Costes directos de mantenimiento.....	181
7.1.2 Costes de parada de producción.....	183
8. Control de stocks	183
8.1 Objetivo.....	183
8.2 Complicaciones	184
8.3 Método científico de control de stocks	186
8.3.1 Modelo simple de evaluación de cap	186
8.4 Stocks de seguridad.....	188
8.4.1 Sistema de revisión periódica	188
9. Análisis de redes aplicado a la planificación y control del trabajo de mantenimiento.....	189
9.1 Método CPM	191
9.2 Método PERT	191
9.3 Diferencias entre método CPM y PERT	192
9.4 Diagrama de GANTT.....	192
10. Mantenimiento según condición o estado	193
10.1 Tipos de control de condición o estado.....	195
10.2 Métodos de control de condición o estado.....	195
10.2.1 Técnicas de control en marcha inspección visual, acústica y al tacto de los componentes accesibles....	196
10.2.2 Técnicas de control en parada	198
10.3 Técnicas de control de condición de aplicación general	200
10.4 La aplicación sistemática del control de condición o estado.....	201
10.4.1 Almacenamiento de registros.....	202
10.4.2 Control de tendencias -curvas de vida.	202

10.5 Técnicas de control de lubricantes.....	204
10.5.1 Síntomas detectados mediante el control de lubricantes.....	204
10.6 Control de temperatura.	206
10.6.1 Localización de las medidas de temperatura.....	207
10.6.2 Instrumentos para el control de la temperatura.....	207
10.6.3 Averías que pueden ser detectadas por la temperatura.....	210
10. 7 Monitorización de vibraciones y ruidos	211
10.7.1 La causa de la vibración y el ruido	212
10.7.2 El equipo	213
10.7.3 Técnicas prácticas de monitorización de vibraciones...	213
10.8 Programa de control de la planta según condición.....	214
11. Estrategias de mantenimiento en las turbinas eólicas.....	216
12. Estrategia a seguir en el mantenimiento modificativo.....	218
12.1 Análisis de tiempos trabajados	218
13. Ciencia del comportamiento y gestión del mantenimiento.....	219
14. Control y gestión del mantenimiento mediante indicadores.....	225

El parque eólico

1. El origen del viento y sus características.....	226
1.1 La energía del viento.....	228
1.2 Régimen de velocidades en los aerogeneradores.....	230
1.3 Turbulencia atmosférica y efectos estela.....	232
2. Un poco de historia.....	233
3. Partes principales de un aerogenerador.....	237
4. Aerodinámica en los aerogeneradores.....	240

5. Aerogeneradores de eje vertical.....	241
6. Aerogeneradores de eje horizontal.....	243
6.1 Datos técnicos de un aerogenerador de eje horizontal.....	243
7. Rotor eólico.....	245
7.1 Tipos de rotores de eje horizontal.....	247
7.1.1 Rotores multipala. Aeroturbinas lentas.....	247
7.1.2 Rotores tipo hélices. Aeroturbinas rápidas.....	247
7.2 Posiciones del rotor.....	248
7.3 Apoyo del sistema de transmisión.....	251
7.3.1 Eje del rotor con apoyos separados.....	251
7.3.2 Eje del rotor integrado en la caja multiplicadora.....	252
7.3.3 Eje del rotor conectado a un soporte fijo.....	252
8. Buje.....	252
9. Las palas.....	253
9.1 Materiales.....	254
9.2 Número de palas.....	256
10. Caja multiplicadora.....	259
10.1 Tipos de cajas multiplicadoras.....	260
11. Generadores de las turbinas eólicas.....	261
11.1 Generador eléctrico de corriente continua.....	261
11.2 Generador eléctrico de corriente alterna.....	264
11.3 Generador síncrono.....	264
11.4 Generadores asíncronos o de inducción.....	267
12. Freno mecánico.....	274

13. Torres de soporte.....	276
13.1 Tipos de torres.....	277
13.1.1 Torre de celosía.....	277
13.1.2 Torre tubular de acero.....	277
13.1.3 Torre tubular de hormigón.....	278
13.1.4 Torres de mástil tensado con vientos.....	278
13.2 Accesibilidad.....	279
13.3 Cimentación.....	280
14. Sistemas eléctricos de control.....	281
15. Mecanismo de cambio de paso de la pala.....	284
15.1 Componentes básicos.....	284
15.1.1 Elemento de conexión con el buje.....	284
15.1.2 Accionamiento del sistema de giro.....	285
15.2 Sistemas eléctricos de cambio de paso.....	285
15.3 Sistemas individuales de cambio de paso.....	286
16. Sistemas de orientación.....	286
16.1 Diseño de los sistemas de orientación.....	287
16.2 Anemómetros y veletas.....	288
17. Sistemas de regulación de potencia.....	290
17.1 Sistemas pasivos de la limitación de la potencia.....	291
17.2 Sistemas activos de control de potencia.....	292
18. Sistema eléctrico.....	294.
18.1 Instalación eléctrica de baja tensión.....	295
18.1.1 Componentes.....	295
18.2 Conexión del generador.....	296
18.3 Dispositivos de maniobra y protección.....	297

19. Centros de transformación.....	297
20. Red de media tensión.....	298
20.1 Diseño de una red subterránea.....	298
20.2 Trazado.....	298
20.3 Zanjas.....	299
20.4 Selección de cables.....	299
20.4.1 Tipo de cable.....	299
20.4.2 Tensión nominal.....	300
20.4.3 Sección del conductor.....	300
20.5 Diseño óptimo.....	300
21. Subestación.....	301
21.1 Transformador de la subestación.....	301
21.2 Régimen de neutro media tensión.....	302
21.3 Protecciones de media tensión.....	303
21.4 Evacuación en alta tensión.....	304
22. Protección frente a descargas atmosféricas.....	305
22.1 Protección externa.....	305
22.1.1 Instalación captadora del rayo.....	306
22.1.2 Derivación de la corriente del rayo.....	306
22.2 Instalación de puesta a tierra.....	307
22.2.1 Comportamiento de la puesta a tierra frente al rayo.....	308
22.2.2 Puesta a tierra del aerogenerador.....	308

22.2.3 Puesta tierra de la red de media tensión.....	309
22.2.4 Conexión con la puesta a tierra de la subestación.....	309
22.3 Protecciones internas.....	310
22.3.1 Tipos de descargadores de sobretensiones.....	310
22.3.2 Principio de protección por zonas.....	311
22.3.3 Zonas de protección en un aerogenerador.....	312
23. Infraestructura civil.....	313
23.1 Accesos y zanjas.....	313
23.2 Cimentaciones.....	314
23.3 Edificaciones.....	314
24. Aspectos medioambientales.....	315
24.1 Perturbaciones sonoras.....	316
24.2 Perturbaciones ELM.....	317
24.3 Erosión del suelo.....	318
24.4 Impactos sobre los recursos culturales.....	318
24.5 Impacto visual.....	318.
24.6 Impactos sobre la flora y la fauna.....	319
25. Formas de funcionamiento de un aerogenerador.....	321

Parte II

Plan de mantenimiento para parques eólicos.

Plan de mantenimiento preventivo para parques eólicos

1. Información relativa a los distintos parques.....	324
1.1. Información relativa al parque eólico situado en la zona de los lances.	324
1.2 Información relativa al parque eólico situado en Tahivilla.....	325
2. Planificación del mantenimiento preventivo.....	326
2.1 Pautas a seguir en el mantenimiento preventivo de parques eólicos.....	327
2.2 Legislación y normativa.	329
2.3 Clasificación e identificación de equipos.....	331
2.3.1 Codificación numérica.....	331
3. La organización del mantenimiento preventivo.....	332
3.1 Parte de revisiones.....	332
3.2 Inventario de equipos.....	335
3.3 Frecuencia de intervención preventiva.....	335
3.4 Almacenamiento de registros.....	335
4. Relación coste-mantenimiento.....	336
5. Organización de los recursos de mantenimiento.....	338
5.1 Programación de trabajos.....	339
5.2. Protocolo de actuación.....	339
6. Mantenimiento preventivo general a los componentes activos del parque.....	341
6.1 Las palas.....	341
6.2 El buje.....	341
6.3 Multiplicadora.....	342
6.4 Generador.....	342
6.5 Góndola.....	343
6.6 Torre de soporte.....	343
6.7 Motorreductor.....	343
6.8 Los frenos.....	343

6.9 Sensores.....	343
6.10 Subestación.....	344
6.11 Transformadores.....	344
7. Mantenimiento preventivo eléctrico del aerogenerador y de los componentes activos asociados a él.....	344
7.1 Inspección visual y limpieza.....	346
7.2 Mantenimiento de cojinetes.....	347
7.2.1 Lubricación de cojinetes simples.....	347
7.3 Mantenimiento de escobillas y portaescobillas.....	348
7.4. Operaciones de mantenimiento preventivo en transformadores.....	349
7.4.1 Transformadores de tipo seco.....	349
7.4.2 Transformadores en baño líquido.....	350
7.5 Operaciones de mantenimiento preventivo en equipos eléctricos de alta tensión.....	351
7.5.1 Seccionadores.....	353
7.5.2 Fusibles.....	353
7.5.3 Interruptores automáticos.....	354
7.5.4 Embarrados.....	355
7.6 Líneas aéreas y subterráneas.....	356
7.6.1 Líneas aéreas.....	356
7.6.2 Líneas subterráneas.....	356
7.7 Operaciones de mantenimiento preventivo en equipos eléctricos de baja tensión.....	357
7.7.1 Seccionadores.....	357
7.7.2 Fusibles.....	357
7.7.3 Interruptores automáticos.....	358
7.7.4 Interruptores manuales.....	358
7.7.5 Cables.....	359

7.8 Baterías.....	359
7.9 Operaciones de mantenimiento preventivo en equipos de accionamiento.....	360
7.9.1 Contactotes.....	360
7.9.2 Relés de protección.....	361
7.9.3 Pulsadores.....	363
7.10 Causas de averías en generadores eléctricos.....	363
7.11.Mantenimiento general a una subestación.....	368
7.12 Mantenimiento predictivo eléctrico.....	368

Plan de mantenimiento correctivo para parques eólicos

1. Introducción.....	370
2. Descripción del programa informático.....	371

Aplicación del análisis de árboles de fallos: parque eólico de Tarifa

1. Introducción.....	387
2. Descripción del sistema técnico.....	387
3. Análisis de los árboles de fallos con el software Relex.....	394
3.1 Árbol de fallos del sistema parque eólico Los Lances con estrategia de mantenimiento.....	394
3.1.1 Pantallas iniciales.....	394
3.1.2 Construcción del árbol de fallos.....	398
3.1.3 Personalización del árbol de fallos.....	399
3.1.4 Introducción de datos para el análisis del árbol de fallos.....	400
3.1.5 Cálculo del árbol de fallos.....	403
3.1.6 Valoración de los resultados.....	406
3.1.7 Introducción de datos – árbol de fallos.....	407

3.2	Árbol de fallos del subsistema aerogenerador con estrategia de mantenimiento.....	414
3.2.1	Pantallas iniciales.....	414
3.2.2	Construcción del árbol de fallos.....	416
3.2.3	Personalización del árbol de fallos.....	417
3.2.4	Introducción de datos para el análisis del árbol de fallos.....	417
3.2.5	Cálculo del árbol de fallos.....	420
3.2.6	Valoración de los resultados.....	421
3.2.7	Introducción de datos – árbol de fallos.....	421
3.3	Conclusiones de los árboles de fallos con estrategia de mantenimiento preventivo.....	427
	Bibliografía.....	429

..

PARTE I

Antecedentes

1. Introducción

La energía constituye un factor clave en las posibilidades de desarrollo de nuestra sociedad. En las últimas décadas se ha producido un notable incremento en la utilización de fuentes de energía alternativas a las denominadas convencionales (combustibles fósiles y nucleares) debido a múltiples razones ecológicas, medioambientales y sociales ampliamente conocidas.

En la zona del municipio de Tarifa se está realizando un gran esfuerzo en la implantación de la energía eólica para la producción de energía eléctrica que se inserta en la red general de distribución de la misma.

La energía eólica se obtiene principalmente mediante los denominados parques eólicos que son agrupaciones de aerogeneradores localizados en zonas geográficas con gran potencial energético-eólico. La producción de energía a partir del viento tiene planteados importantes retos tecnológicos, derivados fundamentalmente de dos fuentes: la incertidumbre asociada a los vientos y la fiabilidad de las instalaciones. La incertidumbre asociada a los vientos es de difícil tratamiento y los avances en esta línea se producen lentamente conforme se van conociendo los comportamientos a corto, medio y largo plazo de los patrones de viento en cada zona, así como de los avances en métodos de modelado y predicción de velocidades. La fiabilidad de las instalaciones es, sin embargo, un problema técnico mucho más predecible que permite la actuación de los ingenieros para aplicar métodos de optimización que permitan la explotación óptima de los parques.

Un mantenimiento adecuado tiende a prolongar la vida útil de los bienes, a obtener un rendimiento aceptable de los mismos durante más tiempo y a reducir el número de fallas.

Decimos que algo falla cuando deja de brindarnos el servicio que debía darnos o cuando aparecen efectos indeseables, según las especificaciones de diseño con las que fue construido o instalado el bien en cuestión.

En general, todo lo que existe, especialmente si es móvil, se deteriora, rompe o falla con el correr del tiempo. Puede ser a corto plazo o a muy largo plazo.

El solo paso del tiempo provoca en algunos bienes disminuciones evidentes de sus características, cualidades o prestaciones.

Probablemente, en los primeros tiempos del desarrollo de las industrias, las tareas de mantenimiento se hayan limitado a efectuar reparaciones o cambios de piezas luego de que éstas fallaran o, en algunos casos, a realizarlas poco antes de arribar a las mismas.

Actualmente existen variados sistemas para encarar el servicio de mantenimiento de las instalaciones en operación, algunos de ellos no solamente centran su atención en la tarea de corregir las fallas, sino que también tratan de actuar antes de la aparición de las mismas haciéndolo tanto sobre los bienes, tal como fueron concebidos, como sobre los que se encuentran en etapa de diseño, introduciendo en estos últimos, las modalidades de simplicidad en el diseño, diseño robusto, análisis de su fiabilidad, diseño sin mantenimiento, etcétera.

1.1 Mantenimiento y rentabilidad

Las organizaciones industriales existen para generar un beneficio; usan equipos y mano de obra para transformar materias primas en productos acabados de mayor valor.

En los términos más simples, el beneficio es la diferencia entre el ingreso derivado de la venta del producto y los costes de producción y venta del mismo. Los costes se pueden clasificar en fijos (por ejemplo, coste de equipos y edificios), o variables (por ejemplo, coste de materias primas). La rentabilidad está influenciada por muchos factores, tales como demanda y precio del producto, producción de los equipos, vida y amortización de los equipos, gastos de explotación, etcétera.

El mantenimiento está relacionado con la rentabilidad a través de la productividad de los equipos y el gasto de explotación. Los trabajos de mantenimiento elevan el nivel de rendimiento de los equipos y su disponibilidad pero al mismo tiempo incrementan los gastos de explotación. El objetivo de un departamento de mantenimiento industrial debe ser la consecución del equilibrio óptimo entre estos factores, esto es, el balance que maximice la contribución del departamento a la rentabilidad.

En el caso de las centrales eólicas el mantenimiento es el punto fundamental ya que no existe plantilla de producción por tener el proceso las características especiales que tiene en si mismo. El gasto de explotación esta constituido, entre otros, por los gastos de mantenimiento directo, mantenimiento indirecto y otros gastos como seguros, cuotas de alquiler del terreno, etcétera.

Durante la última década se ha incrementado la dependencia entre la rentabilidad y el esfuerzo de mantenimiento. Esto se debe a que las plantas industriales han crecido, los costes de improductividad son mayores y el trabajo de mantenimiento es más sofisticado y costoso. Se pueden conseguir ahorros significativos mejorando la gestión de mantenimiento, así como prestando mayor atención a los factores que afectan al mantenimiento en las diversas fases del ciclo de vida de los equipos. Esta consideración del ciclo de vida en la reducción del coste de mantenimiento ha sido definido desde entonces como terotecnología.

1.2 Gestión de mantenimiento y terotecnología

Durante su ciclo de vida, los equipos industriales se pueden considerar que pasan a través de varias fases, siendo la primera el diseño y la última la sustitución. El nivel de mantenimiento que se requiere en la fase de operación del equipo está afectado por factores de las otras fases.

En la fase de diseño, la fiabilidad y la mantenibilidad son los factores importantes y se deben considerar en relación con el funcionamiento del equipo y los gastos de inversión y explotación.

En la fase de montaje la mantenibilidad sigue siendo un factor importante, ya que es sólo entonces cuando el carácter multidimensional de muchos de los problemas de mantenimiento se clarifican. La fase de comisionado no es sólo un periodo para comprobar el funcionamiento técnico de la instalación, sino también un periodo de aprendizaje donde se detectan y corrigen los fallos primarios de diseño que pueden afectar a la disponibilidad del equipo. Finalmente, se debe continuar con un sistema apropiado de aprendizaje a lo largo de su vida operacional.

La función de un sistema de aprendizaje es recopilar y proporcionar información sobre las áreas problemáticas de mantenimiento, facilitando así la estrategia para el mantenimiento óptimo de la planta. Ya que el diseño del equipo es un proceso continuo, la información así recopilada debiera, en teoría, realimentarse continuamente al fabricante del equipo y en ciertas circunstancias a un banco de datos que pueda compartirse a nivel interempresarial, nacional o internacional. Las dificultades de estas actividades plantean un obstáculo importante para implantar con éxito un método terotecnológico; los sistemas de comunicación son caros y diferentes organizaciones (con diferentes objetivos) están involucradas durante el ciclo de vida del equipo.

En nuestro caso nos ocuparemos de la gestión de mantenimiento; un componente vital interrelacionado principalmente con la vida útil del equipo. La gestión de mantenimiento se puede definir como la dirección y organización de recursos para controlar la disponibilidad y el funcionamiento de la planta industrial a un nivel especificado. El responsable de mantenimiento tiene dos problemas principales; determinar el tamaño y naturaleza de la carga de trabajo de mantenimiento y la organización y control del personal, repuestos y equipos

necesarios para responder a ésta carga de trabajo, ambos problemas serán tratados en profundidad. Se requieren, sin embargo, dos consideraciones preliminares:

1. El usuario del equipo debe cooperar con el diseñador-fabricante-instalador en el análisis completo de la fiabilidad y mantenibilidad. Cuanto más altos sean los costes de mantenimiento (costes de pérdida de producción y costes de recursos), más necesaria es la cooperación, además las mejoras en fiabilidad y mantenibilidad son costosas cuando el equipo está en uso.
2. El departamento de mantenimiento debe cooperar estrechamente con el departamento de producción para conseguir el equilibrio óptimo entre los costes de los recursos de mantenimiento y la disponibilidad, lo cual es especialmente importante cuando los costes de indisponibilidad cambian apreciablemente con el tiempo.

1.3 La función del trabajo de mantenimiento

El mantenimiento se puede considerar como una combinación de acciones llevadas a cabo para sustituir, reparar, mantener o modificar los componentes de una instalación para que continúe operando con la disponibilidad especificada durante un período de tiempo. En resumen, la función de mantenimiento es el control de la disponibilidad de la instalación ó planta.

La disponibilidad, aunque se pueda definir de varias maneras, quizás la definición más básica sea:

$$\text{Disponibilidad} = T_o / (T_o + T_p)$$

(en un tiempo especificado)

donde

T_o = tiempo total de operación en condiciones de diseño.

T_p = tiempo total de parada.

Esta definición supone solamente dos situaciones definidas, a saber, trabajando y fallo, mientras que normalmente habrá un abanico de situaciones

intermedias. La corrección de esta fórmula para tener cuenta éstas no es difícil y no altera el concepto fundamental.

El responsable de mantenimiento solo puede influir sobre la disponibilidad a través de aquellas paradas en que se realizan acciones de mantenimiento.

En este caso T_p debe modificarse cuando el índice de disponibilidad vaya a ser utilizado en la gestión de mantenimiento. Existen factores que afectan a tales paradas y muestra su conexión con la disponibilidad. De estos factores, los más importantes son la fiabilidad y la mantenibilidad. Estas son características que se incorporan en la fase de diseño y que después afectan a la carga de trabajo de mantenimiento. La fiabilidad de una unidad ha sido definida como la probabilidad de que desarrolle una función específica, bajo unas condiciones específicas, durante un tiempo específico. Por ejemplo, en algunas situaciones, una medida de la fiabilidad es el tiempo medio de funcionamiento entre fallos (TMEF). La mantenibilidad de una unidad (una característica del diseño y de la instalación) ha sido definida como la probabilidad de que sea restablecida a una condición especificada dentro de un periodo de tiempo dado, usando recursos determinados. Respecto a la disponibilidad existen diferentes definiciones dependiendo del autor, en nuestro caso la definiremos como, en términos de tiempo medio de reparación (TMDR) o tiempo medio de mantenimiento preventivo (TMMP). Así se puede establecer una definición modificada de disponibilidad:

$$\text{Disponibilidad} = \text{TMEF} / (\text{TMEF} + \text{TMDR})$$

(en un tiempo especificado)

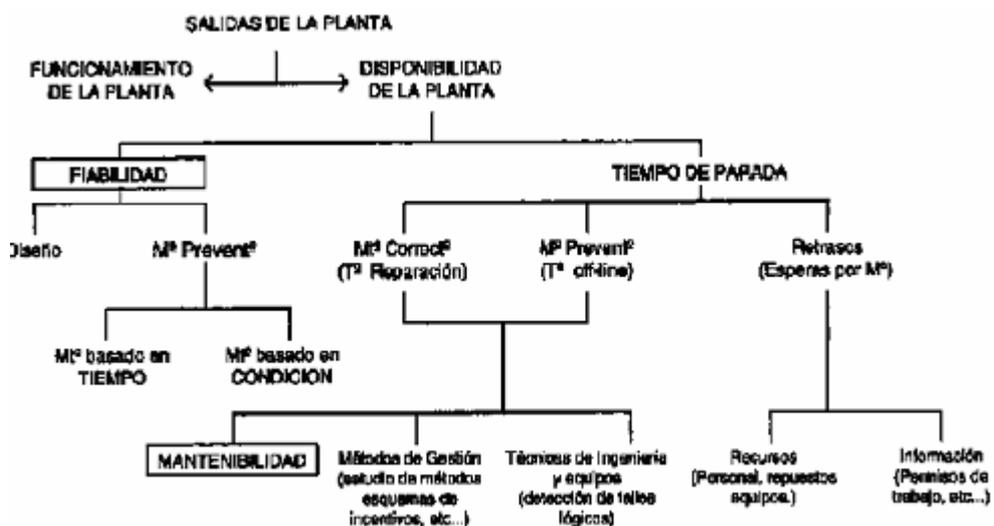


Figura 1.1 Factores que influyen en la disponibilidad

Las causas de una baja fiabilidad, o mantenibilidad sólo se pueden eliminar mediante un rediseño de ingeniería y esto no siempre es responsabilidad del departamento de mantenimiento.

El departamento de mantenimiento influye de forma más directa en la disponibilidad y mantenibilidad a través del mantenimiento correctivo y preventivo. El mantenimiento preventivo se define como aquel que se realiza a intervalos predeterminados y pretende reducir la probabilidad de fallo de una condición del equipo por debajo del nivel de aceptabilidad requerido; es decir, tal acción reduce los efectos de la no fiabilidad del equipo. El mantenimiento preventivo puede ser basado en tiempo y/o basado en condición y puede requerir, para su realización, que el equipo esté fuera de servicio. El establecimiento de un programa de mantenimiento preventivo es un difícil problema de gestión, que se tratara mas adelante.

El mantenimiento correctivo se ha definido como aquel que se realiza cuando falla el equipo, o cuando decrece su actividad por debajo de un nivel aceptable estando en operación. El tiempo de parada motivado por un fallo puede ser no sólo el tiempo empleado en realizar la reparación (tiempo de reparación), sino también los retrasos debidos a la falta de recursos o información.

El tiempo de reparación es una función de la mantenibilidad, los métodos de gestión y las técnicas de ingeniería. El tiempo empleado en la espera para reparar es una función de la organización de los recursos e información de mantenimiento.

Aunque la figura 1.1 identifica los factores de mantenimiento que afectan a la disponibilidad, no muestra las relaciones entre estos factores. Lo que ahora se requiere es un modelo simple de la relación mantenimiento-producción que permitirá que estos factores sean tratados en términos de objetivos de mantenimiento-producción, estrategia y control.

1.4 Objetivos de mantenimiento. Planificación y control

Se puede establecer como objetivos básicos del servicio de mantenimiento los siguientes:

1. Mantener el nivel necesario de disponibilidad y fiabilidad sobre el conjunto de los elementos que forman el capital productivo.

2. Garantizar el mantenimiento de instalaciones y maquinaria en las condiciones de seguridad establecidas legalmente por Industria.
3. Contribuir a mantener el nivel de calidad sobre los productos o servicios proporcionados. Para ello, se limitara la degeneración de la maquina, y sus consecuencias de aumento de producción defectuosa o rechazo.
4. Una vez alcanzados los objetivos anteriores, reducir al mínimo los costes totales de mantenimiento.
5. Proporcionar asistencia, partiendo de la asistencia adquirida, a todos aquellos que intervienen en el proyecto y gestión del proceso industrial.

La dirección ha de proporcionar los medios materiales y humanos para el cumplimiento de estos objetivos, así como facilitar la coordinación de las actividades de mantenimiento con el resto de las funciones industriales. Las acciones que el servicio de mantenimiento tiene que poner en práctica para conseguir los objetivos indicados pueden estructurarse de la forma siguiente:

1. Efectuar intervenciones especializadas, preventivas y correctivas, sobre la maquinaria e instalaciones a fin de mantener su eficacia, con revisiones completas o parciales, reparación de averías, eliminación de anomalías, ejecución de modificaciones y restauraciones.
2. Crear una organización adecuada para la preparación del trabajo, la previsión de plazos, el aprovechamiento de materiales y la programación.
3. Estudiar y llevar a cabo las negociaciones con la empresa externa a las que van a encomendar trabajos de mantenimiento concretos que, por la excesiva carga de trabajo del momento o por la particular especialización, no pueden ser atendidas por el servicio de mantenimiento. Controlar la calidad de la ejecución de estos trabajos.
4. Preocuparse de la continua mejora técnica de los medios de que el mantenimiento dispone, ya sea renovando los medios en si, o bien desarrollando procedimientos, útiles y medios de nueva concepción mas racionales.
5. Fomentar la puesta al día del nivel técnico de los operarios y del personal de supervisión mediante una acción continua y directa, a parte de utilizar la documentación específica y organizar cursos de formación.
6. Realizar un seguimiento de las nuevas maquinas e instalaciones nuevas a fin de adquirir los conocimientos necesarios para el mantenimiento futuro.

7. Favorecer el conocimiento de la maquinaria y de las instalaciones entre los empleados para mejorar su empleo.
8. Definir los repuestos y materiales técnicos a adquirir a proveedores externos, vigilando la falta de los mismos y su conservación.
9. Mantener la seguridad de las instalaciones a un nivel en que el peligro y la probabilidad de accidentes personales queden reducidos o por lo menos teóricamente eliminados.
10. Llevar un registro significativo de los hechos y datos históricos referentes a la naturaleza, frecuencia y coste de las intervenciones efectuadas sobre cada medio de producción.

Todas estas actividades deberán ser complementadas con otras no menos importantes como trabajos de taller, pruebas y ensayos, supervisiones, preparaciones previas, calibraciones, etcétera. de manera que se asegure la ocupación completa de la jornada de los operarios y técnicos pertenecientes al servicio de mantenimiento.

1.4.1 Niveles de intervención

Resulta conveniente dividir las actividades de mantenimiento en diferentes niveles de prestaciones.

De esta manera queda perfectamente establecida la naturaleza de los trabajos, el lugar de intervención, el personal de ejecución, las herramientas necesarias, la documentación y las piezas consumibles. Según la norma AFNOR NFX60-10, se distinguen cinco niveles de mantenimiento.

En nuestro caso todos los niveles serán llevados a cabo por el personal de mantenimiento ya que no existen usuarios de fabricación como tales y las actividades de mantenimiento son de un nivel similar. Todos los usuarios son técnicos mecánico-eléctrico liderados por un jefe de mantenimiento, esto es debido a que los campos de actuación que requiere el parque eólico se limitan al campo de la mecánica y al campo eléctrico.

1.4.2 Determinación de la planificación

Las unidades se consideran que están en unos de los siguientes estados:

En producción ----- Disponible

En espera de reparación----- No Disponible

En mantenimiento preventivo----- No Disponible

El paso del estado disponible al no disponible es causado por la necesidad del mantenimiento preventivo.

El mantenimiento preventivo se realiza para controlar el nivel de fallos, pero a veces su ejecución requiere que la planta esté fuera de servicio, es decir que esté no disponible.

Ya que el grado de fiabilidad es un compromiso con el coste adoptado en la fase de diseño, hay que esperar un cierto nivel de fallo, y por tanto, de indisponibilidad.

En la práctica, sin embargo, el nivel de fallo es a menudo mucho más alto que el esperado (o aceptable) y se ha demostrado que los fallos adicionales se deben a un pobre mantenimiento preventivo, mala operación o a un diseño deficiente. También se ha demostrado que las incidencias y los tiempos de reparación se pueden considerar efectivamente aleatorios y que las situaciones de reparación por esta razón se pueden representar como un modelo de cola. Esto es, para periodos cortos el ratio de fallos excede el ratio de reparación y los equipos forman una cola esperando su reparación. En la práctica, la situación de cola se complica por la amplia variedad del trabajo de mantenimiento correctivo con prioridades de reparación diferentes; este problema será tratado mas adelante.

En la figura 1.2 se presenta el mantenimiento como la operación de un conjunto de recursos (personal, repuestos y equipos) dirigidos a controlar el nivel de disponibilidad de la planta.

Los recursos se dividen entre el mantenimiento preventivo (que podría incluir las modificaciones diseñadas fuera de mantenimiento) y el mantenimiento correctivo.

Para que los recursos estén optimizados, es necesario establecer un objetivo de mantenimiento, un plan de mantenimiento y una organización apropiada de mantenimiento.

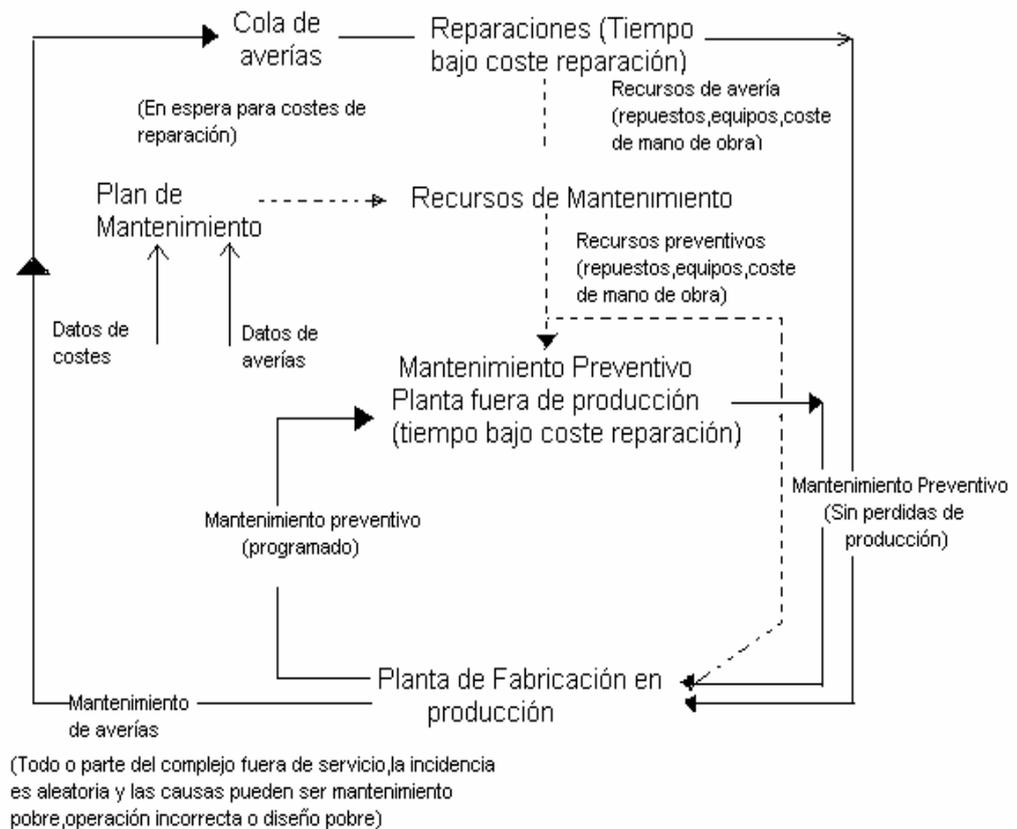


Figura 1.2 Modelo general de un sistema de mantenimiento

Se ha comentado en la sección 1.1 que el objetivo de mantenimiento debe ser compatible y por supuesto debe estar dirigido a la rentabilidad de la empresa. El objetivo es conseguir un equilibrio entre los costes de indisponibilidad y los costes de los recursos de mantenimiento que se disponen para controlar esta indisponibilidad. En el modelo general, con objeto de clarificarlos, estos costes se clasifican de la siguiente forma:

Costes indisponibilidad

Pérdida por indisponibilidad de materiales en servicio. Pérdida de producción durante el proceso de reparación en espera para reparación o debidas a mantenimiento preventivo.

Costes de recursos

Mano de obra asociada al mantenimiento correctivo y al mantenimiento preventivo, equipamiento de mantenimiento, consumo de repuestos y costes de espera.

El objetivo propio de mantenimiento en la mayoría de las situaciones industriales es minimizar la suma de los costes de indisponibilidad y de recursos.

Donde esto sea así, se debe disponer de la información de costes para que las decisiones de mantenimiento-producción se tomen con el detalle requerido y en el momento oportuno.

El plan de mantenimiento facilita las directrices bajo las cuales se llevaran a cabo las acciones de mantenimiento. En la figura 1.2 se puede observar que el plan debe llevar a establecer un programa de mantenimiento preventivo y debe facilitar las directrices dentro de las cuales se pueden tomar las decisiones de mantenimiento correctivo.

La organización de mantenimiento establece el nivel, combinación y distribución de los recursos, la estructura administrativa y los sistemas de planificación de trabajos requeridos para permitir que la carga de trabajo, correctivo y preventivo, sea gestionada de la manera más eficiente.

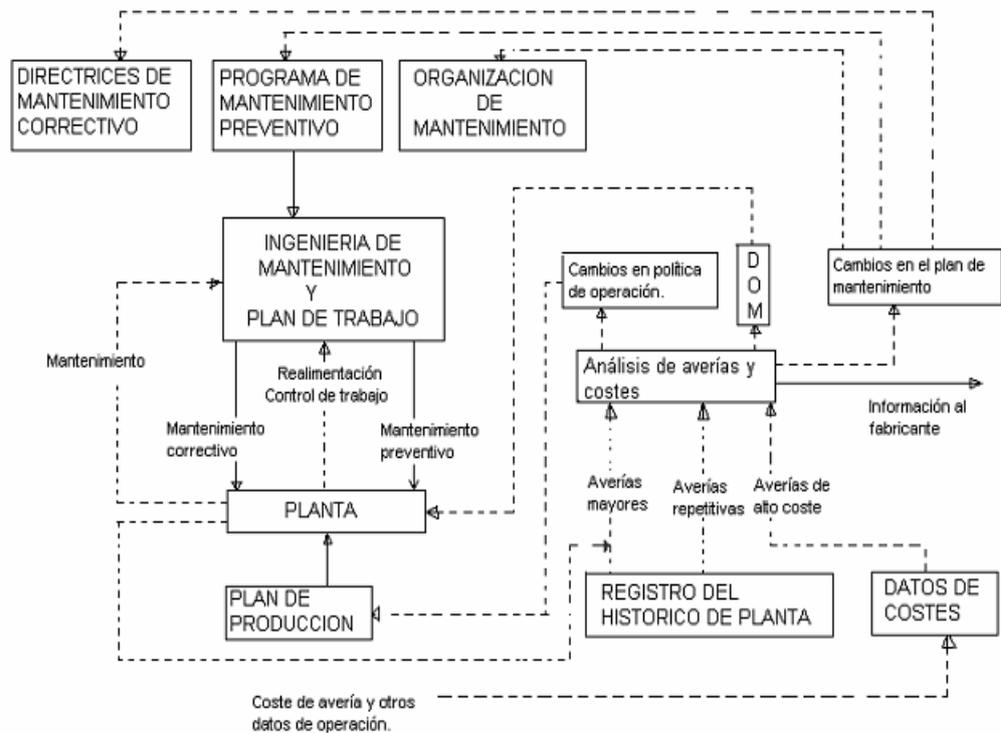


Figura 1.3. Módulo de control de mantenimiento

Teniendo en cuenta que el problema de mantenimiento es de naturaleza compleja y cambiante, no sólo es necesario establecer un plan y una organización, sino que también hay que implantar un sistema de control para asegurar que dicha planificación y organización están continuamente al día. La figura 1.3 muestra que tal sistema tiene tres funciones principales interrelacionadas: control de la carga de trabajo, control del estado de la planta y control de costes.

El control de la carga de trabajo es una función de la organización de mantenimiento y su objeto es ajustar los recursos humanos, los repuestos y los equipos a la carga de trabajo del mantenimiento (correctivo y preventivo). Esta función incluye la localización de los fallos de la planta, la determinación de las acciones correctivas necesarias, el establecimiento de prioridades, y la coordinación y el control del personal, repuestos y equipo de mantenimiento (ampliaremos este tema mas adelante).

El control del estado de la planta es necesario para conseguir un funcionamiento óptimo de la planta a largo plazo y su función es identificar los problemas más importantes, diagnosticar causas y dar soluciones. A este respecto (y teniendo en cuenta las características del fallo del equipo) la modificación de la política del mantenimiento preventivo es sólo una de las numerosas acciones alternativas que optimizarían el funcionamiento de la planta. Otras son el rediseño de los equipos (especialmente en el inicio de la vida del equipo) y los cambios en la política de producción. Teniendo en cuenta la naturaleza multidisciplinar del análisis de los fallos de la planta, aquellos más importantes deberían realizarse por un pequeño equipo interdepartamental. En la toma de decisiones del mantenimiento correctivo es un requisito esencial para tal organización la eficaz retroalimentación, procesado y análisis de los fallos y costes asociados. Una función adicional de las investigaciones de averías y costes es la comunicación de la información al fabricante del equipo para su incorporación en futuros diseños. Aunque el control del estado de la planta debiera realizarse durante toda la vida del equipo, la mayoría de los resultados se deberían conseguir en los primeros años.

1.4.3 Introducción al control de costes

El control de costes de mantenimiento está normalmente integrado en el conjunto del sistema de control de costes de la empresa. Sus funciones en el caso de mantenimiento debieran ser:

1. Identificar las áreas de alto coste de la planta; una forma de gestión por excepción.

2. Monitorizar la tendencia de la efectividad del mantenimiento; una forma de gestión por objetivos.
3. Suministrar información para la toma de decisiones de mantenimiento.
4. Facilitar la realización del presupuesto de mantenimiento.

En este punto es instructivo esbozar un sistema típico de costes de mantenimiento para la situación reflejada en la figura 1.2; la información básica de costes que se puede usar con propósitos de control se muestra en dicha figura (en muchos casos la indisponibilidad no se expresaría en términos de coste).

Para recopilar la información de costes se divide la planta en áreas conocidas como centros de coste y, se asigna cada equipo a uno de ellos.

Para facilitar la identificación y el proceso de datos, se usa un código numérico del equipo, del tipo indicado a continuación:

<u>Centro de coste</u>	<u>Unidad</u>	<u>Conjunto</u>	<u>Subconjunto</u>
45	845	08	3

En un sistema de costes basado en un código de este tipo se obtienen datos principalmente de tres procedencias:

- ✓ Fichas de parada
- ✓ Fichas de tiempos
- ✓ Impresos de petición de almacén

(Un método alternativo y más preciso de suministrar información del tiempo empleado en las tareas es a través del procedimiento de la orden de trabajo, del tipo de la que se tratará mas adelante)

La naturaleza de la información requerida dependerá obviamente de la situación, la cual condicionará los procedimientos a emplear en la recopilación y proceso de datos. En el ejemplo mostrado, desde el punto de vista de coste y tiempo, era esencial usar medios informáticos.

1.5 Resumen / Conclusión

En esta introducción se ha intentado describir el funcionamiento global del sistema de mantenimiento industrial en términos de causas, costes y características del trabajo de mantenimiento; la disponibilidad se ha usado como conexión entre mantenimiento y producción. Tal análisis muestra la estrecha relación entre las funciones de mantenimiento y producción, clasifica las razones para los trabajos de mantenimiento y esboza la interacción entre las funciones del mantenimiento correctivo y preventivo. Los modelos generales tratados se pueden usar para el análisis de la mayoría de las situaciones del mantenimiento industrial y por esta razón facilitan una base estructural para los conceptos del resto del estudio.

2. Toma de decisiones y estadística de fallos

2.1 La naturaleza de la toma de decisiones

Las decisiones en la gestión de mantenimiento, enfocadas a cualquier aspecto de la función de mantenimiento, sus objetivos, su estructura organizativa, sus acciones, traspasan los límites del departamento y requieren información de diversas fuentes.

Estas decisiones pueden variar en magnitud, desde la sustitución de un equipo de alto coste hasta la opción por una mínima reparación.

Es, por lo tanto, importante entender la estructura del proceso de la toma de decisiones.

Un problema de decisión existe cuando:

- ✓ Se ha planteado un objetivo.
- ✓ Al menos son posibles dos opciones.
- ✓ Es difícil conocer que opción es la mejor.
- ✓ Hay presentes factores externos que pueden afectar al resultado y que se escapan del control del responsable de la toma de decisión.

Un problema típico de mantenimiento aparece cuando se presenta un fallo repetitivo en un equipo.

La decisión requerida consiste en seleccionar una acción que minimice su frecuencia, y la selección podría basarse, como suele ser habitual, en un criterio de mínimo coste.

Las posibles opciones que podrían exponerse son las siguientes:

- ✓ Rediseñar para evitar el fallo.
- ✓ Reemplazarlo a un tiempo fijo antes del fallo.
- ✓ Reemplazarlo durante una inspección antes del fallo.
- ✓ Reemplazarlo tras el fallo.

Identificar la acción más conveniente sólo es posible si se comprenden los factores que intervienen: la causa del fallo (que sería probablemente el más importante), su incidencia con respecto al tiempo, los costes de mantenimiento y los costes del rediseño, y, aquellos elementos no cuantificables como son la actitud del equipo de mantenimiento hacia el mantenimiento preventivo.

En algunas situaciones solo se requiere una simple estimación de coste y un pequeño análisis de ingeniería para poder clasificar las diferentes alternativas y tomar la decisión.

Por otra parte, para pronosticar el comportamiento de las alternativas, podría ser necesario utilizar unos modelos complejos de decisión, lo cual implicaría disponer de unos modelos estadísticos de comportamiento de la planta y de sofisticados sistemas de análisis de costes.

Como se comentó al comienzo del capítulo, las decisiones de mantenimiento varían enormemente en importancia.

Las decisiones de mayor nivel no son repetitivas y podrían ser irreversibles e implicar un gran coste económico, por ejemplo, el rediseño de un equipo de alto coste. Entonces se necesitaría una toma y análisis de datos considerables. Igualmente importante, pero de un tipo diferente, es la decisión en una situación en la cual un gran equipo o equipo de alto coste de la planta presenta un problema por la frecuencia de sus reparaciones o reposiciones.

2.2 Introducción a la estadística de fallos

Muchos de los problemas en el campo del mantenimiento y la fiabilidad son situaciones que incluyen variables probabilísticas. Por lo tanto, la modelización de estas situaciones requiere un entendimiento básico de la estadística de fallos.

2.2.1 Funciones de densidad de probabilidad

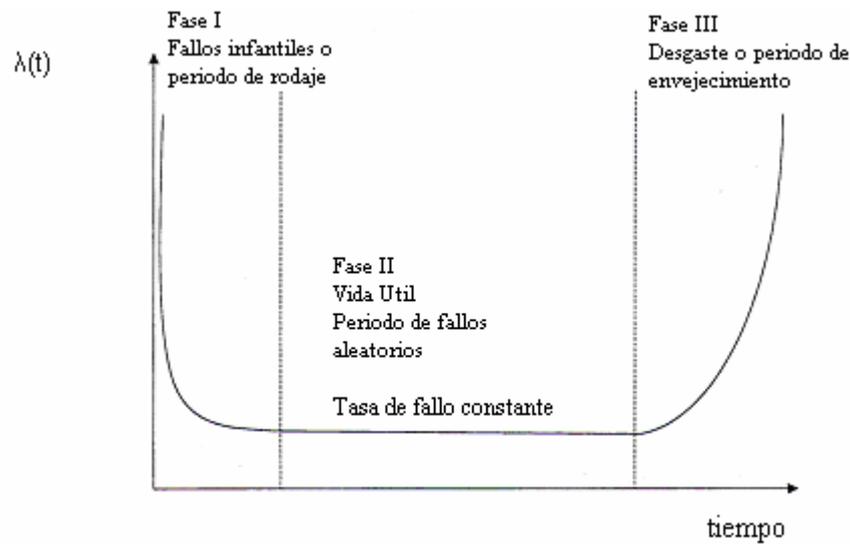
Por ejemplo, entre las f.d.p.s principales nos encontramos con la f.d.p. exponencial que es la de dispositivos de tasa de fallos constantes (por ejemplo, componentes ópticos y electrónicos), la f.d.p. Weibull que permite caracterizar los tres comportamientos de la tasa de fallos (decreciente, constante y creciente), por lo que pueden emplearse tanto para representar periodos de rodaje como periodos de envejecimiento de componentes

Para aplicar un modelo estadístico a la fiabilidad, es necesario utilizar algún tipo de distribución. En los estudios de fiabilidad se estudian varios tipos de distribuciones estadísticas, cuya adopción depende del grado de ajuste de los datos a la función considerada y del tipo de fenómeno que se analiza.

Muchos mecanismos de causa-efecto obtienen la medición de distribuciones tiempo-fallo con una aproximación bastante cercana a las distribuciones de densidad de probabilidad definidas de forma matemática, conocidas como funciones de densidad de probabilidad, o f.d.p. Dichas funciones, por lo tanto, proporcionan modelos matemáticos de patrones de fallo, los cuales pueden ser usados en los cálculos de previsión de funcionamiento.

Existen muchas funciones de distribución de probabilidad como pueden ser la f.d.p. exponencial negativa, la f.d.p. hiper-exponencial o f.d.p. "funcionamiento" y la f.d.p. normal o de "desgaste". Pero la función más completa es la función de probabilidad de Weibull.

Si estamos considerando un conjunto de equipos o sistemas homólogos trabajando en el mismo contexto operacional y entorno, las curvas globales de fallos se obtienen como curvas de tendencias. Si, por ejemplo, un sistema electromecánico se ajusta, en cuanto a su fiabilidad, a la curva de la bañera, es como si sus componentes tuvieran estadísticas de fallos ajustadas a campanas de Gauss y el resultado de fiabilidad global fuese como el de la siguiente figura.



Curva de vida completa (la curva de la bañera)

La densidad de probabilidad de fallos $f(t)$ es :

$$f(t) = dF(t)/dt = d[1-R(t)]/dt = \lambda * e^{-\lambda t}$$

$R(t)$ es la fiabilidad, probabilidad de buen funcionamiento.

En este caso, y analizando el período de vida útil la tasa de fallos es:

$$\lambda(t) = f(t)/R(t) = \lambda * e^{-\lambda t} / e^{-\lambda t} = \lambda = \text{cte.}$$

La tasa de fallos $\lambda(t)$ es, por decirlo de una forma más cercana, la tasa o nivel de llegada de trabajos correctivos a mantenimiento:

$$\lambda(t) = F(t) / \int_0^T R(t) * dt$$

De igual manera, la programación de acciones preventivas programadas es:

$$\rho(t) = R(t) / \int_0^T R(t) * dt$$

y el trabajo que matemáticamente tiene que asumir mantenimiento como programado más averías, por tanto, y sin considerar actividades extraordinarias, provocadas, etcétera, será:

$$\lambda + \rho = [F(t) / \int_0^T R(t) * dt] + [R(t) / \int_0^T R(t) * dt] = 1 / \int_0^T R(t) * dt$$

La fiabilidad se relaciona con la duración media entre fallos, MTBF, a través de la expresión:

$$MTBF = E(t) = \int t * f(t) dt = \int_0^\infty R(t) * dt$$

Estadísticamente hay diversas leyes que pueden representar la evolución de la aparición de fallos, como la ley de Gauss, exponencial o Weibull.

Como ejemplo a lo anterior podríamos decir que si un ferrocarril ha sufrido 143 fallos en un grupo de 65 unidades eléctricas hasta los 100000 km:

$$\lambda = 143 / (65 \cdot 10^5) = 2.2 \cdot 10^{-5} \text{ averías/km}$$

Suponiendo que las unidades se encuentran en su período de vida útil o con $\lambda = \text{cte.}$, $TMEF = 1 / \lambda = 45.454$ este ratio en este caso se refiere a 45454 km entre fallos por unidad eléctrica del tren.

2.2.2 La f.d.p. Weibull

La distribución de Weibull es la distribución con una tasa de fallos más general y es la más interesante para aplicar en esta circunstancia, ya que describe los tiempos de fallos de componentes cuando las tasas de fallos crecen, decrecen o permanecen constantes con el tiempo (curva de la bañera).

Esta es una expresión semi-empírica muy útil, desarrollada por Waloddi Weibull. Su utilidad se debe a que proporciona:

- ✓ Una única f.d.p. que puede utilizarse para representar cualquiera de los tres tipos de f.d.p.s de tiempo hasta el fallo (creciendo con el funcionamiento, puramente aleatorios o desgaste).
- ✓ Los parámetros significativos del modelo de fallo, como son el tiempo mínimo probable de fallo.
- ✓ Técnicas gráficas sencillas para su aplicación práctica.

La función de distribución de Weibull se ajusta a la siguiente fórmula:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t - t_0}{T - t_0}\right)^\beta}$$

t es la variable de duración, que según el contexto y servicio de que se trate, será tiempo de uso, kilómetros, ciclos de trabajo ,etcétera.

T es la duración característica media (suele utilizarse el momento t en el que fallan o han fallado un % de los sistemas)

t_0 es el momento en el que ha ocurrido el primer fallo. Puede utilizarse $t_0 = 0$ si queremos estudiar toda la vida del sistema a analizar.

β es un parámetro de forma que siempre es mayor que 0. Si $\beta = 1$, nos encontramos en una función exponencial, si $\beta = 2$, es una distribución logarítmica normal, y si $\beta > 3.2$ estaremos en una distribución normal.

El método de predicción de tasa de fallos utilizando la teoría de Weibull, se basa en analizar una muestra significativa de fallos.

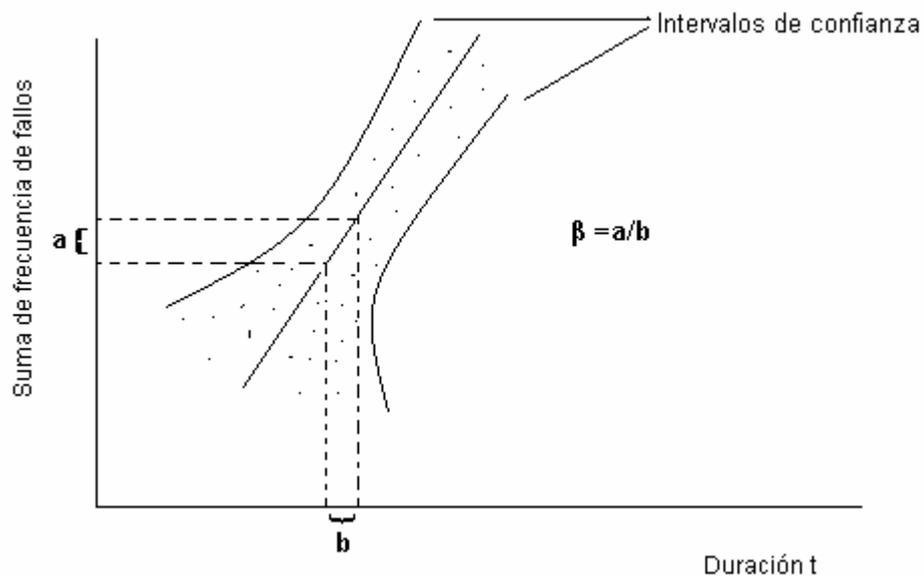
Representando esos fallos se generan una serie de puntos que forman una "nube". La zona media podrá representarse mediante una recta de la que β es la pendiente. Este análisis da una información fidedigna del sistema y de en qué período de su vida se encuentra.

Si $\beta < 1$. Fallos prematuros, es decir, mortalidad infantil.

$\beta = 1$. Fallos aleatorios. Estamos en la zona de vida útil con tasa de fallos constante.

$\beta > 1$. Fallos por fatiga, desgaste o límite de vida útil.

El valor de β , una vez representado, se halla siempre entre dos límites, uno de mínima y otro de máxima confianza.



La representación de la tasa de fallos en función del tiempo puede ser la superposición de varias curvas de Weibull, pues cada una de ellas representa un estado de la confiabilidad de la mayoría de los sistemas. Su gran ventaja es que nos indica si el sistema analizado tiene una evolución según la llamada curva de la bañera o según otras curvas. De ello puede deducirse la política o estrategia de mantenimiento a aplicar, pues la eficacia de potenciales operaciones preventivas estará condicionada, por ejemplo, a situaciones de $\beta > 1$. Si $\beta < 1$, por poner un segundo ejemplo, será preferible esperar a que se estabilice el sistema y entre en vida útil antes de plantearnos una política preventiva sistemática.

Si deducimos que $\beta = 1$ sabremos que estamos en la etapa de vida útil, con fallos aleatorios, y en la que acciones preventivas sistemáticas casi nunca aportarán mejoras, solo se alcanzaran mediante acciones mejorativas o reformas.

En resumen un modelo de fallo de "rodaje" o "mortalidad-infantil" conducen significativamente a valores menores que uno, un modelo de exponencial negativa (de fallo aleatorio) a un valor cercano a uno y un modelo de "desgaste" conduce a grandes valores, aunque si por ejemplo β es menor que 3 entonces es todavía significativo un modelo de fallo puramente aleatorio.

Para sistemas o componentes reparables, la vida media del componente se conoce también tiempo medio entre fallos (Mean Time Between Failures, TMEF). Para sistemas o componentes no reparables, la vida media del componente se le conoce también como tiempo medio hasta el fallo (Mean Time To Failure, TMHF). En general TMEF no es constante, por lo que siempre debe especificarse el intervalo de tiempo en el que se da o requiere el tiempo medio entre fallos. Por lo tanto, el TMEF y el TMHF deben utilizarse cuando se especifique además la función de distribución de fallos, dado que dos distribuciones de fallos diferentes pueden tener el mismo TMEF o TMHF y producir distintos niveles de fiabilidad.

La tasa a la que ocurren los fallos, para sistemas o componentes no reparables se conoce como tasa de riesgo, y para sistemas o componentes reparables se conoce como tasa de fallos. La tasa de fallos puede quedar definida como $1/\text{TMEF}$

2.3 Aplicación de la estadística de fallos al mantenimiento y a la ingeniería de fiabilidad

La aplicación más importante de la estadística de fallos al mantenimiento radica en el suministro de información para los diseñadores e ingenieros de fiabilidad, permitiéndoles determinar con mayor certeza, las fiabilidades, disponibilidades, esperanzas de vida para un sistema, etcétera. Las estadísticas de fallo pueden, sin embargo, ser también de utilidad para el responsable de mantenimiento, principalmente de dos maneras, primero en el diagnóstico de la naturaleza del fallo repetitivo de un equipo y segundo en la prescripción de soluciones a los problemas de mantenimiento.

2.4 Limitación de la estadística de fallos en la gestión de mantenimiento

Aprender los principios y técnicas del análisis estadístico de fallos, la fiabilidad en el diseño y la teoría de sustitución es una cosa; recoger y hacer legibles el suficiente número de datos para estos propósitos es otra, no pudiendo realizarse sin adoptar procedimientos caros, laboriosos y rigurosamente controlados. Hablando de manera general, lo anteriormente expuesto implica dificultades de dos tipos, una consecuencia de los factores humanos y otras del factor equipo.

Alguno de los errores más comunes fueron:

- ✓ Insuficiente consideración de los motivos para la toma de datos, siendo por tanto muchos de ellos innecesariamente recogidos.
- ✓ Insuficiente apreciación de los problemas del análisis de datos para que proporcionen la información oportuna para la toma de decisiones a la gente adecuada en el momento justo.
- ✓ Sobre-elaboración y excesiva demanda en los recursos empleados en la toma de decisiones.

Cuando se diseñe un sistema de toma de datos (en un capítulo posterior) es vital el conseguir el máximo posible de simplicidad. Un sistema suministrando información limitada pero correcta en el momento justo es infinitamente preferible a uno sofisticado, pero no fiable, e implantado tan sólo para maquillar la gestión del mantenimiento.

El factor equipo también puede constituir un serio obstáculo. Claramente, los datos pueden acumularse rápidamente y su subsiguiente análisis puede ser fructífero en aquellas industrias en donde hay muchos ítems idénticos que se pueden observar simultáneamente en ambientes comparables. Si solo existe un único ítem, o solo uno es útil para la observación, la curva tiempo-fallo tiene que observarse entre sustituciones o reparaciones consecutivas y para el momento en que se tienen suficientes datos acumulados, su análisis podría haber disminuido la utilidad del mismo. Muy a menudo la causa de los fallos repetitivos puede ser directamente diagnosticada y eliminada, terminando entonces el estudio inicial.

3. Fiabilidad en ingeniería y mantenimiento.

3.1 Introducción

La teoría de la fiabilidad es una técnica reciente. En los últimos años, la presión para obtener economías de escala ha resultado en un gran crecimiento de los tamaños de los equipos en la mayoría de las industrias (por ejemplo generadores eléctricos), resultando que las consecuencias del fallo pasan a ser mucho más caras, como en el caso de la baja disponibilidad de una central eléctrica, o potencialmente catastróficas, como en el fallo de un sistema de parada de una central nuclear. Por tanto, cada vez está siendo más importante el poder predecir la expectativa de vida de una planta y de sus partes más importantes, la disponibilidad de la planta, la carga de mantenimiento esperada y a partir de esta los recursos necesarios para una operación eficaz. Dicha predicción sólo puede ser resultado de una consideración cuidadosa de los factores de fiabilidad y mantenibilidad en la etapa de diseño. Es esta relación, entre el diseño de la fiabilidad y la consecuente carga y estrategia de mantenimiento, lo que justifica el tratamiento de la ingeniería de la fiabilidad.

La fiabilidad no es una predicción, sino que es la probabilidad de la actuación correcta de un dispositivo. Es posible que el dispositivo falle inmediatamente después de su puesta en servicio, o bien lo haga incluso más allá del final de su vida útil. Puede afirmarse que el valor de la fiabilidad cambia de acuerdo con el conocimiento del funcionamiento del sistema.

3.2 Perfil de fallo de un estudio a lo largo de su vida

Respecto a la curva de la bañera, en términos generales, da el perfil de probabilidad de fallo para la generalidad de componentes. Las estimaciones de los parámetros del perfil de probabilidad de fallo a lo largo de la vida entera de los componentes constituyentes (especialmente para la vida útil, Fase II, tasa media de fallos I) son un requisito esencial para la predicción de la fiabilidad de un sistema. Las informaciones adicionales como las distribuciones de los tiempos de reparación, conducen a las estimaciones de disponibilidad, mantenibilidad y, desde éstos, a la del nivel (y coste) de mantenimiento correctivo y preventivo.

En ella se pueden distinguir tres fases de comportamiento de la tasa de fallos: la primera con una tasa que disminuye con el tiempo correspondiendo al periodo de rodaje presentando una tasa de fallos decreciente; la segunda representa el funcionamiento normal con una tasa de fallos prácticamente constante, donde los fallos son fortuitos y por último la tercera, en la que se manifiesta el desgaste por un

aumento de la tasa de fallo con el tiempo; en otras palabras, se empieza a producir una frecuencia de averías cada vez mayor (tasa de fallos creciente característica del periodo de envejecimiento). No quiere ello decir que las tasas de fallo de todos los componentes o sistemas posean un aspecto como el indicado en la curva de la bañera, con sus tres zonas indicadas. Es simplemente una representación gráfica de los aspectos que puede tener la tasa de fallos de un dispositivo. Todos los tipos de componentes son susceptibles de tener una fase inicial de tasa de fallos decreciente. Después de superada esa fase, la experiencia demuestra que para componentes electrónicos la tasa de fallos es prácticamente constante, mientras que para componentes mecánicos rápidamente se manifiesta una tasa de fallos creciente. La curva de la bañera tiene una gran utilidad en la decisión sobre la conveniencia o no de reemplazar componentes en servicio. Así, sustituir un componente que ya se encuentre en la zona de desgaste tiene sentido, pero en cambio sustituir uno cuya tasa de fallos esté resultando constante puede resultar perjudicial, pues en el mejor de los casos no se gana nada, y por el contrario pueden introducirse fallos en el sistema.

3.3 Predicción de la fiabilidad en plantas complejas

Para el propósito del análisis, una forma de tratar plantas grandes y complejas es estableciendo una jerarquía de partes, clasificadas acorde a sus funciones y reemplazabilidad.

Muchos dispositivos están compuestos de más de un componente. En estos casos, la fiabilidad de un dispositivo depende de la fiabilidad de los componentes subyacentes (que forman parte del sistema) y cómo están configurados para formar parte del nivel más alto del sistema. Desde el punto de vista de la fiabilidad, interesa principalmente cómo los fallos de los componentes del sistema afectan al funcionamiento de dicho sistema. Este efecto está reflejado en un “diagrama lógico de fiabilidad” que nos muestra la fiabilidad de la estructura del sistema.

En cada nivel funcional los equipos podrán estar conectados tanto en serie como en paralelo o en alguna combinación de ambos.

3.3.1 Componentes conectados en serie

Para que el sistema de dos componentes conectados en serie funcione ambos componentes deben funcionar.

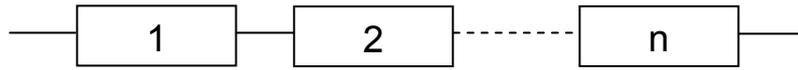


Figura 3.1.- Diagrama lógico de fiabilidad en "serie"

Si se asume que el fallo de un componente no tiene relación con el del otro, o sea, que sus probabilidades de fallo son estadísticamente independientes, la probabilidad de supervivencia $P(t)$ del sistema para un tiempo, t , se obtiene del producto de las probabilidades de supervivencia de los componentes para ese tiempo t , $P_1(t)$ y $P_2(t)$, es decir;

$$P(t) = P_1(t) * P_2(t)$$

y para un sistema de n componentes conectados en serie tenemos

$$P(t) = P_1(t) * P_2(t) * P_3(t) * (\dots) * P_n(t)$$

Como las probabilidades de supervivencia son todas menores del 100% se deduce que la $P(t)$ del sistema será menor que la de cualquiera de sus componentes.

Por tanto, una configuración se denomina en serie, en el sentido de la fiabilidad, cuando todos sus componentes tienen que funcionar para cumplir su misión. Dicho de otra manera, se trata de una configuración que falla cuando uno o más de sus componentes fallan.

En la figura 3.2 se muestra un sistema de dos componentes que están dispuestos en serie en el sentido de la fiabilidad (puerta del tipo "OR", disyunción lógica). El suceso no deseado en este caso es la interrupción de flujo, que se produce cuando una de las válvulas, V_1 o V_2 , o ambas están cerradas.

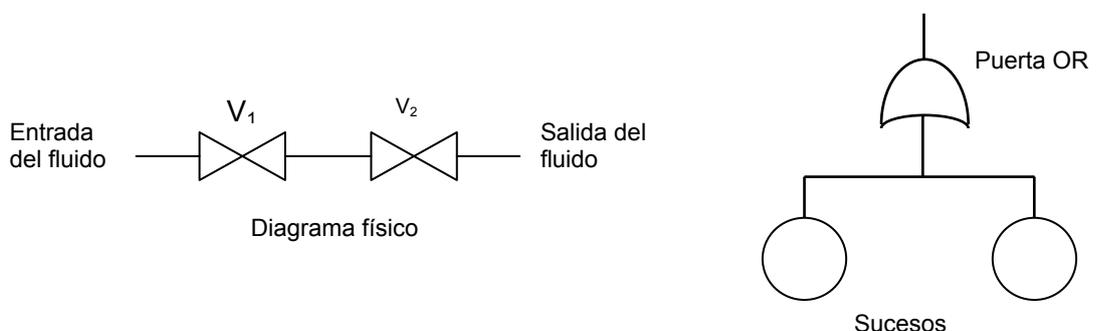


Figura 3.2.- Esquema y árbol de fallos para un sistema en "serie"

3.3.2 Componentes conectados en paralelo

Un sistema de dos componentes este tipo solo falla si fallan simultáneamente ambos componentes. Asumiendo (como antes) una independencia estadística, la probabilidad $F(t)$ de que ambos fallen antes del tiempo t se obtiene del producto de las probabilidades de fallo de ambos componentes, $F_1(t)$ y $F_2(t)$, esto es:

$$F(t) = F_1(t) \cdot F_2(t)$$

La probabilidad de supervivencia del sistema se obtiene entonces con la expresión.

$$P(t) = 1 - (F_1(t) \cdot F_2(t)) = 1 - (1 - P_1(t)) (1 - P_2(t)) = P_1(t) + P_2(t) - P_1(t) \cdot P_2(t)$$

Como las probabilidades de supervivencia no pueden ser superiores al 100%, se deduce de esta expresión que la probabilidad de supervivencia del sistema será superior a la de cualquier de sus componentes. Esto es otra vez una deducción que concuerda con la experiencia diaria; el añadir capacidad redundante en paralelo, es lo que habitualmente se realiza para mejorar la fiabilidad. Se obtienen además ventajas adicionales si los equipos instalados en paralelo pueden aislarse, ya que se puede realizar un mantenimiento preventivo extensivo sin pérdidas en la disponibilidad de la planta y, en el caso de fallo, el mantenimiento correctivo puede prepararse con menos presión por parte de producción o de otras tareas de mantenimiento en competencia.

Si los equipos son ya de por sí de fiabilidad muy alta, se deduce que sólo se conseguirán incrementos muy bajos en la fiabilidad instalando capacidad redundante. Dichos equipos implicarán un alto coste haciendo que la redundancia no se pueda justificar, excepto, por ejemplo, en plantas nucleares o plantas químicas de alta toxicidad, en donde los factores de seguridad sean tales que primen sobre dichos costes. Si los equipos de alta fiabilidad son utilizados con una reserva dispuesta en paralelo, entonces (a) la fiabilidad de las válvulas, selectores y líneas de proceso comunes a ambas unidades será crítica, y (b) se tendrán que tomar acciones para asegurar que los equipos menos utilizados estén siempre en condiciones de funcionamiento.

Por tanto, una configuración se denomina en paralelo, en el sentido de fiabilidad, si funciona cuando uno o más de sus componentes funcionan. Dicho de otra manera, se trata de una configuración que falla únicamente cuando todos sus componentes se encuentran en estado de fallo simultáneamente.

En la figura 3.3 se muestra un sistema de dos componentes que están dispuestos en paralelo en el sentido de la fiabilidad. El fluido tiene que atravesar las dos válvulas, por lo cual el suceso no deseado “interrupción del flujo” se produce si ambas válvulas fallan por cierre (puerta del tipo “AND”, conjunción lógica).

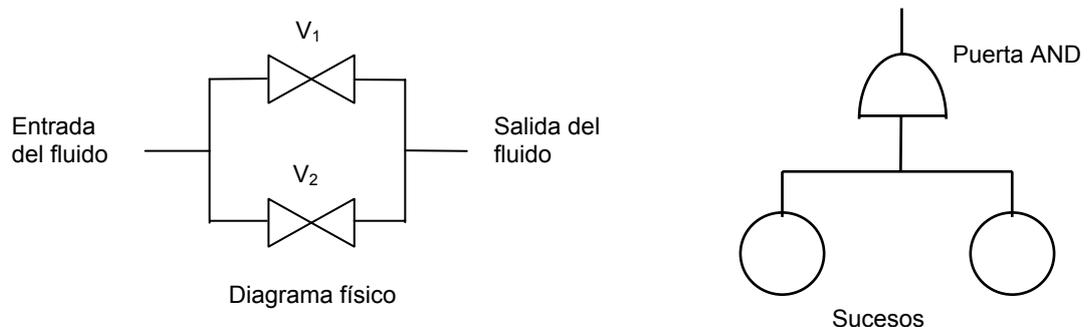


Figura 3.3.- Esquema y árbol de fallos para un sistema en “paralelo”

En el principio de redundancia tiene lugar la instalación de varios componentes en paralelo, donde uno sólo sería suficiente para funcionar. La redundancia tiene dos usos principales en el diseño:

- ✓ Para eliminar puntos singulares de fallo.
- ✓ Para incrementar la fiabilidad y la disponibilidad.

La redundancia es un requerimiento para sistemas de alta disponibilidad en los cuales las reparaciones deben hacerse sin parar el sistema y es una importante consideración para los sistemas críticos de seguridad.

La redundancia a menudo es vista como una “manera sencilla” de incrementar la fiabilidad del sistema. Cuando se utiliza el incremento de fiabilidad -extensible al tiempo de vida del sistema con alta probabilidad- la redundancia deber ser particularmente inefectiva y depende críticamente de la función de distribución de fallo del componente.

Además, se realizan actividades de inspección en todas las instalaciones técnicas con el fin de descubrir defectos, corregirlos o reemplazar componentes que han fallado.

Por último, cabe mencionar los sistemas de seguridad como los de parada rápida o de suministro de electricidad de emergencia. Dichos sistemas, aunque no

aumentan ni la fiabilidad ni la disponibilidad del proceso como tal, aportan en gran medida a su seguridad.

3.3.3 Fiabilidad y mantenimiento preventivo

No siempre todos los componentes están en su fase de vida útil. Está claro que, por razones de coste o de tecnología, en la práctica no siempre será así. Muchos componentes tendrán una vida útil mucho menor que la vida estimada del sistema, teniendo el componente A una vida media útil mucho menor que la esperada para el sistema. La fiabilidad se mantendrá entonces sólo si A se sustituye antes de que falle.

Los cambios deberían:

- ✓ Interferir lo menos posible con el funcionamiento de otros componentes.
- ✓ No interrumpir la producción u operación normal.
- ✓ Ocurrir a intervalos tales que excedan, tanto como sea posible, el máximo ciclo productivo.

3.4 Predicción de la mantenibilidad.

Los sistemas fallan y en ocasiones sus fallos significan perjuicios importantes para la misión desempeñada y/o riesgos elevados para el sistema y sus usuarios; por ello la fiabilidad se integra como una disciplina más en el diseño de los sistemas. Análogamente, cuando los sistemas han fallado deben ser reparados (mantenimiento correctivo); más aún, muchas veces se realizan ciertas actividades (mantenimiento preventivo) antes de que se produzcan los fallos, con el fin de evitar su aparición o de paliar sus consecuencias, si es que finalmente se presentan. La forma en la que se desarrolle el mantenimiento del sistema tendrá grandes repercusiones tanto en su operatividad como en el coste del ciclo de vida del sistema. Es por ello que la mantenibilidad debe integrarse también en el diseño de los sistemas, desde el mismo comienzo de su ciclo de vida.

Un aspecto importante a tener en cuenta es que la mantenibilidad de un sistema no depende sólo de las características de éste, sino que también depende de las características logísticas de la organización usuaria y del entorno en que se utiliza y mantiene el sistema (es decir, la mantenibilidad depende de la estructura global de apoyo del sistema).

Una de las definiciones de la mantenibilidad está basada en la distribución normal de los tiempos de reparación, de modo que la distribución estadística quedará

fijada por el tiempo medio de reparación y la desviación estándar. De este modo, la mantenibilidad es el tiempo total bajo el que puede esperarse que se reparen un porcentaje fijo de fallos.

Este porcentaje es del 60% en los casos de aparatos de diseño modular con pequeñas desviaciones estándar y del 90% en los casos de máximas desviaciones, lo que suele ocurrir en los sistemas complejos.

Así pues, según esta definición, la mantenibilidad es:

$$M = \frac{1}{\text{Tiempo medio de reparación}}$$

Otra definición de la mantenibilidad se aplica a sistemas muy complejos, donde los tiempos de reparación pueden ser muy diferentes según la parte del sistema que se avería, y donde a veces no es posible disponer de todos los recambios o de equipos humanos bien preparados. De este modo se define la mantenibilidad como el tiempo medio de reparación o tiempo de mantenimiento por hora de servicio (hombres/hora), bajo el que puede esperarse que se reparen un porcentaje fijo de fallos.

El tiempo de mantenimiento por hora de servicio representa el número de horas hombre trabajadas necesarias para cada hora de servicio del sistema.

La representación gráfica de la mantenibilidad en función del tiempo presenta características semejantes a la correspondiente tasa de fallos, es decir, es constante durante la mayor parte de su vida útil (gracias al entrenamiento de los operarios) y al final aumenta por desgaste de los aparatos.

La mantenibilidad no puede expresarse a través de una única figura de mérito. Existen diferentes factores, tales como tiempos invertidos o transcurridos, costes horarios de personal de mantenimiento, frecuencia de actividades de mantenimiento, etcétera, que representan en alguna medida la mantenibilidad de un sistema. Por tanto, ésta debe especificarse y medirse a través de la combinación de figuras de mérito más adecuada en cada caso.

La mantenibilidad de un sistema será mayor cuanto menor sean los costes asociados a la realización de sus tareas de mantenimiento.

Las principales figuras de mérito de mantenibilidad basadas en los costes de las tareas de mantenimiento son las siguientes:

- ✓ Coste medio de tarea de mantenimiento (MTC).
- ✓ Coste de mantenimiento por hora de operación del sistema (MC/SOH).
- ✓ Coste anual de mantenimiento (AMC).
- ✓ Relación de coste de mantenimiento al coste de ciclo de vida (MC/LCC).

Además de ser capaces de diseñar un sistema para un nivel especificado de fiabilidad, es también deseable ser capaz de estimar el tiempo y los recursos requeridos para el mantenimiento del mismo. Entonces podrá ser pronosticado el coste de la obtención de un nivel determinado de disponibilidad. El método básico se puede ilustrar:

Sea la disponibilidad requerida para la planta de 0,95 y el valor predicho para el tiempo medio de funcionamiento entre fallo (TMEF) del sistema 250 h.

Si TMDR es el tiempo medio de reparación entonces;

$$\text{Disponibilidad} = \text{TMEF} / (\text{TMEF} + \text{TMDR})$$

$$\text{En este caso, } 0.95 = 250 / (250 + \text{TMDR})$$

o sea ;

$$\text{TMDR} = (250 / 0.95) * (1 - 0.95) = 12.5 \text{h}$$

Este tiempo medio de reparación de la planta, calculado para obtener una disponibilidad prefijada, puede ser asignado al nivel de equipo y sub-asignado entonces al nivel de elemento. Estas asignaciones tendrán sentido solo si se dispone de los datos de tiempos de reparación (o se puede estimar con un grado de certeza) al menos a nivel del elemento. La validez del cálculo original de TMDR depende, por supuesto, de la credibilidad de la estimación del TMEF del sistema.

Los análisis de este tipo, utilizados conjuntamente con datos de fiabilidad, permiten comparar diferentes estrategias de reparación, en términos de coste y del espectro de recursos necesarios. Desafortunadamente, hay una gran escasez de datos de tiempos de reparación y, por tanto, tales comparaciones están sometidas o sujetas a una gran incertidumbre.

3.5 Conexión fiabilidad-mantenibilidad

El objetivo de la mantenibilidad en el contexto de la ingeniería es ayudar a que los sistemas alcancen la utilidad deseada por los usuarios, con elevada efectividad a un coste del ciclo de vida razonable. Esa contribución se logra tanto con la ejecución de tareas que eviten la aparición de fallos como con la de otras que devuelvan el sistema a estado operativo, una vez que éste haya fallado. Para definir esas tareas es necesario conocer previamente qué puede fallar y cómo puede hacerlo. Es aquí donde se manifiesta la integración de las disciplinas de fiabilidad y mantenibilidad. No es posible concebir el desarrollo de unos estudios de mantenibilidad de un sistema sin que exista una profunda conexión entre ellos y los análisis de fiabilidad.

Los estudios de fiabilidad permiten identificar qué componentes del sistema pueden fallar, de qué modo y con qué frecuencia pueden hacerlo, y cuál es la severidad o trascendencia de esos modos de fallos tanto en la operatividad del sistema como en la seguridad de sus usuarios. Ese conocimiento es la aportación básica de la fiabilidad a la mantenibilidad en el diseño de los sistemas. Para ello, los modos de fallos son identificados a través de análisis como el análisis de árboles de fallos. Esos modos de fallos son después ordenados en base tanto a su probabilidad de ocurrencia como a la severidad de sus efectos. La relación así jerarquizada de modos de fallos permite pasar a identificar, hasta el nivel de profundidad en el estudio de modos de fallos que requiera cada caso concreto, las tareas que pueden desarrollarse para evitar su aparición (mantenimiento preventivo) o las tareas necesarias para subsanar los fallos que se produzcan y devolver así el sistema a estado operativo (mantenimiento correctivo). A este proceso de identificar las tareas necesarias en función de los modos de fallos considerados se le conoce como análisis de mantenimiento centrado en la fiabilidad. Una vez que han sido identificadas las tareas de mantenimiento necesarias, dos análisis adicionales completarán el proceso. Por un lado, el análisis de nivel de reparabilidad (level of repair analysis, LORA), que permite identificar cuál es el escalón de mantenimiento en el que la ejecución de cada tarea resulta óptima, teniendo en cuenta criterios tanto técnicos como económicos. Por otro lado, mediante el análisis de tareas de mantenimiento (maintenance task analysis, MTA), aquí se define en detalle el proceso de ejecución de cada tarea, identificándose tiempos necesarios, repuestos y consumibles empleados, herramientas requeridas, calificación necesaria del personal, etcétera. La fiabilidad y la mantenibilidad se relacionan por los modos de fallos identificados en la primera y son la base para el desarrollo de la segunda. Podrán identificarse los modos de fallos correspondientes, en base a los cuales se determinarán las tareas de mantenimiento (preventivas y correctivas necesarias).

3.5.1 Relación fiabilidad y disponibilidad en relación con el mantenimiento preventivo.

Para un sistema sin mantenimiento, la fiabilidad, es decir, la probabilidad de no fallar y la disponibilidad coinciden. Cuando un sistema se repara, sin embargo, eso ya no es cierto. Una disponibilidad elevada tampoco significa siempre que el sistema siempre sea fiable.

La disponibilidad se puede definir como la probabilidad de un sistema de estar en uso de funcionamiento en el tiempo t. El sistema no debe haber tenido fallos o bien, en caso de haberlos sufrido, debe haber sido reparado en un tiempo menor que el máximo permitido para su mantenimiento.

Si la disponibilidad en régimen permanente se designa por D_{∞} , y se supone que las funciones de distribución de fallos y de las de reparaciones son del tipo exponencial, se obtiene:

$$D = \frac{\text{Tiempo total en condiciones de servicio}}{\text{Tiempo total del intervalo estudiado}} =$$

$$= \frac{\text{Tiempo total en condiciones de servicio}}{\text{Tiempo en condiciones de servicio} + \text{Tiempo de paro}}$$

o bien,

$$D = \frac{K * \text{TMEF}}{K * (\text{TMEF} + \text{TMDR})} = \frac{\mu}{\mu + \lambda} = \frac{1}{1 + \left(\frac{\lambda}{\mu}\right)}$$

siendo:

TMEF = tiempo medio entre fallos

TMDR = tiempo medio de reparación

K = número de ciclos-reparación.

μ = tasa de reparación (reparaciones/hora), $\mu = 1/TMDR$

La disponibilidad en el caso de aerogeneradores es la relación entre el número de horas en las que un aerogenerador produce energía y el número de horas en que han existido velocidades de viento dentro del rango de funcionamiento del aerogenerador.

Es de uso frecuente que los componentes de una instalación técnica se revisen en intervalos de tiempos fijos pudiéndose formar grupos de equipos, por ejemplo, revisión del equipo eléctrico cada semana, revisión del equipo mecánico cada dos meses, etcétera. A continuación se presenta el tratamiento matemático de esta clase de mantenimiento bajo las hipótesis de que:

- ✓ El componente tiene una distribución de fallos exponenciales.
- ✓ El intervalo de revisión, θ , es constante.
- ✓ Los fallos se descubren únicamente durante la revisión.
- ✓ La duración de las revisiones es despreciable frente al tiempo medio hasta el fallo y, por lo tanto, se toma igual a cero.
- ✓ En cada revisión, el componente se arregla o se sustituye por otro de manera que vuelve a ser “como nuevo”.

En este caso, se obtiene una no-disponibilidad de:

$$u(t) = 1 - \exp\left(-\frac{t - n\theta}{T}\right) \quad (t > 0), n = 0, 1, 2, \dots$$

(1)

En la expresión (1) T es el tiempo medio hasta el fallo (MTTF) y n es la parte entera de $\frac{t}{\theta}$.

La no disponibilidad máxima para esta clase de revisión se da inmediatamente antes de una revisión, es decir:

$$u_{m\acute{a}x} = 1 - \exp\left(-\frac{\theta}{T}\right)$$

(2)

La no disponibilidad media viene dada por:

$$\bar{u} = \int_{n\theta}^{(n+1)\theta} \left[1 - \exp\left(-\frac{t-n\theta}{T}\right) \right] \cdot dt = 1 + \frac{T}{\theta} \cdot \left[\exp\left(-\frac{\theta}{T}\right) - 1 \right]$$

(3)

Gráficamente, el modelo de mantenimiento periódico podría representarse como sigue:

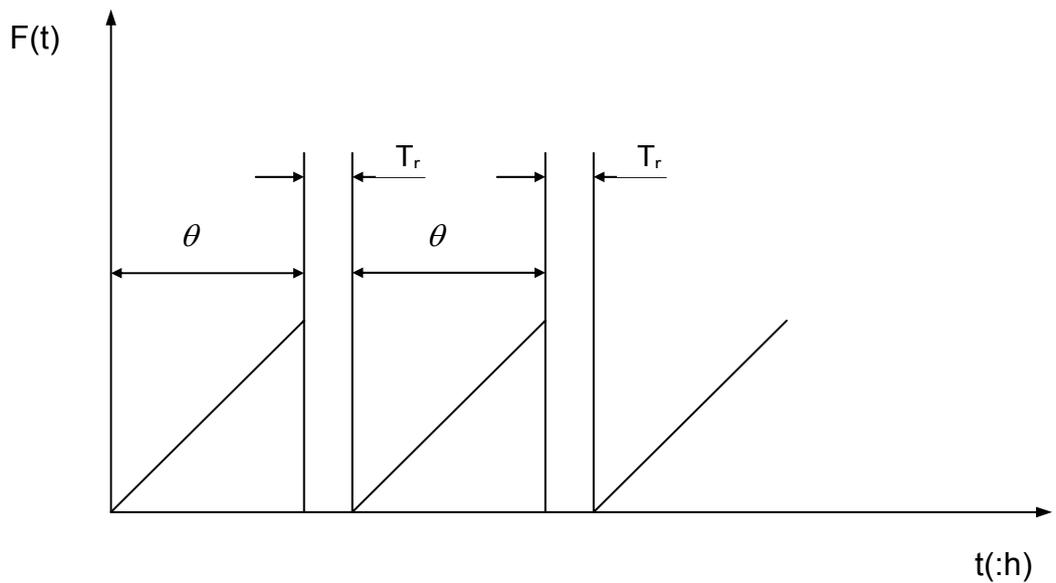


Figura 3.4.- Representación gráfica del modelo de mantenimiento periódico

donde:

T_r = tiempo de inspección.

θ = intervalo de mantenimiento periódico.

Puesto que el mantenimiento es periódico, basta con examinar el primer intervalo. Durante el periodo de tiempo $\theta + T_r$, que representa un intervalo entero, el componente que falla en t , no funciona durante el tiempo $\theta + T_r - t$. Por lo tanto, se tiene:

$$\begin{aligned} \bar{u} &= \frac{1}{T_r + \theta} \cdot \left[T_r + \int_0^{\infty} (\theta - t) \cdot f(t) \cdot dt \right] = \\ &= \frac{1}{T_r + \theta} \left[T_r + \theta \cdot \int_0^{\infty} f(t) \cdot dt - F(t) \cdot t \Big|_0^{\infty} + \int_0^{\infty} F(t) \cdot dt \right] = \\ &= \frac{1}{T_r + \theta} \cdot \left[T_r + \int_0^{\infty} F(t) \cdot dt \right] \end{aligned} \quad (4)$$

ya que $F(0)=0$.

En el caso especial de una distribución exponencial de la fiabilidad del componente se obtiene:

$$\bar{u} = \frac{1}{T_r + \theta} \cdot \left[T_r + \int_0^{\infty} \left(1 - \exp\left(-\frac{t}{T}\right) \right) \cdot dt \right] = 1 + \frac{T \cdot \left(\exp\left(-\frac{\theta}{T}\right) - 1 \right)}{T_r + \theta} \quad (5)$$

El intervalo óptimo de revisión $\theta_{\text{ópt}}$ se determina diferenciando la relación para \bar{u} con respecto a θ y buscando el valor de θ , que hace el resultado igual a cero, es decir:

$$\frac{d\bar{u}}{dt} = 0 \qquad \exp\left(\frac{\theta}{T}\right) = 1 + \frac{T_r + \theta}{T}$$

(6)

Esta ecuación tiene una solución fácil cuando $\frac{\theta}{t} \ll 1$ y, por lo tanto:

$$\exp\left(\frac{\theta}{T}\right) \approx 1 + \frac{\theta}{T} + \left(\frac{\theta}{T}\right)^2 \cdot \frac{1}{2}$$

(7)

entonces se tiene:

$$1 + \frac{\theta}{T} + \left(\frac{\theta}{T}\right)^2 \cdot \frac{1}{2} = 1 + \frac{T_r}{T} + \frac{\theta}{T} \qquad (8)$$

y, por lo tanto:

$$\theta_{\text{opt}} = \sqrt{2 \cdot T_r \cdot T}$$

(9)

Hay que resaltar, que un componente con una tasa de fallos constante, es decir, con una distribución exponencial de su tiempo de vida, no se puede mejorar mediante el mantenimiento, porque una mejora implicaría una reducción de su tasa de fallos.

En el presente modelo se asegura que la probabilidad de fallo del componente inmediatamente después de cada revisión es igual a cero. Esto se consigue

comprobando si el componente sigue funcionando o reemplazándolo por otro componente nuevo si ha fallado. Si el componente está funcionando todavía, este hecho implica que es tan bueno “como nuevo”, ya que componentes con una tasa de fallos constante no envejecen.

3.5.2 Relación fiabilidad y disponibilidad respecto al mantenimiento correctivo.

El mantenimiento correctivo estriba en reparar un componente sólo cuando falla por completo (fallo catastrófico) o cuando su coste de servicio es extremadamente alto, es decir, cuando está en su fase de desgaste. El mantenimiento correctivo se aplica en sistemas muy complejos, donde no hay forma de predecir los fallos. Se entiende que el fallo se hace evidente al operador, es decir, que no queda oculto.

La sustitución de un componente averiado restaura la curva de densidad de fallos del mantenimiento correctivo a otro valor:

$$\lambda_{mc}(t) = \sum_{j=1}^{\infty} f(t)$$

(10)

que depende del número de veces, j , que se haya sustituido el componente.

El tiempo medio entre fallos del mantenimiento correctivo (resultando de cálculos matemáticos complejos), es:

$$\theta_{1j} = j * \theta_1$$

(11)

Tomando como ejemplo la curva típica de tasa de fallos, curva de la bañera, cuando la tasa de fallos deja de ser constante y empieza a crecer con el tiempo (etapa de desgaste), y considerando una distribución general de tipo Weibull se obtiene:

$$\overline{F}(t) = e^{-\left[\frac{(t-\gamma)}{\eta}\right]^\alpha}$$

(12)

en la que $\alpha > 1$ ya que la tasa de fallos debe aumentar con el tiempo.

3.6 Valoración de la disponibilidad de una planta

En términos generales, las valoraciones de disponibilidad son de dos tipos:

- ✓ Valoraciones de seguridad, relativas a sistemas de protección, en donde los fallos frecuentemente permanecen ocultos y solo aparecen cuando se prueba el sistema o cuando se demanda la actuación del sistema.
- ✓ Valoraciones de disponibilidad de plantas en donde los fallos son detectados y producen algún cambio en las condiciones de operación de la planta. El fallo se repara entonces y vuelve a la condición de operación original.

3.6.1 El concepto de disponibilidad

En el caso mas simple, de solo dos estados, podemos asumir que o la planta funciona a máxima capacidad o no funciona.

La disponibilidad (D): $D = T_0 / (T_0 + T_p)$

En donde T_0 es el tiempo en funcionamiento y T_p es el tiempo que no funciona. En este contexto, la disponibilidad se puede definir como la probabilidad de que la planta esté funcionando en cualquier instante del periodo considerado; generalmente el intervalo entre las revisiones generales principales, digamos de uno a dos años.

Si la planta es susceptible de trabajar en más de dos estados -por ejemplo, funciona en un estado del 50% debido a alguna redundancia la ecuación se complica ligeramente. En estos casos es usual definir la disponibilidad en términos de tiempos equivalentes de máxima producción.

A partir de la descripción esquemática de la planta se construyen los diagramas lógicos de fallos para describir las relaciones lógicas de todos los sucesos que pueden afectar a la disponibilidad de la planta. Las soluciones que se obtengan de estos diagramas lógicos predecirán la disponibilidad de los sub-sistemas a partir de los datos

de fiabilidad de los equipos de la planta, de la redundancia de los mismos y de criterios de almacenamiento de repuestos. Cada equipo de la planta se caracteriza por tener una tasa de fallo y un tiempo de reparación; siendo el producto de estos parámetros una primera estimación de la indisponibilidad (parada) de ese equipo. Para facilitar el cálculo se supondrá que cada equipo estará en su fase de vida útil.

Datos de fiabilidad. Se necesita tener un cuidado especial al seleccionar y estimar los datos de fiabilidad que se van a usar en las ecuaciones de disponibilidad.

3.7 Fiabilidad de parques eólicos

Los análisis de fiabilidad son útiles en los parques eólicos fundamentalmente en tres vertientes:

- ✓ Fiabilidad de los aerogeneradores.
- ✓ Fiabilidad del diseño de los parques eólicos.
- ✓ Estrategias de mantenimiento óptimas.

Mientras que la fiabilidad de los aerogeneradores depende fundamentalmente de los fabricantes y por tanto sólo de los ingenieros que trabajan para ellos, la fiabilidad del diseño de los parques y las estrategias de mantenimiento de los mismos, dependen de los ingenieros de planta, constituyendo por tanto las dos áreas de actuación que permiten una mayor libertad de actuación de los mismos.

La fiabilidad del diseño consiste en comparar diversas alternativas de diseño (tipos de aerogeneradores y disposición física del parque eólico) para elegir aquellas con mayor fiabilidad o menor tasa de fallos, mientras que la elección de estrategias de mantenimiento consiste en modelar matemáticamente las operaciones asociadas al mantenimiento de los parques y obtener la estrategia óptima que minimice al mismo tiempo las tasa de fallos de los dispositivos y los costes de mantenimiento.

La complejidad de los parques eólicos actuales, debida fundamentalmente al número elevado de aerogeneradores instalados así como a la disposición física de los mismos, hace necesario el uso de avanzadas herramientas matemáticas y computacionales, las cuales sólo se encuentran en determinados software a la venta en el mercado.

Dentro de este apartado nuestro objetivo será:

- ✓ Descripción de las características de fiabilidad de parques eólicos así como los modelos matemáticos apropiado para los mismos y las estrategias de mantenimiento.
- ✓ Aplicación del software elegido de fiabilidad a parques eólicos, con el fin de posibilitar la formación y el entrenamiento.
- ✓ Realización de aplicaciones reales del software en parques eólicos de Tarifa.

3.7.1 Métodos de análisis de fiabilidad

En este apartado se describen los métodos de análisis de fiabilidad en general y en particular el método de análisis del árbol de fallos.

La fiabilidad es una medida de la capacidad que tiene un sistema para funcionar durante el tiempo que dure su misión bajo las condiciones en las que fue diseñado. El proceso conocido como “análisis de fiabilidad de sistemas” está compuesto por una serie de etapas que conducen no sólo a la evaluación precisa de determinados parámetros sino a un profundo conocimiento del sistema por parte de quien lo realiza.

Los métodos inductivos

Comienzan con hechos individuales para llegar a conclusiones de tipo general. Los hechos individuales serán, por lo general, sucesos o fallos ocurridos a elementos del sistema y las conclusiones serán efectos tanto individuales sobre los elementos como globales sobre el sistema. Entre los métodos inductivos más referenciados destacan: análisis de los modos de fallo y sus efectos (FMEA), análisis de riesgo y operabilidad (HAZOP), análisis de Markov (MA) y Secuencias de sucesos (ET). No desarrollaremos estos métodos por no ser utilizados en el estudio que vamos a llevar a cabo.

Los métodos deductivos

Comienzan con la definición de un hecho o suceso de interés al nivel de sistema y proceden al estudio de las causas del mismo hasta el grado de detalle predefinido para el análisis. El análisis de árbol de fallos es la técnica deductiva más extendida.

El análisis de árbol de fallos comienza con la definición de un suceso no deseado al que se denominará "Suceso Top". El objetivo será analizar las causas de

dicho suceso y cuantificar su probabilidad de ocurrencia. El análisis de las causas se realiza mediante un diagrama lógico, el árbol de fallos, que muestra como las combinaciones de diversos sucesos más elementales, usando operadores booleanos, conducen a la aparición del suceso top.

Esta técnica es aplicable a sistemas estáticos y dinámicos complejos para cuyo estudio es una completa y versátil herramienta. Provee bases objetivas para analizar el diseño de un sistema, sus causas comunes de fallo y permite comprobar el cumplimiento de los requisitos de seguridad, así como justificar cambios y añadidos.

El análisis de árbol de fallos tiene gran utilidad entre otras para:

- ✓ Conducir al analista en forma deductiva a poner de manifiesto los posibles fallos del sistema.
- ✓ Destacar aspectos del sistema que son importantes desde el punto de vista de los fallos.
- ✓ Proporcionar una ayuda gráfica que haga visibles los cambios de diseño.
- ✓ Acceder al análisis de fiabilidad tanto cualitativo como cuantitativo.
- ✓ Facilitar a los analistas concentrarse en un fallo determinado de interés de forma rápida y ordenada.
- ✓ Incrementar el conocimiento del analista sobre el sistema en estudio.

3.7.2 Método de análisis de fiabilidad para los parques eólicos

De los métodos de análisis de fiabilidad expuestos anteriormente, el método de análisis de árbol de fallos es la técnica más extendida para identificar las causas de los sucesos no deseados dentro de un sistema y para calcular la probabilidad de que dicho suceso ocurra. A partir del suceso no deseado se buscan de forma deductiva las conexiones lógicas entre los estados de los componentes del sistema y el citado suceso y se representan mediante un diagrama que se denomina árbol de fallos. Los estados de los componentes, o sea, los sucesos primarios o básicos (entradas al árbol) pueden ser fallos de componentes o subsistemas, fallos humanos o efectos externos, es decir, acontecimientos que desde fuera de los límites exteriores causan el fallo del sistema o contribuyen a él. El suceso no deseado (cabecera del árbol) puede ser, por ejemplo, el no cumplimiento del sistema. Por tanto, este método es el más adecuado para el estudio de la fiabilidad de parques eólicos.

Causas comunes de fallos

Una causa o modo común de fallo es todo suceso que provoque una pérdida de múltiples elementos o defensas de un sistema que no pueda ser explicada por la simple coincidencia de fallos aleatorios independientes. Existen múltiples motivos para que aparezcan fallos debido a causas comunes, entre ellos cabe destacar:

- ✓ Estructuras dependientes no identificadas.
- ✓ Aparición aleatoria de condiciones medioambientales anormales.
- ✓ Deficiencias en el diseño o la construcción.
- ✓ Operación inapropiada del sistema.

En los gráficos siguientes se puede encontrar una clasificación de las causas comunes de fallos, que se pueden usar con lista de chequeo a la hora de buscarlas en el sistema.

Están clasificadas en dos grandes tipos:

- ✓ Originadas en la ingeniería del sistema, ya sea en la etapa de diseño o en la de construcción.
- ✓ Originadas en la operación del sistema, ya sean provenientes de los procedimientos involucrados en la explotación o de las condiciones medioambientales.

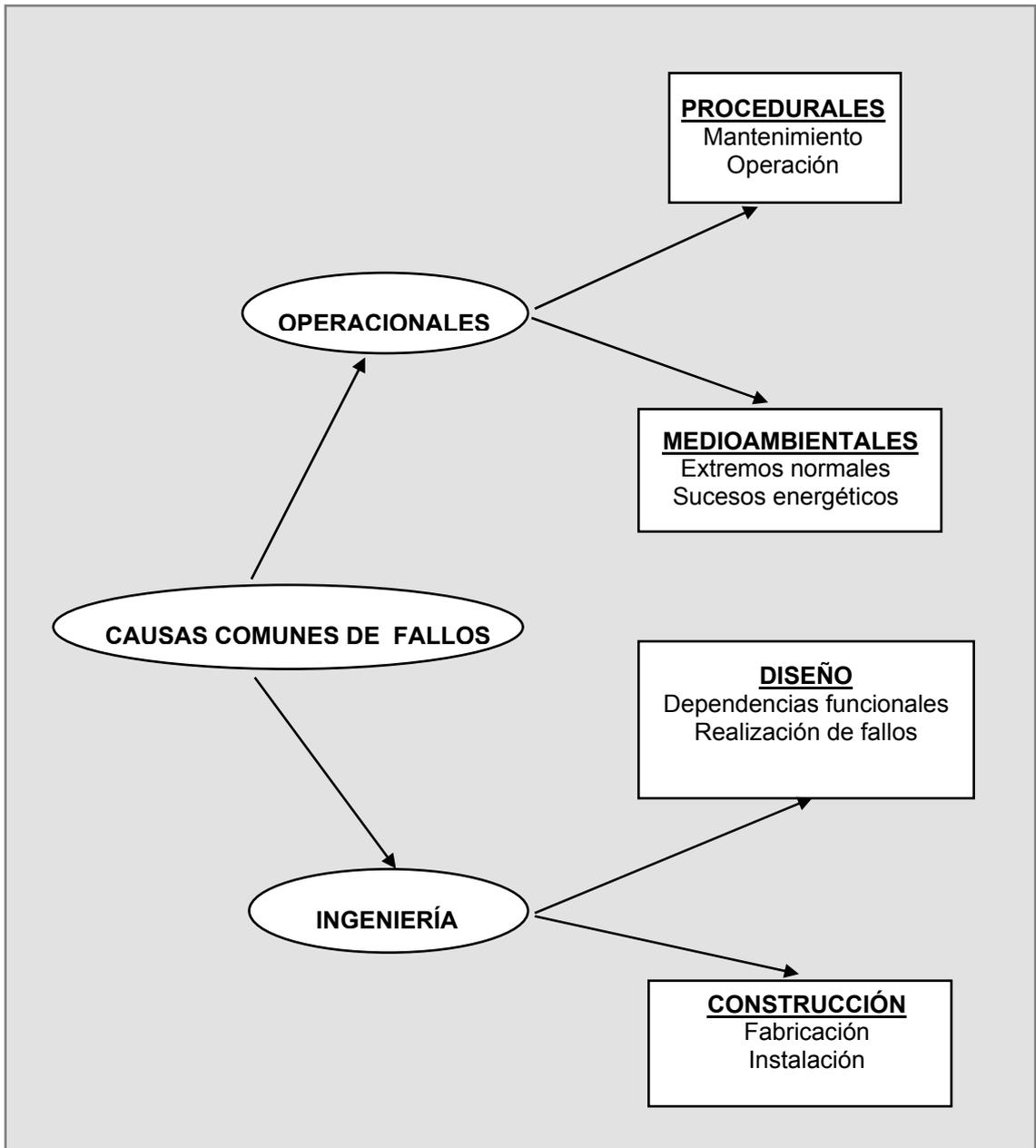


Figura 3.5.- Clasificación de las causas comunes de fallos

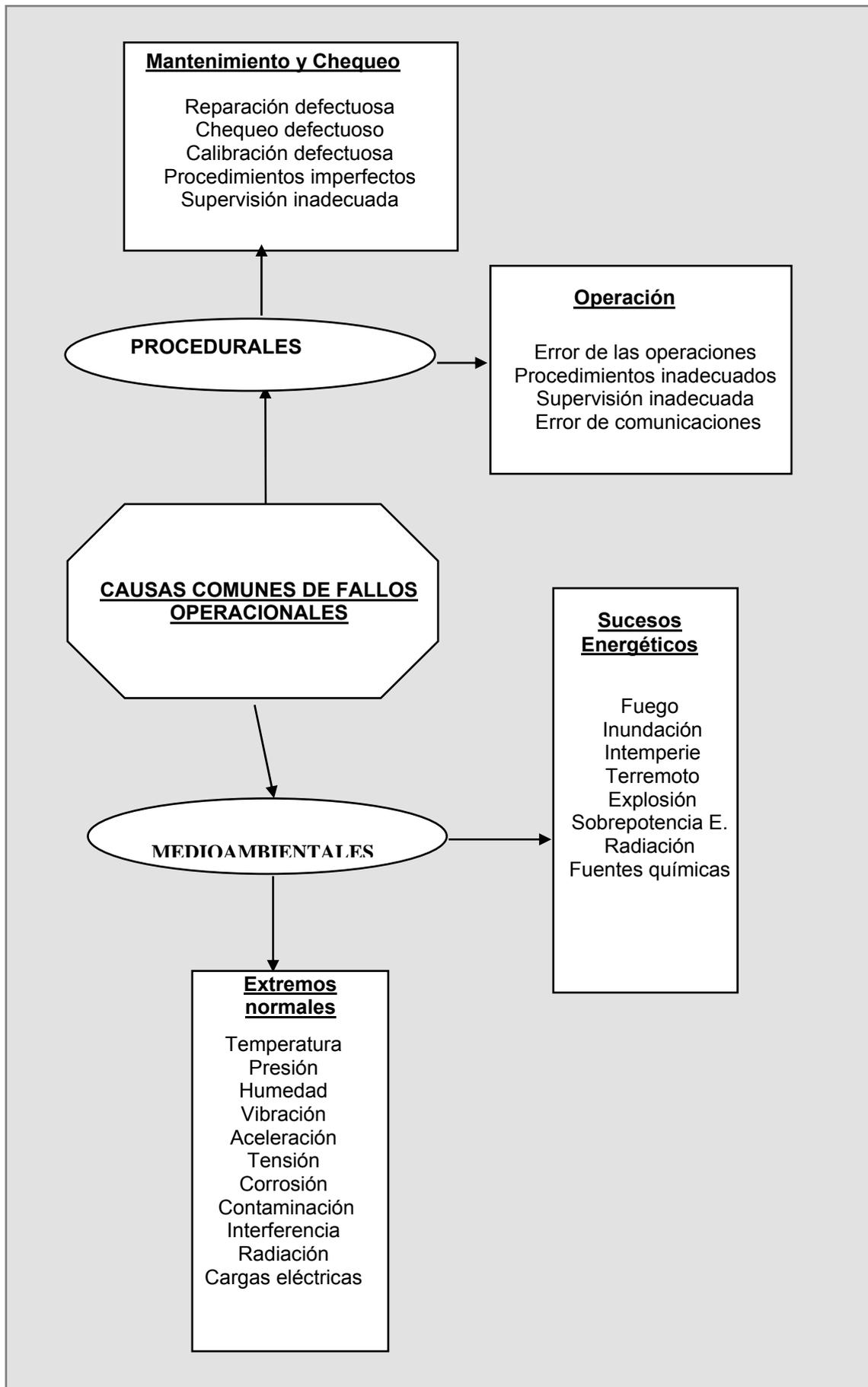


Figura 3.6.- Causas comunes de fallos operacionales

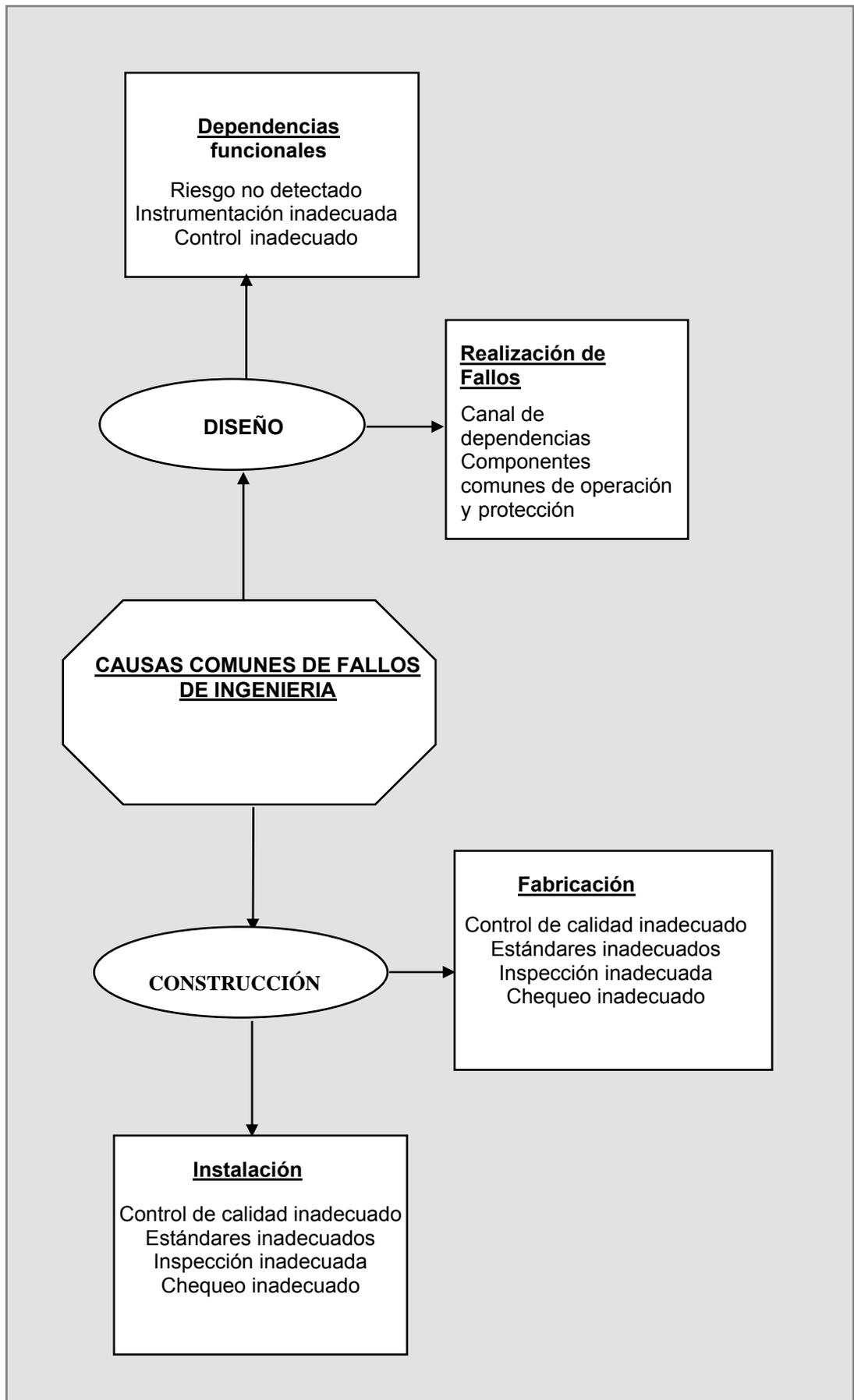


Figura 3.7.- Causas comunes de fallos de ingeniería

Clases de estructuras dependientes

La dependencia entre sucesos diferentes puede deberse a razones funcionales (normalmente de naturaleza determinista) o a sucesos aleatorios (de naturaleza estocástica). Las principales clases de estructuras dependientes son:

- ✓ No disponibilidades funcionales con un mismo sistema. Aquel caso en el que el fallo de un elemento impide a otros elementos, que no han fallado, realizar su trabajo.
- ✓ No disponibilidades funcionales entre diferentes sistemas. Aquel caso en el que varios sistemas diferentes, localizados en diferentes lugares, fallan debido a que comparten algún subsistema. Ejemplo: la misma fuente de energía eléctrica.
- ✓ Cascada de fallos. La no disponibilidad de un componente (o sistema) puede provocar la no disponibilidad de otros componentes (o sistemas) relacionados con él, por ejemplo: el fallo de una protección eléctrica puede provocar el fallo de otros elementos por exceso de tensión.
- ✓ Restricciones procedurales.- Pueden aparecer no disponibilidades o fallos debidos a restricciones en los procesos causadas por procedimientos administrativos o por la realización de mantenimientos.
- ✓ Causas externas.- Condiciones medioambientales externas pueden provocar el fallo de múltiples elementos o sistemas (tormenta, accidentes, etcétera.)
- ✓ Estructuras dependientes unidas a factores humanos.- El comportamiento humano puede potenciar notablemente dependencias funcionales o de fallos, especialmente en caso de tensión o de crisis operacional.

Causas comunes de fallos y análisis cualitativo

Es muy importante completar y corregir los modelos de sistemas incorporando las causas comunes de fallos en sistemas complejos, para que dichos modelos sean realmente representativos. Paso previo para ello es realizar un análisis cualitativo cuyos objetivos fundamentales han de ser:

- ✓ Entender los mecanismos y factores que determinan las dependencias entre elementos de sistemas.
- ✓ Identificar potenciales "no disponibilidades" o fallos dependientes.
- ✓ Identificar grupos de componentes que pudieran ser afectados por causas dependientes genéricas.

- ✓ Incrementar la efectividad de las defensas internas del sistema que prevén o limitan la ocurrencia de fallos dependientes.
- ✓ Clasificar y poner de manifiesto las posibles dependencias potenciales, de tal forma que pudieran ser incorporadas a los modelos del sistema de forma efectiva.

3.8 Características de fiabilidad de los parques eólicos

Para el entendimiento de los modos de fallos de un parque eólico y de los aerogeneradores, se expondrá de forma breve cuál es la configuración típica de un parque eólico y las características fundamentales de funcionamiento de los aerogeneradores.

Configuración típica de un parque eólico

Las principales experiencias en instalaciones eólicas para la producción de energía eléctrica, consistieron en unidades individuales de variada potencia conectadas a las redes públicas de baja tensión (BT). A la vista de los resultados obtenidos y una vez puesto de manifiesto su necesidad y viabilidad práctica, se comienza a instalar agrupaciones de varios aerogeneradores y generadores de mayor potencia.

La estructura típica de los pequeños parques eólicos, de potencia nominal instalada inferior o no muy superior a 1 MW, muestra una distribución lineal de los aerogeneradores asíncronos sobre el terreno - para evitar los efectos estela -, los cuales enlazan en BT con un centro de transformación BT/MT propio de la instalación eólica y una línea de enlace con la red de distribución en media tensión (MT).

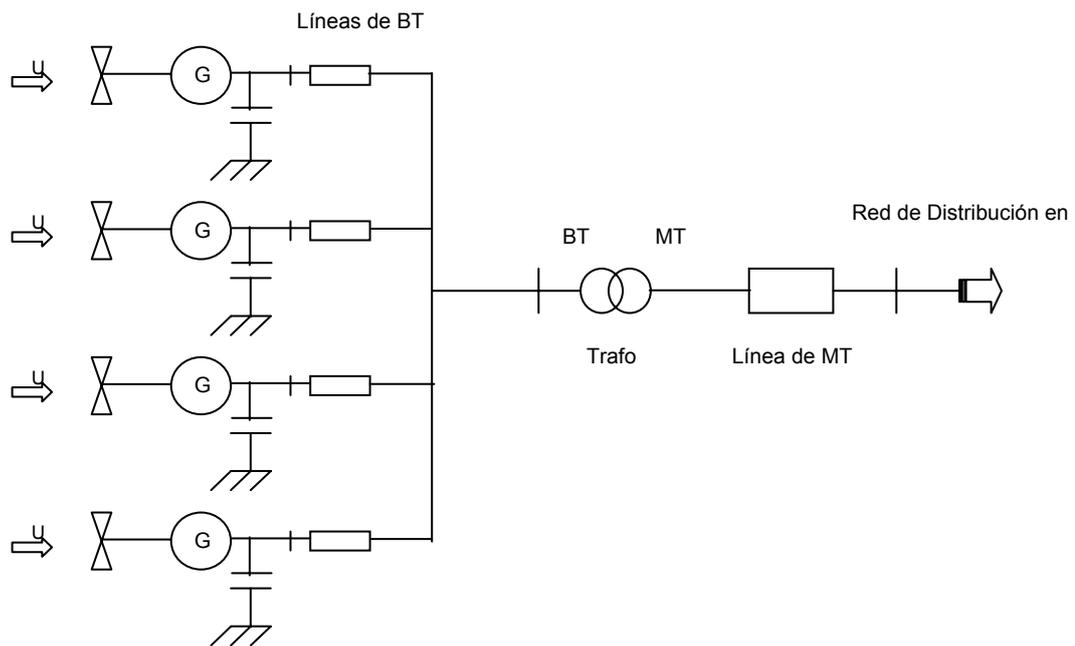


Figura 3.8.- Estructura típica de un parque eólico de pequeño tamaño

Frecuentemente, en estas configuraciones cada aerogenerador posee su propio sistema de control y seguridad, sin que exista un control conjunto del parque. Las protecciones eléctricas suelen ser las normales en instalaciones de BT/MT similares, considerando que la presencia de los aerogeneradores significa una aportación adicional de corriente de cortocircuito, que se suma a la proporcionada por la red de distribución en media tensión.

Siendo éste el esquema básico de estos pequeños parques eólicos, se han ejecutado variantes del mismo donde las turbinas de tres palas de paso variable mueven un generador síncrono trifásico a través de un multiplicador. La salida del generador es convertida a corriente continua por medio de un rectificador a base de tiristores de 6 pulsos. La potencia en corriente continua de cada aerogenerador individual es conducida a un embarrado común vertida a la red de distribución en corriente alterna, a través de un inversor con tiristores de 12 pulsos.

La aplicación más económica de turbinas eólicas para la producción de energía eléctrica consiste en la instalación de grandes parques eólicos. De esta forma se minimiza el coste de los equipos de interconexión con la red pública y de mantenimiento por KW-h producido, siendo posible la instalación de un parque de 50 MW en poco tiempo. El tamaño de estos parques eólicos suele estar entre 5 y 50 MW, aunque puede llegar a ser de varios cientos de MW.

La configuración típica de un gran parque eólico consiste en grupos de 4-10 aerogeneradores, conectados en BT a centros de transformación, red de media tensión que enlaza los distintos centros de transformación en un embarrado común en una subestación propia del parque y línea de alta tensión hasta el punto de conexión con la red de transporte.

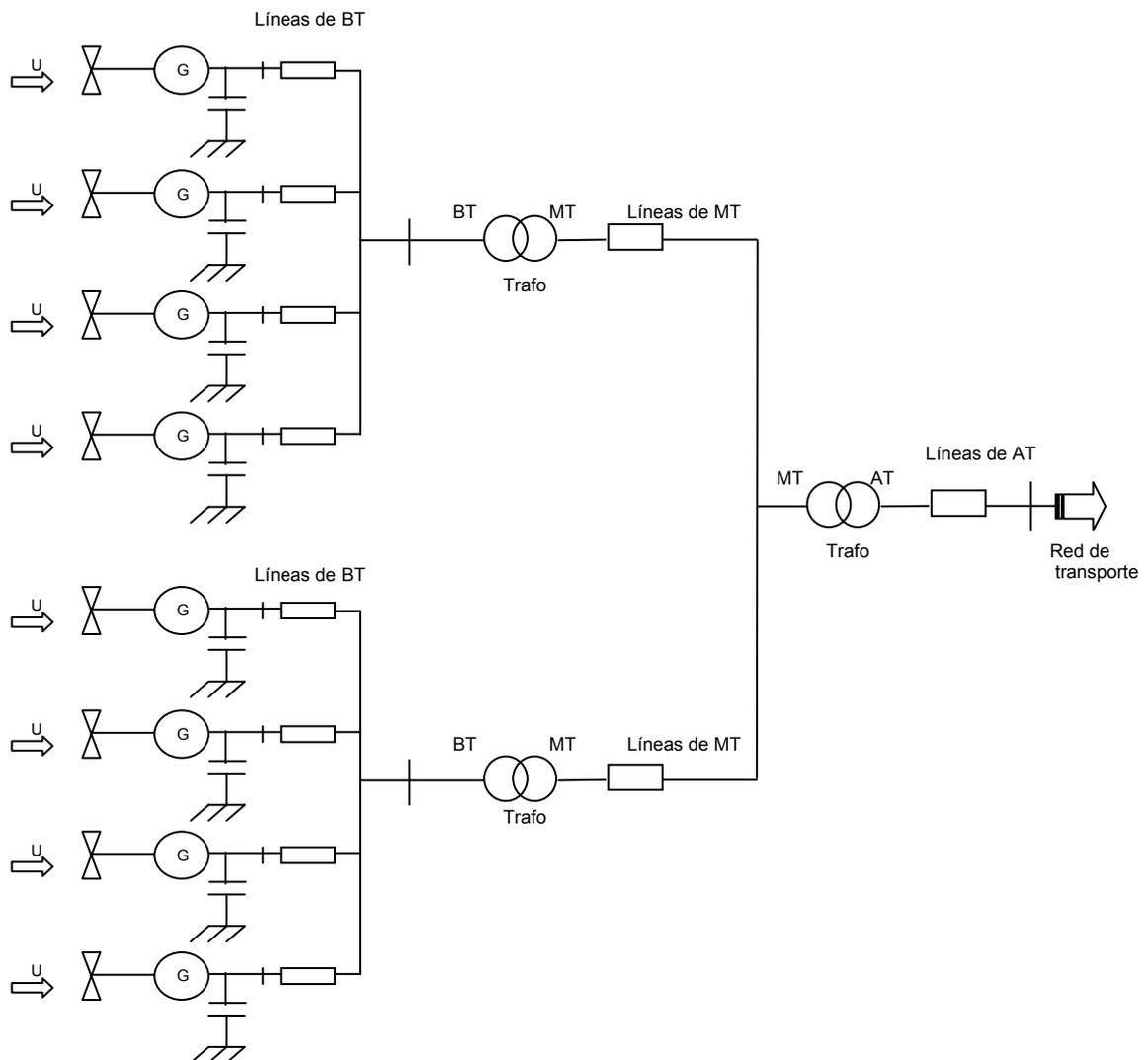


Figura 3.9.- Estructura típica de un parque eólico de gran tamaño

En estas configuraciones, tanto los aerogeneradores individuales como el conjunto del parque eólico pueden ser supervisados y gobernados mediante un cierto control computerizado, con el objetivo de asegurar un funcionamiento adecuado y coordinar las operaciones de mantenimiento. La electricidad producida puede ser tratada en un convertidor, que la traduce en una potencia eléctrica con tensión y calidad compatibles con la red de transmisión a la que se conecta el parque. La capacidad instalada puede ser fácilmente redimensionada, mediante la instalación de nuevas adicionales, ya que el tamaño de éstas (500 KW o menos) permite el

escalonamiento adecuado a las necesidades de una situación dada. En ocasiones, se instala un transformador para cada aerogenerador.

Los aerogeneradores



Figura 3.10.- Esquema de un aerogenerador

Un aerogenerador consiste en una turbina eólica que convierte la energía cinética del viento en potencia sobre un eje giratorio, un sistema de generación que convierte esta potencia en electricidad y un cierto número de componentes auxiliares necesarios para un adecuado funcionamiento del conjunto. A lo largo de los años, han surgido numerosas y diversas arquitecturas de aerogeneradores, aunque la mayor parte de ellos presentan ciertos aspectos comunes. La inmensa mayoría de los aerogeneradores instalados poseen eje horizontal -más eficientes que las de eje vertical- con las palas a barlovento- aunque también hay muchas turbinas con las palas situadas en la torre de apoyo- y un sistema de orientación para posicionar la turbina de cara al viento en todo el momento. La constitución típica de un aerogenerador incluye, como principales, los siguientes subsistemas o componentes técnicos:

- ✓ Turbina eólica (rotor mecánico), de palas fijas o con ángulo de pala variable.
- ✓ Multiplicador de velocidad.
- ✓ Sistema de orientación.
- ✓ Generador eléctrico principal; en ocasiones, generador eléctrico secundario de menor potencia y para bajas velocidades de viento.

- ✓ Batería de condensadores, para compensar el factor de potencia cuando el generador es asíncrono.
- ✓ Sistema de control del conjunto, a base de microprocesadores.
- ✓ Sistema de protecciones.

Los dispositivos que se emplean en la práctica, en la orientación de las palas, son muy variados y pueden estar constituidos por elementos diversos, como resortes, engranajes, palas acodadas, servomotores y dispositivos electrónicos, hasta tal punto que podría decirse que cada fabricante posee su propio sistema. El disponer de palas orientables permite no sólo perseguir el objetivo de mantener casi constante la velocidad del rotor, sino que incluye otras posibilidades tales como el arranque con bajas velocidades de viento y la producción óptima de energía eléctrica en función del viento y de la carga, considerando las diferentes condiciones de funcionamiento existentes. Entre los dispositivos de orientación más utilizados se encuentran la aleta estabilizadora y la orientación mediante servomotores, principalmente, así como la turbina autoorientable que se coloca detrás del soporte y se orienta automáticamente en la dirección del viento como una veleta.

La torre empleada para sustentar la turbina suele ser de acero galvanizado, tubular o de celosía. En ella se monta solidariamente, por medio de un rodamiento, el bastidor. La forma externa suele ser tronco-cónica o una aproximación de diseño económico aproximada a ésta. Los componentes de la torre se protegen de la corrosión mediante galvanizado en caliente, y se van realizando amarres entre ellos de forma frecuente.

El número de palas del rotor mecánico suele ser limitado a tres, a veces sólo de dos palas, lo cual implica que a igual potencia la turbina es mucho más ligera y económica. A las turbinas con dos o tres palas se les suele llamar eólicas rápidas en contraposición a las de múltiples palas, eólicas lentas, en razón a su velocidad de rotación relativa para una misma velocidad de viento e igual longitud de pala. No obstante, las rápidas presentan mayores dificultades para el arranque, ya que necesitan mayores velocidades de viento para comenzar a girar por sí mismas, lo cual puede paliarse mejorando el diseño de las palas o utilizando palas de paso variable.

Los efectos de las ráfagas de viento originan, en las turbinas rápidas, variaciones de esfuerzos relativos menos importantes que en las lentas, ya que han sido calculadas para soportar esfuerzos centrífugos mucho más elevados; la posibilidad de hacer rotar las palas sobre sus propios ejes en caso de viento

excesivamente fuerte, tampoco significa esfuerzos importantes. Cuando una turbina rápida se mantiene inmóvil, el empuje axial, aunque las palas estén en posición de trabajo, es menor que durante el funcionamiento, pudiendo representar sólo un 40%, lo cual no ocurre en las turbinas multipala.

A semejanza de las centrales hidráulicas de salto pequeño y de la propulsión de los aviones, en las turbinas eólicas se utilizan las palas orientables, para permitir la adaptación del rotor mecánico a las diferentes condiciones de viento que pueden presentarse, posibilitando incluso el repliegue en caso de viento excesivo con lo que los esfuerzos que se ejercen sobre las palas se reducen a sus mínimos valores.

El buje realiza la unión de todas las palas de la turbina permitiendo en el caso de ser éstas de paso fijo, un pequeño ajuste en el mismo para optimizar la instalación del equipo en cada emplazamiento. Dentro del buje se incluyen los accionadores de los frenos aerodinámicos (en el caso de las palas de paso fijo) o los mecanismos de giro de las palas (en el caso de la de paso variable).

En muchas aplicaciones, es importante que la velocidad de la turbina permanezca casi constante, a pesar de la variación del viento. Con esta finalidad se emplean los reguladores de velocidad (elementos integrantes del tren de potencia), los cuales pueden servir también como limitadores de potencia y de los esfuerzos sobre las palas en caso de vientos fuertes. Las soluciones adoptadas se pueden clasificar en dos grupos: regulación por palas fijas y regulación por palas orientables. Entre los modelos construidos para la regulación por palas fijas pueden citarse:

- ✓ Dispositivos de aleta estabilizadora articulada.
- ✓ Dispositivos de aleta estabilizadora fija y eje de rotación de inclinación variable.
- ✓ Dispositivos de aleta estabilizadora rígida y freno aerodinámico.

En la mayor parte de las aeroturbinas actuales, destinadas a la producción de energía eléctrica, se intercala un multiplicador de velocidad mecánico. Éste sirve de acoplamiento entre la velocidad de rotación relativamente baja de la turbina y la alta velocidad necesaria para el adecuado funcionamiento del generador eléctrico. El empleo de turbina eólicas de sólo dos o tres palas, permite la utilización de multiplicadores de menor relación, más pequeños, ligeros y económicos.

La gran ventaja que supone el poder adaptar la velocidad de la turbina a la del generador eléctrico, mediante un multiplicador mecánico, se ve deslucida en cierta

medida por los inconvenientes consecuentes al empleo de elementos mecánicos: rozamientos, disminución del rendimiento, mantenimiento, etcétera. Las diferencias de par entre la turbina y el generador, a consecuencia de variaciones de viento o de la carga, implican de esfuerzos que son absorbidos por el multiplicador y sus ejes. Esto hace que la vida media de los aerogeneradores se vea limitada frecuentemente por la durabilidad del multiplicador y que se haya planteado seriamente su eliminación o sustitución por otros elementos más eficientes y duraderos.

El generador eléctrico convierte la energía mecánica presente en su eje en energía eléctrica que vierte en la red o carga. La inmensa mayoría de los generadores eléctricos acoplados a turbinas eólicas son del tipo asíncrono y trifásico, aunque también se han instalado con generadores síncronos.

Los argumentos que han esgrimido para el empleo de generadores de inducción hacen referencia a su mayor simplicidad, economía, robustez y durabilidad, así como a sus menores requerimientos de mantenimiento y de equipamiento auxiliar, principalmente. Otra razón reside en la gran cantidad de motores de inducción que se utilizan en la industria y en otras áreas, de tal forma que ya se contaba con la infraestructura necesaria para su fabricación y con un mercado para su comercialización, en el momento de ser sugerida su utilización en el aprovechamiento de la energía eólica. Aunque, en principio, las máquinas de inducción producidas en las fábricas pueden ser destinadas indistintamente a su funcionamiento como motor o como generador, algunas experiencias sugieren mayor eficiencia en los aerogeneradores de inducción con un diseño específico y adecuado a sus exigencias de funcionamiento reales.

La energía producida por el generador eléctrico es vertida directamente a la red o carga, en gran parte de las aplicaciones comerciales existentes en la actualidad. A pesar de ello, cada vez son más las experiencias e instalaciones que realizan algún tipo de acondicionamiento de esa energía, antes de ser entregada a la red mediante convertidores AC-DC-AC. Para el caso más frecuente de utilizar generadores de inducción, también se suele disponer de baterías de condensadores, a fin de suministrar parte de la potencia reactiva requerida por el generador y evitar su transporte hasta el lugar de consumo de la misma.

Normalmente un aerogenerador incorpora dos tipos de frenos con objetivos distintos. El primero permite el frenado del rotor, actuando sobre el eje de alta velocidad del generador o directamente sobre las palas del rotor. En este último caso, si las palas son de paso fijo, se actúa el freno aerodinámico, y si son de paso variable,

se ajusta el paso a la posición de máximo frenado, denominada de bandera. El segundo tipo de freno actúa directamente sobre el bastidor, permitiendo controlar el movimiento de éste. Así, se actúa mediante mordazas sobre un disco solidario a la torre, permitiendo la colocación del rotor perpendicularmente al viento.

Las funciones de control y seguridad presentan una tendencia a su integración conjunta, dada su estrecha relación en el funcionamiento de los aerogeneradores, tal como sucede en las operaciones de conexión y desconexión, por ejemplo. Habitualmente, un sistema a base de microprocesadores controla y monitoriza todo el funcionamiento.

Otra de las funciones básicas de este sistema de control es el diagnóstico de los distintos componentes del aerogenerador y su preparación para el arranque. Por último, en el caso de varios aerogeneradores, ha de comunicar cada uno de ellos con el sistema central de control del campo o instalación que forma el parque eólico. De esta forma, se puede mantener una gestión centralizada conociendo las condiciones de operación de cada aerogenerador, pudiendo actuar sobre el mismo.

Vistos los distintos subsistemas o elementos constituyentes, la función de un subsistema aerogenerador puede entenderse como sigue:

“Generación de energía eléctrica de forma continua, con un nivel de producción igual o superior al estimado para unas determinadas condiciones de viento y con unos parámetros de calidad en tensión y frecuencia aceptables para poder ser inyectada en la red de transporte de la compañía de energía eléctrica.”

En virtud de la función anterior, la función del sistema parque eólico es la que se obtiene por extensión al caso de los “n” aerogeneradores que lo constituyen.

Los modos de fallos para un parque eólico son:

- ✓ Fallo de los aerogeneradores.
- ✓ Avería en el sistema de conexión.
- ✓ Avería en el trafo.
- ✓ Avería en el embarrado.

Los modos de fallos para los aerogeneradores son:

- ✓ Avería en el embarrado de BT.
- ✓ Avería en el equipo eléctrico.
- ✓ Avería en el sistema de orientación.
- ✓ Avería en el tren de potencia.
- ✓ Avería en el rotor mecánico.
- ✓ Viento fuera de rango de operación.
- ✓ Turbulencias excepciones.
- ✓ Efectos estela.
- ✓ Exceso de temperatura y/o vibraciones.
- ✓ Palas rotor mecánico sucias.
- ✓ Avería en otros equipos.
- ✓ Colapso estructural de la torre.
- ✓ Avería en el sistema de control.
- ✓ Sensores fuera de rango.

3.8.1 Incidentes en sistemas eléctricos

Todo cambio no deseado en una red eléctrica se denomina “incidente” o anomalía. Éste puede ser causado por “faltas” o por variación de algún parámetro que define la red.

Un ejemplo de falta puede ser un cortocircuito trifásico, mientras que la apertura intempestiva de un interruptor, una sobrecarga o subtensión serían ejemplos de variaciones no deseadas.

Las faltas se pueden dividir en dos grandes grupos: las “faltas serie” y “faltas paralelo”.

Las primeras se caracterizan por presentar diferentes valores las impedancias de las tres fases y pueden ser causadas por la rotura de una o dos fases de una línea. Las faltas paralelo, o de cortocircuito, son las más comunes y se caracterizan por el contacto eléctrico entre fases o entre fase y tierra, generalmente por medio de un arco.

El número de faltas en una red eléctrica está en función de muchos parámetros, entre ellos el nivel de tensión y este aumenta al disminuir la tensión nominal de dicha red.

El análisis y las estadísticas de las faltas son un aspecto muy importante que debe tenerse en cuenta para la definición del sistema adecuado de protección.

En el caso particular de los sistemas eléctricos que integran los parques eólicos, cuando se produce un fallo eléctrico, toda o parte de la energía que los aerogeneradores extraen del viento deja de ser consumida por las cargas debido al corte de suministro.

Esta energía sólo puede ser empleada en acelerar el rotor de las máquinas, algo que puede llevar a la inestabilidad de las mismas si la situación se prolonga lo suficiente.

El tiempo crítico de despeje de fallo determina la frontera entre un comportamiento estable o inestable tras el despeje de la falta, ya que si dicho despeje se produce durante un tiempo t menor o igual que el tiempo crítico de despeje, las aeroturbinas regresarán a su régimen de funcionamiento inicial o a otro próximo.

Por el contrario, si la desconexión de la línea afectada por el fallo tiene lugar durante un tiempo t mayor que el tiempo crítico de despeje, el comportamiento de los aerogeneradores se convierte en inestable, aumentando excesivamente la velocidad de giro del rotor y disminuyendo, hasta anularse, la potencia generada.

Entre los numerosos tipos de fallos eléctricos existentes, normalmente se considera un defecto trifásico a tierra en una de las líneas con las que se representa la línea de distribución, junto al nudo de conexión entre ésta y la instalación eólica. La elección de este fallo, se debe a que es el más peligroso y el que más fácilmente puede provocar la inestabilidad del Sistema. La razón que justifica es que en caso de ocurrir un fallo trifásico, el tránsito de potencia en el nodo de conexión se ve totalmente cortado, siendo toda la energía generada y sin consumir empleada en la aceleración del rotor de las turbinas, pudiendo llevarlas fácilmente a una situación inestable.

Al simular una incidencia diferente al fallo trifásico en una de las líneas de red, ya sea fallo línea-línea, pérdida de línea, etcétera., se obtiene como resultado que ninguna de ellas pone en peligro la estabilidad de los aerogeneradores. En todos los casos, los aerogeneradores recuperan el régimen de funcionamiento dinámico cuando se produce una falta y posteriormente se despeja.

Tras un análisis de la influencia de localización del fallo eléctrico en la estabilidad de los aerogeneradores, cabe decir que son más peligrosas las faltas dentro del parque eólico que fuera del mismo. La razón fundamental es que al

desconectar la línea afectada por el fallo, cualquiera que sea ésta, uno o varios de los aerogeneradores quedan en “isla” y por tanto sin carga, impidiéndose su retorno a un régimen de funcionamiento estable. Dentro de esto, la localización de la falta más perjudicial es sobre la línea que conecta el parque eólico con la red de distribución, ya que un fallo en ella y el posterior despeje propician la desestabilización de todos los aerogeneradores de la instalación.

3.8.2 Tasas de fallos para otros componentes técnicos

Alguna de las tasas de fallos utilizadas en la modelización del sistema para ciertos componentes técnicos, se obtienen de la lectura del gráfico que aparece en la figura siguiente:

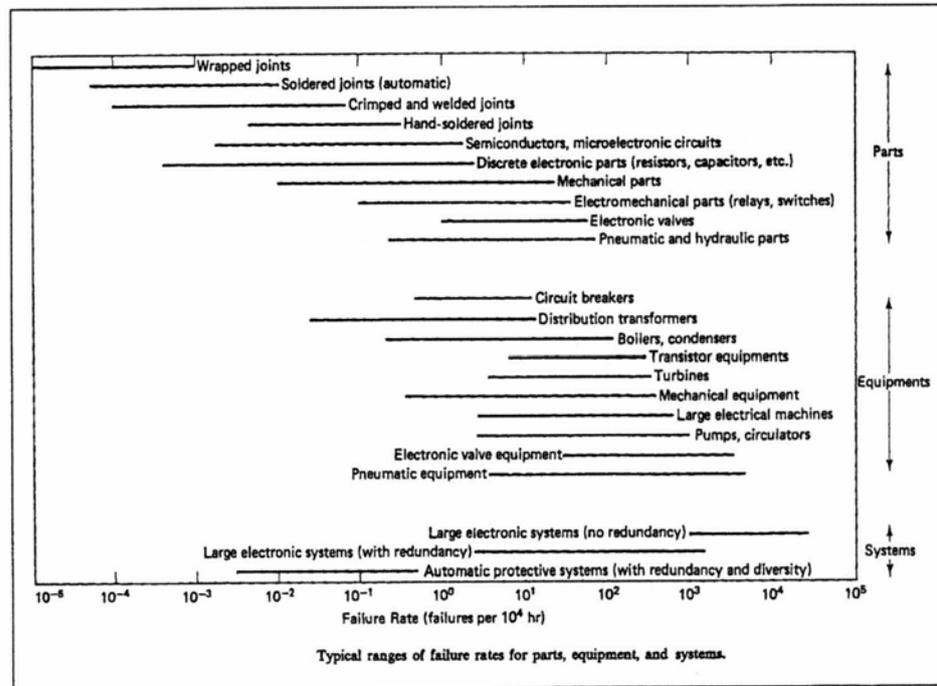


Figura 3.11.- Tasas de fallos típicos para componentes, subsistemas y sistemas técnicos.

La tasa de fallos de un sistema de N componentes dispuestos en serie en el sentido de la fiabilidad viene dada por la expresión:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^N \lambda_i$$

3.9 Etapas en el proceso de análisis con árboles de fallos

El análisis mediante un árbol de fallos se puede descomponer generalmente en cuatro etapas:

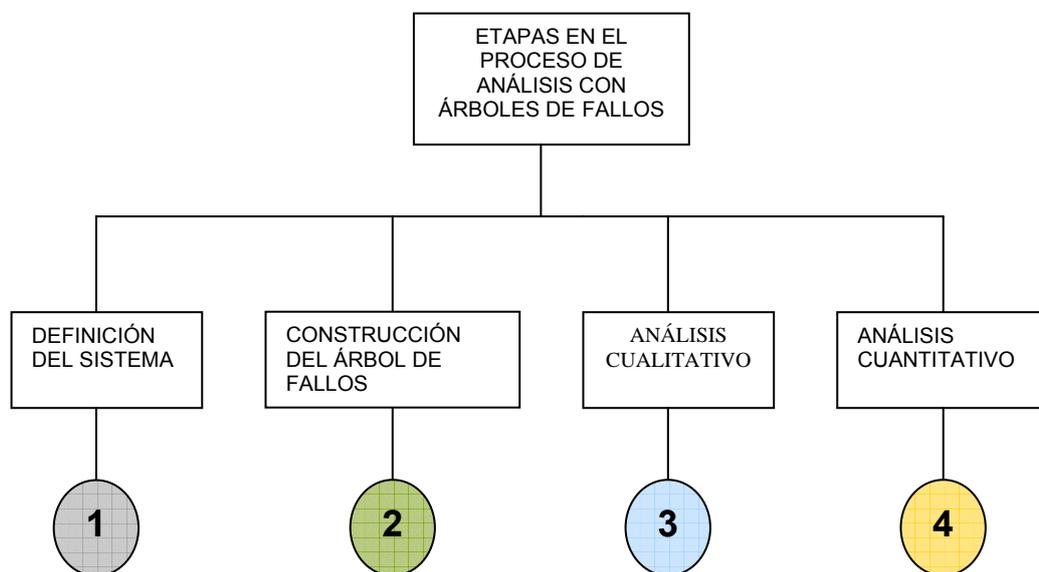


Figura 3.12.- Etapas del proceso de análisis con árboles de fallos

1

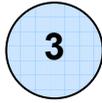
Definición del sistema

Compuesta de una descripción detallada del sistema y su entorno hasta el nivel de desagregación que se desee. Se incluirán diagramas de flujo, planos y esquemas funcionales de interés para el estudio que se quiera realizar. (Esta etapa se lleva a cabo en la parte correspondiente a la descripción del parque eólico).

2

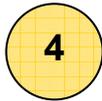
Construcción del árbol de fallos

Se desarrolla un árbol de fallos para un suceso no deseado, empleando ciertas reglas, un conjunto de símbolos lógicos, la descripción del sistema y el conocimiento (experiencia) que se tenga del comportamiento del mismo.



Análisis cualitativo

Se obtendrá información relevante acerca de las interrelaciones entre los fallos de los componentes y el fallo no deseado, susceptible de ser empleada para modificar el diseño y/o el proceso de operación del sistema.



Análisis cuantitativo

Se asignan valores a los sucesos básicos y se procede a evaluar el árbol para obtener magnitudes asociadas al suceso final no deseado que se estudia.

3.9.1 Construcción del árbol de fallos

El análisis de árboles de fallos es un método deductivo que se utiliza casi de forma cuantitativa, aunque como cualquier otro método de análisis de sistemas precisa de un análisis cualitativo como paso previo.

Se aplica principalmente para calcular la no fiabilidad o no disponibilidad de sistemas, pero se ha empleado también para calcular la frecuencia esperada de sucesos iniciadores.

El resultado del análisis cualitativo del sistema se presenta en forma de árbol de fallos. Dicho árbol es la representación gráfica de las conexiones lógicas existentes entre los sucesos primarios o básicos (entradas al árbol) y el suceso no deseado (cabecera del árbol). Los sucesos primarios pueden ser fallos de componentes o subsistemas, fallos humanos o efectos externos, es decir, acontecimientos que desde fuera de los límites exteriores causan el fallo del sistema o contribuyen a él como por ejemplo la aparición de turbulencias en las proximidades del rotor mecánico de un aerogenerador. El suceso no deseado puede ser, por ejemplo, el no cumplimiento de la función del aerogenerador, fallos del suministro eléctrico, etcétera.

Dicho suceso puede ocurrir debido a un solo suceso primario o a varios que se producen a la vez, es decir, el análisis tiene en cuenta la posibilidad de múltiples fallos.

El árbol de fallos es una representación estática de procesos dinámicos y, por tanto, se necesitan resultados de cálculos dinámicos, experimentos o el juicio ingenieril

para establecer cuáles son los sucesos que contribuyen al suceso no deseado. Se pueden tomar aspectos dinámicos desarrollando varios árboles de fallos, cada uno de los cuales corresponde a un instante de tiempo durante el proceso que conduce al suceso no deseado.

La cuantificación de un árbol de fallos se realiza asignando probabilidades a sus sucesos primarios. Dichas probabilidades se obtienen sobre la base de observaciones estadísticas o estimaciones y pueden reflejar, si es preciso, los aspectos dinámicos.

El árbol de fallos se elabora a partir de una descripción del sistema, de su misión y de los procesos que se llevan a cabo dentro de él acompañada por diagramas de flujo. El análisis conduce a un conocimiento profundo del sistema y permite, incluso ya en su fase cualitativa, descubrir puntos débiles de su diseño. Cuando se analizan sistemas grandes y complejos, la elaboración de los árboles de fallos puede suponer un volumen de trabajo sustancial.

En la figura 3.12 se muestra un esquema de flujo de las puertas lógicas y sucesos (conexiones lógicas) que son necesarios para la elaboración de un árbol de fallos.

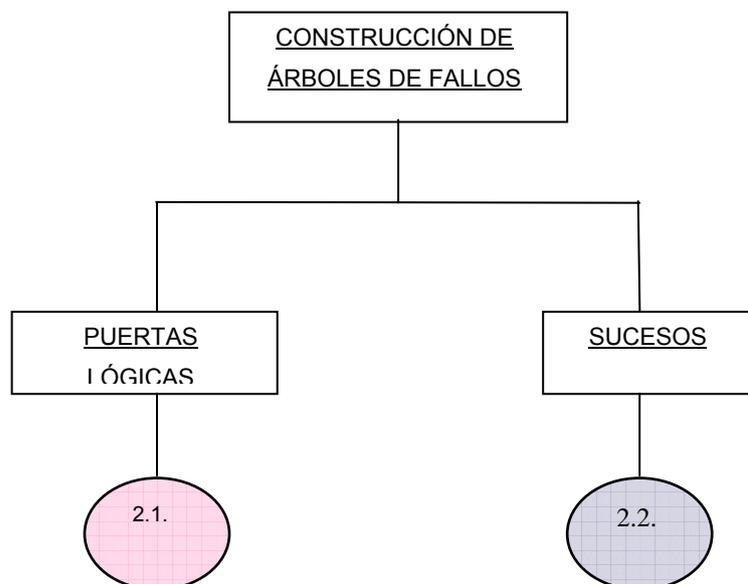


Figura 3.12.- Puertas lógicas y sucesos para un árbol de fallos

2.1.

Definición de las puertas lógicas

En la construcción de un árbol de fallos se utilizan varios símbolos lógicos, algunos ya conocidos, pero de forma más detallada se exponen todos los símbolos lógicos necesarios, con su significado, tabla de la verdad y representación del mismo.

✓ LA PUERTA AND

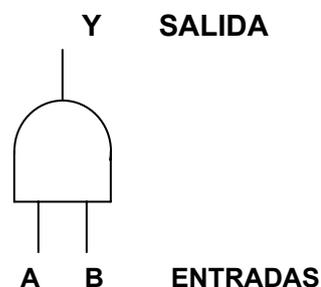
La puerta AND se utiliza para indicar que la salida ocurre si, y sólo si, todos los sucesos de la entrada ocurren. La salida de una puerta AND puede ser un suceso top o cualquier suceso intermedio. Los sucesos de entrada pueden ser eventos básicos, sucesos intermedios (salidas de otras puertas) o una combinación de ambos. Deben haber al menos, dos sucesos a la entrada de una puerta AND.

Significado lógico: Todos los sucesos deben ser VERDAD (1) para que la salida sea VERDAD(1).

Tabla de la verdad AND:

<u>ENTRADAS</u>		<u>SALIDA</u>
<u>A</u>	<u>B</u>	<u>Y</u>
<u>V</u>	<u>V</u>	<u>V</u>
<u>V</u>	<u>F</u>	<u>F</u>
<u>F</u>	<u>V</u>	<u>F</u>
<u>F</u>	<u>F</u>	<u>F</u>

Representación puerta AND:



✓ LA PUERTA OR

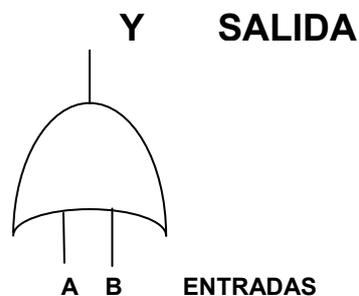
La puerta OR se usa para indicar que la salida ocurre si, y sólo si, al menos uno de los sucesos de la entrada ocurre. La salida de la puerta OR puede ser un suceso top o cualquier suceso intermedio. Los sucesos de entrada pueden ser sucesos básicos, sucesos intermedios o una combinación de ambos. Deben haber al menos, dos entradas a una puerta OR.

Significado lógico: Si al menos, una entrada es VERDAD (1), la salida es VERDAD (1).

Tabla de la verdad:

<u>ENTRADAS</u>		<u>SALIDA</u>
<u>A</u>	<u>B</u>	<u>Y</u>
<u>V</u>	<u>V</u>	<u>V</u>
<u>V</u>	<u>F</u>	<u>V</u>
<u>F</u>	<u>V</u>	<u>V</u>
<u>F</u>	<u>F</u>	<u>F</u>

Representación puerta OR:



✓ LA PUERTA VOTING (m/n)

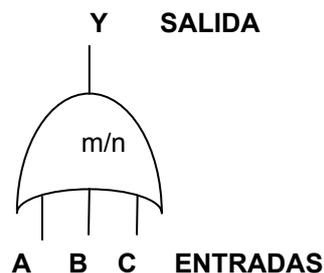
La puerta Voting (m/n) se usa para indicar que la salida ocurre si, y sólo si, m sucesos de entrada ocurren sobre n sucesos. Los m sucesos de entrada no tienen que ocurrir simultáneamente. La salida ocurre cuando al menos, los m sucesos de entrada ocurren. Cuando m=1, la puerta Voting se comporta como una puerta OR. La salida de una puerta Voting puede ser un suceso top o un suceso intermedio. Los sucesos de entrada pueden ser sucesos básicos, sucesos intermedios o combinación de ambos.

Significado lógico: Si m=2 y n=3, 2 sucesos de entrada tienen que ser VERDAD(1) para que la salida sea VERDAD(1).

Tabla de la verdad para 2 sobre 3:

<u>ENTRADAS</u>			<u>SALIDA</u>
<u>A</u>	<u>B</u>	<u>C</u>	<u>Y</u>
<u>V</u>	<u>V</u>	<u>V</u>	<u>V</u>
<u>V</u>	<u>V</u>	<u>F</u>	<u>V</u>
<u>V</u>	<u>F</u>	<u>V</u>	<u>V</u>
<u>V</u>	<u>F</u>	<u>F</u>	<u>F</u>
<u>F</u>	<u>V</u>	<u>V</u>	<u>V</u>
<u>F</u>	<u>V</u>	<u>F</u>	<u>F</u>
<u>F</u>	<u>F</u>	<u>V</u>	<u>F</u>
<u>F</u>	<u>F</u>	<u>F</u>	<u>F</u>

Representación puerta Voting:



✓ LA PUERTA OR Exclusiva (XOR)

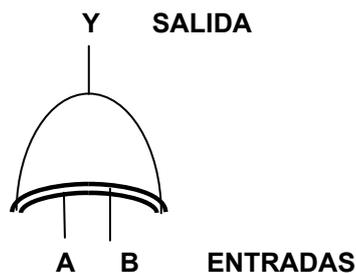
La puerta OR Exclusiva (XOR) se usa para indicar que la salida ocurre si, y sólo si, uno de los dos sucesos de entrada ocurre y el otro suceso de entrada no ocurre. La salida de una puerta OR Exclusiva (XOR) puede ser un suceso top o un suceso intermedio. Los sucesos de entrada pueden ser sucesos básicos, sucesos intermedios o una combinación de ambos. Una puerta OR Exclusiva (XOR) sólo puede tener dos entradas.

Significado lógico: Si uno y sólo un suceso de entrada es VERDAD(1), la salida es VERDAD(1).

Tabla de la verdad:

<u>ENTRADAS</u>		<u>SALIDA</u>
<u>A</u>	<u>B</u>	<u>Y</u>
<u>V</u>	<u>V</u>	<u>F</u>
<u>V</u>	<u>F</u>	<u>V</u>
<u>F</u>	<u>V</u>	<u>V</u>
<u>F</u>	<u>F</u>	<u>F</u>

Representación puerta OR Exclusiva (XOR):



✓ LA PUERTA AND Prioritaria (PAND)

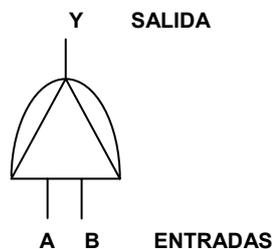
La puerta AND Prioritaria se utiliza para indicar que la salida ocurre si, y sólo si, todos los sucesos de entrada ocurren en un orden particular. El orden es el mismo con el que se han conectado los sucesos de entrada a la puerta PAND, desde la izquierda a la derecha. La puerta AND Prioritaria es una puerta dinámica, lo que significa, que el orden de ocurrencia de los sucesos de entrada es importante para determinar la salida. La salida de una puerta AND Prioritaria puede ser un suceso top o un suceso intermedio. Las entradas pueden ser sucesos básicos o salidas de alguna puerta AND, puerta OR o puertas dinámicas (puerta SPARE, puerta PAND, puerta SEQ o puerta FDEP). (Estas puertas deben tener entradas desde sucesos básicos o puertas AND o puertas OR). Todas las entradas deben ser subárboles.

Significado lógico: Todos los eventos deben ser VERDAD(1) para que la salida sea VERDAD(1) y los eventos deben de ocurrir de izquierda a derecha, en orden temporal.

Tabla de la verdad:

ENTRADAS		SALIDA
A	B	Y
V(1)	V(2)	V
V(2)	V(1)	F
V	F	F
F	V	F
F	F	F

Representación de la puerta AND Prioritaria:



✓ LA PUERTA Inhibit

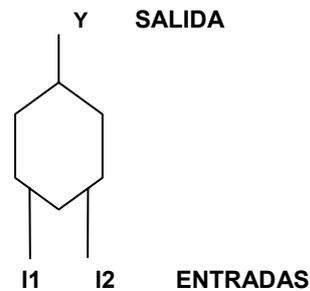
La puerta Inhibit se usa para indicar que ocurre la salida cuando ocurren los sucesos de entrada (I1 y I2) y la condición de entrada (C) es satisfactoria. La salida de una puerta Inhibit puede ser un suceso top o un suceso intermedio. Los sucesos de entrada pueden ser sucesos básicos, sucesos intermedios o una combinación de ambos.

Significado lógico: Si todos los eventos y la condición de entrada son VERDAD(1), la salida es VERDAD(1).

Tabla de la verdad:

ENTRADAS			SALIDA
1	2	C	Y
V	V	V	V
V	V	F	F
V	F	V	F
V	F	F	F
F	V	V	F
F	V	F	F
F	F	V	F
F	F	F	F

Representación de la puerta Inhibit:



✓ LA PUERTA NOT

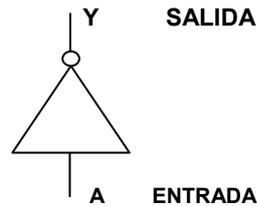
La puerta NOT se usa para indicar que la salida ocurre cuando el suceso de entrada no ocurre. La presencia de una puerta NOT en un árbol de fallo, puede dar lugar a árboles no coherentes. En las puertas NOT sólo hay una entrada.

Significado lógico: La salida es lo opuesto de la entrada, o sea, la salida es VERDAD(1) si la entrada es FALSA(0).

Tabla de la verdad:

ENTRADA	SALIDA
A	Y
V	F
F	V

Representación de la puerta NOT:



✓ LA PUERTA NOR

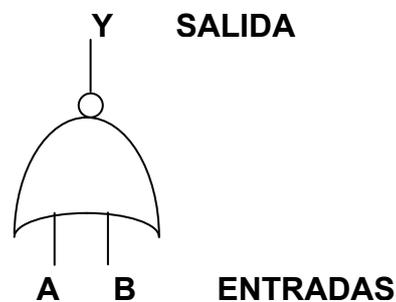
La puerta NOR es una combinación de la puerta OR y la puerta NOT. La puerta NOR se usa para indicar que la salida ocurre cuando todos los sucesos de entrada son FALSOS (0). La salida de una puerta NOR puede ser un suceso top o un suceso intermedio. Los sucesos de entrada pueden ser sucesos básicos, sucesos intermedios o una combinación de ambos. La presencia de una puerta NOR en un árbol de fallo, puede dar lugar a un árbol no coherente.

Significado lógico: Si hay por lo menos, un suceso VERDAD(1) en la entrada entonces la salida es FALSA(0).

Tabla de la verdad:

ENTRADAS		SALIDA
A	B	Y
V	V	F
V	F	F
F	V	F
F	F	V

Representación de la puerta NOR:



✓ LA PUERTA NAND

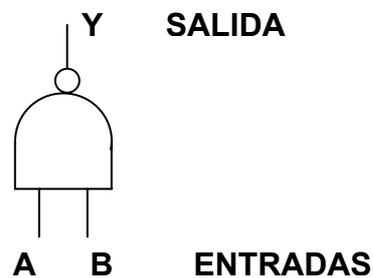
La puerta NAND es una combinación de una puerta AND y una puerta NOT. La puerta NAND se utiliza para indicar que la salida ocurre cuando al menos, uno de los sucesos de entrada es FALSO (0). La salida de una puerta NAND puede ser un suceso top o un suceso intermedio. Los sucesos de entrada pueden ser eventos básicos, sucesos intermedios, o una combinación de ambos. La presencia de una puerta NAND en árboles de fallos, puede dar lugar a un árbol no coherente.

Significado lógico: Si hay, al menos, un suceso que sea FALSO(0) en la entrada, la salida es VERDAD(1).

Tabla de la verdad:

ENTRADAS		SALIDA
A	B	Y
V	V	F
V	F	V
F	V	V
F	F	V

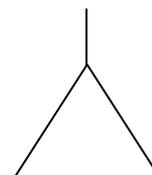
Representación de la puerta NAND:



✓ LA PUERTA DE TRANSFERENCIA

La puerta de transferencia es un símbolo que se utiliza para unir diferentes áreas lógicas en los árboles de fallo. Las puertas de transferencia se utilizan en dos situaciones principales: cuando el árbol de fallo es muy grande y no puede ser representado totalmente en un folio o cuando se quieren realizar árboles pequeños de fácil visión.

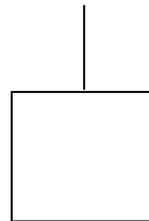
Representación de la puerta de transferencia:



✓ LA PUERTA DE COMENTARIOS

Una puerta de comentarios se utiliza para introducir comentarios en el árbol de fallos. La puerta de comentarios no lleva asociada ningún dato de cálculo, por consiguiente, no tiene ningún efecto en el cálculo del árbol de fallo. Después de la introducción de una puerta de comentarios, se puede continuar con la realización del árbol de fallo, teniendo en cuenta, que una puerta de comentario sólo puede tener una entrada.

Representación de la puerta de comentarios:



✓ LA PUERTA DE PASO

La puerta de paso se usa para encuadrar o poder representar claramente un árbol de fallos. La puerta de paso extiende un conector vertical para obtener una alineación visual. La puerta de paso no lleva asociado ningún dato de cálculo, por consiguiente, no tiene ningún efecto en el cálculo del árbol de fallo. Después de la introducción de una puerta de paso, se puede continuar con la realización del árbol de fallo, teniendo en cuenta, que una puerta de paso sólo puede tener una entrada.

Representación de una puerta de paso:



✓ LA PUERTA DEPENDENCIA FUNCIONAL

La puerta dependencia funcional (FDEP) se usa para indicar que todos los sucesos básicos dependientes son forzados a ocurrir cuando ocurre el suceso de disparo. El suceso de disparo debe ser un subárbol. La ocurrencia separada de cualquier suceso básico dependiente, no tiene efecto en el suceso funcional. La puerta dependencia funcional consta de un suceso funcional y puede tener uno o más sucesos dependientes. Todos los sucesos dependientes son sucesos básicos o sucesos spare. El suceso funcional puede ser un suceso terminal o salidas de cualquier puerta AND, puerta OR o puerta dinámica (puerta SPARE, puerta AND Prioritaria, puerta secuencia obligatoria o puerta FDEP)

Los eventos dependientes son eventos repetidos que pueden aparecer en diferentes partes del árbol de fallo. La puerta FDEP es una puerta dinámica, es decir, el orden de ocurrencia de los sucesos es importante para analizar la puerta. Generalmente, la salida de una puerta FDEP no es muy importante, sin embargo, es equivalente al estado de su suceso de disparo.

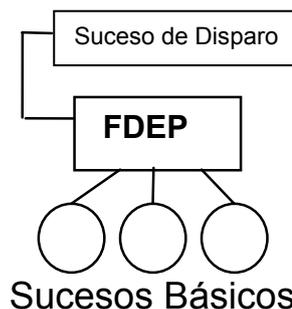
La puerta FDEP también se usa para poner las prioridades de las puertas SPARE.

Significado lógico: Cuando el suceso de disparo es VERDAD(1), entonces los eventos dependientes están obligados a ser VERDAD(1). El suceso de disparo deber ser VERDAD(1) para que la salida sea VERDAD(1).

Tabla de la verdad:

SUCESO DE DISPARO	SALIDA	SUCESO DEPENDIENTE A	SUCESO DEPENDIENTE B
V	V	V	V
F	F	V/F	V/F

Representación de la puerta dependencia funcional:



✓ LA PUERTA DE SECUENCIA OBLIGADA

La puerta de secuencia obligada (SEQ) fuerza a los sucesos a ocurrir en un orden particular. Los sucesos de entrada están restringidos a ocurrir en orden de izquierda a derecha, o sea, como aparecen debajo de la puerta. Esto significa que el suceso más a la izquierda es el primero que debe suceder e inmediatamente después, el que se encuentra a su derecha. La puerta SEQ se usa para indicar que la salida ocurre si, y sólo si, todos los sucesos de entrada ocurren en el orden particular que se impuso.

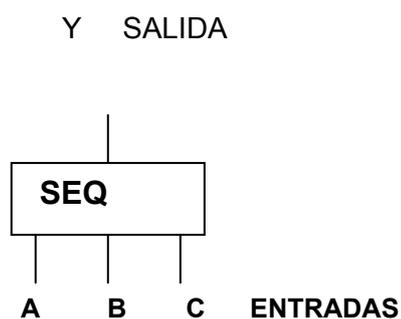
La puerta SEQ es una puerta dinámica, o sea, que el orden de las entradas es secuencial. En otras palabras, los sucesos conectados a una puerta SEQ, deben ocurrir inmediatamente después de que ocurran los sucesos de la izquierda. Por consiguiente, si la entrada más a la izquierda es un suceso básico, entonces la puerta SEQ se convierte o trabaja como una puerta SPARE. La primera entrada (entrada más a la izquierda) de una puerta SEQ puede ser un suceso terminal o las salidas de una puerta AND, puerta OR o una puerta dinámica (puerta SPARE, puerta PAND, puerta FDEP, puerta SEQ). Sólo se permiten sucesos básicos para las entradas de las puertas SEQ.

Significado lógico: la salida es VERDAD(1) si, y sólo si, todos los sucesos de entrada son VERDAD(1); pero los sucesos de entrada deben de ocurrir en el orden particular.

Tabla de la verdad:

1	ENTRADA 2	ENTRADA 3	ENTRADA	SALIDA
	A	B	C	Y
	F	F	F	F
	F	F	V	NO POSIBLE
	F	V	F	NO POSIBLE
	F	V	V	NO POSIBLE
	V	F	F	F
	V	V	F	F
	V	V	V	V

Representación de la puerta de secuencia obligada:



✓ LA PUERTA SPARE

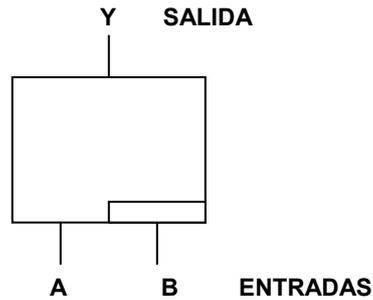
La puerta SPARE se usa para modelar la conducta de los suplentes en los sistemas. La puerta SPARE se usa para indicar que la salida ocurre si, y sólo si, todas las entradas de sucesos SPARE ocurren. Todas las entradas a una puerta SPARE son sucesos SPARE. Una puerta SPARE puede tener múltiples entradas. El primer suceso (el suceso que se encuentra más a la izquierda) se conoce como suceso primario, y todas las demás entradas son conocidas como entradas alternativas. El suceso primario es el que inicialmente impulsa, mientras que las entradas alternativas especifican que están en modo de reserva. Después de un fallo, la unidad activa / impulso, que es el primer suplente disponible de izquierda a derecha, se activa. Si todas las unidades están en fallo, entonces la suplente puede considerarse como un fallo (la salida ocurre).

Significado lógico: Todas las entradas deben ser VERDAD(1) para que la salida sea VERDAD(1).

Tabla de la verdad:

ENTRADAS		SALIDA
A	B	Y
V	V	V
V	F	F
F	V	F
F	F	F

Representación de la puerta SPARE:



2.2.

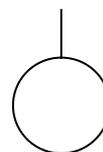
Definición de los sucesos

Entre los sucesos que se utilizan en la realización de un Árbol de Fallos, nos encontramos con:

✓ SUCESO BÁSICO

Un suceso básico es cualquier componente que no se resuelve más allá de él o un suceso externo. Se encuentra en el nivel más bajo de las ramas del árbol y termina el árbol de fallos. Los sucesos básicos pueden ser errores humanos, fallos del sistema, etc.

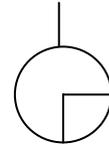
Representación de un suceso básico:



✓ SUCESO SPARE

Los sucesos SPARE son usados para especificar los suplentes en un árbol de fallo dinámico. Los sucesos SPARE son similares a los sucesos básicos en funcionalidad; sin embargo, sólo permiten como entradas frecuencias. El factor de inactividad del suplente indica el ratio de proporción de fracaso en el modo de reserva y la proporción de fallo en el modo operacional.

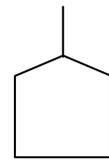
Representación de un evento SPARE:



✓ SUCESO CASA

Un suceso CASA puede estar encendido o apagado. Cuando un suceso CASA está encendido (VERDAD), el suceso ha ocurrido y la probabilidad del suceso será 1. Cuando un suceso CASA está apagado (FALSO), el suceso no ha ocurrido y la probabilidad del suceso será 0. Los sucesos CASA son útiles cuando dentro del árbol de fallos, hay partes funcionales y no funcionales. Cuando el suceso CASA está apagado, la puerta de entrada al suceso CASA no se tiene en cuenta a lo largo de los cálculos. Si se enciende el suceso CASA, se calculará normalmente.

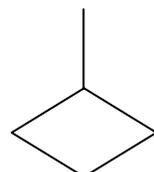
Representación de un suceso CASA:



✓ SUCESO ROMBO

El suceso rombo se usa si la solución extensa del suceso no mejora la comprensión del problema o si la solución extensa no es necesaria para evaluar de forma apropiada el árbol de fallos. Es similar a un suceso básico, pero se representa con un símbolo diferente para indicar que ese suceso puede descomponerse más, pero no se ha hecho.

Representación de un suceso ROMBO:



3

Análisis cualitativo

El resultado más frecuente de la etapa de construcción del árbol de fallos es la representación gráfica de las relaciones lógicas entre los sucesos básicos y el suceso top. A partir de este grafo se puede obtener la función lógica que lo representa, que será una función booleana de n variables indicadoras binarias del suceso top y se denominará función de estructura. Este tipo de funciones booleanas posee múltiples representaciones y será necesario encontrar aquellas que son adecuadas para analizar el sistema representado, desde un punto de vista ingenieril. Las funciones de estructura son de dos tipos:

- ✓ No coherentes: cuando aparecen sucesos básicos y sus negaciones.
- ✓ Coherentes: cuando no aparecen negaciones de sucesos básicos.

La mejor forma de comprender como falla un sistema, es decir, como se presenta el suceso top no deseado, es encontrar aquellas combinaciones mínimas de sucesos básicos que son suficientes para ello.

El Análisis cualitativo suele ser complementado con la determinación de la importancia relativa de unos sucesos básicos frente a otros a efectos de su contribución a la no disponibilidad del sistema y con la determinación de causas comunes de fallos.

Una causa o modo común de fallo es todo suceso que provoque una pérdida de múltiples elementos o defensas de un sistema, que no pueda ser explicada por la simple coincidencia de fallos aleatorios independientes.

4

Análisis cuantitativo.

La cuantificación es una etapa esencial en el análisis de árbol de fallos, ya que puede proporcionar diversas magnitudes de gran interés desde el punto de vista de la fiabilidad del sistema. Las diversas magnitudes a medir a la salida (suceso top) del modelo (árbol de fallos) son: disponibilidad, no disponibilidad, fiabilidad, no fiabilidad, densidad de fallos, intensidad condicional de fallos, número diferencial esperado de

ocurrencias del suceso top, número esperado de ocurrencias del suceso top y tiempo medio al primer fallo.

Los métodos de cuantificación del árbol de fallos se pueden clasificar de acuerdo al camino seguido para abordarla. Estos métodos necesitan de una carga matemática hasta llegar a abordar mediante cálculos probabilísticos la evaluación.

Otra clase está constituida por los métodos que evalúan directamente. Estos métodos evitan las dificultades inherentes al hecho de realizar el análisis cualitativo previo, pero se enfrentan a los derivados de afrontar directamente la función de estructura.

La última clase y muy recientemente perfeccionada, es la que evalúa el árbol mediante una transformación previa a diagrama de decisión binario seguida del empleo de productos implícitos, que ha permitido evaluar exactamente árboles que hasta ahora sólo se evaluaban de forma aproximada.

3.10 Aplicación del análisis de árboles de fallos: parque eólico

El presente apartado tiene como objetivo la aplicación del análisis de árboles de fallos, como base para calcular una estimación de la fiabilidad esperada y disponibilidad del parque eólico

3.10.1. Árboles de fallos

Un árbol de fallos es la representación gráfica de un modelo lógico con combinaciones de sucesos que conducen a la aparición de un suceso predefinido y no deseado de un sistema. En las figuras siguientes (figuras 3.14, 3.15 y 3.16) se representan el árbol de fallos simplificado para el sistema parque eólico descrito y para el subsistema aerogenerador. En su elaboración, se han tenido en cuenta los modos de fallos que con mayor frecuencia se producen:

✓ CASO I: Árbol de fallos para el sistema parque eólico

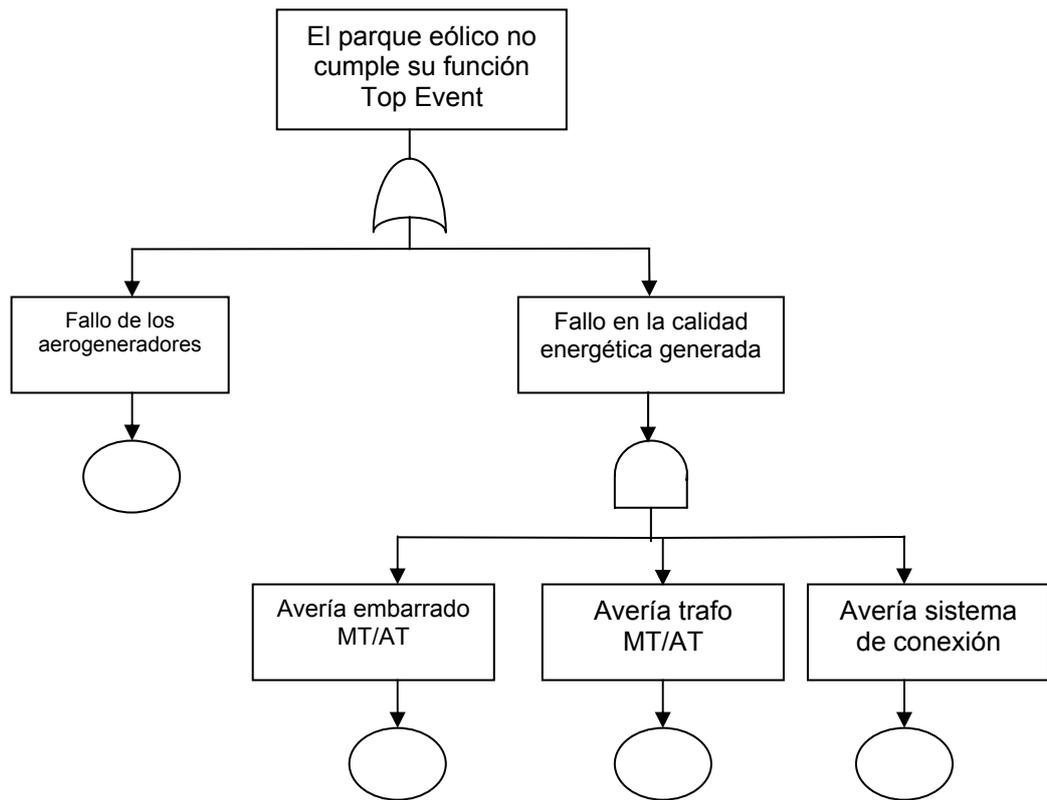


Figura 3.14.- Árbol de fallos para el sistema parque eólico

Un aerogenerador consiste en una turbina eólica que convierte la energía del viento (energía cinética) en potencia sobre un eje giratorio, un sistema de generación que convierte esta potencia en electricidad y un cierto número de componentes auxiliares necesarios para un adecuado funcionamiento del conjunto.

La constitución típica de un aerogenerador incluye, como principales, los siguientes subsistemas o componentes técnicos:

- ✓ Turbina eólica (rotor mecánico), de palas fijas o con ángulo de pala variable.
- ✓ Multiplicador de velocidad.
- ✓ Sistema de orientación.
- ✓ Generador eléctrico.
- ✓ Batería de condensadores, para compensar el factor de potencia cuando el generador es asíncrono.
- ✓ Sistema de control del conjunto, a base de microprocesadores.
- ✓ Sistema de protecciones.

CASO II: Árbol de fallos para el subsistema aerogenerador

PARTE I:

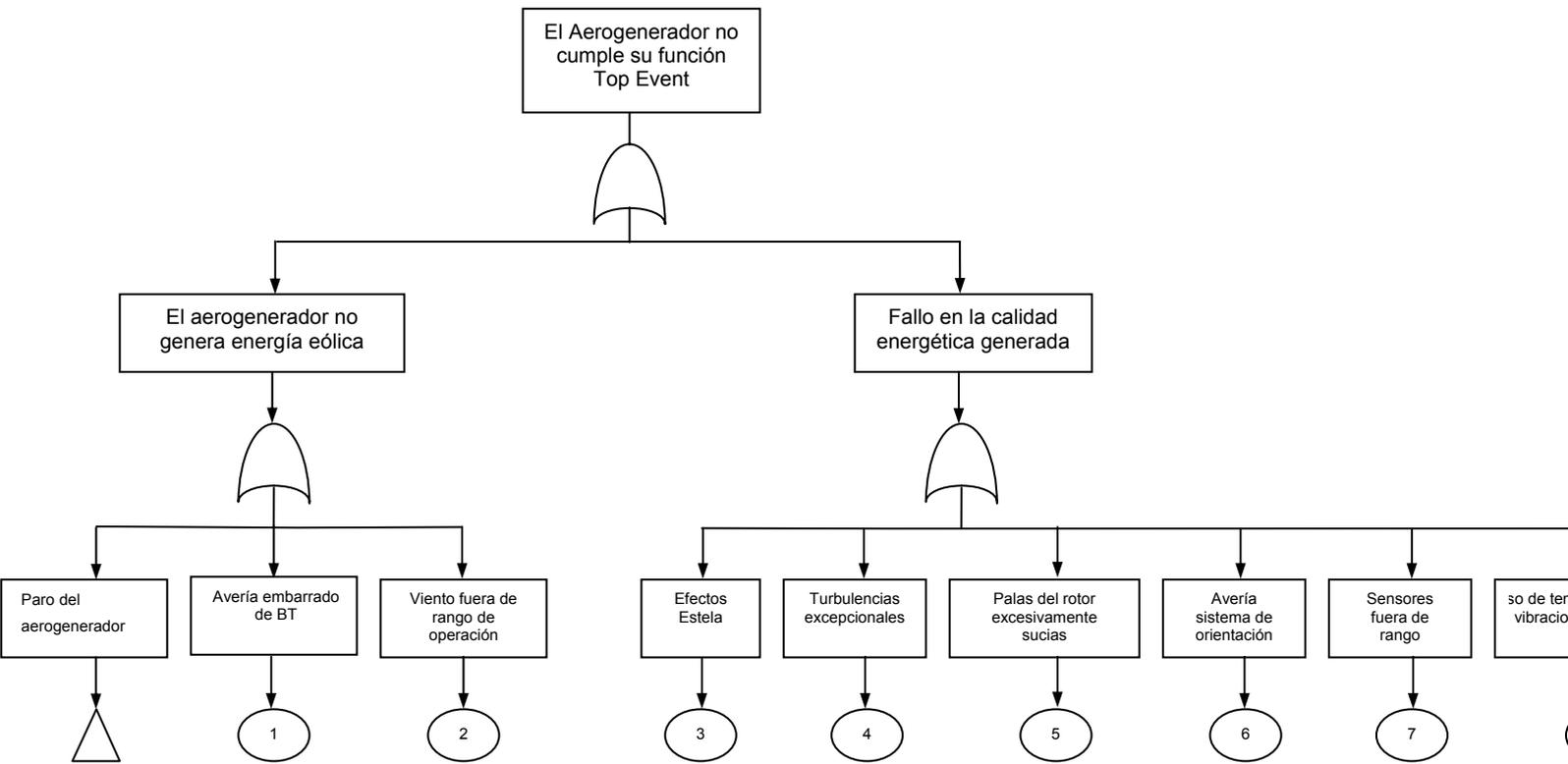


Figura 3.15.- Árbol de fallos para el subsistema aerogenerador (Parte I)

El punto 8 que no se ve expresa exceso de temperatura o vibración.

PARTE II:

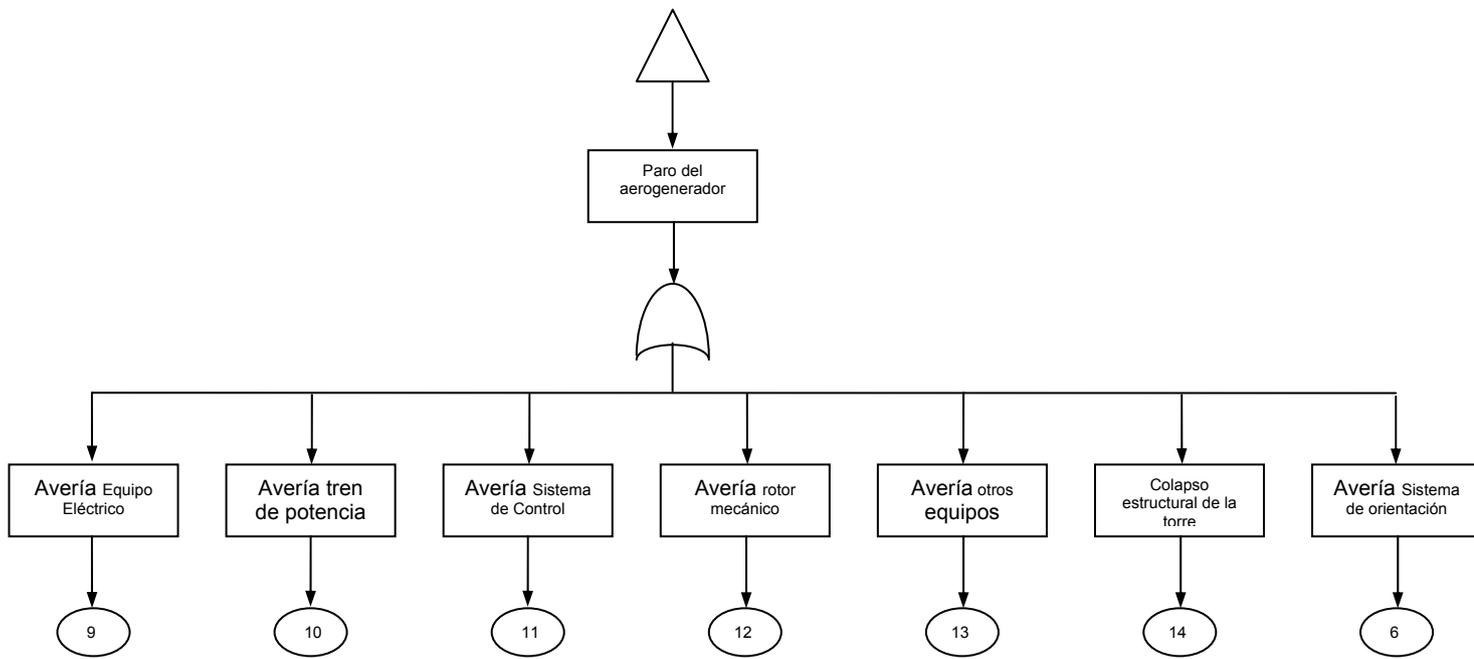


Figura 3.16.- Árbol de fallos para el subsistema aerogenerador

3.11 Elección del programa informático

De los programas informáticos presentes en la actualidad en el mercado, el que se ha elegido para analizar la fiabilidad de los parques eólicos es el Relex Reliability Software V7.7 (Relex Software Corporation).

3.11.1 Introducción

Para la modelización del sistema con árboles de fallos se ha optado por la utilización del programa Relex Reliability Software V7.7 (Relex Software Corporation) al ofrecer una gran variedad de técnicas de fiabilidad además del análisis de árbol de fallos (técnica estudiada a lo largo de este proyecto) como: predicción de fiabilidad, análisis del diagrama de bloques de fiabilidad (RBD), análisis de los modos de fallos y sus efectos (FMEA, FMECA), árbol de sucesos, predicción de mantenibilidad, análisis del coste del ciclo de vida, análisis Weibull y análisis de Markov.

El Relex Reliability Software es una potente herramienta de uso sencillo para la realización y cuantificación de árboles de fallos.

3.11.2 Programa Relex V 7.7

El Relex V7.7 es un potente programa que permite la aplicación de diferentes técnicas de fiabilidad, entre ellas la estudiada en este proyecto el análisis de árboles de fallos. A continuación se explica el procedimiento para realizar dicho análisis.

La pantalla de presentación del programa es sencilla y muestra en el menú principal las opciones File, View, Tools y Help.

Para realizar un análisis de árbol de fallos hay que seleccionar en el menú principal del programa File>New>Project para acceder a la siguiente pantalla:

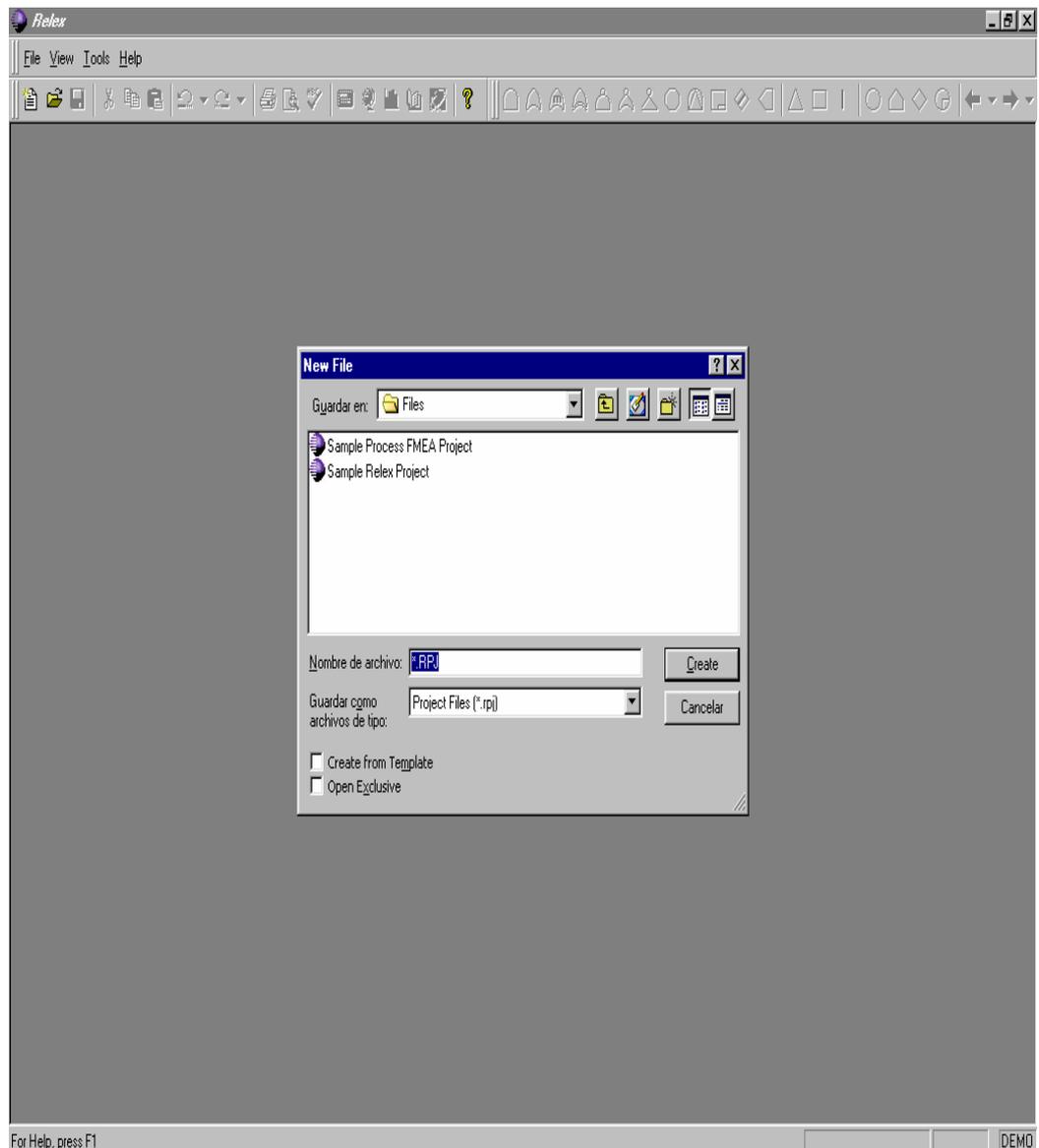


Figura 3.17.- Pantalla para la creación del proyecto

Se encuentran los siguientes campos:

- ✓ Nombre del archivo: se introduce el nombre del proyecto, por ejemplo, Proyecto.RPJ.
- ✓ Create from Template: opción de crear el proyecto desde una plantilla.
- ✓ Open Exclusive: permite abrir de forma exclusiva el proyecto que se está creando.

Aquellas casillas que no se seleccionen quedan deshabilitadas a lo largo de todo el análisis.

Una vez finalizado el paso anterior se pulsa <Create> para empezar el análisis. Aparece una pantalla con diferentes etiquetas que tendrán que ser completadas según las exigencias del proyecto.

Project Options (Opciones del proyecto)

Se marca la casilla Fault Tree (árbol de fallos) para realizar la modelización de nuestro sistema por el método de análisis de árboles de fallos.

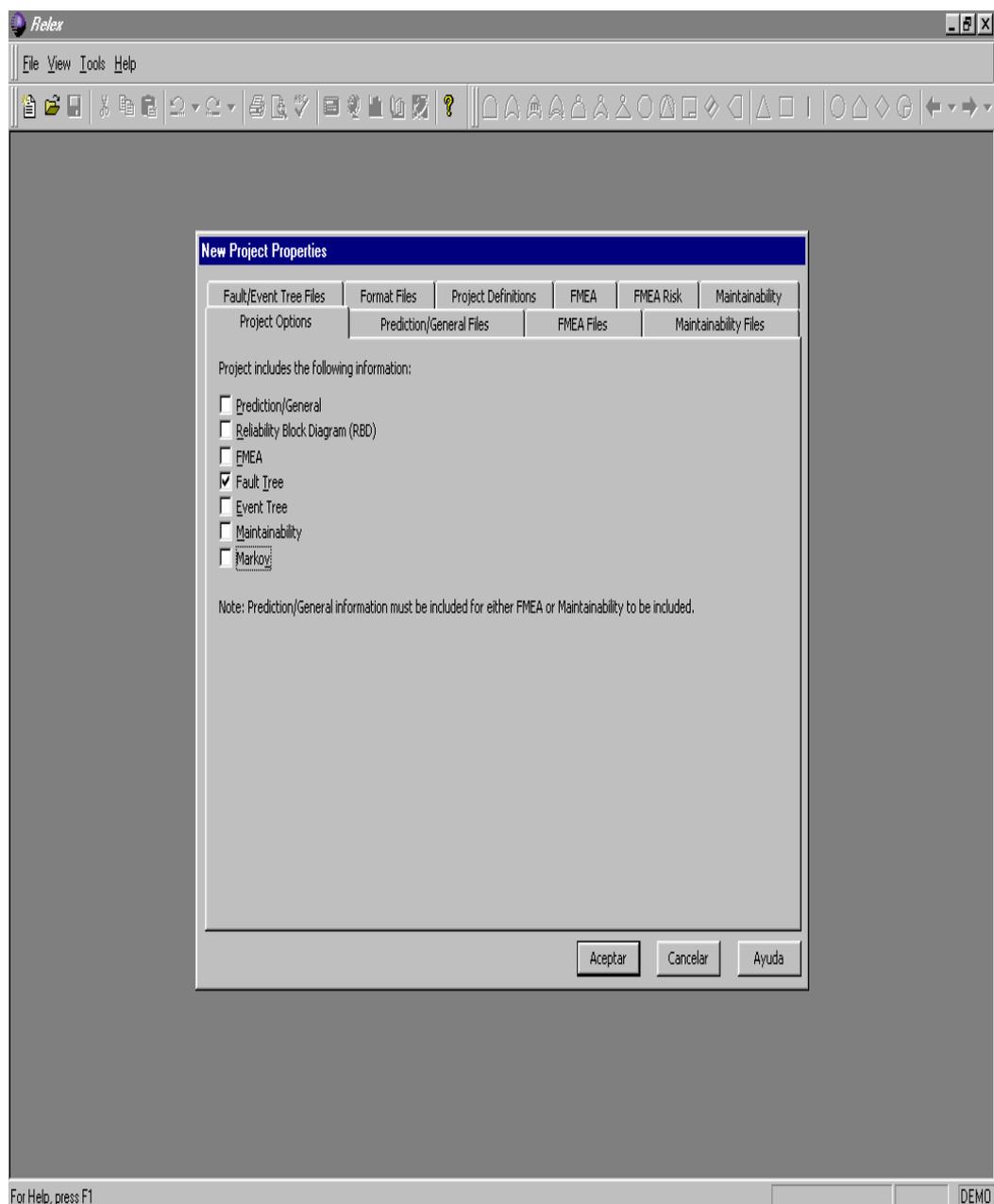


Figura 3.18.- Pantalla para la elección del método de análisis de fiabilidad

Format Files (Formato de los ficheros)

Elección de formatos para los campos de entrada y los informes de salida del análisis de árbol de fallos.

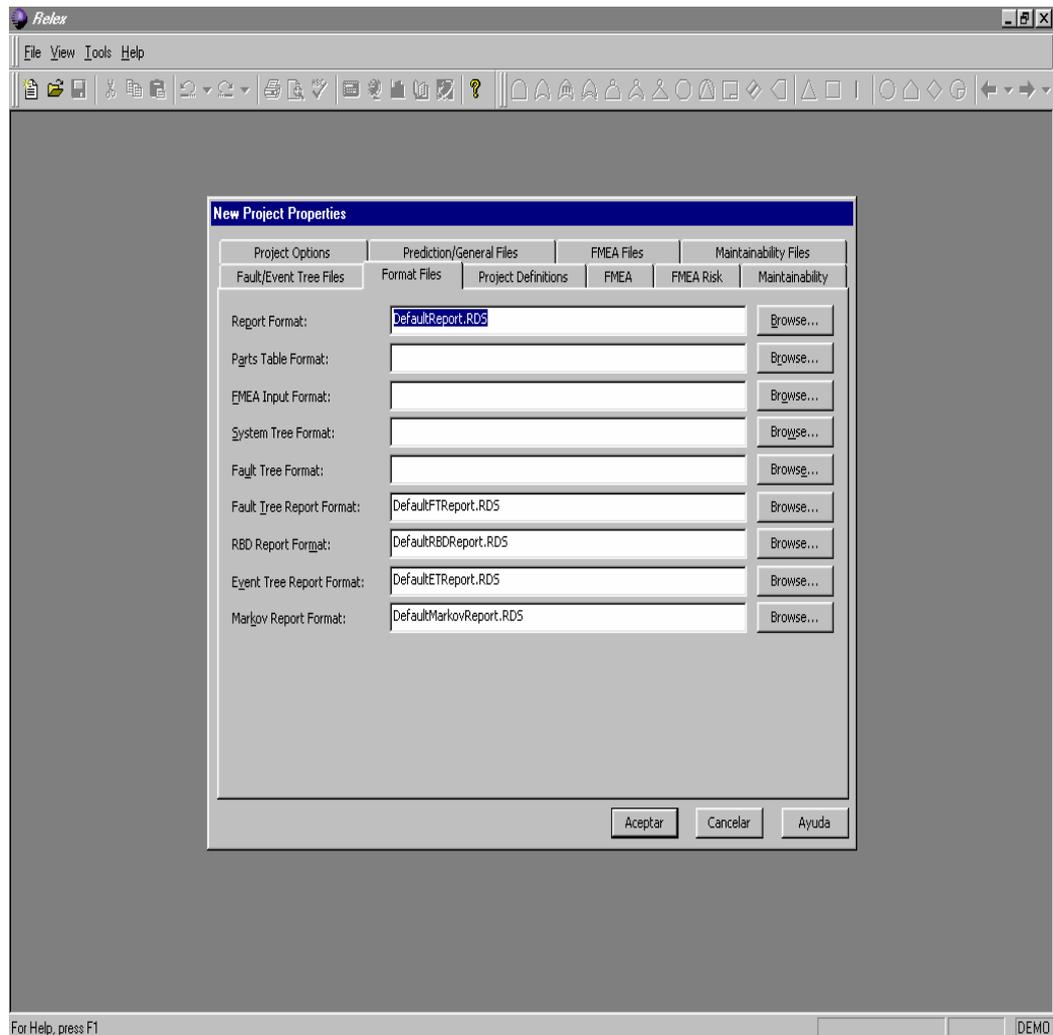


Figura 3.19.- Pantalla para la elección de formatos para el proyecto

Se pueden seleccionar archivos a través del botón <Browse> para los campos siguientes relacionados con nuestro estudio de fiabilidad:

- ✓ Report Format: ficheros para escoger el formato de los informes finales.
- ✓ Fault Tree Format: fichero para el formato del árbol de fallos.

- ✓ Fault Tree Report Format: fichero para el formato del informe final del árbol de fallos.

Project Definitions (Definición del proyecto)

Esta etiqueta contiene toda la información específica y global que se aplicará en el proyecto. Se encuentran los siguientes campos:

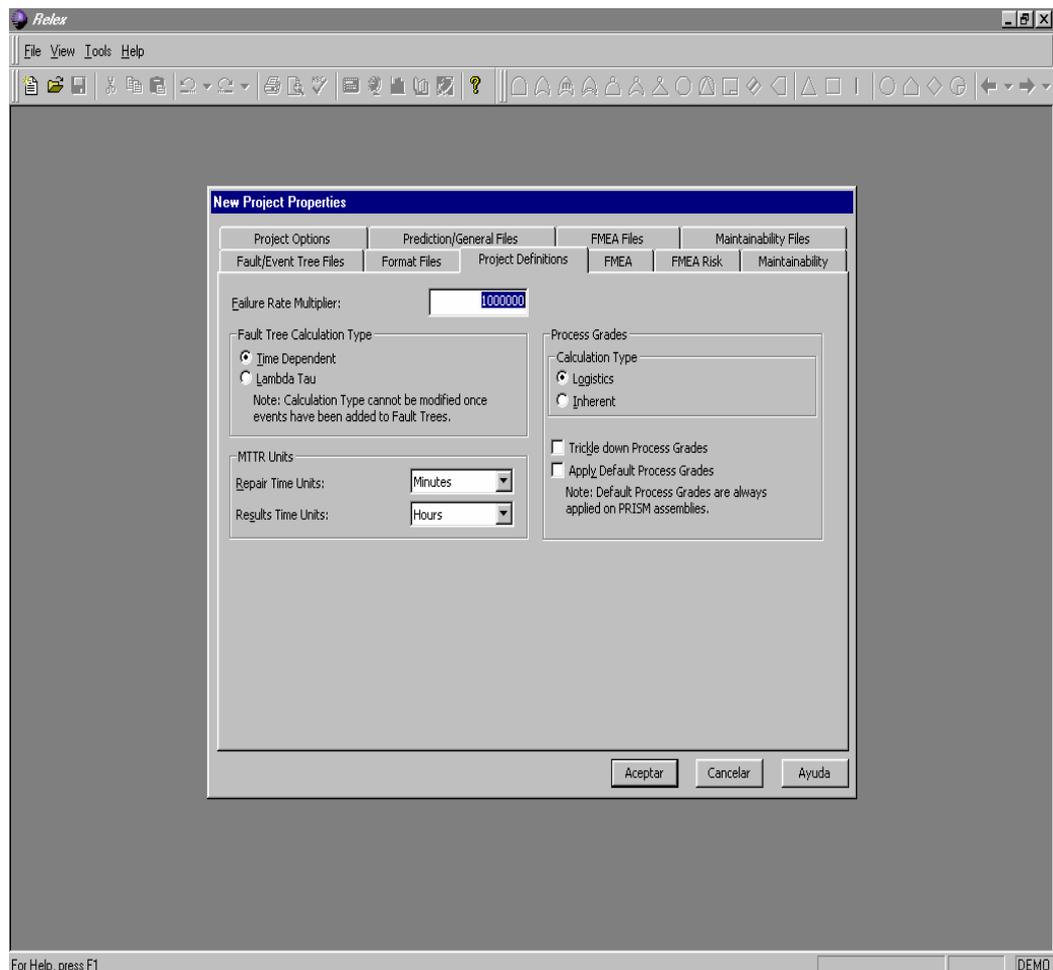


Figura 3.20.- Pantalla para la definición del proyecto

- ✓ Failure Rate Multiplier (Multiplicador de la tasa de fallo): hay que especificar las unidades para el cálculo de la proporción de fallo. Generalmente, los cálculos con el modelo MIL-HDBK-217 utiliza millones por hora y Telcordia, CNET 93 y HRD5 utilizan horas por billón.

- ✓ Fault Tree Calculation Type (Tipo de cálculo para el árbol de fallos): este campo se utiliza solamente en el cálculo de los árboles de fallos. Se puede elegir entre cálculos de tiempos dependientes (Time Dependent) y cálculos Lambda Tau.
- ✓ MTTR Units (Unidades de la media de tiempo de reparación): se eligen las unidades más convenientes. Se suelen utilizar horas.
- ✓ Calculation Type (Tipo de cálculos): se selecciona el tipo de cálculo más conveniente entre logístico (logistics) o inherente (inherent).

Después de haber seleccionado las características iniciales del proyecto se pulsa <Aceptar> y aparece la pantalla siguiente:

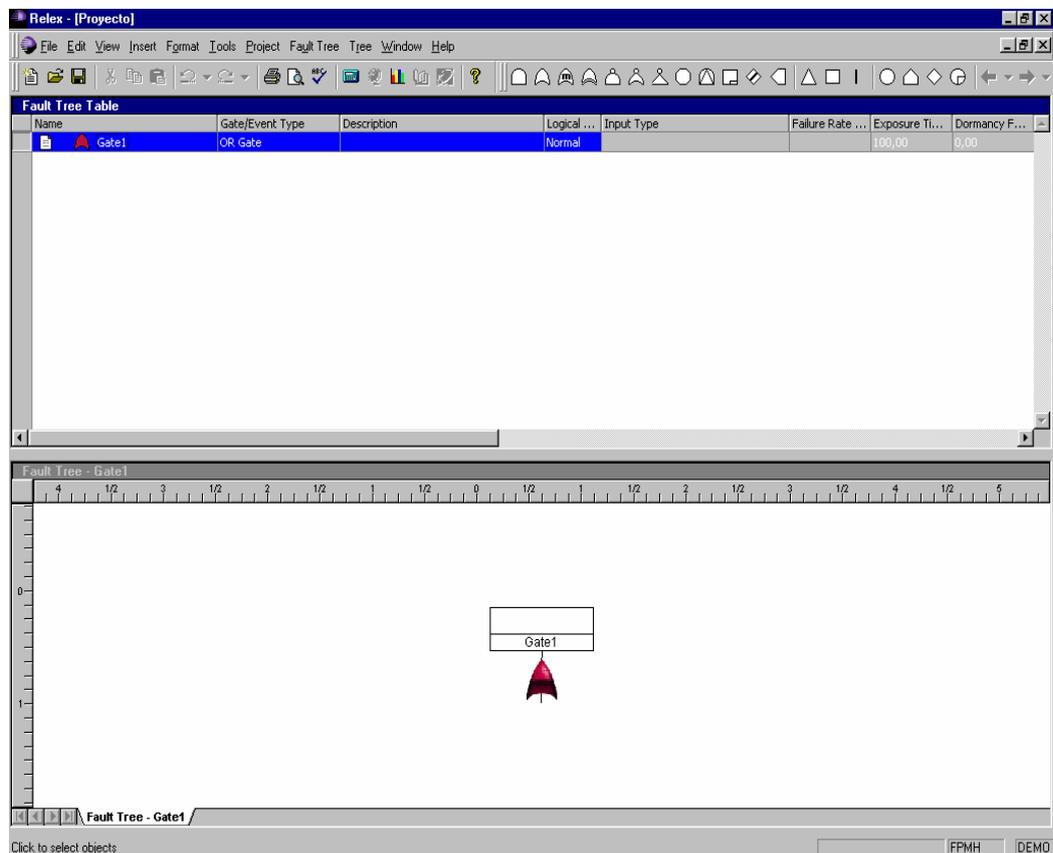


Figura 3.21.- Pantalla para la creación del árbol de fallos

En la figura 3.21 hay dos ventanas:

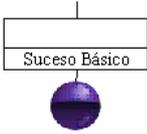
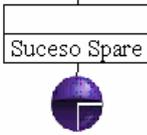
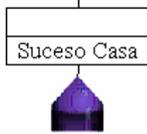
- ✓ Ventana superior: donde se introducen las diferentes puertas lógicas y sucesos.

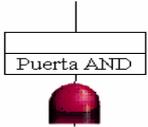
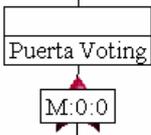
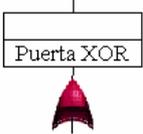
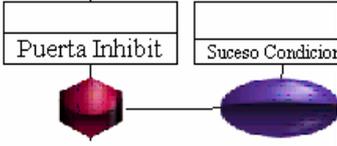
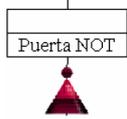
- ✓ Ventana inferior: donde se dibuja el árbol de fallos.

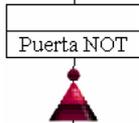
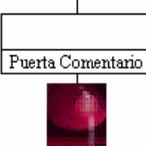
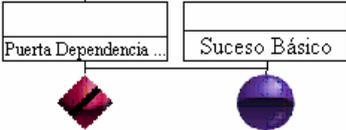
Ambas ventanas son complementarias, o sea, si se dibuja el árbol de fallos en la ventana inferior, el programa va introduciendo las puertas y sucesos en la ventana superior y viceversa.

Introducción de puertas lógicas y sucesos

Los símbolos lógicos que contiene el Relex son:

SUCESOS	REPRESENTACIÓN
Básico	
Spare	
Casa	
Rombo	

PUERTAS LÓGICAS	REPRESENTACIÓN
AND	
OR	
Voting	
OR Exclusiva (XOR)	
AND Prioritaria (PAND)	
Inhibit	
NOT	

PUERTAS LÓGICAS	REPRESENTACIÓN
NOT	
NOR	
NAND	
Transferencia	
Comentarios	
Paso	
Dependencia Funcional	
Secuencia Obligada	
Spare	

Para insertar estos símbolos lógicos se proporcionan diferentes opciones:

- ✓ Desde el Toolbar:



Figura 3.22.- Toolbar para insertar puertas lógicas y sucesos

- ✓ Desde el menú principal: pulsando en Insert>Gate o Insert>Event

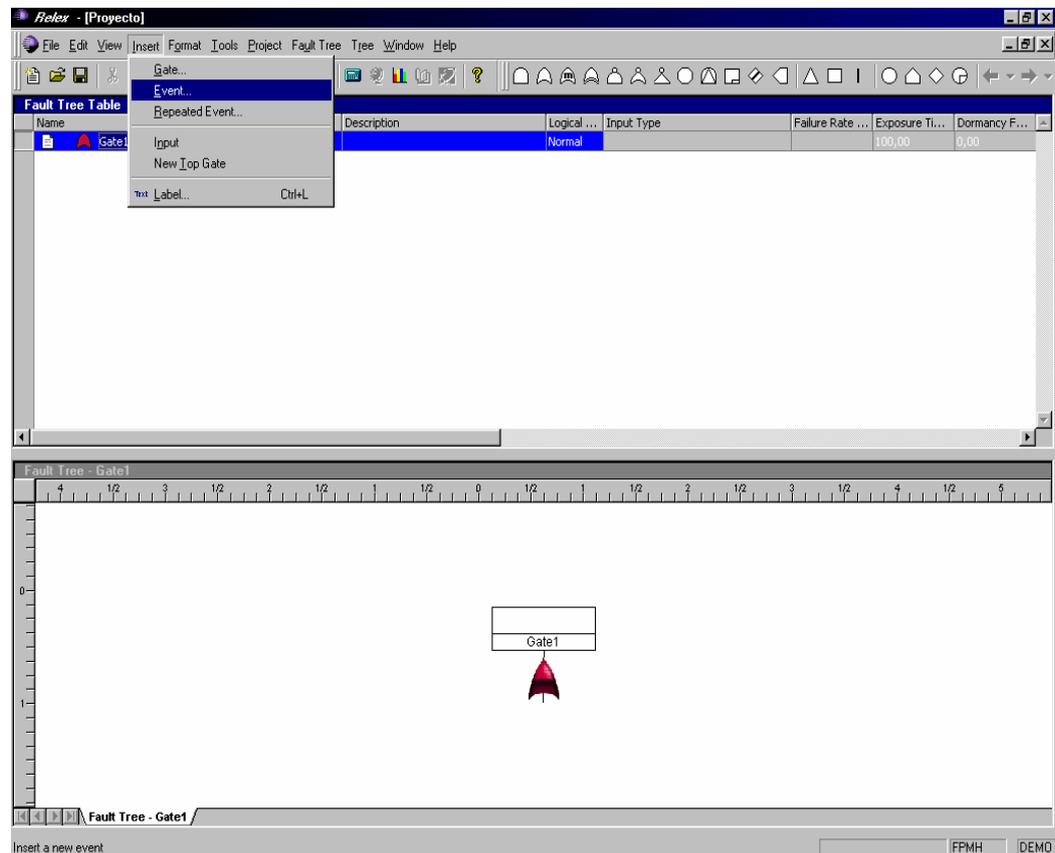


Figura 3.23.- Pantalla del menú principal para insertar puertas lógicas y sucesos

- ✓ Pulsando el botón derecho del ratón:

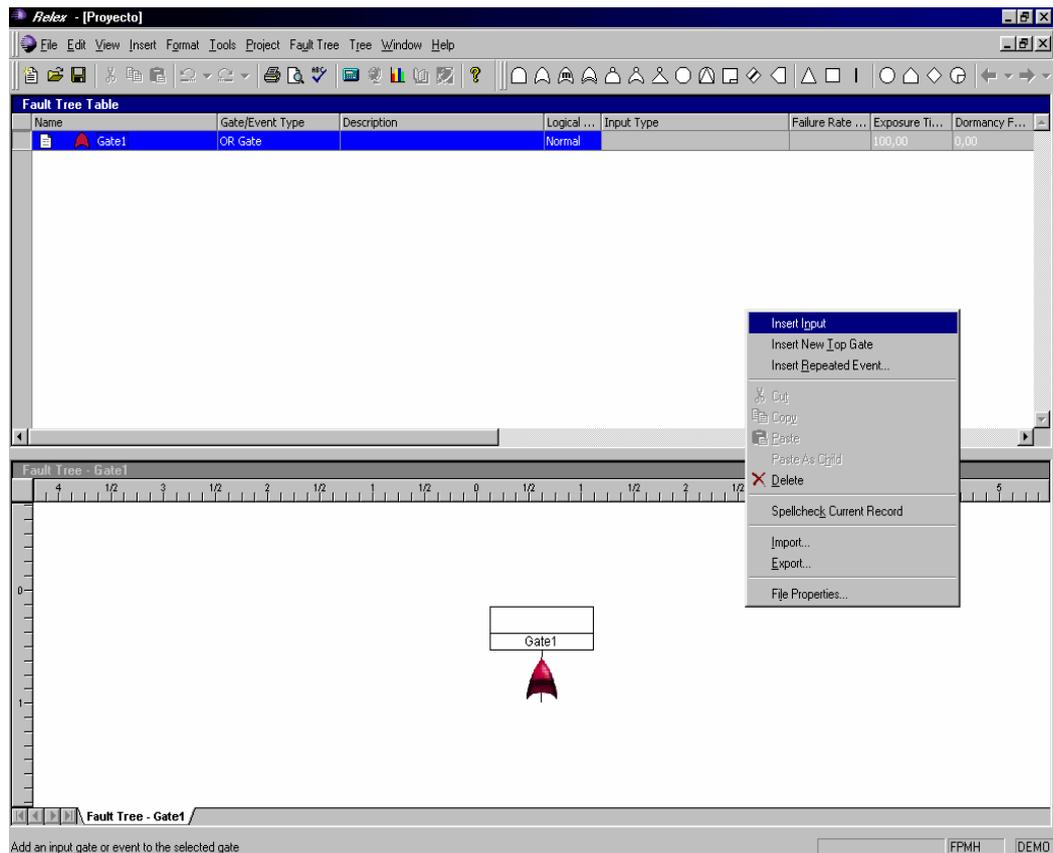


Figura 3.24.- Pantalla del menú ratón para insertar puertas lógicas y sucesos

Si se escoge una de las dos últimas opciones aparece la pantalla representada en la figura 3.25, a través de la cual se elige la puerta lógica o suceso deseado. Para insertarlo hay que pulsar <OK>.

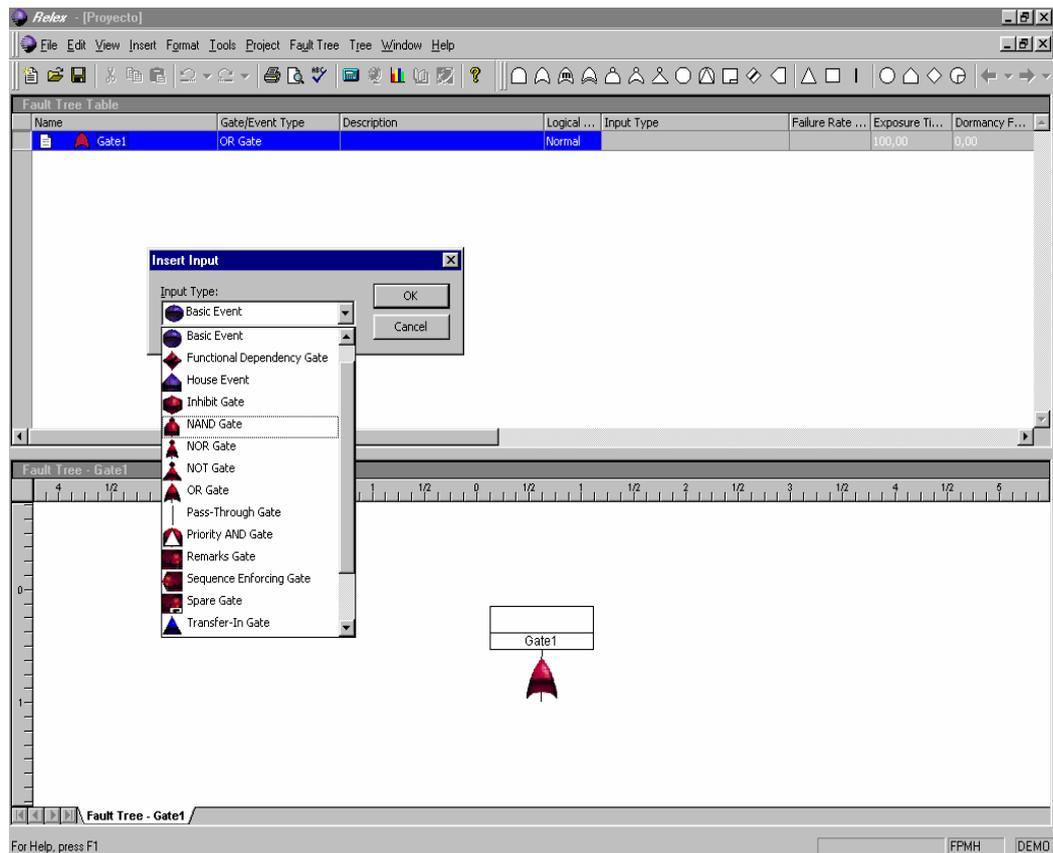


Figura 3.25.- Pantalla para la elección de las puertas lógicas y sucesos

Si el árbol de fallos posee sucesos repetidos se pueden insertar a través del menú principal: Insert>Repeated Event

Elección del tipo de puerta lógica y suceso

La personalización del tipo y estilo de puertas y sucesos se realiza a través del menú principal Format > Gate/Event Types.

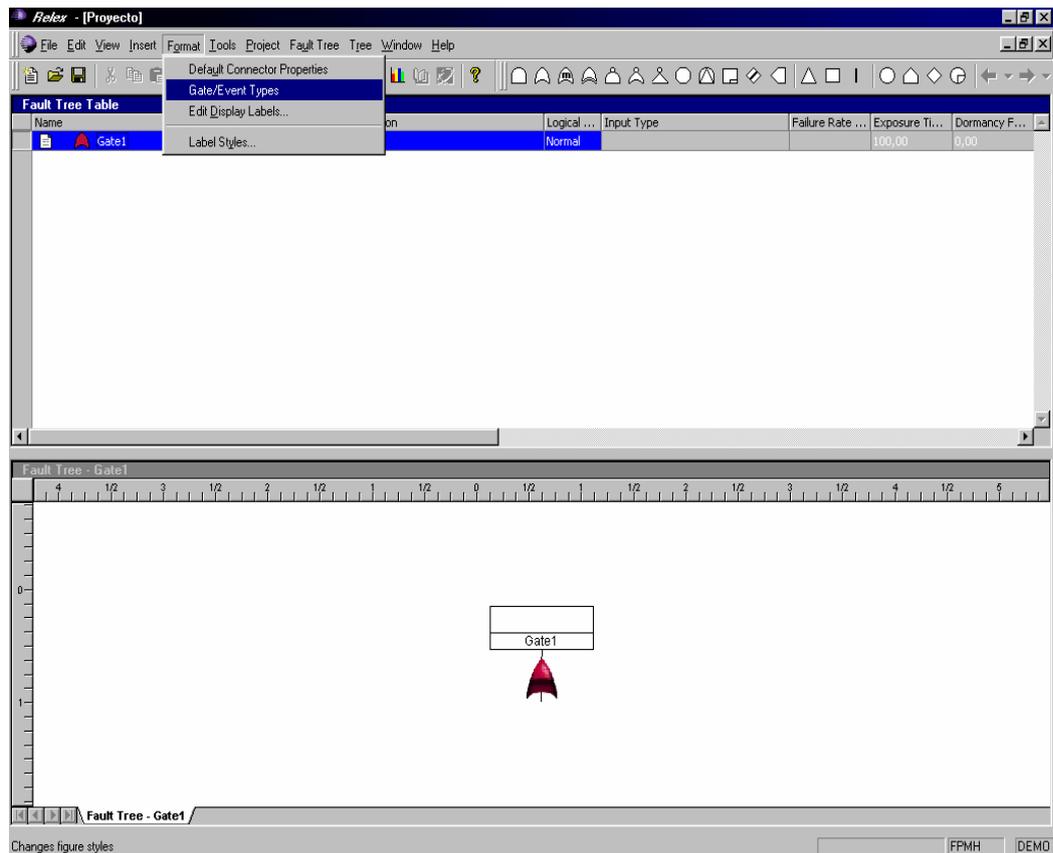


Figura 3.26.- Pantalla para la personalización de puertas lógicas y sucesos

Las pantallas que aparecen al seleccionar la opción anterior son:

✓ Text (Texto)

- Font (Fuente): tipo de letra.
- Size (Tamaño): tamaño de la letra.
- Justification (Justificación): justificación del texto.
- Bold (Negrita): caracteres en negrita.
- Italic (Bastardilla): caracteres en cursiva.
- Apply to all styles (Aplicación a todos los estilos): la elección se aplica a todos los estilos (Style) que aparecen en la parte superior de la pantalla.
- Allow to expand for text (Expansión del texto): si se selecciona se permite la expansión del texto.

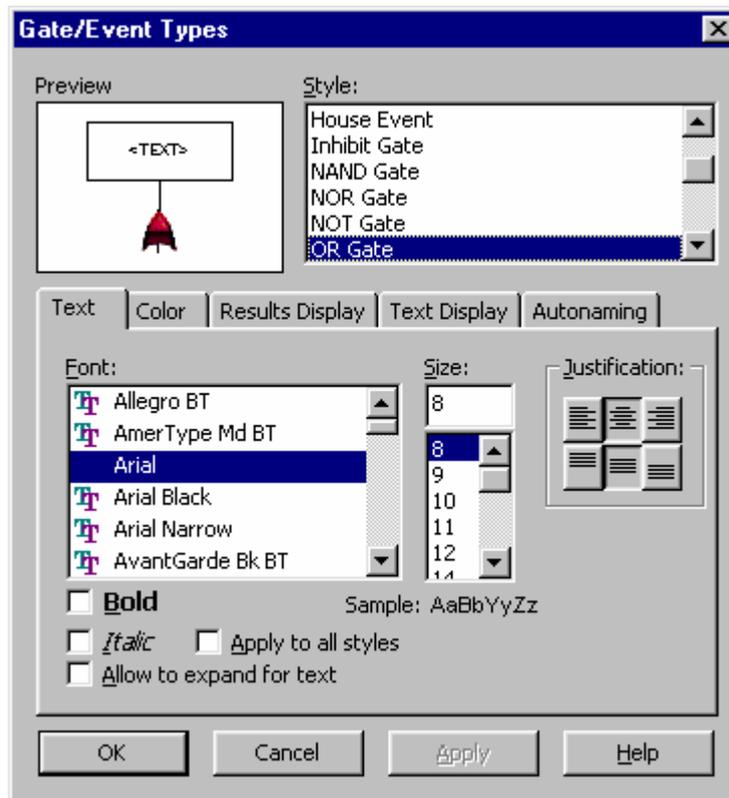


Figura 3.27.- Pantalla para la personalización del texto

✓ Color (Color)

- Text Color (Color del texto): color del texto que acompaña a la puerta o suceso que se encuentra seleccionado en la ventana Style (Estilo) de la parte superior derecha. (En la figura 3.28 se encuentra seleccionada una puerta OR).
- Border Color (Color del borde): color del recuadro.
- Symbol Fill Color (Color del relleno): color del fondo donde aparece la solución en el árbol de fallos.
- Text Fill Color (Color del fondo donde va el texto): color del fondo donde va el texto.

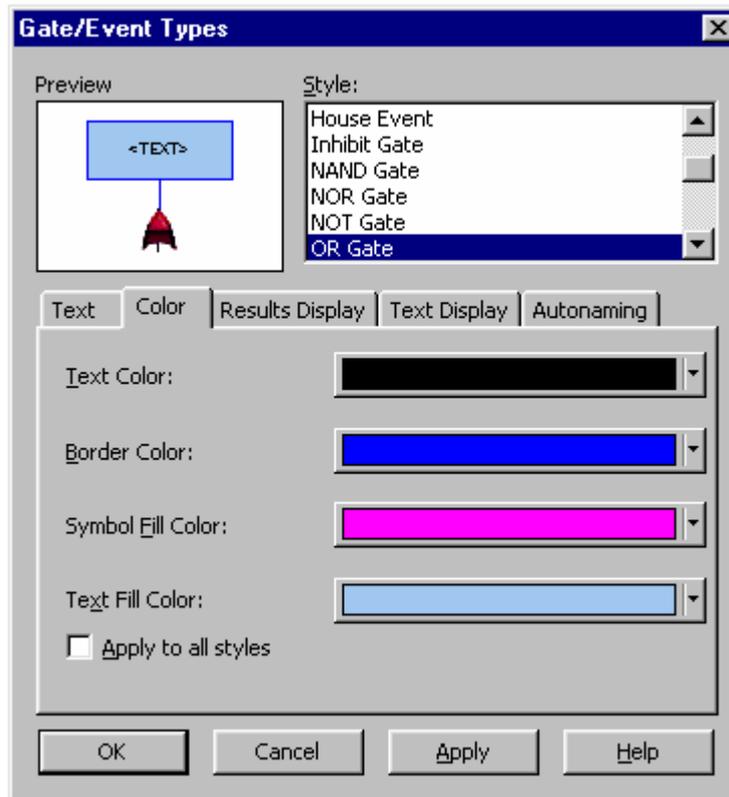


Figura 3.28.- Pantalla para la personalización del color

✓ Result Display (Despliegue de resultados)

- Unreliability (No Fiabilidad): cuando se calcule el proyecto el resultado de No Fiabilidad aparece en el árbol de fallos.
- Unavailability (No Disponibilidad): cuando se calcule el proyecto el resultado de No Disponibilidad aparece en el árbol de fallos.
- Significant Digits (Dígitos significativos): número de dígitos significativos para los resultados.
- Scientific Notation Always (Notación científica siempre): uso de notación científica.

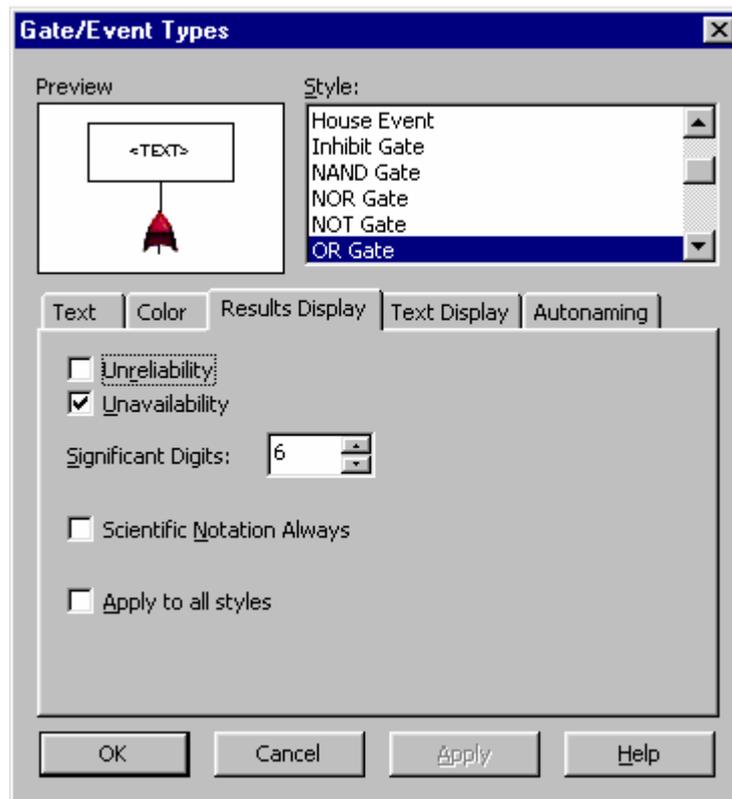


Figura 3.29.- Pantalla para la personalización de los resultados

- ✓ Etiqueta Text Display (Texto desplegado)

En la figura 3.30 aparecen dos ventanas:

- ✓ Available Fields (Campos disponibles): se proporcionan diferentes campos que se pueden añadir a las etiquetas que acompañan a las puertas y sucesos. Estos campos son:
 - Logical Condition (Condición lógica).
 - User Long Text (Uso de texto largo).
 - User Numeric (Uso numérico).
 - User Short Text (Uso de texto corto).

- ✓ Fields To Display (Campos que se despliegan): los campos que aparecen en esta ventana serán los que acompañen a las puertas y sucesos.

Description (Descripción para las puertas y sucesos).

Para pasar los diferentes campos de una ventana a otra se hace uso de los botones que se encuentran en medio de ambas ventanas:

- ✓ Add >: se pasa a la ventana Fields To Display el campo seleccionado.
- ✓ Add All >>: se pasan todos los campos a la ventana Fields To Display.
- ✓ < Remove: se pasa a la ventana Available Fields el campo seleccionado. Esto hace que este campo no aparezca en el proyecto.
- ✓ << Remove All: se pasan todos los campos a la ventana Available Fields.
- ✓ Apply to all styles (Aplicación a todos los estilos): la elección se aplica a todos los estilos (Style) que aparecen en la parte superior de la pantalla.

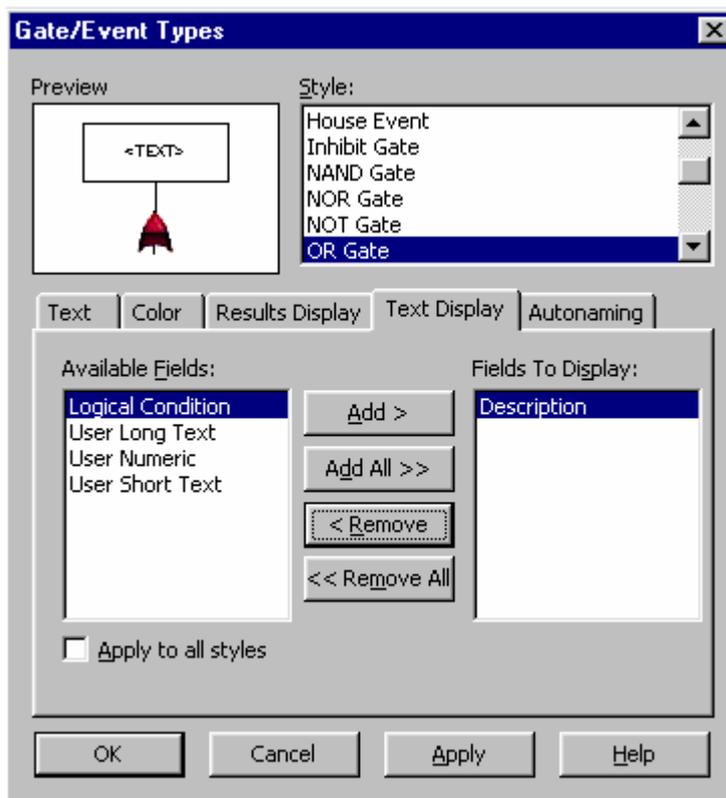


Figura 3.30.- Pantalla para la personalización del texto desplegado

- ✓ Autonoming: cuando se inserta una puerta o un suceso en un árbol de fallos el programa asigna de forma automática un nombre. Cada puerta o suceso tiene un único nombre propio. Con esta opción, se permite el cambio de nombre tanto para las puertas lógicas como para los sucesos.

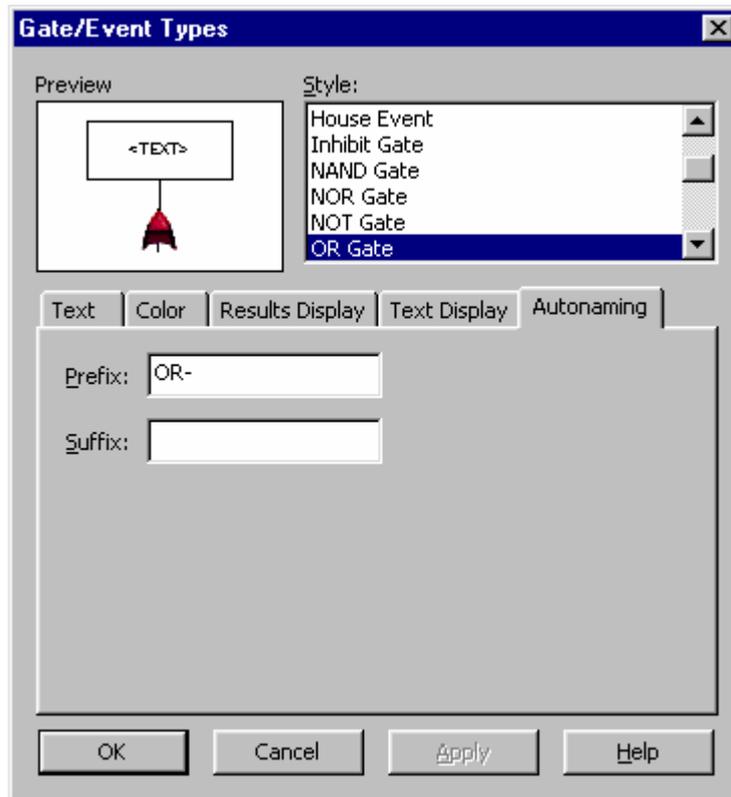


Figura 3.31.- Pantalla para la personalización del nombre

Propiedades de las puertas lógicas

La personalización de las puertas lógicas se realiza a través del menú principal View > Properties (figura 3.32) o pulsando dos veces con el ratón encima de la puerta. Por ambos caminos se llegan a las mismas pantallas de propiedades de puertas lógicas.

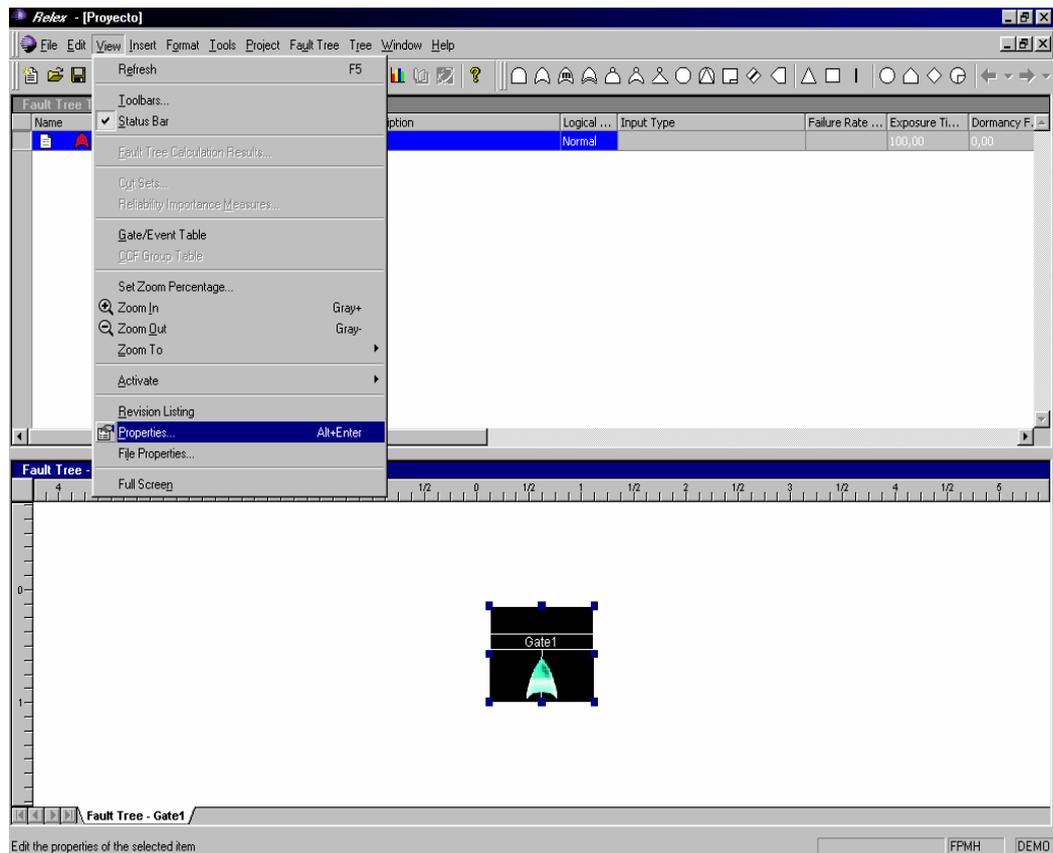


Figura 3.32.- Pantalla para ver las propiedades de las puertas lógicas

Las pantallas que aparecen al seleccionar la opción anterior son:

- ✓ General: se incluye información descriptiva de la puerta. Aparecen distintos campos como:
 - Name (Nombre): nombre específico para la puerta.
 - Type (Tipo): tipo de puerta lógica.
 - Function (Función): campo que sirve para especificar con dígitos o caracteres dicha puerta.
 - Description (Descripción): descripción de la puerta.

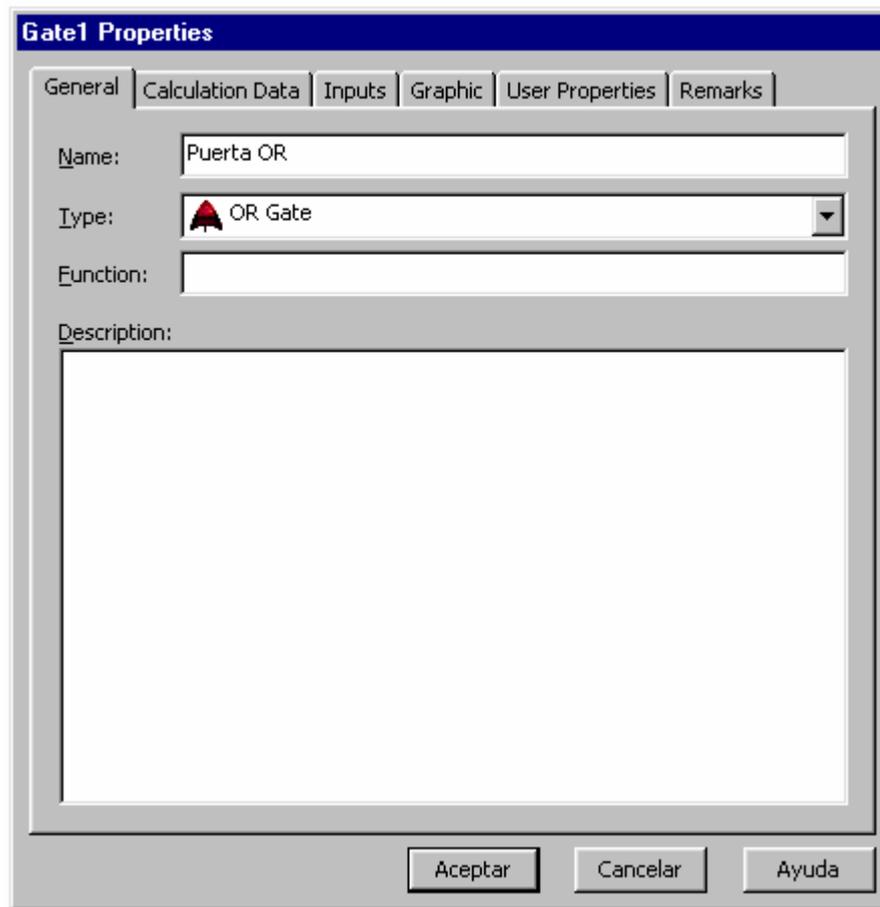


Figura 3.33.- Pantalla general de las propiedades para las puertas lógicas

- ✓ Calculation Data (Cálculo de datos): asignación de la condición lógica.
 - Normal (Normal): la puerta opera normalmente.
 - True (Verdadero): la salida de la puerta es verdadera.
 - False (Falso): la salida de la puerta es falsa.



Figura 3.34-. Pantalla para asignar la condición lógica a las puertas

- ✓ Inputs (Entradas): se representan todas las entradas de la puerta. Aparecen caracterizadas con el Nombre (Name) y el Tipo (Type) de entrada.

En la parte inferior de la figura 3.35 se ofrece la opción de introducir una nueva puerta (Add New Input) y de completar los campos (Name, Type y Quantity) correspondientes para dicha entrada.

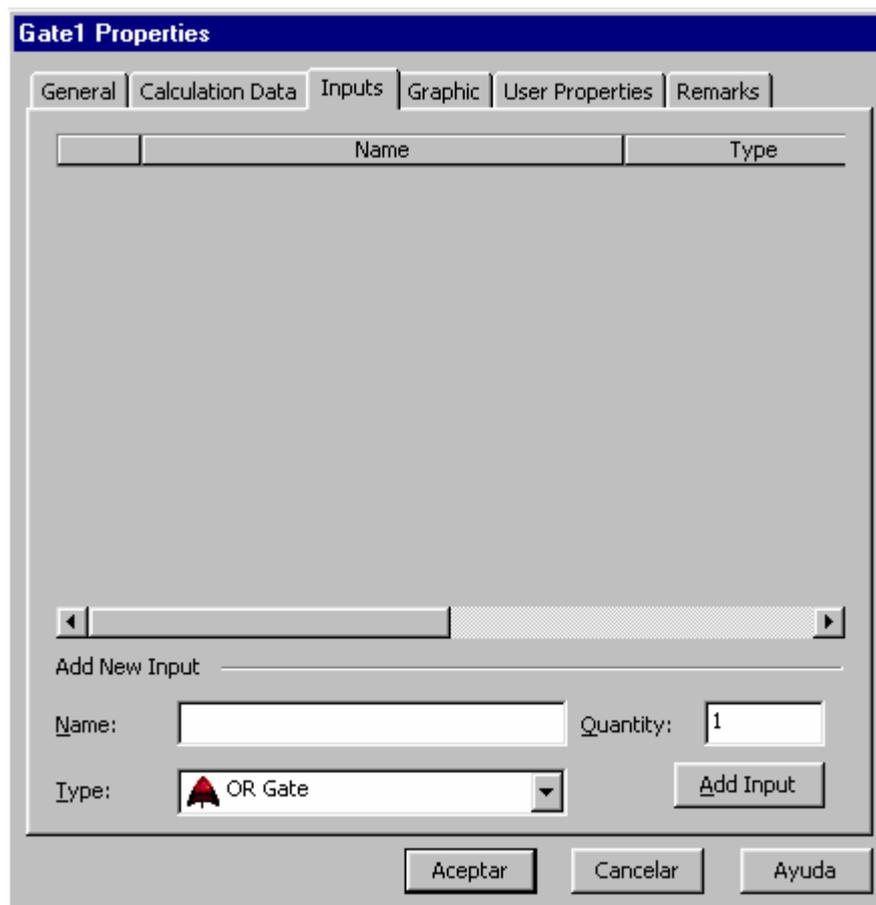


Figura 3.35.- Pantalla para la introducción de nuevas puertas

- ✓ Graphic (Gráfico): identificación de un gráfico asociado a cualquier puerta. A través del botón <Browse> se puede navegar por distintos archivos para buscar los gráficos.

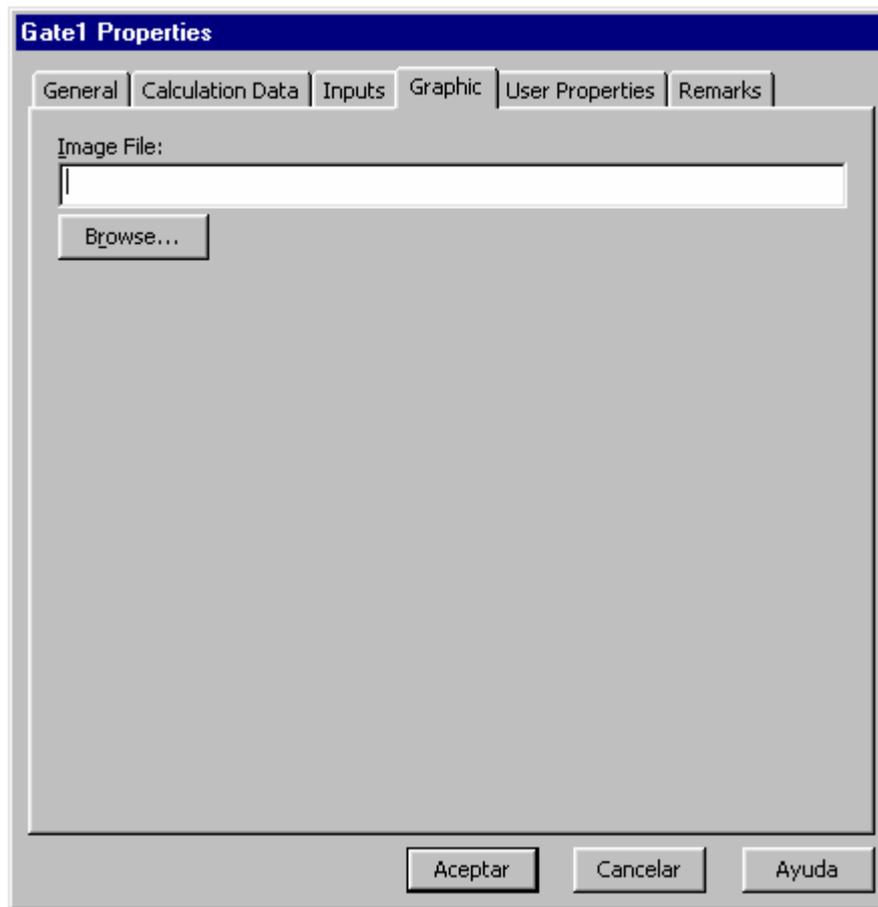


Figura 3.36.- Pantalla para la identificación de gráficos

- ✓ User Properties (Uso de propiedades): permite introducir propiedades asociadas a la puerta seleccionada. Se puede insertar un valor numérico, un campo de texto corto (máximo de 256 caracteres) o un campo largo (64K de caracteres).

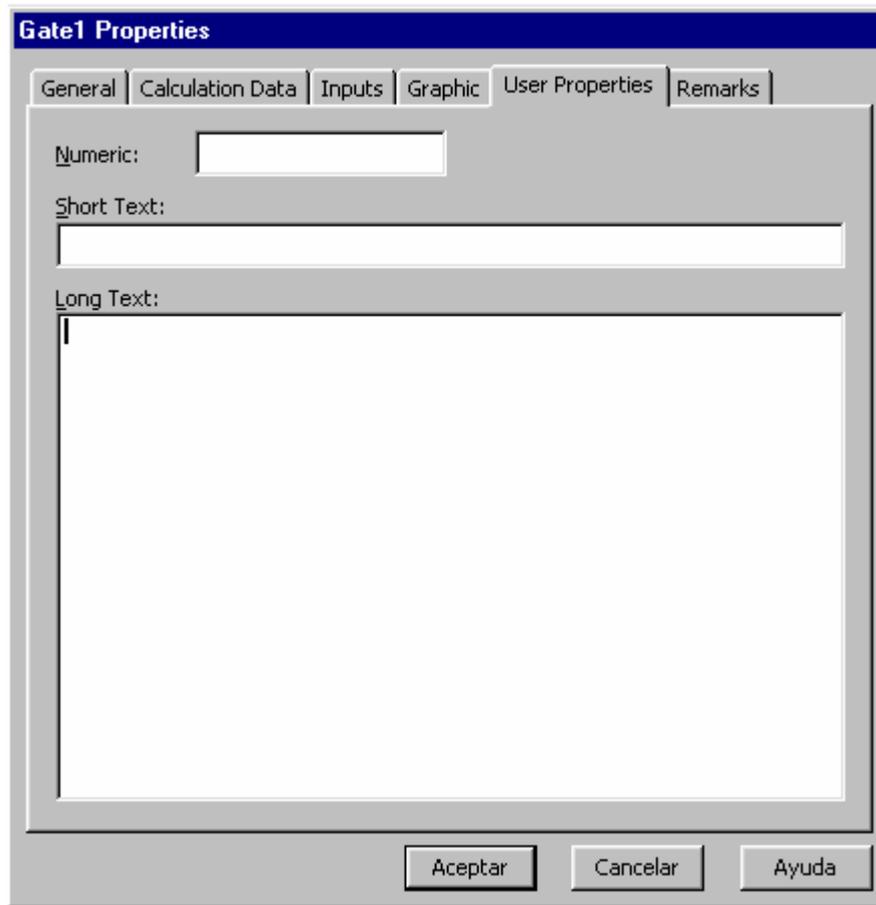


Figura 3.37.- Pantalla para el uso de propiedades en las puertas lógicas

- ✓ Remarks (Comentarios): etiqueta para la introducción de comentarios u observaciones referentes a la puerta seleccionada. Como máximo se pueden introducir 32,000 caracteres.



Figura 3.38.- Pantalla para introducir comentarios de las puertas lógicas

✓ Propiedades de los sucesos

La personalización de los sucesos se realiza a través del menú principal View > Properties (figura 3.39) o pulsando dos veces con el ratón encima del suceso.

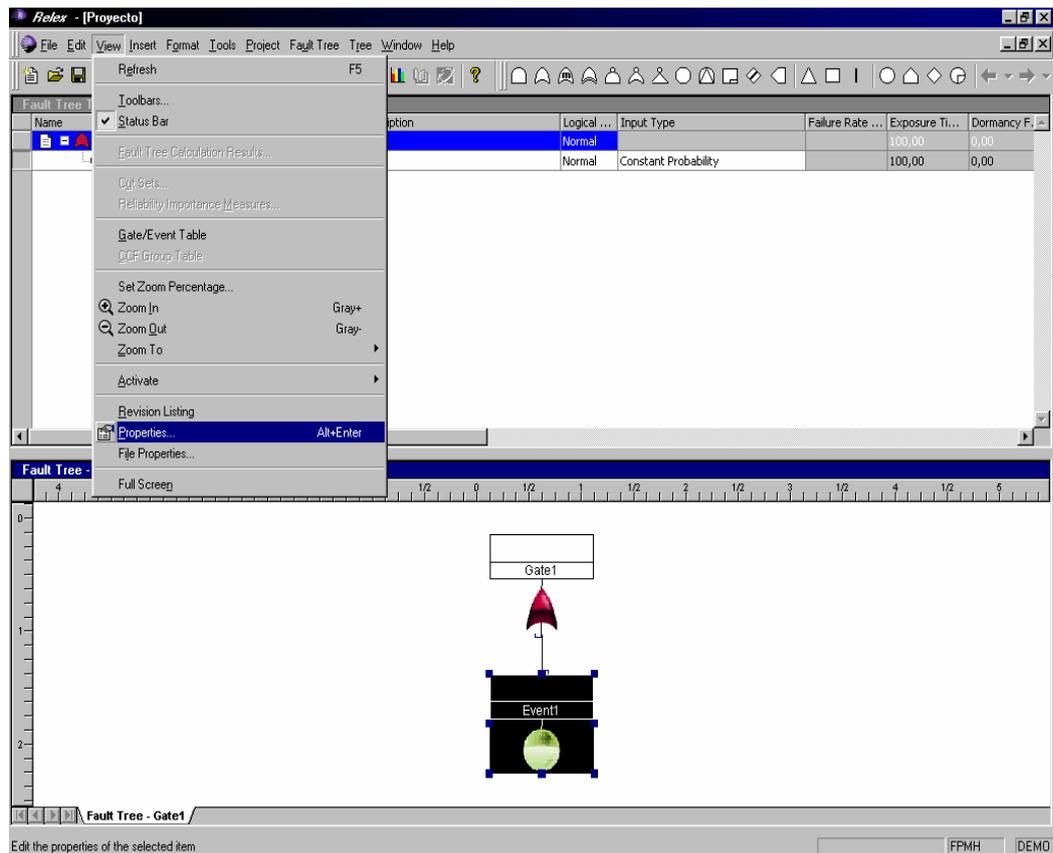


Figura 3.39.- Pantalla para ver las propiedades de los sucesos

Las pantallas que aparecen al seleccionar una de las dos opciones anteriores son:

- ✓ General: se incluye información descriptiva del suceso. Aparecen distintos campos como:
 - Name (Nombre): nombre específico para el suceso.
 - Type (Tipo): tipo de suceso.
 - Function (Función): campo que sirve para especificar con dígitos o caracteres dicho suceso.
 - Description (Descripción): campo para describir el suceso.

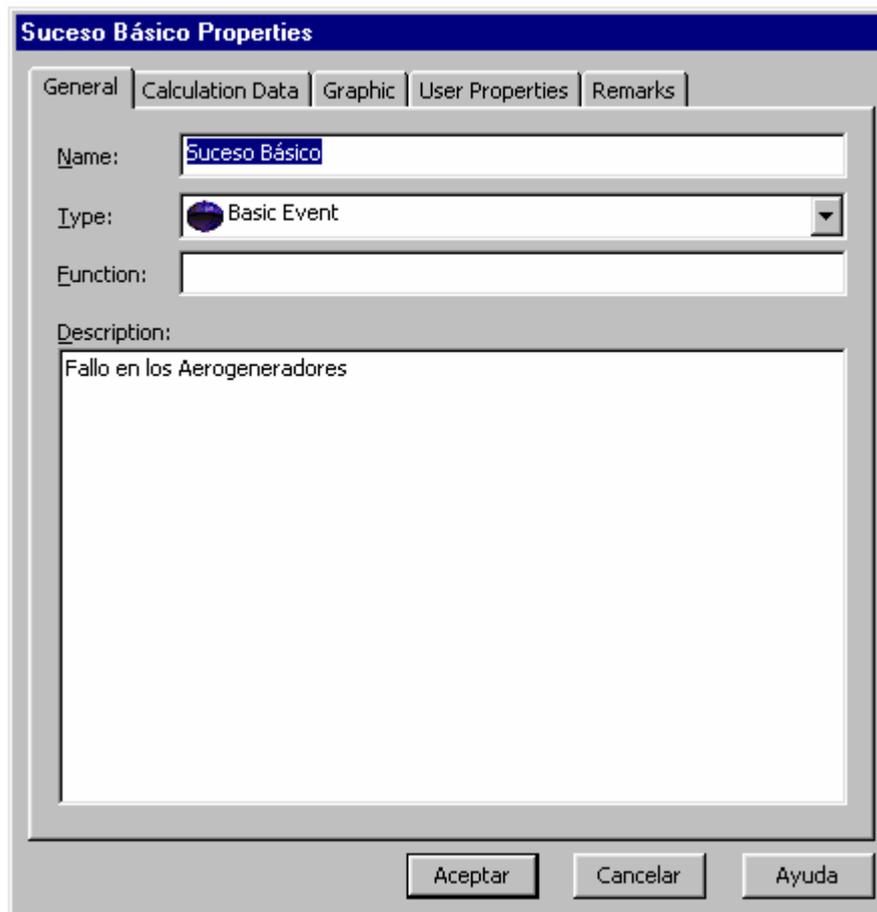


Figura 3.40.- Pantalla general de las propiedades de los sucesos

- ✓ Calculation Data (Cálculo de datos): asignación de parámetros de cálculo a los sucesos.
 - Logical Condition (Condición lógica)
 - Normal (Normal): el suceso opera normalmente.
 - True (Verdadero): la salida del suceso es verdadera.
 - False (Falso): la salida del suceso es falsa.

 - Parameter Definer (Definición de parámetros): la única casilla activada es:
 - User Defined: definido por el usuario.

 - Input Type (Tipo de entrada): los datos de entrada que se pueden dar en un árbol de fallos son:

- Constant Probability (Probabilidad constante): el suceso ocurre con una probabilidad constante.
- Failure Rate / MTBF (Tasa de fallos/ Tiempo medio entre fallos): la entrada es la tasa de fallos o el tiempo medio entre fallos.
- Frequency (Frecuencia): el tipo de entrada es la frecuencia del suceso.
- Failure with Repair (Fallo con reparación): cuando se produce el fallo es reparado.
- Failure with Periodic Inspection (Fallo con periodos de inspección): se realizan periodos de inspección para prevenir los fallos.

Según el tipo de entrada se activará en el lado derecho de Input Type (figura 3.41) un campo para introducir el valor correspondiente a dicha entrada. Como ejemplo, en la figura 3.41, al activar la casilla Constant Probability aparece el campo Probability.

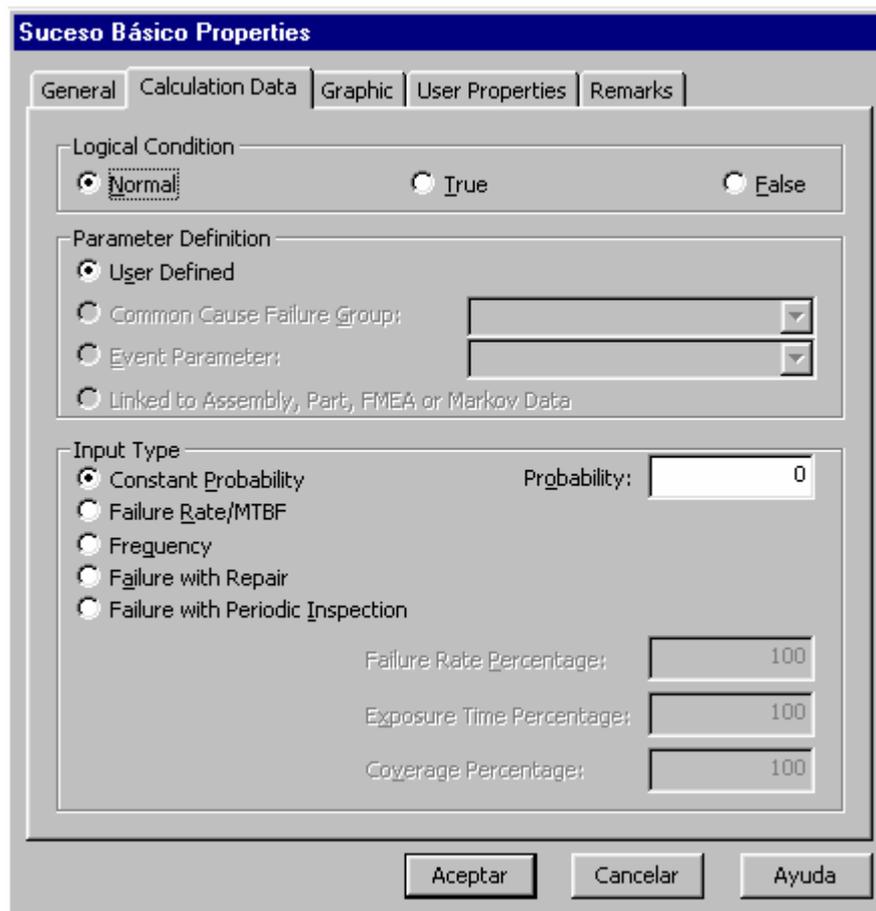


Figura 3.41. Pantalla para asignar los datos de cálculo a los sucesos

- ✓ Graphic (Gráfico): permite la identificación de un gráfico asociado al suceso. A través del botón <Browse> se puede navegar por distintos archivos para buscar los gráficos.

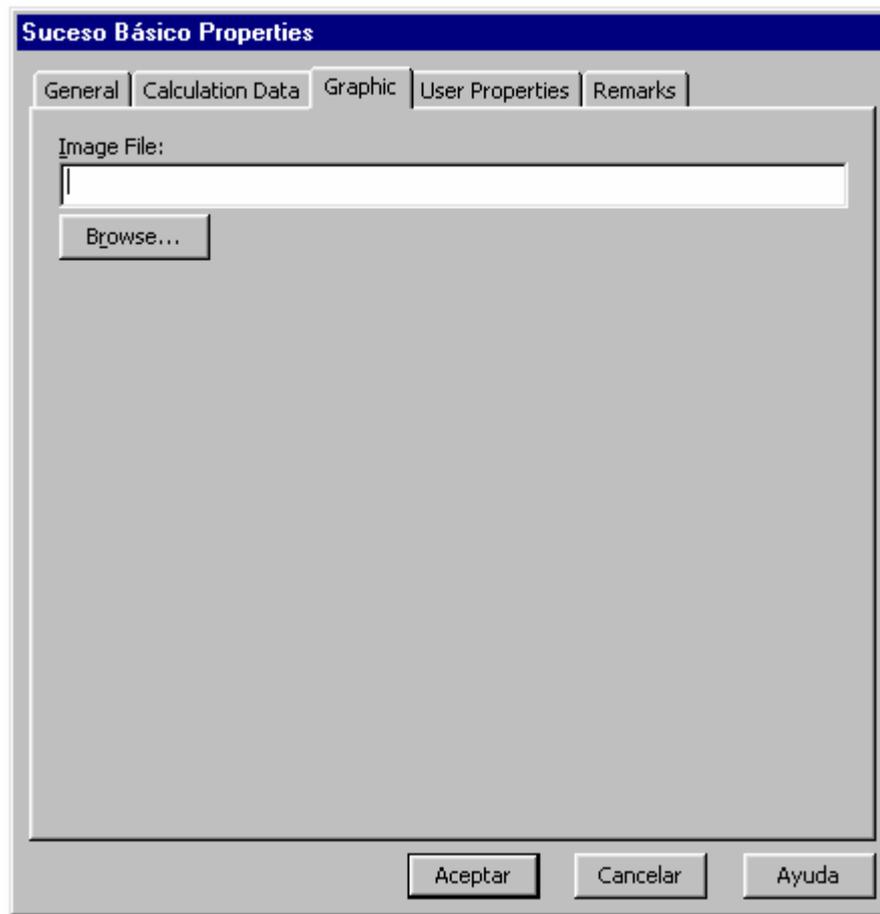


Figura 3.42. Pantalla para la identificación de gráficos

- ✓ User Properties (Uso de propiedades): permite introducir propiedades asociadas a los sucesos. Se puede insertar un valor numérico, un campo de texto corto (máximo de 256 caracteres) o un campo largo (64K de caracteres).

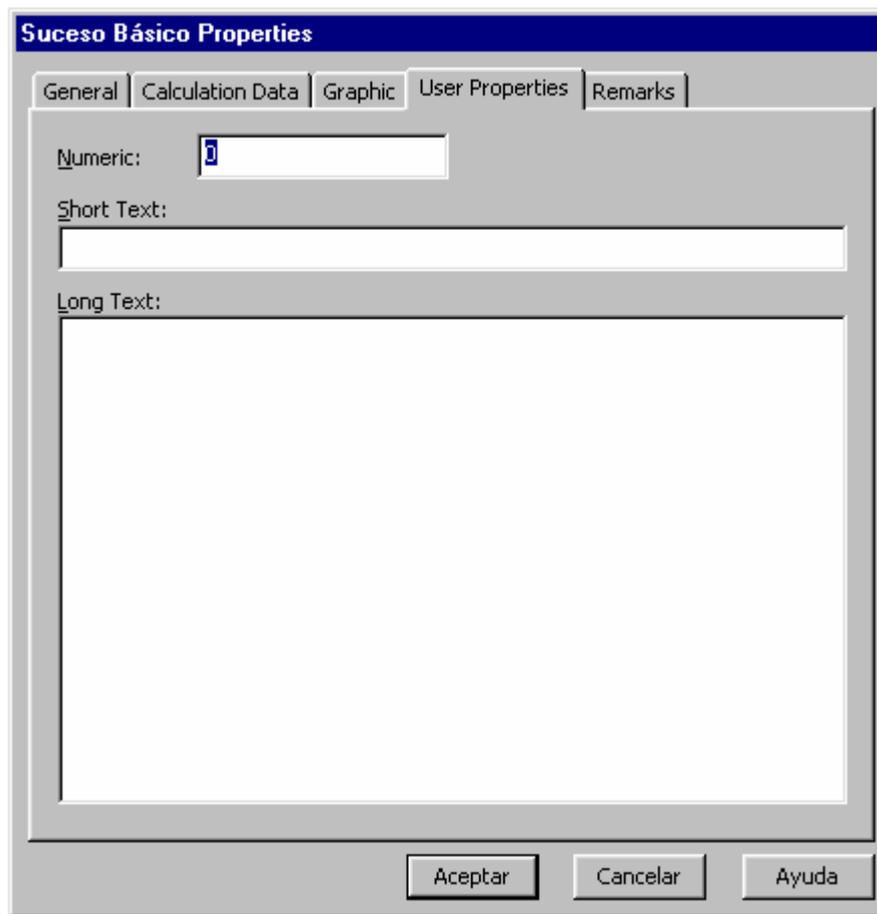


Figura 3.43. Pantalla para el uso de propiedades para los sucesos

- ✓ Remarks (Comentarios): etiqueta para la introducción de comentarios u observaciones referente al suceso seleccionado. Como máximo se pueden introducir 32,000 caracteres.

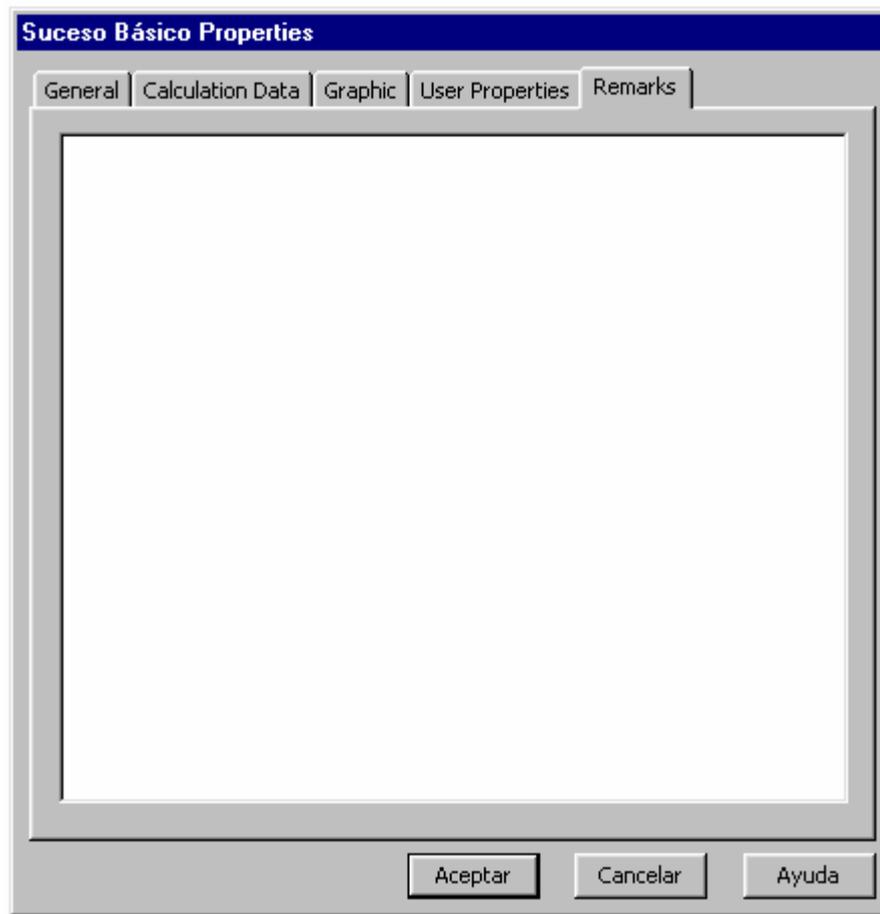


Figura 3.44. Pantalla para introducir comentarios de los sucesos

Propiedades del árbol de fallos

Conectores

Al introducir los sucesos y las puertas lógicas de un árbol de fallos el programa dibuja automáticamente los conectores. Se puede personalizar cada conector de forma individual.

Para asignar las propiedades a cada conector se selecciona el mismo, y luego se accede a través del menú principal a **Format>Default Conector Properties**.

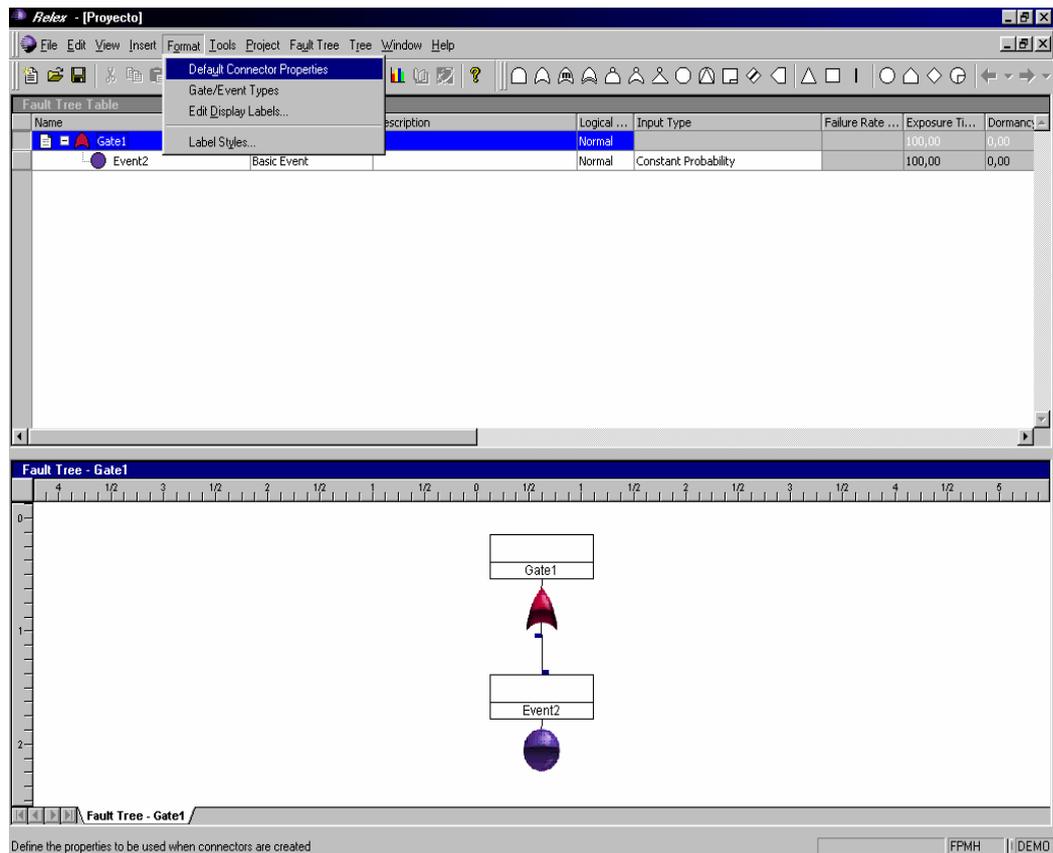


Figura 3.45. Pantalla para ver las propiedades de los conectores

En la figura 3.46 se representa la pantalla para personalizar los conectores del árbol de fallos:

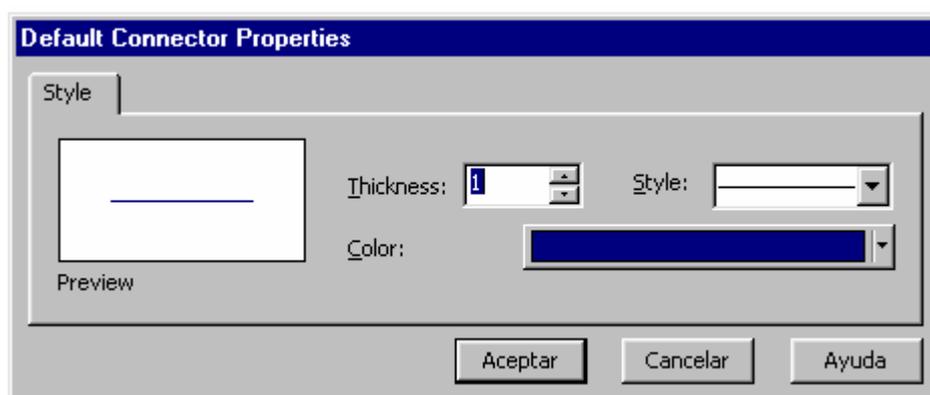


Figura 3.46. Pantalla para modificar las propiedades de los conectores

Los campos que se pueden modificar en la figura 3.31 son:

- ✓ Thickness (Grosor): grosor del conector.
- ✓ Style (Estilo): estilo de línea del conector.
- ✓ Color (Color): color del conector.

Etiquetas

En el árbol de fallos se pueden insertar etiquetas de texto para realizar algún tipo de comentario sobre el mismo. Estas pueden ser insertadas desde:

- ✓ Toolbar: para activarlo hay que acceder al menú principal: View>Toolbar>Insert Diagram Objects

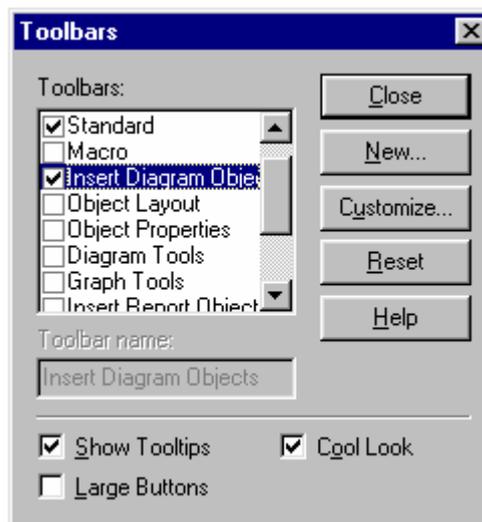


Figura 3.47. Pantalla para activar un toolbar

El toolbar de etiquetas se representa en la figura 3.48.



Figura 3.48. Toolbar de etiquetas

Pinchando encima de Text se selecciona la etiqueta para luego colocarla en el árbol de fallos.

- ✓ Menú principal: Insert>Label

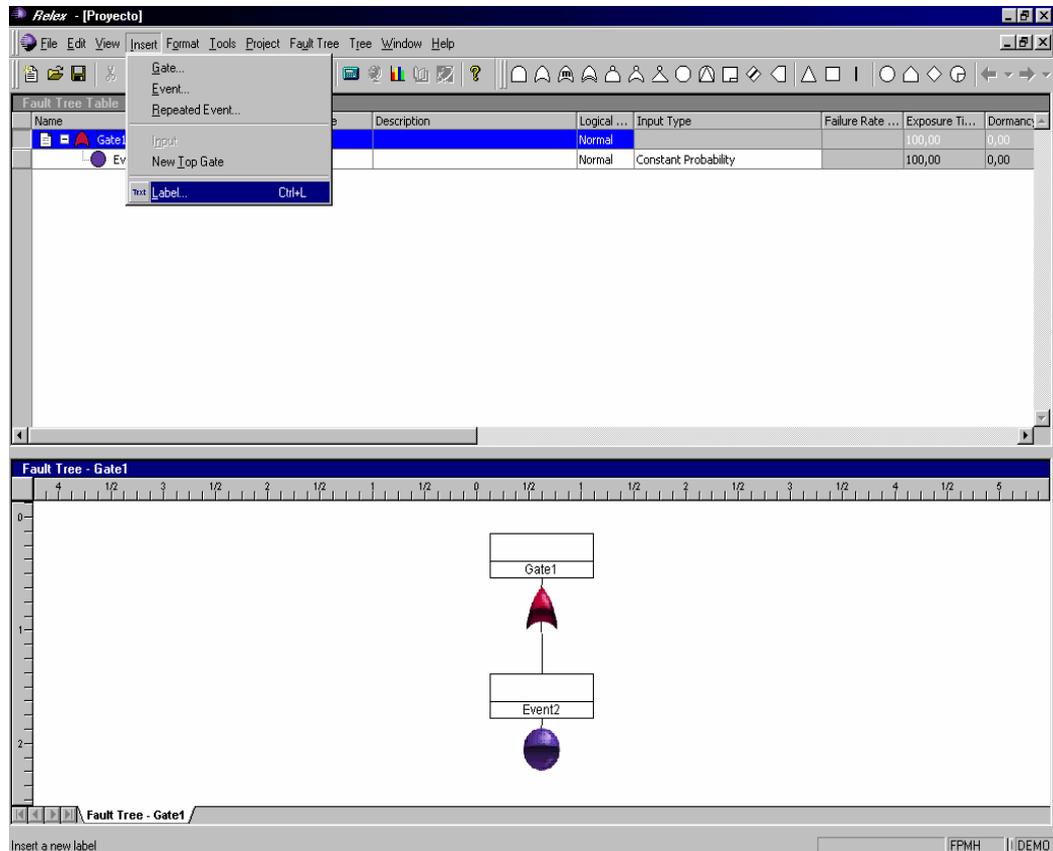


Figura 3.49. Pantalla para introducir etiquetas

Cada etiqueta insertada en el árbol de fallos lleva asociada unas propiedades. Para personalizar estas etiquetas hay que seleccionar la misma y luego acceder a ella por medio de:

- ✓ Botón derecho del ratón:

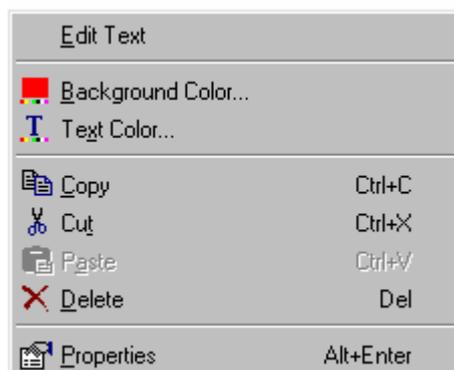


Figura 3.50. Pantalla para modificar las etiquetas

A través de esta pantalla anterior (figura 3.50) se accede a:

- Edit Text (Editar texto): modificación del texto.
- Background Color (Color del fondo): color del fondo de la etiqueta.
- Text Color (Color texto): color del texto de la etiqueta.
- Copy (Copia): copia de la etiqueta.
- Cut (Cortar): cortado de la etiqueta.
- Delete (Borrar): eliminación de la etiqueta.
- Properties (Propiedades): acceso a las propiedades de la etiqueta.

✓ Menú principal: View>Properties

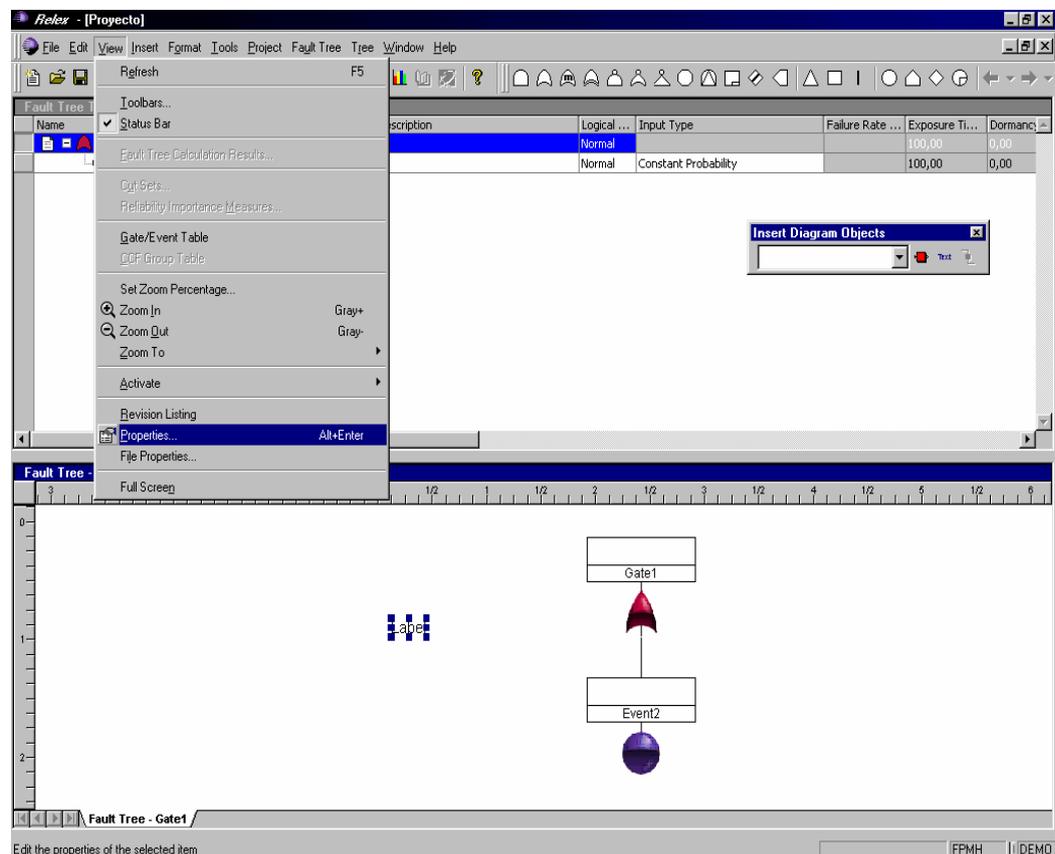


Figura 3.51. Pantalla para ver las propiedades de las etiquetas

Las pantallas que aparecen al elegir las propiedades (Properties) de las etiquetas son:

- ✓ General (General): aparece sólo una ventana Bind To Style (Atar el Estilo). Si se tiene activada esta casilla no se podrán modificar las propiedades de la etiqueta que se encuentra seleccionada en la ventana Style (Estilo).



Figura 3.52. Pantalla general para las etiquetas

- ✓ Text (Texto)
 - Font (Fuente): tipo de letra.
 - Size (Tamaño): tamaño de la letra.
 - Justification (Justificación): justificación del texto.
 - Bold (Negrita): caracteres en negrita.
 - Italic (Bastardilla): caracteres en cursiva.

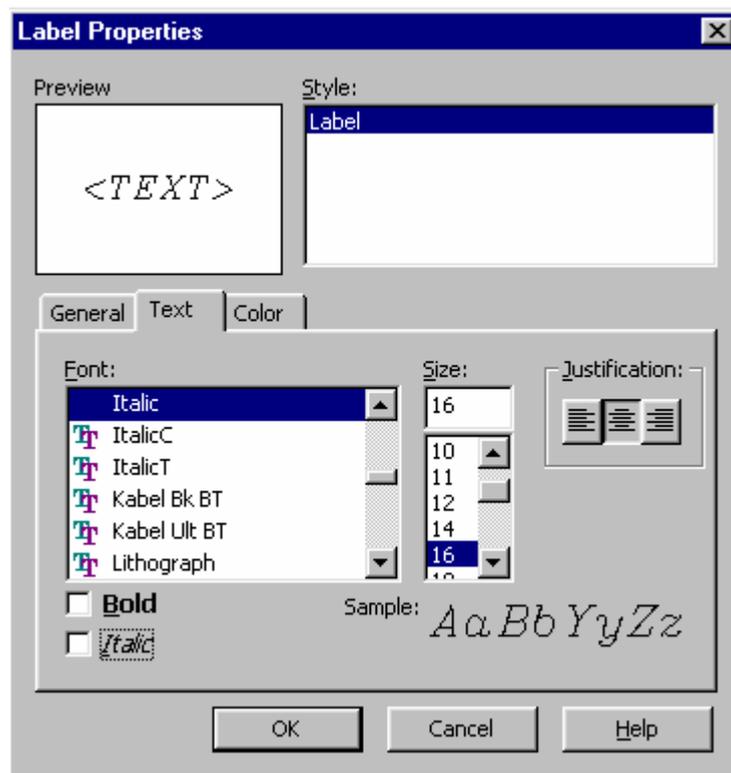


Figura 3.53. Pantalla para la modificación del texto de la etiqueta

✓ Color (Color)

- Text Color (Color del texto): color del texto que va en la etiqueta.
- Background Color (Color del fondo): color del fondo de la etiqueta.
- Transparent Background (Fondo Transparente): si se selecciona este campo la etiqueta tendrán un fondo transparente, o sea, aparece en el árbol de fallos solo el texto.

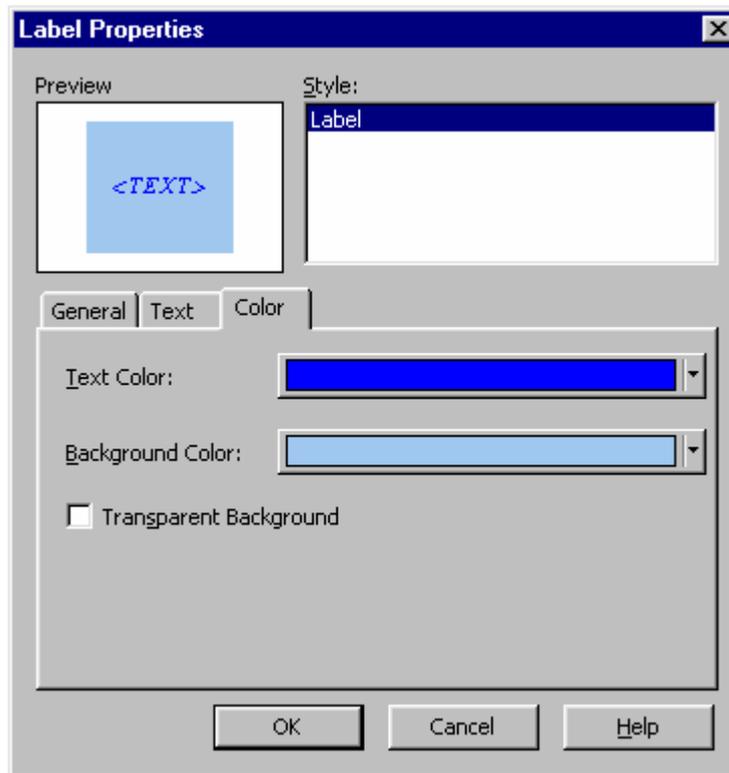


Figura 3.54. Pantalla para la modificación del color de la etiqueta

Revisión del árbol de fallos

Una vez que se ha realizado el árbol de fallos se pueden realizar correcciones simples en él. Las funciones que se permiten se encuentran en el menú principal Edit>... (figura 3.55).

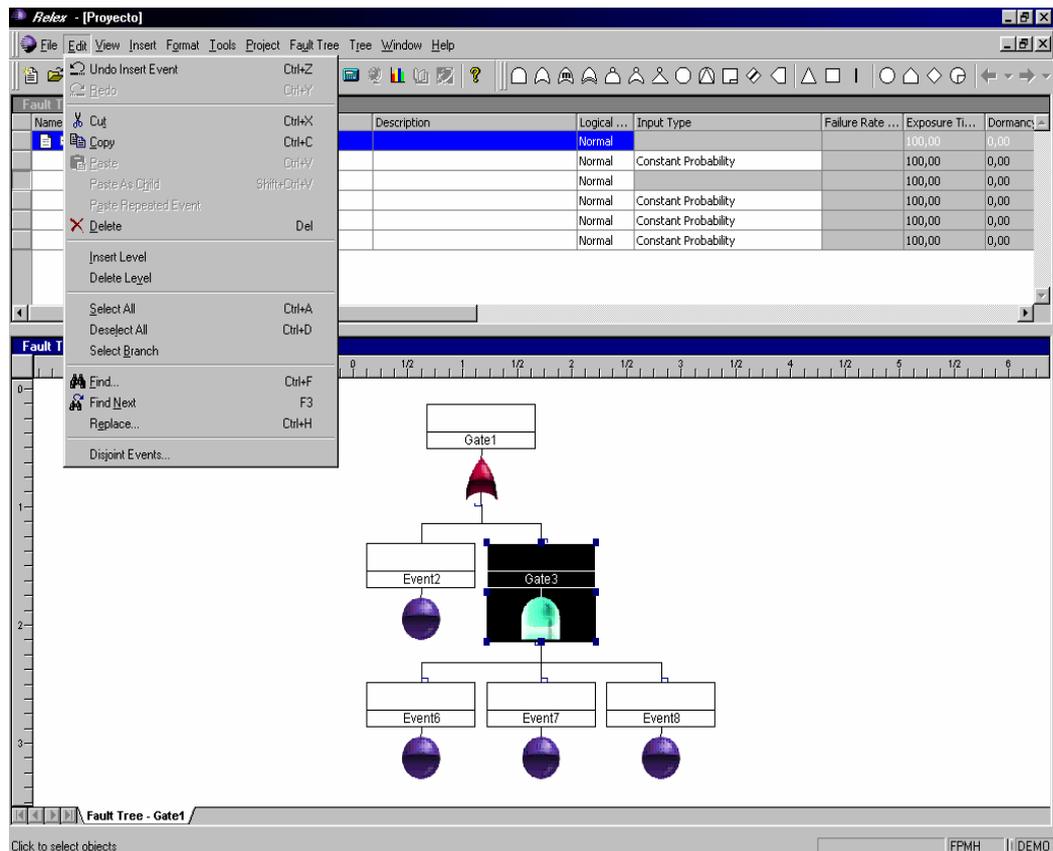


Figura3. 55. Pantalla para realizar modificaciones en un árbol de fallos

Los campos que se pueden aplicar sobre el árbol de fallos son:

- ✓ Copy (Copia): copia del elemento seleccionado.
- ✓ Cut (Cortar): se corta el elemento seleccionado.
- ✓ Delete (Borrar): eliminación del elemento seleccionado.
- ✓ Select All (selección): selección de todo el árbol de fallos.
- ✓ Deselect All (quitar selección): eliminación de la selección anterior.
- ✓ Select Branch (Selección rama): selección de una rama del árbol de fallos.

Apariencia del árbol de fallos

Se puede personalizar la apariencia del árbol de fallos a través de diferentes opciones que se encuentran en el menú principal: Tools>Options

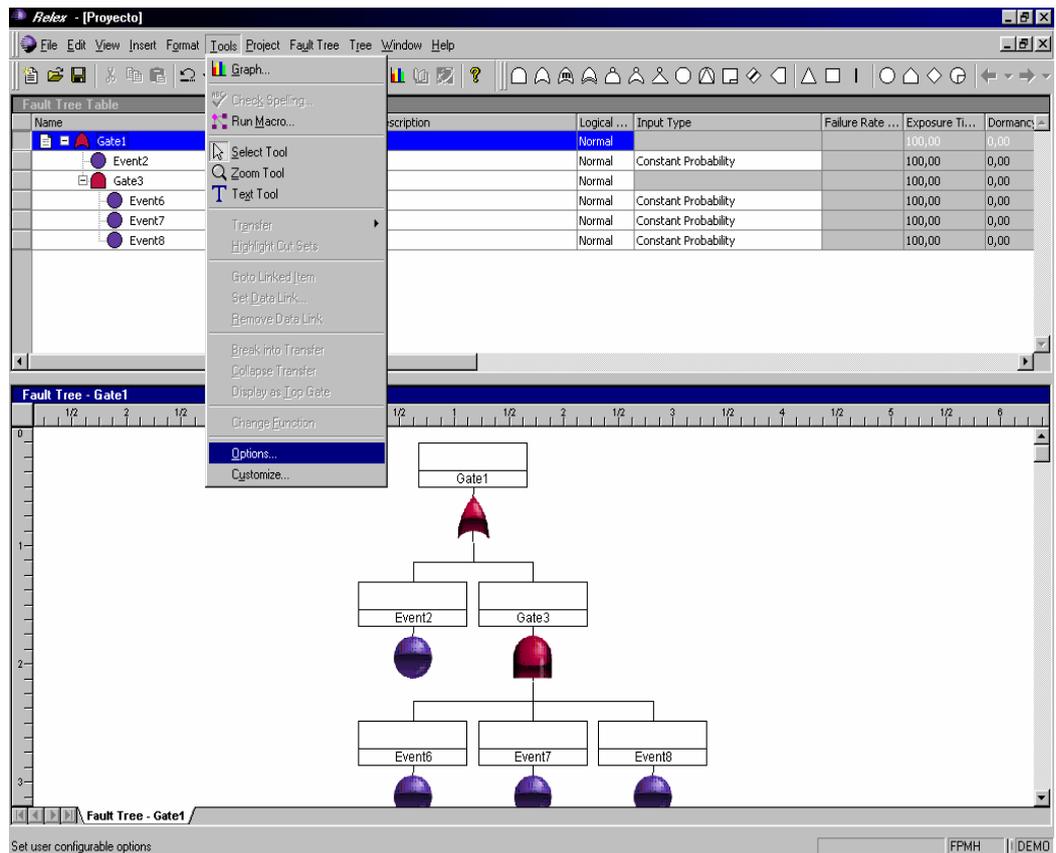


Figura 3.56. Pantalla para ver la apariencia del árbol de fallos

La pantalla que aparece al seleccionar esta opción se encuentra representada en la figura 3.57.

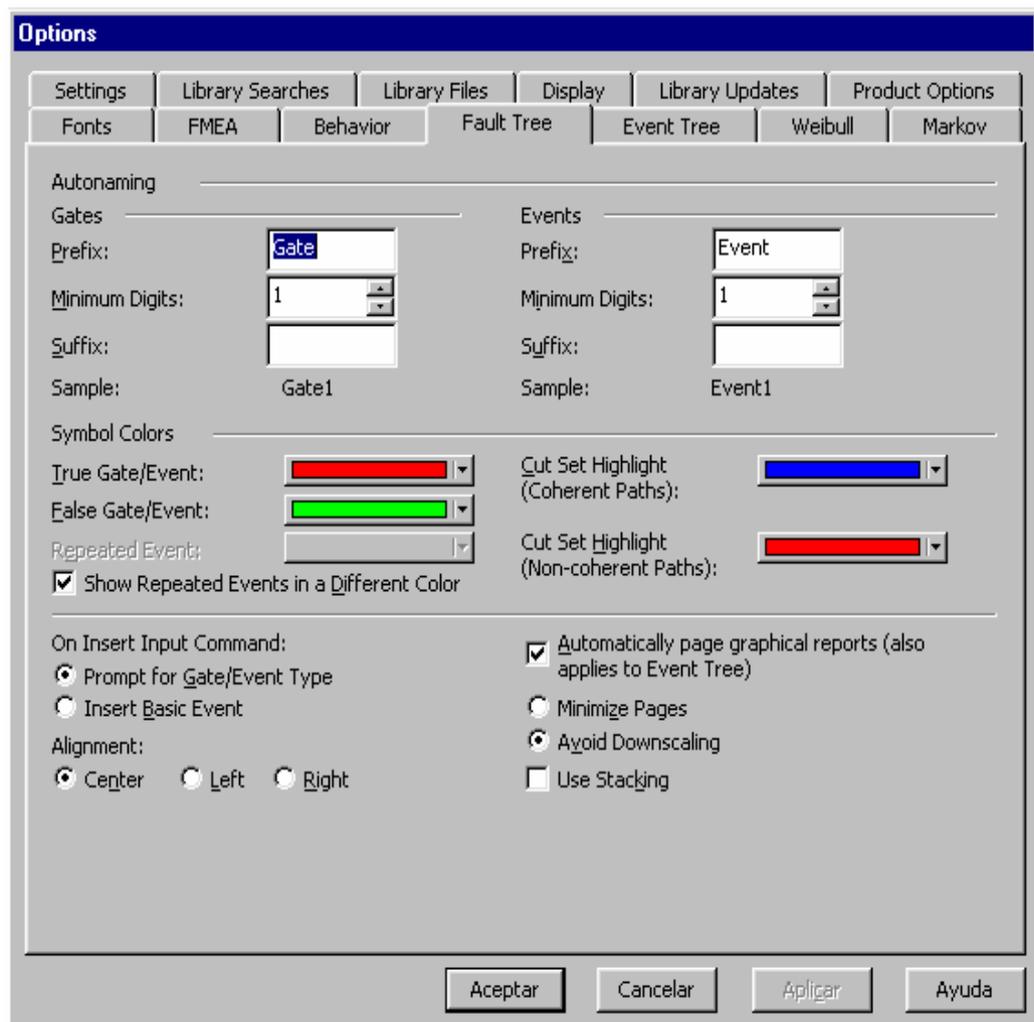


Figura 3.57. Pantalla para modificar la apariencia del árbol de fallos

Los campos a modificar son:

- ✓ Autonaming:
 - Gates (Puertas lógicas)
 - Prefix (Prefijo): nombre de la puerta lógica.
 - Minimum Digits (Dígitos mínimos): número mínimo de dígitos que aparecen en la puerta.
 - Suffix (Sufijo): nombre que aparece como sufijo en la puerta lógica.
 - Events (Sucesos)
 - Prefix (Prefijo): nombre del suceso.

- Minimum Digits (Dígitos mínimos): número mínimo de dígitos que aparecen en el suceso.
 - Suffix (Sufijo): nombre que aparece como sufijo en el suceso.
- Symbol Colors (Color de los símbolos)
 - True Gate/Event (Color de la puerta/suceso verdadero): color en el que aparecen las puertas lógicas y los sucesos en caso de que su condición lógica sea verdadera.
 - False Gate/Event (Color de la puerta/suceso falso): color en el que aparecen las puertas lógicas y los sucesos en caso de que su condición lógica sea falsa.
 - Cut Set Highlight, Coherent Paths (Aspecto de los grupos de corte con trayectorias coherentes): color en el que aparecen en el árbol de fallos destacados los grupos de corte con trayectorias coherentes.
 - Cut Set Highlight, Non-Coherent Paths (Aspecto de los grupos de corte con trayectorias no coherentes): color en el que aparecen en el árbol de fallos destacados los grupos de corte con trayectorias no coherentes.
 - Show Repeated Events in a Different Color (Mostrar los sucesos repetidos en colores diferentes): si se activa esta casilla se muestran en el árbol de fallos los sucesos repetidos en diferentes colores.
- ✓ On Insert Input Command (Forma de insertar las entradas)
- Prompt for Gate/Event Type (Tipo puntual de puerta/suceso): si se activa esta casilla se insertan las puertas o sucesos de forma puntual, según se van necesitando.
 - Insert Basic Event (Insertar suceso básico): se introduce un suceso básico.

- ✓ Alignment (Alineación)
 - Center (Centro): en el centro de la pantalla de trabajo.
 - Left (Izquierda): alineación a la izquierda de la pantalla de trabajo.
 - Right (Derecha): a la derecha de la pantalla de trabajo.

- ✓ Minimize Pages (Minimizar páginas): minimización de las páginas.
- ✓ Avoid Downscaling (Evitar disminuir la escala): no se disminuye la escala del árbol de fallos.
- ✓ Use Stacking (Uso de amontonamientos): se permiten amontonamientos en el árbol de fallos.

Personalización de las etiquetas con la información de cálculo

Para personalizar la información de los cálculos del árbol de fallos se procede a través del menú principal: Format> Edit Display Label

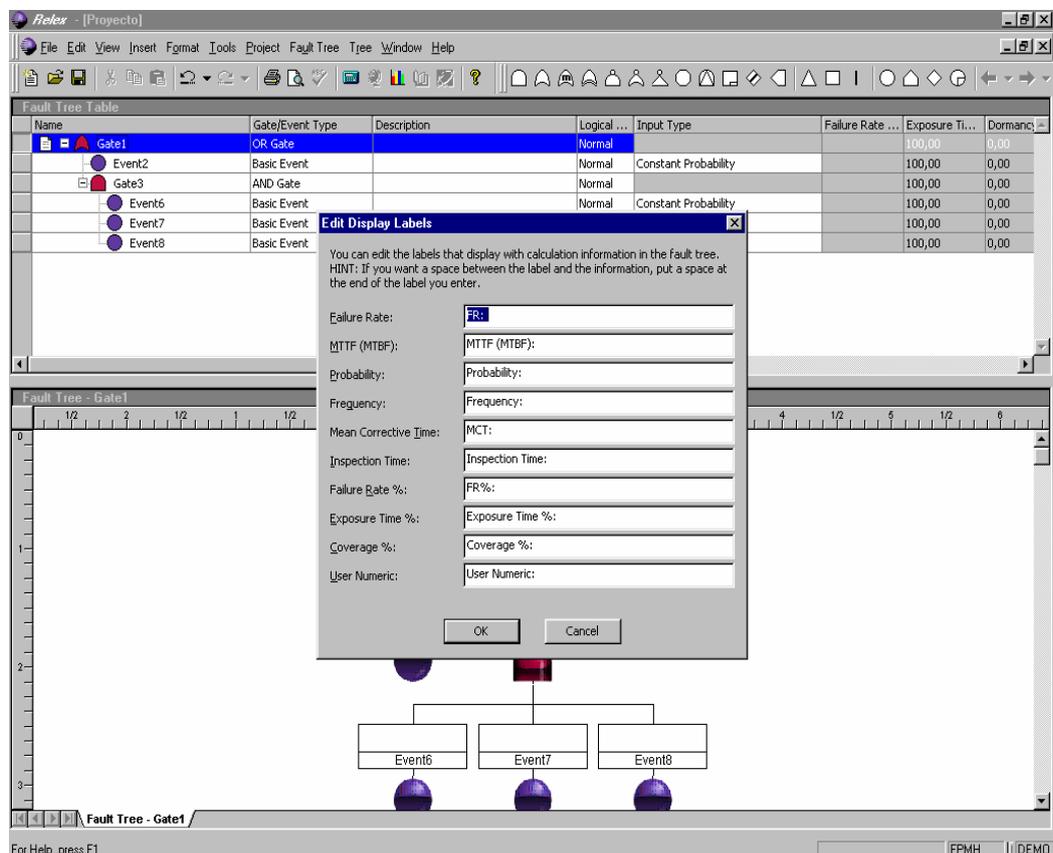


Figura 3.58. Pantalla para las etiquetas de cálculo

Esta pantalla permite revisar las abreviaciones que aparecen delante de los valores calculados del árbol de fallos.

- ✓ Failure Rate: Proporción de fracaso.
- ✓ MTTF (Mean Time To Failure): Tiempo medio de fallos.
- ✓ MTBF (Mean Time Between Failure): Tiempo medio entre fallos.
- ✓ Probability: Probabilidad.
- ✓ Frequency: Frecuencia.
- ✓ Mean Corrective Time: Tiempo medio correctivo.
- ✓ Inspection Time: Tiempo de inspección.
- ✓ Failure Rate %: Proporción de fracaso en %.
- ✓ Exposure Time %: Tiempo de exposición en %.
- ✓ Coverage %: Alcance en %.
- ✓ User Numeric: Uso numérico.

Manejo de grandes árboles de fallos

Relax proporciona un área de trabajo en pantalla que permite la introducción de varias puertas lógicas y sucesos para la realización de un árbol de fallos, sin embargo, para aquellos árboles de fallos muy grandes el programa posee varias técnicas diferentes para su manejo:

- ✓ Insertar una puerta de transferencia: unión lógica de áreas separadas en los árboles de fallos. Se suelen utilizar cuando el árbol de fallos entero no encaja en una hoja de papel de impresión o se desea obtener árboles más pequeños.

Para insertar una puerta de transferencia se accede a través del menú principal: Insert>Gate>Transfer -In Gate

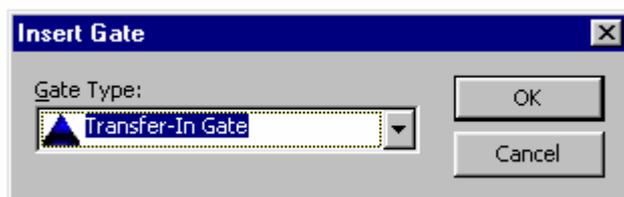


Figura 3.59. Pantalla para introducir una puerta de transferencia

La figura siguiente muestra la pantalla para unir la puerta de transferencia a una puerta nueva o a una ya existente.

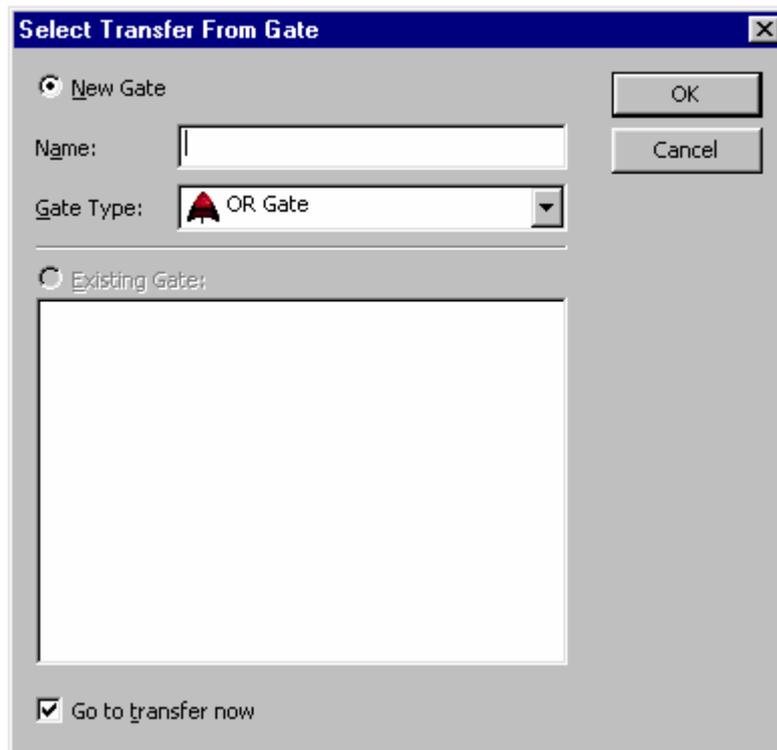


Figura 3.60. Pantalla para seleccionar la puerta de unión con la puerta de transferencia

- ✓ Transformar cualquier puerta en una de transferencia: se ofrecen formas fáciles y rápidas para la transformación de cualquier tipo de puerta lógica en una puerta de transferencia.

Después de seleccionar la puerta lógica que se desea transformar se accede a través del menú principal a Tools>Break into Transfer.

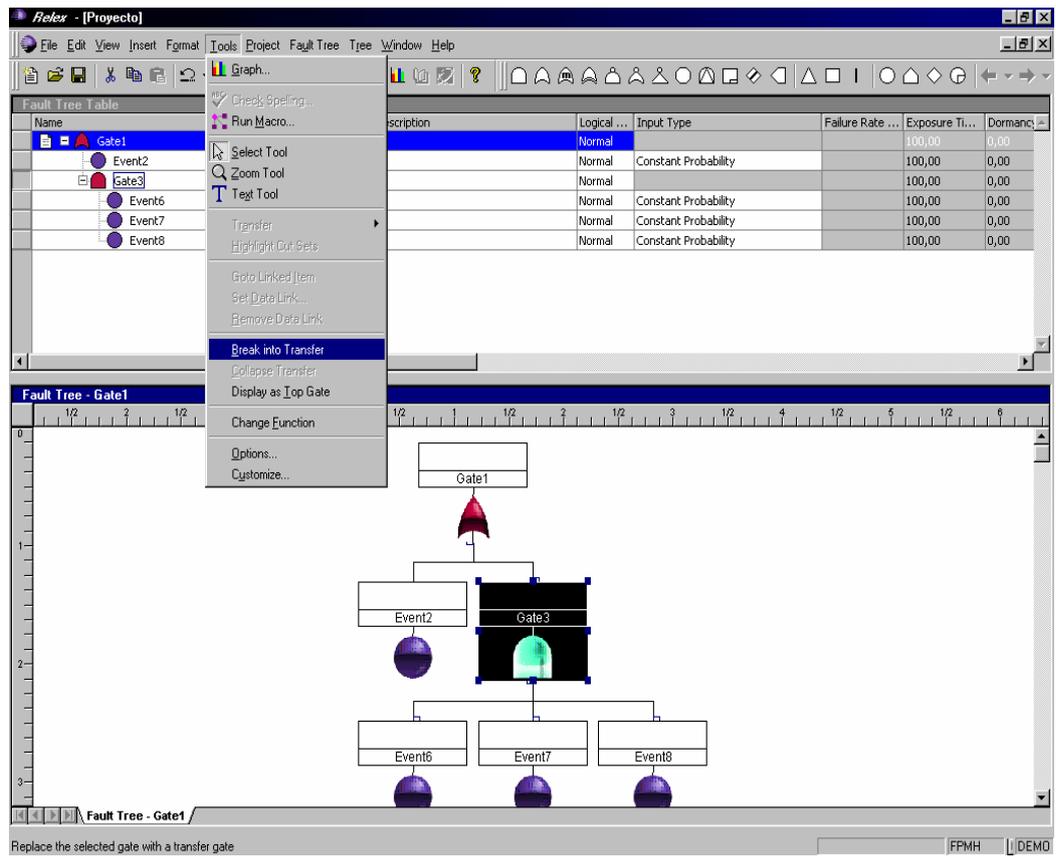


Figura 3.61. Pantalla para transformar una puerta lógica en una puerta de transferencia

De forma automática la puerta Gate3 se convierte en una de transferencia (figura 3.62).

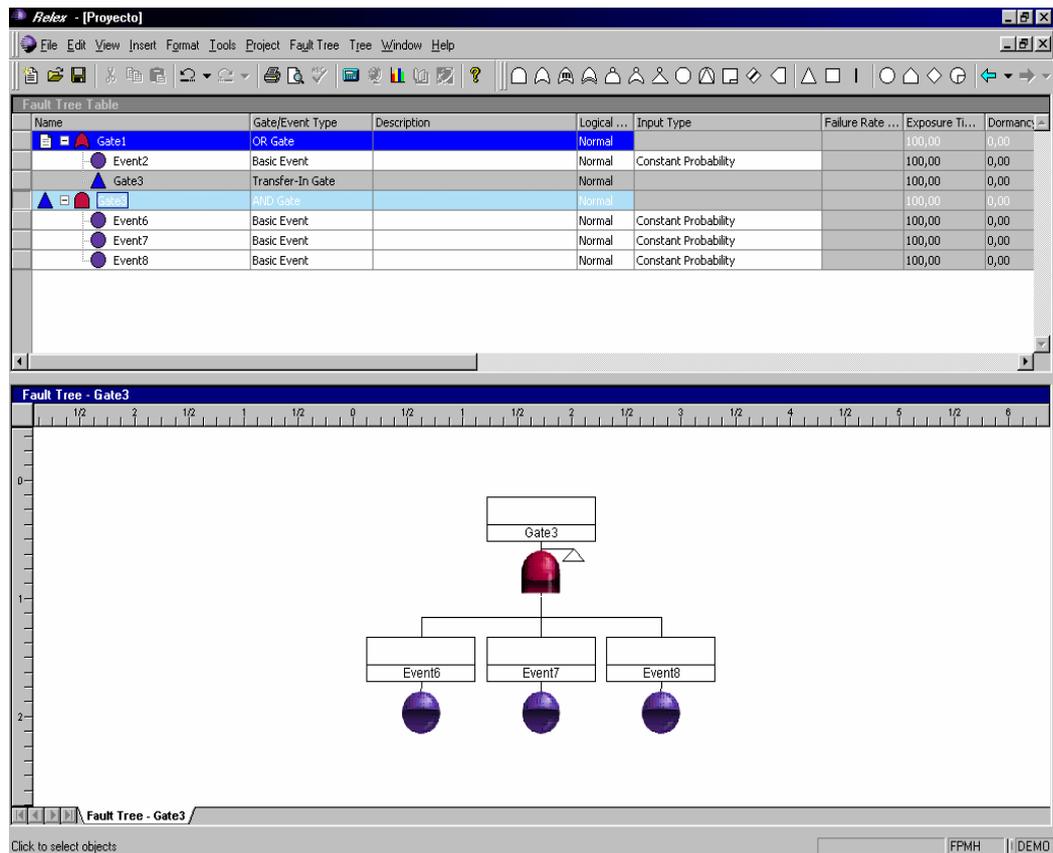


Figura 3.62.- Pantalla con la transformación de la puerta lógica

Para realizar el proceso inverso se accede al menú principal Tools>Collapse Transfer y de forma automática se convierte la puerta de transferencia en la puerta lógica deseada.

- ✓ Expansión del árbol de fallos: para obtener una visión completa del árbol de fallos cuando se colocan puertas de transferencia se accede a través del menú principal a Fault Tree>Disable Paging.

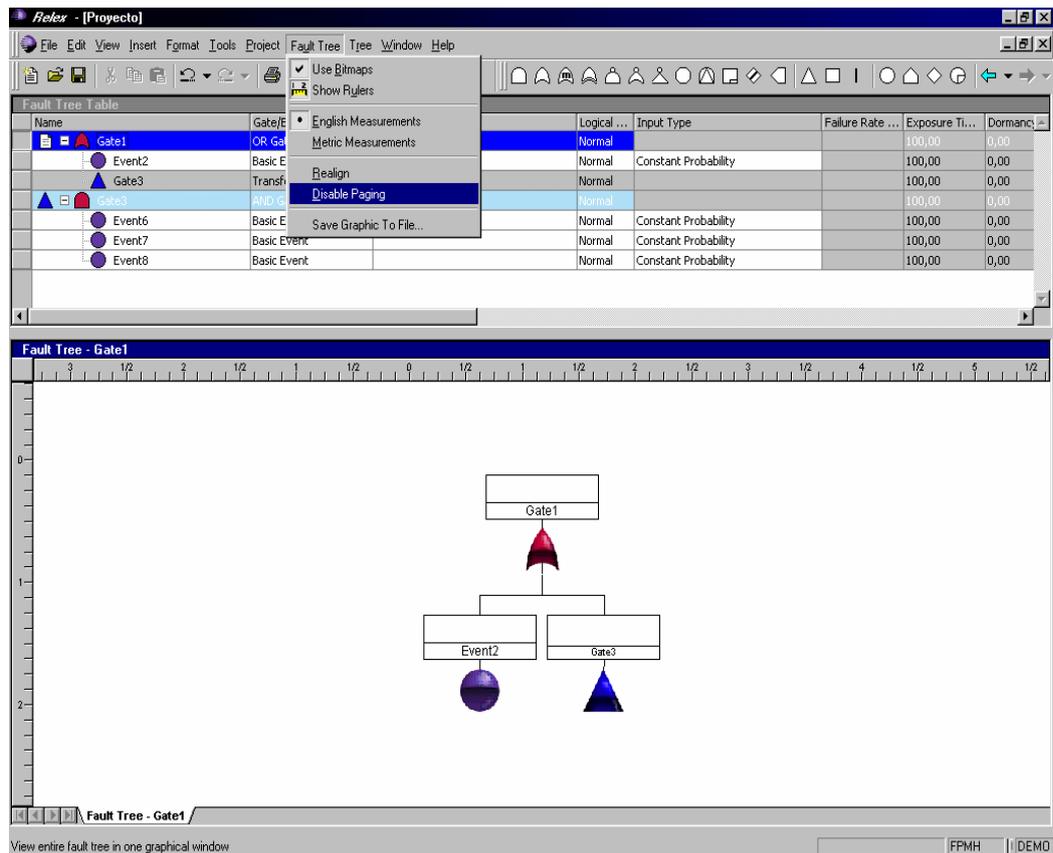


Figura 3.63.- Pantalla para ver completo el árbol de fallos

De forma automática aparece todo el árbol de fallos como si no estuviese la puerta de transferencia.

- ✓ Seleccionar una puerta existente como suceso top: para simplificar el árbol de fallos de forma temporal se puede elegir en el menú principal Tools>Display as top gate para enfocar un área particular del árbol de fallos.

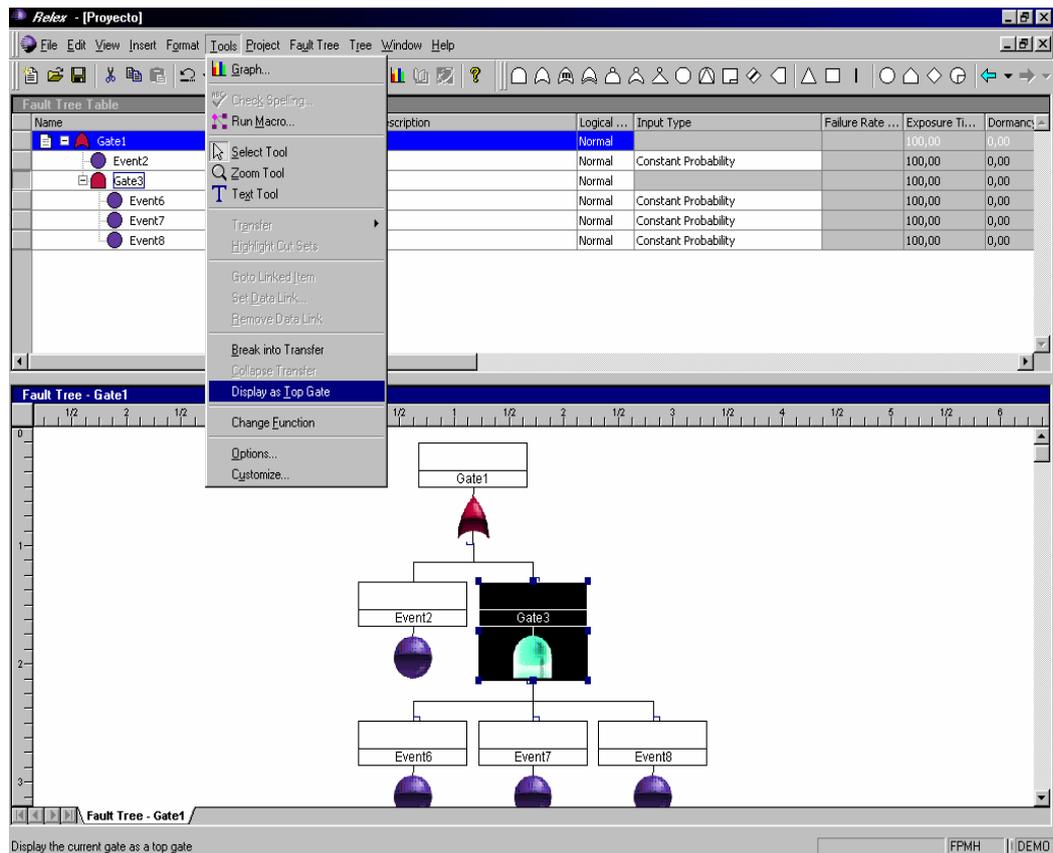


Figura 3.64.- Pantalla para ver cualquier puerta como una puerta top

De forma automática la puerta elegida se convierte en una puerta top. Para eliminar esta opción hay que desactivar el campo anteriormente activado.

Pantalla de trabajo con el árbol de fallos

En el menú principal del programa existen opciones para poder ver el árbol de fallos de diferentes formas en la pantalla de trabajo.

✓ Menú View>...

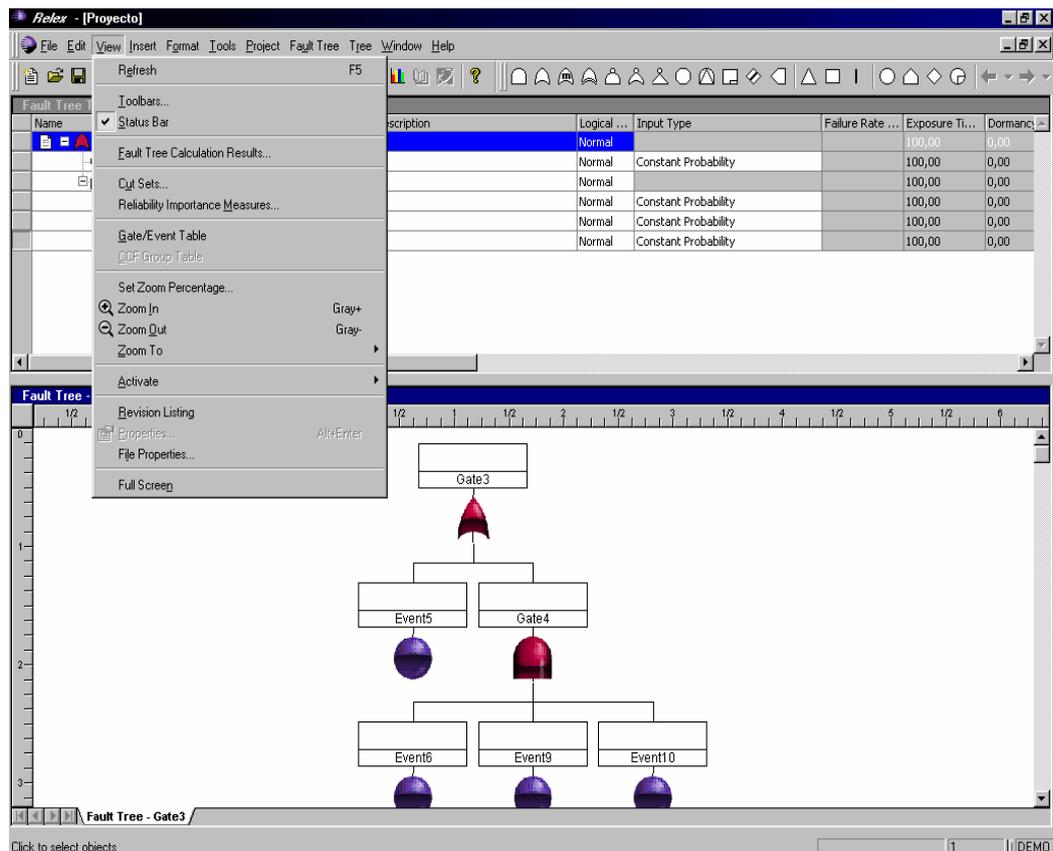


Figura 3.65. Pantalla con el menú View

Las opciones de este menú se refieren a la ventana inferior de la pantalla general donde se realiza el árbol de fallos.

- Set Zoom Percentage (Porcentaje): porcentaje al que se quiere ver el árbol de fallos.
- Zoom In: aumento del árbol de fallos.
- Zoom Out: disminución del árbol de fallos.
- Zoom To: diferentes tipos de zoom.

✓ Page Width (Ancho de página): se representa el árbol con el ancho de página.

- ✓ Whole Page (Toda la página): se representa toda la página donde se encuentra el árbol de fallos.
- ✓ All Object (Todos los objetos): se representa todo el árbol de fallos en la página.

- ✓ Menú Tree>...

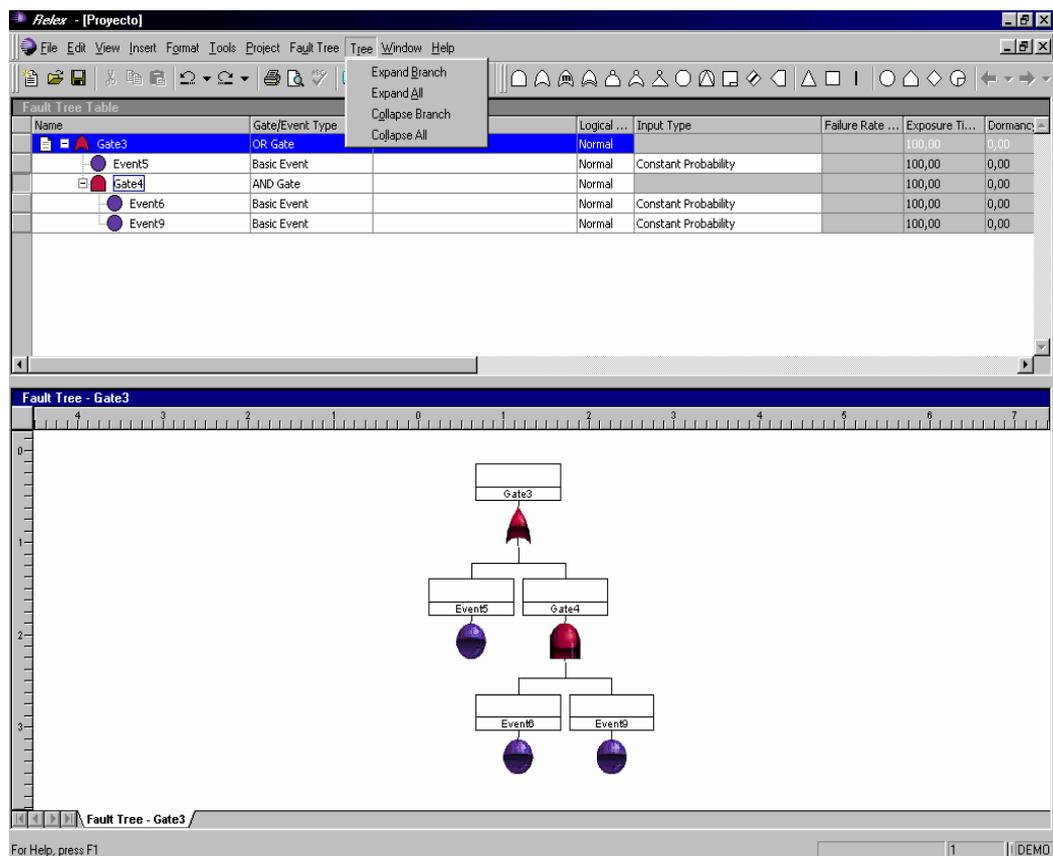


Figura 3.66. Pantalla con el menú Tree

Las opciones de este menú se refieren a la ventana superior (Fault Tree Table de la figura 66) de la pantalla general donde se realiza el árbol de fallos.

- Expand Branch (Expansión de una rama): seleccionando una puerta lógica se expanden todas las ramas de la misma.

- Expand All (Expansión de todo): se expanden todas las ramas del árbol de fallos.
- Collapse Branch (Contracción de una rama): seleccionando una puerta lógica se contraen todas las ramas.
- Collapse All (Contracción de todo): se contraen todas las ramas del árbol de fallos.

Unión del árbol de fallos con otros bloques del programa

El Relex es un programa que ofrece muchas técnicas para el estudio de la fiabilidad. Además de realizar un estudio por el método de análisis de árbol de fallos ofrece otros análisis como: predicciones de fiabilidad, análisis del diagrama de bloques de fiabilidad (RBD), análisis de los modos de fallos y sus efectos (FMEA, FMECA), predicción de mantenibilidad, análisis del coste del ciclo de vida (LCC), análisis de Weibull, análisis de Markov y árbol de sucesos.

Unión de un árbol de fallos con Markov: los resultados de cálculo de los sucesos de un árbol de fallos se transfieren al diagrama de transición de estados de Markov.

Cálculo de árboles de fallos

Una vez que se ha construido el árbol de fallos se procede al cálculo del mismo accediendo a través del menú principal a Project>Calculate.

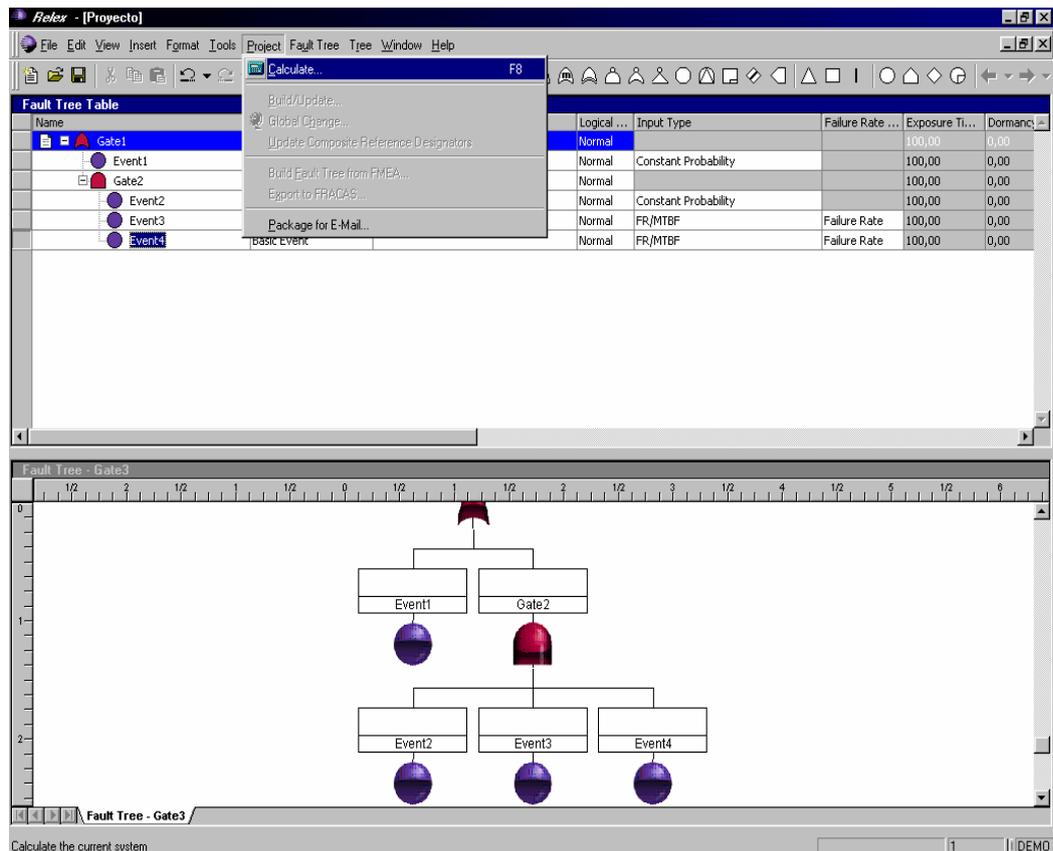


Figura 3.67. Pantalla para acceder al cálculo del árbol de fallos

Las pantallas que aparecen al elegir la opción anterior son:

✓ Fault Tree (Árbol de Fallos)

- Qualitative Analysis Only (Sólo Análisis Cualitativo): se realiza un análisis cualitativo del árbol de fallos. Los resultados de dicho análisis son los grupos de corte mínimos y la propagación de la condición VERDADERO/FALSO.

- Reliability/Availability Evaluation (Evaluación de la Fiabilidad y de la Disponibilidad):

- From Start Time (Tiempo de salida): tiempo de salida (en horas) para el cálculo.
- Through End Time (Tiempo final): punto final (en horas).
- Number of Data Points (Número de puntos con datos): número de puntos que se listan entre el tiempo de salida y el tiempo final.
- Primary Time Point (Punto de tiempo primario): punto calculado que aparecerá en las puertas y los sucesos del árbol de fallos.
- Perform Exact Calculation (Realización del cálculo exacto): el programa calcula la solución exacta del árbol de fallos. Para calcular la solución exacta no se utiliza la información de los grupos de corte sino que se evalúan las probabilidades según las puertas lógicas.
- Start Calculating At (Comienzo del cálculo)
- Topmost Gate (Puerta lógica más alta): el cálculo se realiza para el árbol original desde la puerta lógica más alta.
- Current Gate (Puerta actual): el cálculo se realiza para el árbol de fallos desde la puerta top que se encuentra en ese momento en la pantalla principal del Relex.

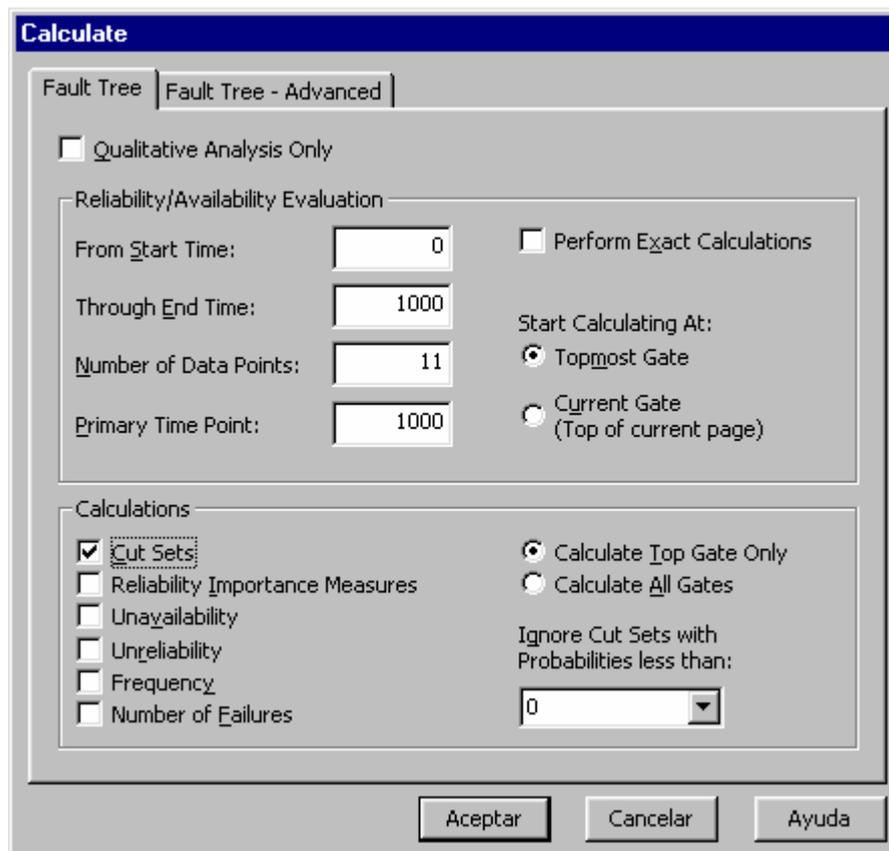


Figura 3.68. Pantalla para realizar el cálculo del árbol de fallos

- Calculations (Cálculos): hay que marcar los cálculos que se quieren realizar sobre el árbol de fallos:
 - Cut Sets (Grupos de Corte): se generan los grupos de corte.
 - Reliability Importance Measures (Medidas de la importancia de la fiabilidad): medidas relativas de la importancia.
 - Unavailability (No Disponibilidad): resultados de No Disponibilidad.
 - Unreliability (No Fiabilidad): resultados de No Fiabilidad.
 - Frequency (Frecuencia): frecuencia de los fallos.
 - Number of Failures (Número de Fallos): cálculo del número de fallos esperados entre el tiempo de salida y el tiempo final.
 - Calculate Top Gate Only (Cálculo de la Puerta Top): sólo se calcula la puerta top.

- Calculate All Gates (Cálculo de todas las Puertas): se calculan todas las puertas del árbol de fallos.
- Ignore Cut Sets with Probabilities less than (Ignorar grupos de corte con probabilidades menores de): hay que especificar el rango de corte para el cálculo de los grupos de corte.

✓ Fault Tree-Advanced (Árbol de Fallos avanzado)

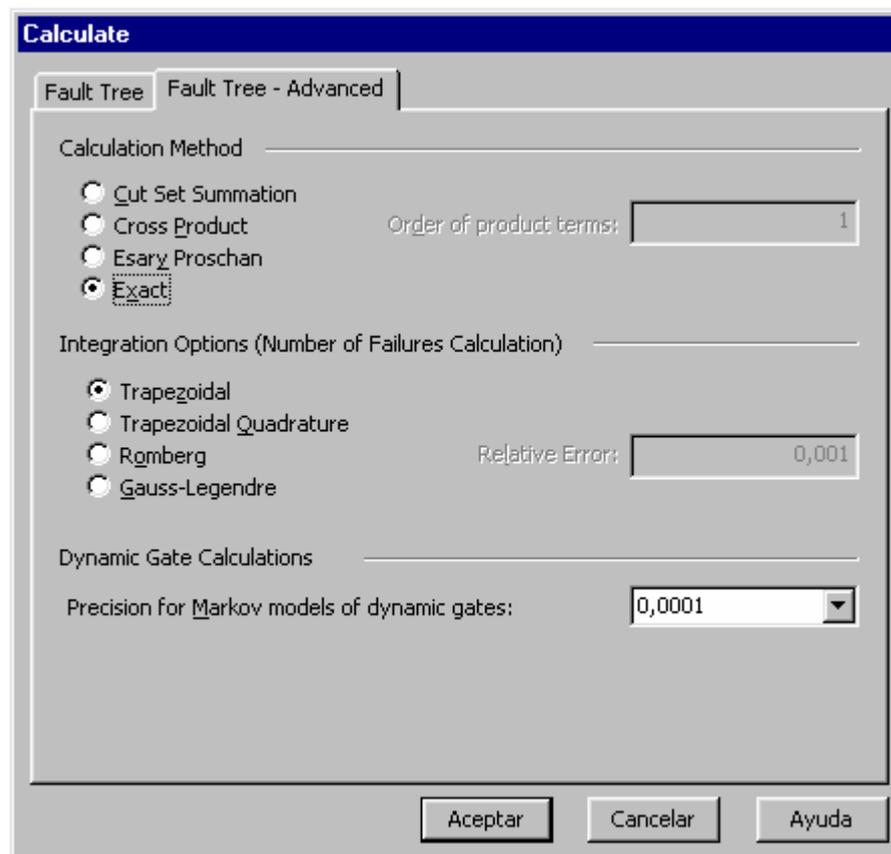


Figura 3.69. Pantalla para elegir el método de cálculo

- Calculation Method (Métodos de Cálculo): los métodos de cálculo a elegir son:

- Cut Set Summation (Resumen de los grupos de corte): si se selecciona este método se usa para el cálculo el resumen de los grupos de corte. Este método es equivalente al método del Producto Cruzado con el orden

del producto igual a 1. Sólo se tiene en cuenta los primeros términos del orden.

- Cross Product (Producto Cruzado): el método de cálculo utilizado es el producto cruzado. Hay que introducir el orden de los términos cruzados.
 - Esary Proschan (Esary Proschan): el método de cálculo utilizado es el Esary Proschan.
 - Exact (Exacto): se utiliza el método exacto. Este método usa la lógica de las puertas y no usa la información de los grupos de corte.
 - Order of Product terms (Orden de los términos del producto): para el cálculo de los productos cruzados se tiene en cuenta el orden de los términos del producto.
-
- Integration Options (Number of Failures Calculation) (Opciones de Integración): estas opciones de integración son sólo aplicables cuando se calcula el número de fallos. Hay cuatro tipos de esquemas de integración numéricos:
 - Trapezoidal (Trapezoidal): el esquema de integración trapezoidal aproxima la región integral, según se especifique, a intervalos de tiempos en términos de áreas rectangulares y segmentos de extremos de triángulos.
 - Trapezoidal Quadrature (Cuadratura Trapezoidal): el esquema de cuadratura trapezoidal usa la evaluación repetida de la integración trapezoidal con tiempos decrecientes, hasta que se alcanza el error relativo con una tolerancia específica. El número máximo de iteraciones para este esquema está fijo en 20 y la tolerancia mínima usada es $1e-6$.
 - Romberg (Romberg): el esquema de integración Romberg extrapola los valores sucesivos de la integral a cero y finaliza cuando el valor del error relativo de la extrapolación está dentro de la tolerancia que se

especifique. El número máximo de iteraciones está fijo en 20 y la tolerancia mínima usada es de $1e-6$.

- Gauss-Legendre (Gauss-Legendre): el esquema de integración Gauss Legendre usa puntos nodales que se calculan como ceros de los polinomios de Gauss-Legendre para obtener los valores para la evaluación de la función. En el esquema de integración cuadrática de Gauss-Legendre la precisión relativa que se utiliza es $3e-11$.

- Dynamic Gate Calculations (Cálculo de puertas dinámicas): Se calculan los resultados del árbol de fallos con puertas dinámicas usando la conversión automática al modelo equivalente de Markov, siempre que se realicen los resultados exactos. Hay que introducir la precisión requerida para su utilización en el modelo de Markov.

Resultados del cálculo del árbol de fallos

Los resultados obtenidos del cálculo del árbol de fallos pueden ser vistos de diferentes formas:

- ✓ En el árbol de fallos: todos los resultados se pueden ver directamente en el árbol de fallos como se muestra en la figura siguiente.

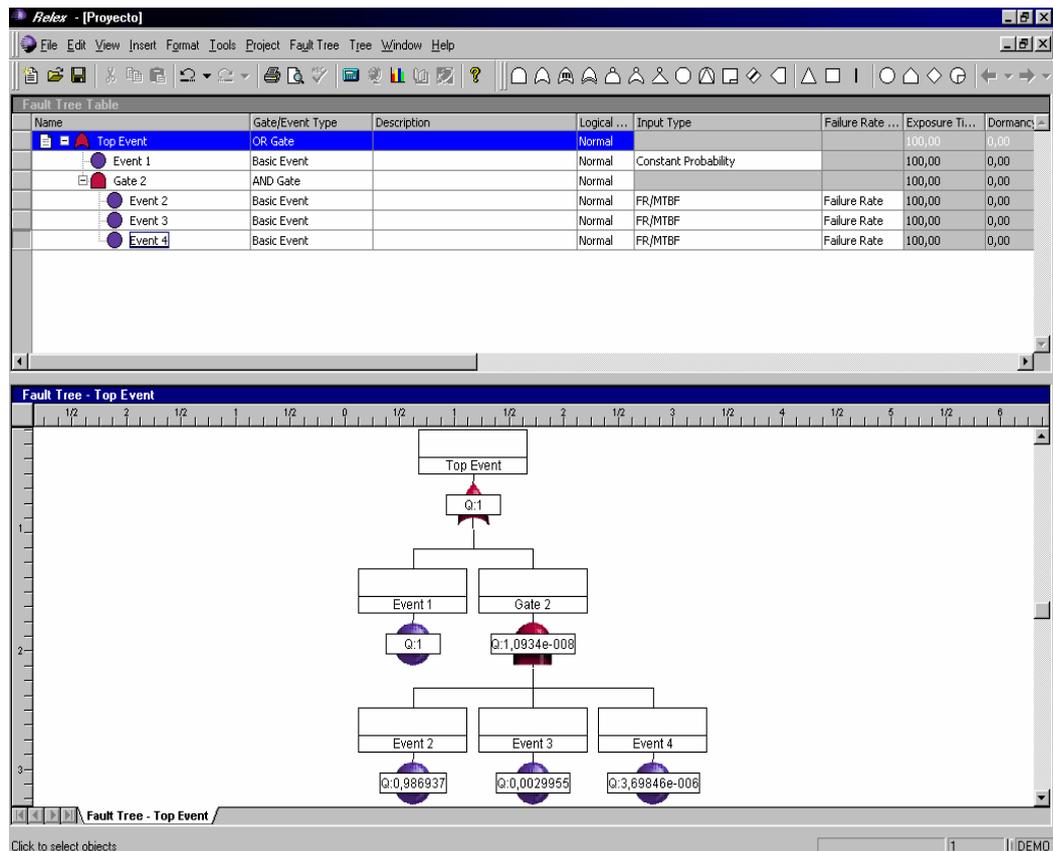


Figura 3.70. Pantalla de resultados en el árbol de fallos

- Puertas y sucesos que son verdaderos aparecerán en rojo junto con la probabilidad 1.
- Puertas y sucesos que son falsos aparecerán en verde junto con la probabilidad 0.
- Sucesos normales aparecen con su probabilidad.

Los colores de las puertas/sucesos que pueden ver verdaderos o falsos (True Gate/Event – False Gate/Event) se pueden modificar en el menú principal accediendo a Tools>Options (figura 3.57).

- ✓ En pantalla: a través de View y Tools en el menú principal del programa.

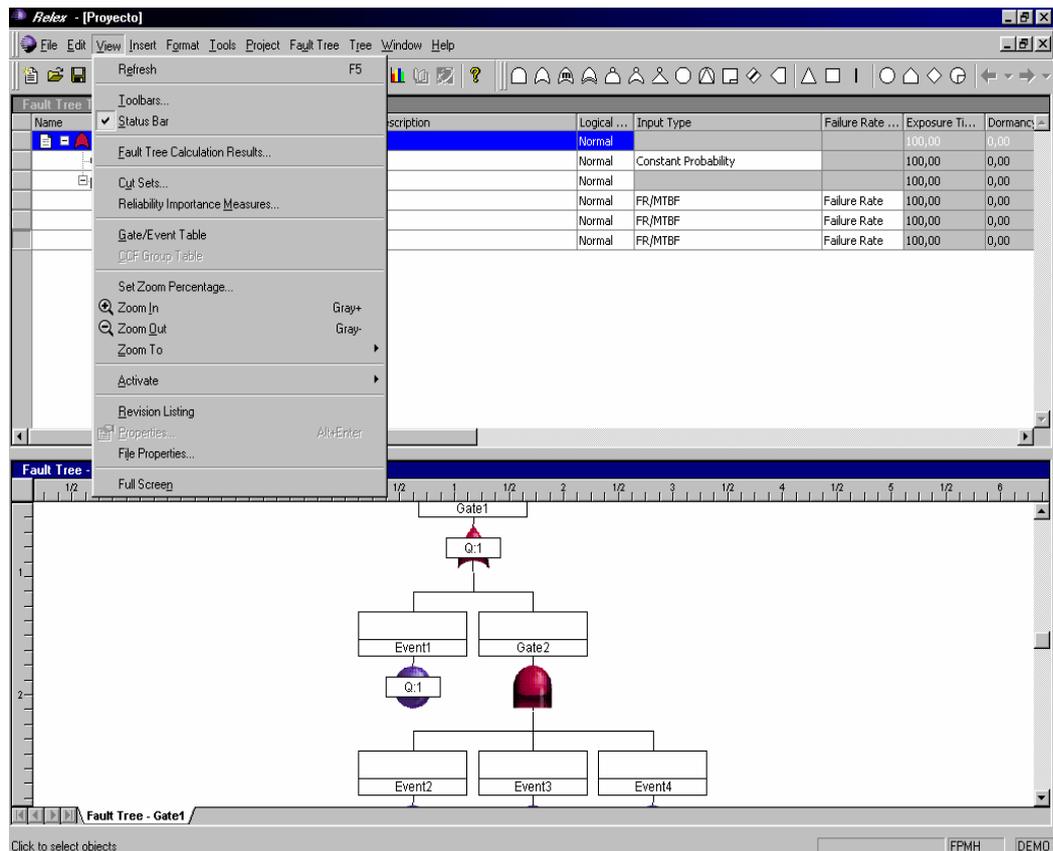


Figura 3.71. Pantalla para ver los resultados del árbol de fallos

- Resultados del árbol de fallos: View>Fault Tree Calculation Results

Al seleccionar esta opción se presenta en una pantalla el último cálculo realizado sobre el árbol de fallos.

- Grupos de corte:
 - Si se selecciona la opción View>Cut Sets se presentan en una pantalla los grupos de corte del árbol de fallos.
 - Si se selecciona Tools>Highlight Cut Sets se marcan en el árbol de fallos los grupos de corte calculados con sus correspondientes valores. Para modificar el color de los grupos de corte (Coherent Paths – Non Coherent Paths) se accede a Tools>Options (figura 3.57).

- Medidas de importancia: View>Reliability Importance Measures

Al seleccionar esta opción se presenta en una pantalla el último cálculo realizado de las medidas de importancia sobre el árbol de fallos.

Las medidas de importancia que ofrece el programa son las siguientes:

- ✓ Importancia de un suceso básico según Birnbaum:

$$Birnbaum = \Pr\{top|i = 1\} - \Pr\{top|i = 0\}$$

- ✓ Importancia crítica de un suceso básico:

$$Crítica = |\Pr\{top|i = 1\} - \Pr\{top|i = 0\}| * \Pr\{i\} / \Pr\{Top\}$$

- ✓ Importancia de un suceso básico según Fussell-Vesely:

$$Fussell - Vesely = \frac{\text{Pr. del grupo de corte que contiene al suceso } i}{\text{Pr. del suceso Top}}$$

- ✓ Informes por impresora: el programa posee una serie de archivos estándar en el menú principal File>Print para imprimir los resultados de los árboles de fallos.

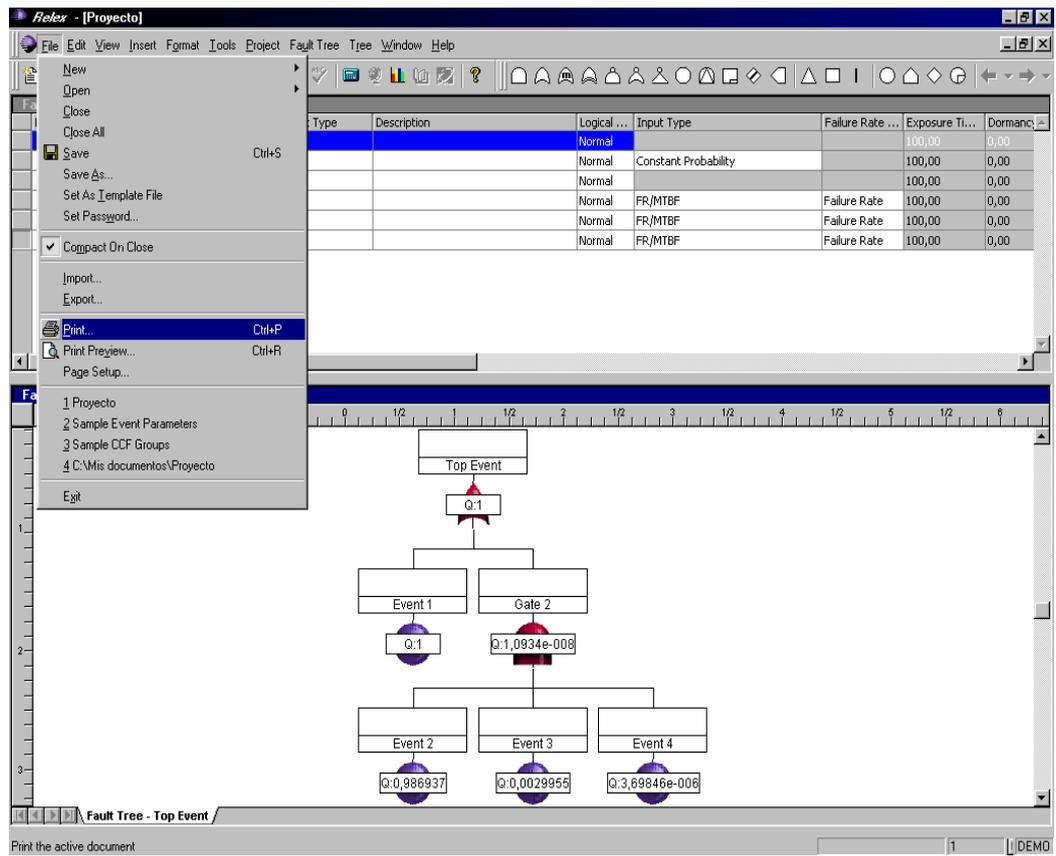


Figura 3.72. Pantalla para imprimir los resultados del árbol de fallo

4. Organización y planificación del mantenimiento.

4.1 Introducción

Cualquier actividad industrial obtendrá mejores resultados si se organiza y planifica adecuadamente. La planificación del mantenimiento implica una organización previa donde quede claro el nivel de responsabilidades de las distintas partes en la estructura industrial.

Ya se comentó que una planta compleja puede ser dividida, según su funcionalidad y reemplazabilidad, en tres niveles distintos. La delegación de responsabilidad para las decisiones de reparación, o sustitución de un nivel en particular es distinta entre plantas, pero, los gestores a más alto nivel son los responsables de las decisiones sobre la sustitución de unidades (o incluso de la planta completa) y los gestores de mantenimiento son los responsables de la sustitución o reparación de los equipos y sus componentes.

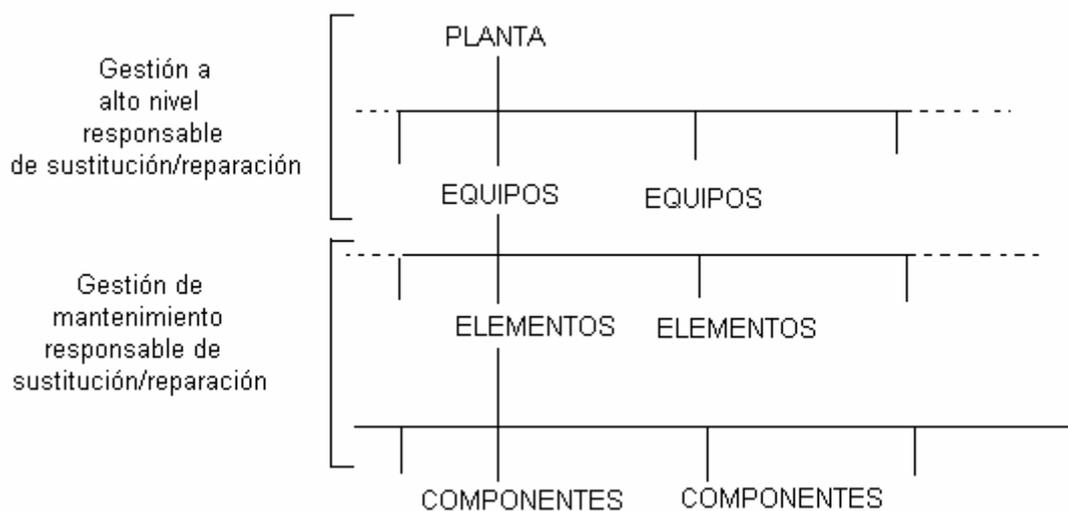


Figura 4.1. La relación entre la estructura de la planta y la cadena de toma de decisión.

Esta división de responsabilidad es obligada dado que la estrategia de sustitución de los equipos se ve influida tanto por factores externos (la mayoría a largo plazo) tales como obsolescencia, ventas y coste del capital, como por factores internos (la mayoría a corto plazo), como el coste de mantenimiento y el coste de operación. En consecuencia, la sustitución de unidades (estrategia de sustitución) se puede considerar como parte de la estrategia corporativa. Sin embargo, se necesita un plan de mantenimiento, a menor plazo, para el mantenimiento de las unidades,

mediante la adopción de las políticas de mantenimiento apropiadas (por ejemplo, reparación, sustitución, modificación, etcétera.) para los equipos y componentes. Estrategia y plan están interrelacionadas ya que el coste de mantenimiento influye sobre la sustitución de la unidad la cual a su vez influye en el plan de mantenimiento. Este capítulo tratará fundamentalmente del plan de mantenimiento, pero concluirá con una breve discusión sobre la estrategia de sustitución.

El plan de mantenimiento debería establecer unas bases racionales para poder formular un programa de mantenimiento preventivo y debería asimismo estipular las líneas maestras del mantenimiento correctivo. La organización de mantenimiento necesaria para ejecutar la carga de trabajo de mantenimiento depende de este plan.

Las funciones para la formulación del plan de mantenimiento se examinarán por separado, pero en la práctica debe tenerse en cuenta que son actividades interrelacionadas.

4.2 Políticas de mantenimiento: preventivo y correctivo

La organización y planificación del mantenimiento en una industria implica la aplicación de una política de mantenimiento que dependerá de la complejidad de la planta.

La política de mantenimiento establecerá, según la dirección, los objetivos técnicos y económicos relativos al parque de equipos y sistemas a mantener. Además deberá ser compatible con la estrategia empresarial. La dirección facilitará los medios para la ejecución de dicho mantenimiento.

Para cada equipo de una planta, pueden formularse varias políticas de mantenimiento, individualmente o en combinación (véase la figura 4.2). La suma racional de tales políticas especificadas, para el total de la planta, constituye el plan de mantenimiento.

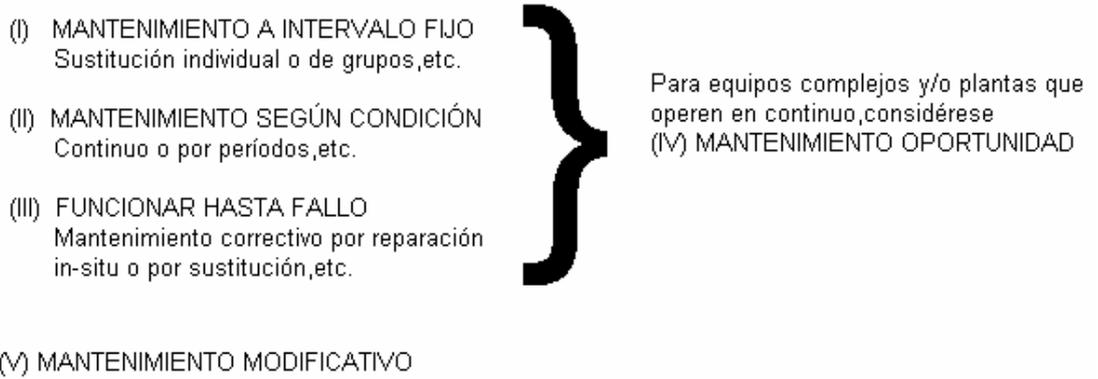


Figura 4.2. Principales políticas de mantenimiento

Las acciones que puedan llevarse a cabo antes de producirse el fallo serán preventivas. Las que se lleven a cabo después, correctivas. Debido a que, por definición, las acciones de mantenimiento preventivo son determinísticas, pueden ser programadas y realizadas generalmente por separado, según un programa de mantenimiento preventivo. Debido a la naturaleza probabilística del fallo, y la incertidumbre que rodea a la toma de decisiones en mantenimiento correctivo, éste no puede ser programado. Sin embargo, para unidades críticas resulta esencial que las líneas maestras del mantenimiento correctivo estén formuladas, para poder llevar a cabo la toma de decisión después del fallo.

Antes de considerar cualquier procedimiento que determine el 'mejor' plan de mantenimiento, se revisarán con mayor detalle las políticas listadas en la figura 4.2.

La ejecución de las tareas de mantenimiento preventivo de un sistema, determinadas mediante la realización del análisis de mantenimiento centrado en la fiabilidad, puede llevarse a cabo atendiendo a diferentes criterios o políticas. A continuación se comentan tres de las principales políticas de realización de tareas de mantenimiento preventivo. No todas las políticas son siempre aplicables a todas las tareas, por lo que en cada caso habrá que ver, tarea por tarea, cuál o cuáles son aplicables y, en caso de que existan varias, cuál resulta ser la más aconsejable. La política convencional es realizar las tareas de mantenimiento preventivo en base a la utilización (vida operativa) de los sistemas. Una concepción más avanzada del mantenimiento preventivo lleva a su ejecución sólo cuando es necesario (basado en una determinada condición). Existe una tercera posibilidad que se presenta cuando se realiza una tarea de mantenimiento, tanto si es de naturaleza preventiva como si es correctiva; es la que se conoce como mantenimiento de oportunidad.

4.2.1 Reparación o sustitución a intervalo fijo antes del fallo

También llamado mantenimiento basado en la vida operativa, según esta política, las tareas de mantenimiento preventivo se realizan a intervalos fijos de tiempo (o de cualquier otro parámetro equivalente, como ciclos, aterrizajes, arranques, disparos, etcétera), en función de la duración prevista de vida operativa del sistema y de las distribuciones de vida de sus componentes. El hecho de que el momento de ejecución de las tareas sea conocido desde el comienzo de la vida operativa del sistema implica que a las tareas realizadas según esta política se las denomine, en ocasiones, mantenimiento planificado o programado.

La principal ventaja de realizar mantenimiento preventivo de forma planificada es que se conocen de antemano los recursos humanos y materiales que serán necesarios en cada instante. El poder anticipar de esa manera la ejecución de las tareas contribuirá a asegurar que el personal adecuado esté disponible, así como que se cuente con las herramientas, equipos de apoyo, repuestos y consumibles necesarios. En cuanto a inconvenientes, cabe destacar que en ocasiones este tipo de mantenimiento conlleva la sustitución de elementos cuyas características operativas eran aún adecuadas, por lo que el mantenimiento supone un coste que podía haberse retrasado (sobre este aspecto hablaremos a continuación), una posible implicación de indisponibilidad del sistema durante el periodo de ejecución de la tarea, y el riesgo de introducir averías con la propia ejecución de la tarea de mantenimiento.

Por ello, a la hora de establecer en cada caso concreto si una tarea de mantenimiento preventivo se deberá realizar de forma planificada o programada, será necesario considerar el alcance de las ventajas e inconvenientes que ello reporta.

Esta política será efectiva sólo cuando el modelo de fallo del elemento dependa claramente del tiempo, esperándose que el elemento se agote en el intervalo de vida de la unidad y cuando los costes totales (directos e indirectos) de su sustitución sean mucho menores que los de fallo y reparación, o sea, que el elemento pueda ser clasificado como de fácil sustitución.

El principio de la sustitución a intervalo fijo se ilustra en la figura 4.4. Ésta muestra de la distribución de fallo de un ítem, que depende claramente del tiempo. El problema es encontrar el periodo de sustitución a intervalo fijo que minimice la suma de los costes de sustitución a intervalo fijo y los de sustitución por fallo.

Los datos de la figura 4.3(a) se usan en el cálculo de la tasa de fallo probable como una función del periodo de sustitución. Esto se combina entonces con los datos

de costes para obtener el coste total esperado en función del periodo de sustitución (figura 4.3(b)). El punto indicado de frecuencia óptima de sustitución será la "mejor" política de mantenimiento sólo si su coste es menor que el de las otras políticas alternativas listadas en la figura 4.2. El coste y la dificultad para obtener los datos estadísticos necesarios (véase el capítulo 2) es un factor que también debe tenerse seriamente en cuenta.

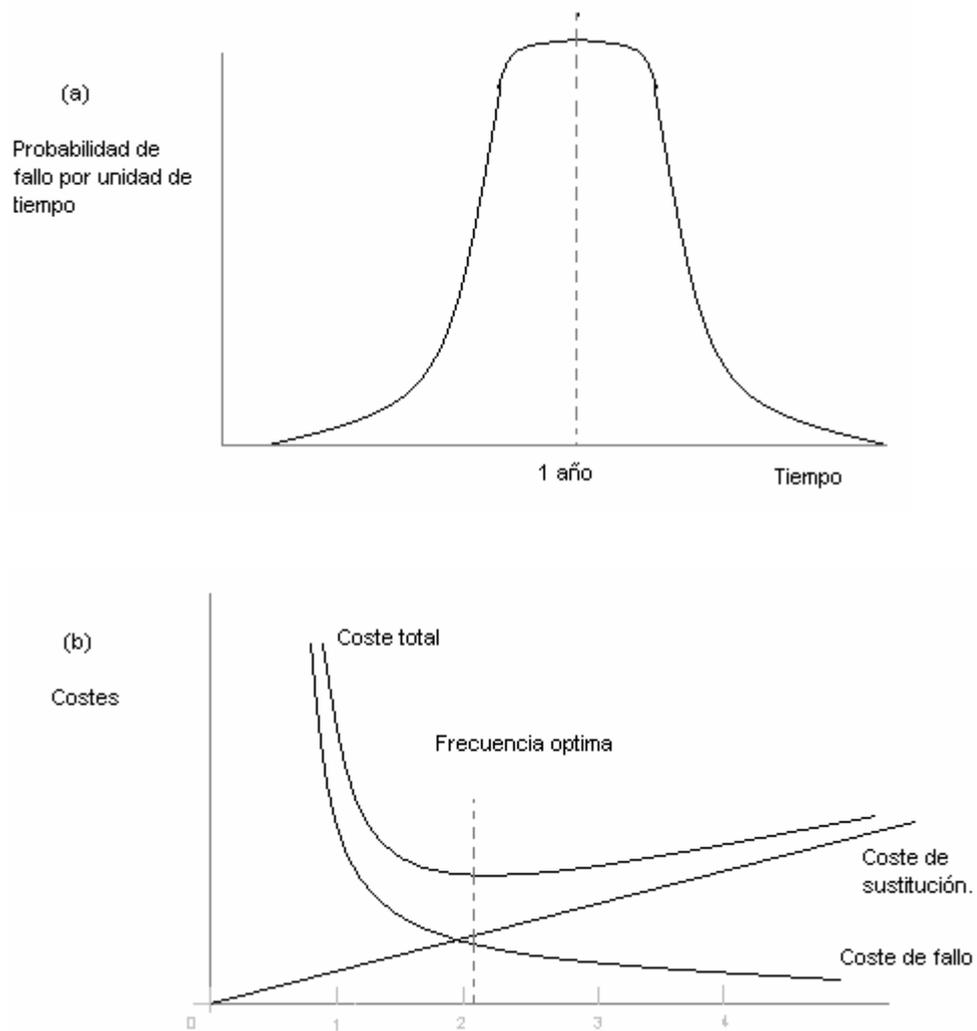


Figura 4.3.El principio del mantenimiento a intervalo fijo.

Existen dos razones principales por las que una política de este tipo es inapropiada para equipos de difícil sustitución. En primer lugar, cuanto más complicado sea el elemento, menor posibilidad habrá de que muestre un patrón de fallo que sea claramente dependiente del tiempo. En segundo lugar, los elementos complejos son caros de sustituir o de reparar y además muestran posteriores problemas de "mantenimiento por manipulación". Con equipos de este tipo, otras

políticas alternativas, como la de mantenimiento según condición, son generalmente más apropiadas.

4.2.2 Mantenimiento según condición

La mayoría de las veces los componentes “avisan” de que van a fallar. La variación de alguna característica asociada a ellos nos alerta de la situación que puede llegar a producirse, es lo que se denomina fallo potencial, mientras que a los que realmente han ocurrido se les denominan fallos funcionales. Ahí es donde surge la posibilidad de realizar el mantenimiento preventivo de manera más racional, actuando sólo cuando el componente así lo requiera. La monitorización de la condición está orientada a detectar fallos potenciales, permitiendo condicionar la ejecución de las tareas al estado real de los elementos a los que se apliquen. Este estado se convierte en el aspecto determinante de cuándo debe realizarse el mantenimiento preventivo. No siempre es técnicamente posible o económicamente rentable monitorizar el estado de los elementos de un sistema, por lo que será necesario determinar en cada caso qué elementos son susceptibles de ser analizados para poder, en función de su estado, realizar las oportunas tareas de mantenimiento preventivo.

Monitorizar el estado de los elementos tiene un coste, que debe ser considerado para determinar si es más rentable hacerlo o desperdiciar la vida residual que puedan tener elementos sustituidos prematuramente, al margen de los otros inconvenientes citados para el mantenimiento programado. Además, no siempre es fácil identificar el parámetro o parámetros de un elemento que determinen su estado real. En algunos casos la comprobación del estado podrá hacerse de forma cuantitativa, mientras que en otros deberá ser más cualitativa.

Por tanto un concepto interesante es que el momento oportuno para llevar a cabo el mantenimiento correctivo debe ser determinado monitorizando alguna condición y/o su funcionamiento, siempre que, claro está, pueda encontrarse un parámetro fácilmente monitorizable que muestre el deterioro del equipo. El factor probabilístico en la predicción de fallo se reduce entonces, o incluso se elimina, maximizándose la vida del elemento y minimizándose las consecuencias del fallo. Sin embargo, el mantenimiento basado en el estado o condición puede ser costoso en tiempo y en instrumentación.

La conveniencia de ésta política, que utiliza técnicas de monitorización, y su periodicidad, dependerá de las características de deterioro del equipo estudiado y de los costes que éste implica. En el extremo más simple están los equipos de fácil sustitución, como una pastilla de freno, que pueden ser comprobados visualmente a

intervalos cortos y con poco coste. En el extremo contrario se encuentran los equipos de difícil sustitución, como por ejemplo los motores, que pueden requerir un desmontaje completo para su inspección visual (lo cual a su vez puede ser origen de más fallos). Son con equipos de este tipo con los que las técnicas de monitorización complejas pueden resultar de gran ayuda. El consiguiente coste de la instrumentación se justificará por los altos costes de reparación o por las pérdidas por indisponibilidad.

Las técnicas de monitorización se pueden clasificar según los aspectos que controlen de los componentes. Las principales son:

- ✓ Técnicas dinámicas: se basan fundamentalmente en la detección de emisiones anormales de energía, en forma de ondas, vibraciones, pulsos, etcétera. Entre estas técnicas se incluyen los análisis de vibraciones, los de ancho de banda, los de frecuencia y los de desmodulación de amplitud.
- ✓ Técnicas físicas: están basadas en la detección de cambios en la estructura o aspecto físico de los componentes. Los análisis por líquidos penetrantes, las inspecciones por partículas magnéticas, los análisis por penetración de fluorescentes electrostáticos y los análisis por ultrasonidos son las principales técnicas físicas de monitorización.
- ✓ Técnicas químicas: están basadas en la detección de emisiones de elementos químicos en el entorno en el que operan los componentes. Entre las técnicas químicas están los análisis espectrográficos y la cromatografía.
- ✓ Técnicas basadas en la temperatura: se basan en el seguimiento de la temperatura de los componentes. El escáner de infrarrojos y la termometría son las principales técnicas de monitorización basadas en la temperatura.
- ✓ Técnicas basadas en partículas: se basan fundamentalmente en la detección de partículas emitidas o liberadas. Entre las técnicas más empleadas están la ferrografía y los análisis de sedimentos.
- ✓ Técnicas eléctricas: están basadas en el seguimiento de características eléctricas, tales como la resistencia y la conductividad. Los análisis de resistencia eléctrica y de flujos magnéticos son dos de las técnicas eléctricas más empleadas.

4.2.3 Mantenimiento de oportunidad

Este término se aplica a acciones de mantenimiento realizadas después del fallo o durante reparaciones realizadas a intervalo fijo o según el estado, pero en otros elementos que aquellos que eran la causa principal de su reparación. Esta política es la más apropiada para los elementos de difícil sustitución o en funcionamiento continuo, con altos costes de parada y/o de indisponibilidad y que, típicamente, suelen tratarse como de funcionamiento hasta fallo y especificados como, críticos, para ser tratados en ese momento.

4.2.4 Operación hasta fallo y mantenimiento correctivo

No se llevan a cabo acciones preventivas para evitar el fallo. El énfasis debería aplicarse sobre un mantenimiento correctivo eficiente.

El mantenimiento correctivo aparece no sólo cuando un elemento falla sino también cuando es indicado por criterio basado en la condición. La tarea básica es establecer la forma más económica de restaurar la unidad a un estado aceptable. Por ejemplo, para el fallo de un elemento de difícil sustitución las alternativas pueden ser las siguientes:

- ✓ Reparación in-situ: Desmontaje en el punto de operación y sustitución de los componentes defectuosos. Esto puede llevar a indisponibilidad de la unidad o de la planta.
- ✓ Sustitución del elemento completo por otro nuevo o reacondicionado. Esto minimiza la indisponibilidad. El elemento retirado puede ser reparado, reacondicionado o desechado en las instalaciones de mantenimiento.

Muchos son los factores que influyen en la elección reparación-sustitución. Los más importantes son el coste de indisponibilidad, el tiempo de reparación comparado con el de sustitución, la disponibilidad y el coste de los recursos. Todos estos factores están en continuo cambio, y esto, junto con las múltiples causas posibles del defecto y las múltiples posibilidades de reparación, hacen que el plan del mantenimiento correctivo sólo pueda proporcionar una guía para ayudar a la toma de decisión. Esta naturaleza dinámica del problema es la característica más importante en la toma de decisiones en mantenimiento y consiguientemente, no puede llevarse a cabo sin un sistema de información, como se perfiló en la figura 1.3, disponible para las personas adecuadas en el momento adecuado. La información proporcionada sólo podrá ser

usada con eficiencia si los que toman la decisión, a sus respectivos niveles, tienen un conocimiento profundo de la planta de la que son responsables.

Planificación del mantenimiento, o sea, rutinas de inspección que se pueden llevar a cabo por separado o en los mantenimientos periódicos

4.2.5 Mantenimiento modificativo

En contraste con las políticas precedentes, cuyo objetivo es minimizar los efectos del fallo, el mantenimiento modificativo intenta eliminar la causa del fallo. Claramente, esto implica una acción de ingeniería en vez de mantenimiento pero habitualmente es parte de las responsabilidades del departamento de mantenimiento.

Es una política usual en áreas de alto coste de mantenimiento que existen debido a su mal diseño o porque el equipamiento está siendo utilizado fuera de sus especificaciones de diseño. Un sistema de control del estado de la planta, tal como el esbozado en la figura 1.3 permitirá identificar esas áreas y entonces la elección se planteará entre el coste de rediseñar o el coste de un mantenimiento recurrente.

4.3 Determinación de un plan de mantenimiento

El plan de mantenimiento de una planta deberá elaborarse a partir de la selección para cada unidad de la mejor combinación de las políticas enumeradas en la figura 4.2, coordinándolas para conseguir el óptimo uso de los recursos y del tiempo.

Idealmente, las acciones preventivas y correctivas para cada unidad de la planta deberían estar especificadas con cierto detalle por los fabricantes. Este es usualmente el caso de los elementos de fácil sustitución, en donde el mantenimiento es de bajo coste y muy determinista, pero rara vez se da en los equipos de difícil sustitución en donde el mantenimiento es caro y probabilista. Los elementos de la tercera categoría, los no sustituibles, no deberían, por definición, necesitar ninguna acción de mantenimiento predeterminada ya que su vida esperada debe exceder la de la planta. Sin embargo, algunos elementos críticos, en esta categoría, pueden beneficiarse de un mantenimiento periódico basado en la condición. Muchos factores influyen en la selección de la política apropiada para cada elemento, y esto, junto con el gran número de elementos implicados, lleva a requerir algún procedimiento sistemático para determinar el mejor programa de mantenimiento para cada período de tiempo. Las etapas de tal procedimiento se describirán a continuación.

4.3.1 Clasificación e identificación de los equipos

Esta etapa es importante pero habitualmente tediosa y difícil debido al volumen del trabajo y a la complejidad y tamaño de los equipos. Se sugiere que la clasificación en equipos y elementos debería basarse en la reemplazabilidad y función. El sistema de identificación en planta más simple de todos es probablemente alguna forma de codificación numérica.

4.3.2 Recogida de información

La recogida de información que pueda ser relevante para la planificación del mantenimiento es esencial para todos los equipos de la planta. Debido a que el mantenimiento es inseparable de la producción es inevitable que la información de máxima relevancia es el modelo de producción (por ejemplo, ¿es de funcionamiento continuo, fluctuante o intermitente?) y la naturaleza del proceso (por ejemplo, ¿En qué grado es redundante la planta?). Una vez obtenida esta información, será posible elaborar un programa, para cada equipo y para cada periodo considerado, del tiempo estimado disponible para mantenimiento que no conlleve pérdida de producción.

Otras informaciones (la mayoría de la cuales pueden ser proporcionadas por los fabricantes) que pueden ser necesarias para cada elemento son:

- ✓ Recomendaciones de mantenimiento por fabricante
- ✓ Factores de equipamiento (que ayuden a estimar la carga de trabajo de mantenimiento)
- ✓ Factores económicos
- ✓ Factores de seguridad (que imponen restricciones a la decisión)
- ✓ Acciones, periodicidades, etcétera.
- ✓ Características de fallo: tiempo medio a fallo, vida mínima, modo de fallo.
- ✓ Características de reparación: tiempo medio de reparación, tiempo tras el fallo antes de que la planta se vea afectada, nivel de redundancia.
- ✓ Consecuencias del fallo; coste de sustitución antes del fallo; coste de material del equipo; coste de monitorización.
- ✓ Internos; medio ambientales, legislación y reglamentos.

4.3.3 Selección de la política

La 'mejor' política para cada equipo puede ser determinada primero identificando las políticas que sean efectivas y después decidiendo cual es la más deseable. La elección dependerá de muchos factores y el criterio de decisión será normalmente el de coste mínimo, probado que se cumplan los criterios de seguridad, legales y otros. Es beneficioso aplicar este proceso de selección por separado a las diferentes categorías de equipos.

- ✓ De fácil sustitución. El fabricante suele recomendar un programa detallado de acciones, periodicidades y recursos necesarios. El problema será, normalmente, hacer la mejor programación del gran número de diferentes acciones (para la totalidad de la planta) para poder coordinar los recursos y ajustarlos a los tiempos de parada previstos.

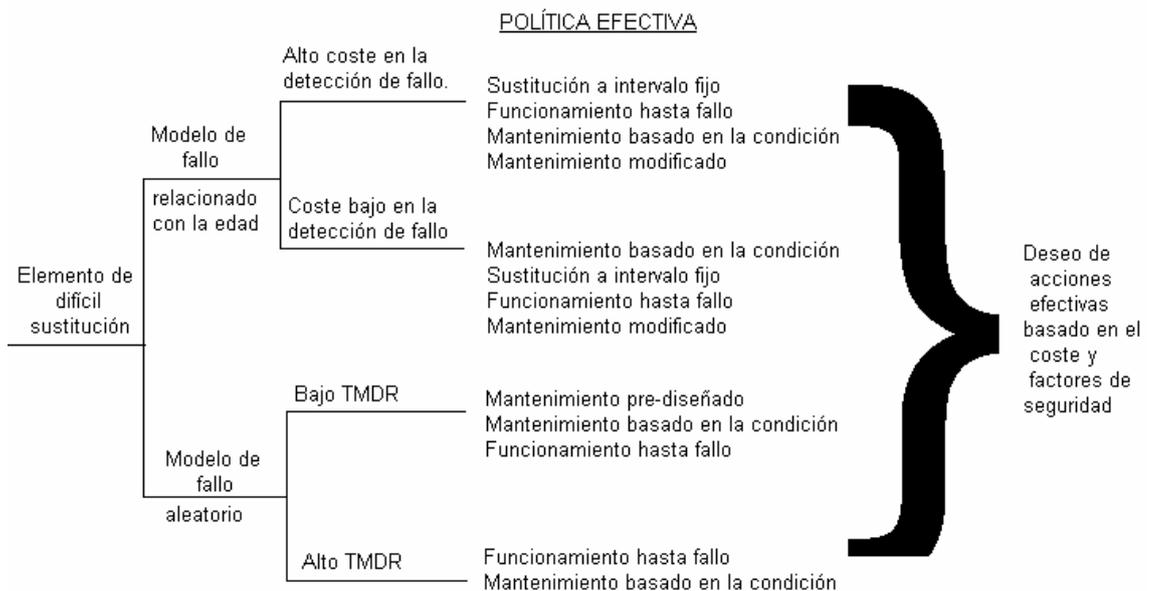


Figura 4.4. Selección de las políticas de mantenimiento para ítems de planta complejos

- ✓ De difícil sustitución. Los factores principales de equipamiento, seguridad y coste pueden ser clasificados en orden de importancia, y normalmente eso será todo lo necesario para seleccionar la mejor política de mantenimiento. La figura 4.4 muestra que las características del comportamiento a fallo del equipo pueden usarse para determinar las

políticas efectivas y que los factores de seguridad y coste pueden emplearse entonces para determinar la política más deseable.

- ✓ No-sustituibles. Debido a que no se espera que fallen, se debe asumir que no necesitan ninguna acción concreta. Sin embargo, en el caso anómalo de que falle, dicho fallo deberá ser registrado, analizado y cuando sea necesario, se identificará la política de mantenimiento apropiada o la modificación de su diseño (como se muestra en la figura 4.4)

Para deducir la mejor política, sólo en contadas situaciones será necesario construir sofisticados modelos estadísticos, matemáticos o de coste.

- ✓ La política de sustituciones a intervalo fijo es normalmente la más útil para los equipos de fácil sustitución, de bajo coste.
- ✓ La política de mantenimiento basado en condición es normalmente la más útil para los equipos de difícil sustitución, de alto coste.
- ✓ En todos los equipos que tengan alto coste de mantenimiento, sustituibles o no.
- ✓ Cuando no sea efectiva o deseable ninguna acción de mantenimiento preventivo o modificado, el equipo se operara hasta su fallo.

4.3.4 Programa de mantenimiento preventivo

Este tipo de industrias, con funcionamiento a 24 horas, no puede permitirse paradas por averías, por lo que exigen un mantenimiento preventivo en la mayor parte de su maquinaria e instalaciones para permitir la continuidad de funcionamiento.

Las suministradoras de energía eléctrica están obligadas a realizar un nivel de mantenimiento que garantice la continuidad de suministro.

Cuando los análisis individuales estén finalizados, se examinarán entonces las acciones relacionadas y las periodicidades en conjunto con el objeto de encontrar oportunidades de coordinación (mediante la programación conjunta, en periodos fijos, de todas las acciones a realizar sobre un grupo de equipos o en una unidad). Esto llevará a un compromiso entre los programas individuales óptimos, el uso más económico de la mano de obra y la máxima disponibilidad de la planta. Estos periodos predeterminados deberán tener una tolerancia en tiempo para admitir contingencias tales como la incertidumbre en la planificación de producción. De este análisis resultan los programas de inspección, de lubricación, de otros servicios y de las revisiones generales.

4.3.5 Líneas maestras del mantenimiento correctivo

Cuando la planta es nueva, incluso después de haber realizado los análisis mencionados con anterioridad, resulta difícil predecir el nivel y la naturaleza de la carga de mantenimiento correctivo. Durante la vida inicial de la planta la predicción es muy imprecisa y dependerá fundamentalmente de la información proporcionada por los fabricantes y de la experiencia de los ingenieros de planta. Obviamente, esta predicción mejorará con la vida de la planta, y en consecuencia la carga de mantenimiento correctivo podrá ser planificada con mayor precisión. La decisión crítica a éste respecto es fijar el nivel de repuestos en existencias. Cuanto más se tengan, menor será el coste de indisponibilidad en caso de fallo, y además será más fácil programar el mantenimiento correctivo; pero por otro lado, los costes de inmovilizado serán cada vez mayores. El problema del gestor de mantenimiento es el de minimizar la suma de estos costes, para lo que es esencial identificar las unidades de los equipos críticos de la planta y asegurarse que se adopta el mejor plan de mantenimiento correctivo.

4.3.6 La organización del mantenimiento

La organización de mantenimiento necesaria para responder a ésta carga de trabajo estimada implica a tres áreas principales en la toma de decisiones: la mano de obra, la estructura de mantenimiento y los sistemas de planificación de los trabajos. Este difícil problema de gestión se trata con detalle en el siguiente capítulo.

4.4 La estrategia de sustitución

En el apartado 4.1 se hizo referencia a la posibilidad de estimar la frecuencia de mínimo coste de sustitución para los equipos de las plantas (sustitución a intervalo antes del fallo) usando la teoría de la sustitución. El cálculo del momento óptimo para cambiar el vehículo propio es probablemente el ejemplo más conocido de este tipo. Estos problemas de sustitución han proporcionado un abundante terreno para los teóricos de la investigación operativa; desarrollándose teorías matemáticas muy complejas y elaboradas sobre situaciones altamente hipotéticas, para el placer del intelecto pero de escaso uso práctico. Lo mismo ha ocurrido con los problemas de inventario o los de colas (discutidos en los capítulos 6 y 7).

En el mundo real las decisiones de sustitución tienen que tener en cuenta una multitud de factores: costes de funcionamiento, reparación y adquisición (con sus variaciones), ganancias estimadas con su venta, patrón de fallo, oportunidades debidas a paradas estacionales o legales, posibilidades de reacondicionamiento,

consideraciones fiscales (incentivos fiscales, derechos de aduana por la importación, etcétera), coste de los préstamos, obsolescencia, alternativas de inversión, etc. Cuanto más de estos factores se incluyan en el cálculo, tanto más se multiplica la complejidad de su tratamiento.

Por eso, los modelos de sustitución solo tienen en cuenta unas pocas variables, las más importantes para cada caso, y dan, debido a ello, una aproximación. Además, según la opinión del autor, los modelos son de escasa aplicación. Los problemas de sustitución en la industria están dominados por una o dos restricciones bien claras que conducen sin dudas a la política a aplicar; adicionalmente, los cambios en los factores externos pueden ser muy grandes, muy rápidos e impredecibles.

No obstante, el siguiente ejemplo muy simplificado se muestra como ilustración. Es de una naturaleza determinística tal, que los costes medios y sus tendencias son bastante predecibles, como lo sería en el caso de una unidad de equipamiento importante.

Modelos como éstos pueden desarrollarse en formas tan sofisticadas como se quiera; el siguiente paso, por ejemplo, podría ser incluir en el coste el descuento por flujo de caja. Mediante modelos dinámicos se pueden obtener estimaciones de costes y ganancias sensibles a los cambios, aunque habría que justificar el coste de estos modelos. Para algunos casos específicos se han desarrollado métodos especiales, por ejemplo el método de límite de reparación para flotas de vehículos.

4.5 Planificación del mantenimiento correctivo

La organización y planificación del mantenimiento correctivo implica considerar una serie de factores:

- ✓ Organización técnica y administrativa.
- ✓ Suministro de repuestos a través del almacén de repuestos y el taller auxiliar.
- ✓ Herramientas y útiles para efectuar los trabajos.
- ✓ Formación y calificación del personal profesional para la detección y el diagnóstico de averías.

Para llevar a efecto un mantenimiento por averías efectivo es necesario informar de los trabajos efectuados, calcular el coste de cada reparación y de repercusión en la parada de los sistemas de producción.

Todo ello se soporta en una serie de documentos que conforman un banco de datos e históricos de las maquinas y equipos.

Hay que señalar que cada responsable de mantenimiento debe saber aprovechar al máximo estos documentos, incluyendo otros auxiliares o bien eliminando alguno de ellos, según las dimensiones del servicio de mantenimiento y los objetivos a alcanzar.

4.5.1 Parte de averías

Este documento, en el formato previsto al efecto, será emitido por el operador de fabricación en el se detallan los siguientes datos:

- ✓ Máquina o equipo y línea o taller de implantación.
- ✓ Tipo de avería o diagnostico.
- ✓ Fecha y hora de emisión.
- ✓ Datos de intervención (mano de obra, recambios, costes, etcétera.)

Si se trata de un servicio de mantenimiento descentralizado, será el responsable del equipo de mantenimiento de la línea afectada el que reciba el parte entregándolo al profesional asignado para llevar a cabo el trabajo.

Una vez terminado el mismo, éste cubrirá los correspondientes apartados del parte de averías relacionados con la intervención, así como emitirá un informe resumido de los trabajos realizados en la reparación, incluyendo en dicho informe la identificación de los materiales y los recambios utilizados, a continuación, el responsable del trabajo efectuara un control de la intervención y recabara el visto bueno.

Se indicara la fecha y hora en que se finalizo la reparación. Realizando esto, el parte de averías será entregado en la sección técnico-administrativa del mantenimiento para cubrir los siguientes datos:

- ✓ Coste de mano de obra empleado en la reparación.
- ✓ Coste de material y recambios empleados.
- ✓ Valoración del coste total de la reparación.

Si se dispone de un sistema de gestión de mantenimiento por ordenador, todos estos datos se introducirán en el mismo en cada intervención, eliminando los documentos citados.

4.5.2 Historial de averías

Los datos técnicos y económicos de las diferentes intervenciones correctivas realizadas en cada maquina o equipo han de quedar registrados para un posterior análisis. Dichos datos serán reflejados en la ficha de historial de averías. También se incluirán los datos relativos a los recambios utilizados.

En la oficina de mantenimiento se abrirá un fichero conteniendo una ficha por cada maquina y equipo, sobre la cual se irán cubriendo los siguientes datos recogidos de los diferentes partes de averías:

- ✓ Fecha y nº del parte de averías.
- ✓ Órgano donde estuvo localizada la avería.
- ✓ Detalle de los trabajos realizados.
- ✓ Horas de parada de maquina o instalación.
- ✓ Horas de intervención.
- ✓ Importe de los materiales y recambios empleados.
- ✓ Importe total de cada reparación.

No obstante, con un sistema informatizado de la gestión del mantenimiento (GMAO), es posible centralizar toda esta información.

4.5.3 Suministro de repuestos

Hay casos en que la reparación puede consistir en un simple ajuste o puesta a punto de algún componente o conjunto de la maquina o equipo afectado. Pero en la mayoría de los casos, tanto si la reparación es por rotura o desgaste como se es preventiva, ha de reemplazarse el elemento averiado por uno nuevo, aunque el primero pueda ser recuperado o reconstruido. Para documentar la utilización del elemento de recambio es posible utilizar un vale de materiales que habrá de presentarse en el almacén de recambios.

4.5.4 Taller auxiliar de apoyo logístico

La máxima previsión contra las paradas por averías sería la existencia de un almacén con todos y cada uno de los elementos existentes en la maquinaria que se encuentra en producción. Conseguir este grado de seguridad es antieconómico ya que el capital de inmovilizado sería enorme.

Debido a esto, el almacén ha de disponer de los repuestos tanto estándares como específicos de los diferentes equipos productivos sujetos a posibles desgastes

o roturas, mientras que para desgastes o roturas no previstas, el servicio de mantenimiento ha de disponer de un taller auxiliar propio o contratado que ayude a la construcción de los repuestos solicitados y sin existencia en almacén.

Estos talleres auxiliares deben estar ubicados junto al almacén de piezas de recambio y de materiales en bruto.

En nuestro caso particular nos encontramos con que el taller auxiliar sería el segundo taller que se encuentra ubicado en otro parque eólico pero que en caso de serios problemas se podría disponer de él debido a su proximidad.

4.6 Planificación del mantenimiento preventivo.

El mantenimiento preventivo exige una programación estricta, en la que no deba de actuarse en ningún momento de forma improvisada. Para ello es necesario una planificación previa de las distintas actividades a desarrollar. Entre estas actividades se incluyen: limpieza, control, visita de inspección, engrase, sustitución de elementos y piezas, reparaciones programadas, intervenciones de profesionales del mantenimiento, etcétera.

Todas estas actividades deben ser asignadas al personal correspondiente o mediante referencias las prescripciones técnicas de seguridad del trabajo a desarrollar.

La planificación del mantenimiento preventivo permite tener una visión global y concreta de todas las acciones de prevención previstas para una planta industrial determinada.

El objetivo fundamental de la planificación del mantenimiento preventivo no ha de basarse exclusivamente en conseguir la continuidad de funcionamiento del proceso productivo y en la reducción de costes globales, también se han de considerar los aspectos de seguridad de los trabajadores y de las instalaciones, así como la calidad del producto obtenido.

Dada el importante volumen de información y de variables, que normalmente se maneja en la planificación del mantenimiento, es posible recurrir a bases de datos gestionadas por sistemas informáticos que faciliten la sistematización del mismo.

Una adecuada planificación del mantenimiento preventivo implica considerar los siguientes puntos:

- ✓ Inventario de equipos
- ✓ Nivel de mantenimiento preventivo a aplicar.
- ✓ Frecuencia de intervención preventiva.
- ✓ Optimización del plan de mantenimiento preventivo.

4.6.1 Inventario de equipos

El inventario de equipos existentes consiste en conocer el número y características de las maquinas, aparatos e instalaciones en un centro industrial. Sea cual sea el equipo que se analice, la cantidad de datos que se podría conseguir es prácticamente ilimitada, por lo que es necesario hacer una selección de los que mas interesan desde el punto de vista del mantenimiento.

En general, los datos básicos que son necesarios conocer para cada equipo son los siguientes:

- ✓ Número de referencia o código de empresa.
- ✓ Denominación usual.
- ✓ Emplazamiento (línea de producción y centro de gastos.
- ✓ Año de adquisición.
- ✓ Fabricante, distribuidor, y representante más significativo.
- ✓ Referencia y número de serie del fabricante.
- ✓ Características básicas (medidas pesos, etc.)
- ✓ Coste de adquisición o inversión aplicada.
- ✓ Coste de los equipos complementarios para su funcionamiento.
- ✓ Instrucciones de mantenimiento preventivo y normas de revisión.
- ✓ Rodaje e instrucciones de lubricación del fabricante.
- ✓ Características de los motores eléctricos y consumo de energía.
- ✓ Observaciones varias.
- ✓ Datos históricos tomados de la experiencia.

Para la recopilación de estos datos es posible utilizar una base de datos asistida por un programa informático. Es importante el empleo en exclusiva de un fichero individual para cada equipo.

La identificación de cada elemento de trabajo exige una numeración o codificación que, en general, debe coincidir con la del fichero de características del mismo, si bien su posición en el fichero general debe de poder determinarse tanto por la numeración correlativa, como por la agrupación de equipos idénticos (motores, transformadores, etcétera), o por su emplazamiento dentro de la línea de producción.

En cada ficha de equipo se han de indicar referencias para la localización de información complementaria, así como a las instrucciones de mantenimiento dictadas por el propio fabricante del equipo. Además, junto con cada ficha de equipo se ha de anexar o relacionar las informaciones correspondientes a las averías e incidentes producidos.

De esta manera se constituye el historial de averías y paradas de cada equipo desde su implantación en fábrica, con su consiguiente estudio de costes, tanto en el apartado de mano de obra como de materiales utilizados.

4.6.2 Nivel de mantenimiento preventivo a aplicar

Una vez se dispongan de los datos enumerados en el apartado anterior, será necesario seleccionar los equipos y máquinas a los que se les van a realizar intervenciones preventivas. En principio, deben considerarse todos los equipos que por su criticidad deban de incluirse dentro del programa de mantenimiento preventivo.

Estos equipos serán los que tengan una relación directa bien con la seguridad o con la producción y su calidad. Puede ser económicamente interesante no incluir en el plan la maquinaria o equipos de poco valor o fácil sustitución en el momento de producirse la avería, y cuya parada debida a esta no sea crítica para la continuidad de la producción.

A continuación, a título de ejemplo, se incluyen unos porcentajes ideales a incluir en programas preventivos.

- Instalaciones y equipos de generación eléctrica.....100%
- Máquinas e instalaciones de producción.....75%
- Alumbrado.....50%
- Material de manejo y transporte.....60%
- Equipos que presentan riesgos de seguridad.....100%

Para los equipos o máquinas donde no resulte claro el nivel del mantenimiento preventivo a aplicar será necesario demostrar la rentabilidad económica de su aplicación.

Para determinar si se considera el mantenimiento preventivo en estos casos e incluso en que medida, es posible calcular y representar los costes de mantenimiento preventivo frente a los de mantenimiento correctivo.

Supóngase un equipo al que solo se le realiza engrase y cambio de aceite; el coste de mantenimiento preventivo se considera nulo. El coste de mantenimiento correctivo vendrá dada por la cantidad A_0 . Si aumentamos la cantidad de mantenimiento preventivo, por ejemplo con análisis de vibraciones, se tendrá un coste de preventivo B_1 y un coste de correctivo A_1 .

A_1 descenderá si con el mantenimiento preventivo se logra reducir el coste debido a fallos. Si se sigue aumentando las operaciones preventivas hasta la revisión completa del equipo, se ira obteniendo una serie de valores de los dos costes, preventivo y correctivo.

En ambos costes debe tenerse en cuenta el coste de parada del equipo para realizar cada uno de los costes de mantenimiento del equipo.

En la figura vemos todos los valores, se obtendrá unas curvas

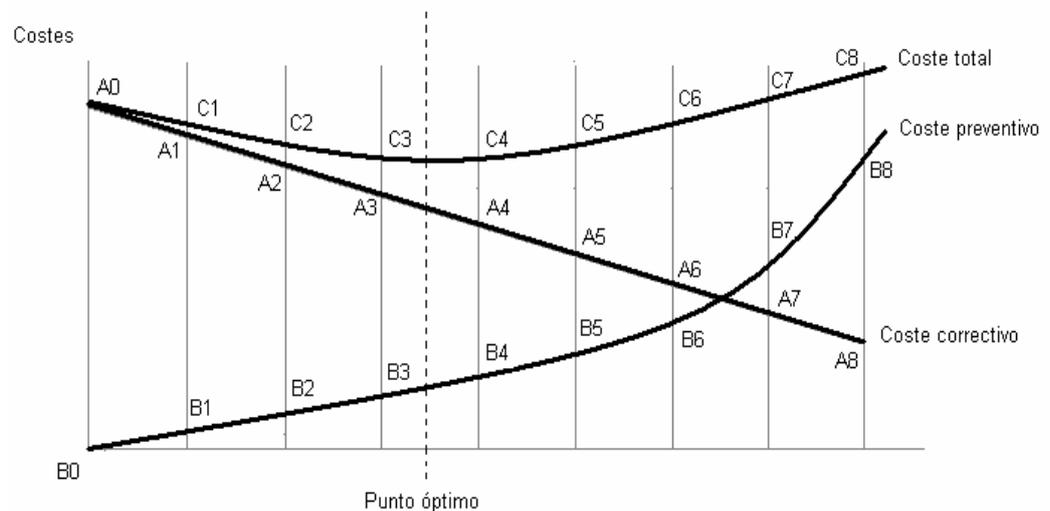


Figura 4.5 Obtención del nivel óptimo de mantenimiento preventivo.

El coste total, obtenido como suma de los costes de correctivo y preventivo para cada nivel de intervención, también es representado en la grafica. Dicha curva de coste total tendrá un punto mínimo. Este marcará la cantidad de mantenimiento preventivo a aplicar para obtener un coste integral óptimo. El punto de coste integral mínimo puede no coincidir exactamente con una cantidad determinada de mantenimiento preventivo.

4.6.3 Frecuencia de intervención preventiva

Durante las intervenciones de mantenimiento preventivo se cambian sistemáticamente ciertos componentes por estar cerca del final de su vida útil. El problema es el desaprovechar cierta vida residual de los componentes.

Considérese una determinada pieza o elemento por la que según los datos históricos o según la información facilitada por el fabricante garantiza una duración entre x_1 y x_2 horas de trabajo.

La oscilación entre estos dos valores se denomina oscilación de la vida probable R .

La forma de calcular la vida de las distintas piezas dependerá de que se este en condiciones de incertidumbre objetiva o subjetiva dependiendo si la información del fabricante es buena o no.

A partir de los valores de trabajo de la menor vida probable x_1 , la mayor vida probable x_2 , y de la oscilación de la vida probable R , se puede plantear tres situaciones diferentes para determinar la frecuencia de intervención:

1. Si R es mucho menor que x_1 , las oscilaciones de vida por encima de la menor vida probable serán pequeñas. Si se opta por un cambio sistemático de la pieza cuando alcance las x_1 horas de funcionamiento, se estará desperdiciando vida residual del componente pero de manera limitada.

La ventaja que se obtiene dejando que la pieza sobrepase su menor vida probable x_1 es muy pequeña.

Por tanto, para dicha pieza interesara sustituirla de forma cíclica según el valor de su menor vida probable.

2. En el caso de que R sea algo mayor que x_1 , si se realiza el cambio al alcanzar ese valor, la probabilidad de que se este desaprovechando vida residual del componente es elevada. Por otra parte, solo se tiene garantía de que la pieza alcanzara x_1 horas de funcionamiento. En este caso, pueden darse dos situaciones: que la pieza no ocasione daños adicionales, o que si ocasione daños de consideración. En el primer caso, debe establecerse un ciclo de revisión menor que x_1 y cambiarla cuando aparezcan síntomas de deterioro. Para el cálculo de los stocks de

repuestos se considera al menos una vida igual o menor que la mayor vida probable x_2 . En el segundo caso, debe establecerse un ciclo de sustitución de la pieza a la menor vida probable X_1 .

3. En el caso de que R sea mucho mayor que x_1 , cualquier previsión de la vida de la pieza resultaría inútil. Es necesario en este caso efectuar una vigilancia continuada sobre la actuación de dicha pieza por medio de revisiones muy frecuentes. La frecuencia de la inspección dependerá de lo crítico que resulte una avería en dicha pieza.

El mantenimiento preventivo debe partir de una buena ingeniería de la fiabilidad, haciendo correctas estimaciones de la vida de los componentes y piezas, de tal forma que no se asuma los riesgos que supone tener una avería catastrófica en plena producción, pero tampoco se cambien piezas en excelente estado de funcionamiento.

Por ello es importante disponer de un sistema de recogida de información sobre todas las intervenciones de mantenimiento para obtener un buen historial de cada máquina.

Una vez diseñado, realizado y ejecutado el plan de mantenimiento preventivo, y apoyado en cada caso por toda la documentación necesaria, es preciso no estancarse en su concepción sino optimizarlo de manera continua. Para ello se constituirá un grupo de trabajo especializado que se encargue de tal cometido. La optimización es necesaria puesto que la situación de las plantas industriales es cambiante con el tiempo. La renovación de equipos y máquinas, el cambio en los programas de fabricación, la ampliación de líneas o instalaciones, la alteración de la estrategia empresarial etcétera, hacen necesario la mejora permanente del plan de mantenimiento.

5. Organización de los recursos de mantenimiento

5.1 Introducción

La organización de los recursos de mantenimiento para una carga de trabajo variable y de diversos oficios constituye un complejo problema de gestión que implica a las tres áreas de la organización que se ocupan de establecer la toma de decisiones, esto es aquellas relacionadas con:

- ✓ La variedad, localización y tamaño de los recursos (mano de obra, repuestos, equipamiento) de mantenimiento.
- ✓ El tipo y la naturaleza de la estructura de mantenimiento.
- ✓ Los sistemas de planificación y programación necesarios para ajustar los recursos a la carga de trabajo.

La discusión estará por tanto limitada a los problemas que en particular atañen a la organización de mantenimiento.

Las organizaciones de mantenimiento pueden adoptar infinidad de formas, siendo la mejor, para cada caso en particular, la determinada por una consideración sistemática de los factores influyentes, muchos de los cuales están interrelacionados. Tal como se puso de manifiesto en el capítulo 4, el problema de mantenimiento es dinámico, y la organización requerirá de modificaciones a medida que los factores cambien.

5.2 La estructura de los recursos de mantenimiento

El objetivo es fijar la variedad, localización y tamaño de los recursos que mejor respondan a la carga de trabajo de mantenimiento. Para conseguir esto es necesario comprender las características generales de la carga de trabajo y tener unos conocimientos adecuados de los recursos de mantenimiento. El problema básico es el de compensar el coste de la indisponibilidad con la utilización de los recursos de mantenimiento siendo el único factor importante e influyente el coste de la indisponibilidad.

La carga de trabajo se divide en dos categorías:

1. La carga determinista. La que se puede planificar y programar a largo plazo, por ejemplo, el mantenimiento preventivo, los proyectos de modificación y una parte del mantenimiento correctivo.

El recurso clave a este respecto es la mano de obra, siendo secundarios aunque estrechamente relacionados los repuestos y el equipamiento. El control y la organización de repuestos serán tratados en el Capítulo 7.

2. La carga probabilista. Aquella que puede programarse sólo a corto plazo, por ejemplo, mantenimiento correctivo y de emergencia. Como mucho solo se conocerá el nivel medio de ésta.

La naturaleza fluctuante de esta última, la cual implica un cierto nivel de costes indirectos, constituye la mayor dificultad organizativa.

5.2.1 Tamaño de la plantilla

Si la carga de trabajo es fundamentalmente determinista, no será difícil el determinar los tamaños óptimos para los oficios. Sin embargo, en la mayoría de las situaciones la carga de trabajo contiene una gran componente probabilista. Esos trabajos se presentan con incidencias y duraciones aleatorias y son normalmente urgentes. Se analiza mejor si se considera que es una cola compleja.

El objetivo básico debe ser alcanzar un tamaño y estructura de la plantilla que minimice el coste total de la mano de obra y de los tiempos de espera (otras consideraciones relacionadas como las reglas de prioridad, estructuración de trabajos, ratio de trabajo, etcétera serán discutidas en el apartado 5.4.)

Si la plantilla resulta pequeña, los costes indirectos debido al sistema de cola serán altos. Por el contrario, si es amplia, los costes de la mano de obra serán altos. Claramente el factor crítico es el coste de la indisponibilidad y, cuando este coste sea alto, se tendrá que aceptar una baja ocupación de la plantilla como solución óptima.

Se puede mejorar la ocupación si la estructura admite que las cargas pico se compartan, bien con el taller central o bien con mano de obra contratada. Obviamente, el problema de la ocupación es cada vez más fácil de solucionar cuanto mayor sea la proporción de trabajos programados ya que será entonces mucho más fácil igualar las cargas de trabajo, mediante una buena planificación y supervisión.

Para estimar la cantidad óptima de oficiales y su distribución, pueden utilizarse técnicas de investigación operativa tales como la teoría de colas y simulaciones por ordenador (véase el capítulo 6). Sin embargo, en la mayoría de los casos, una clara comprensión de la situación de mantenimiento acompañada de unos cálculos

eficientes de los costes permitirá desarrollar una acertada estructura de los recursos, ajustándola posteriormente cuando sea necesario.

5.3 La estructura de mantenimiento.

No existe un modelo de estructura organizativa ideal para mantenimiento. Cada estructura se deberá basar en los principios de la teoría administrativa y deberá ajustar la complejidad del trabajo de mantenimiento con el espectro de recursos. Esto es, la estructura de la organización deberá diseñarse en conjunción con, y para servir a, la estructura de recursos.

En nuestro caso particular, la estructura de mantenimiento podría ser la representada en la figura 5.1, teniendo en cuenta que los cargos de ingeniero de mantenimiento, superintendente de mantenimiento e ingeniero de planificación recaen en una misma figura dado que el volumen de trabajo es relativamente reducido y el número de empleados en el parque es demasiado pequeño por lo que una misma persona puede asumir las tres funciones.

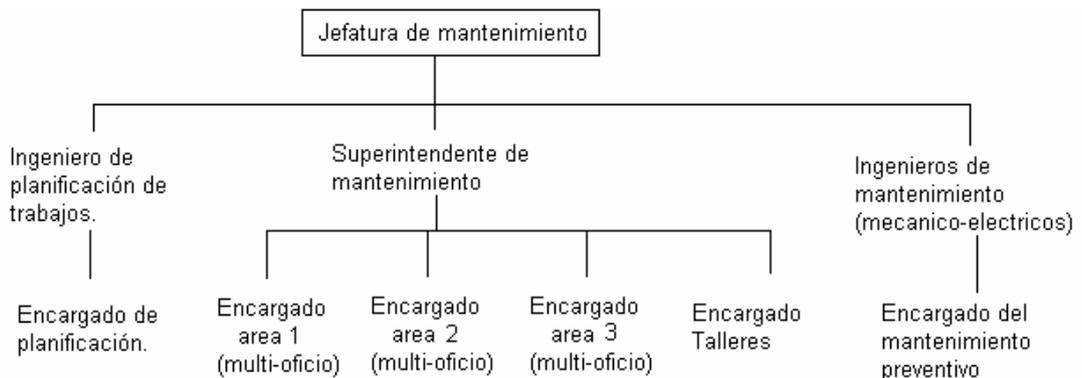


Figura 5.1.- Estructura de mantenimiento, dividida según la función del trabajo

5.4 Planificación y programación de trabajos

5.4.1 Introducción

Los apartados anteriores han tratado de asegurar que se disponga del nivel adecuado de recursos, y que éstos estén correctamente localizados y dirigidos, para responder a la carga de trabajo de mantenimiento. Esto puede ser considerado como la estática de la gestión de mantenimiento. Ahora se tratará la dinámica de la gestión de mantenimiento, esto es, el diseño de una planificación de trabajo eficaz junto a unos procedimientos de programación y control. De forma simplificada, la función de dichos procedimientos es la de obtener los recursos necesarios en el lugar adecuado,

para realizar el trabajo deseado en el momento justo. El objetivo de dichos procedimientos es el de llevar a cabo estas funciones con el mínimo coste global.

5.4.2 Fundamentos de la planificación de trabajos de mantenimiento

Cuando se está diseñando un sistema de planificación de trabajos de mantenimiento, es esencial seguir las reglas básicas del control de trabajos. Las más importantes son:

- ✓ El planificador de trabajos debe tener la autoridad (o acceso a ella) para tomar aquellas decisiones necesarias que afecten a la carga de trabajo o a los recursos (por ejemplo: Asignación de prioridades).
- ✓ El planificador de trabajos debe tener la información adecuada, en el momento justo, tanto de la carga de trabajo existente como de los recursos disponibles.

Para satisfacer las dos reglas anteriores, resulta esencial, en la mayoría de las situaciones, el tener diferentes niveles de planificación de trabajos, siendo entonces necesario seguir una tercera regla.

- ✓ Las áreas de responsabilidad de los niveles de planificación, así como las líneas de comunicación entre ellos, debe quedar claramente definida.

Además de seguir estas reglas (las cuales son obvias, pero frecuentemente abandonadas) resulta necesario tener un conocimiento profundo de los efectos de las características de la carga de trabajo en el funcionamiento del sistema de mantenimiento.

La carga probabilística consta de mantenimiento correctivo y de emergencia. Su incidencia es aleatoria, los tiempos de reparación sufren grandes variaciones, conociéndose como mucho la carga media. La carga de trabajo y la situación de reparación se pueden representar por un modelo de cola. En estas situaciones, la función del departamento de mantenimiento es:

1. Localizar la disfunción.
2. Diagnosticar el fallo.
3. Prescribir la acción necesaria para corregir la disfunción.
4. Decidir sobre la prioridad de ese trabajo.
5. Planificar los recursos necesarios para llevar a cabo el trabajo.
6. Programar el trabajo.

7. Dar las instrucciones del trabajo.
8. Comprobar que el trabajo se ha realizado correctamente.

Esta resulta ser una combinación de ingeniería [1 a 3, y 8] y de planificación de trabajos [4 a 6]. La parte más difícil de la planificación de trabajos es la 4, la asignación de la prioridad del trabajo, la cual depende de los costes de indisponibilidad y de la disponibilidad de recursos. Debido a su incidencia aleatoria y a la cantidad limitada de los recursos, estos trabajos sólo pueden ser programados con poca antelación, si se quiere tener cierto grado de cumplimiento.

La carga de trabajo determinista consta de mantenimiento preventivo y de las modificaciones de planta. Se puede planificar en detalle y programar con bastante antelación. Cuando todo el trabajo de un departamento esté realizado por recursos comunes, la política de planificación debería ser la de nivelar la carga total de acuerdo a las prioridades. Resulta entonces necesario disponer de tolerancias para las fechas de comienzo de los trabajos, facilitándose así una integración efectiva de éstos en el plan de trabajo a corto plazo.

Debe hacerse notar que la naturaleza multidisciplinar del trabajo de mantenimiento hace difícil la planificación (especialmente en la nivelación de cargas de trabajo), pero lo importante es que estas cargas separadas tienen que ser coordinadas para realizar la carga total. Además, está el problema de coordinación del uso del equipamiento de mantenimiento y de los repuestos. En un departamento pequeño, el ingeniero y el encargado pueden, con ayuda administrativa, combinarse para llevar a cabo las funciones de ingeniería, planificación y administración del día a día. En un departamento de gran tamaño es mejor dividir estas funciones (véase la figura 5.6), siendo la responsabilidad de la planificación a corto plazo principalmente del encargado y las funciones de coordinación y planificación a mayor plazo responsabilidad de un departamento específico.

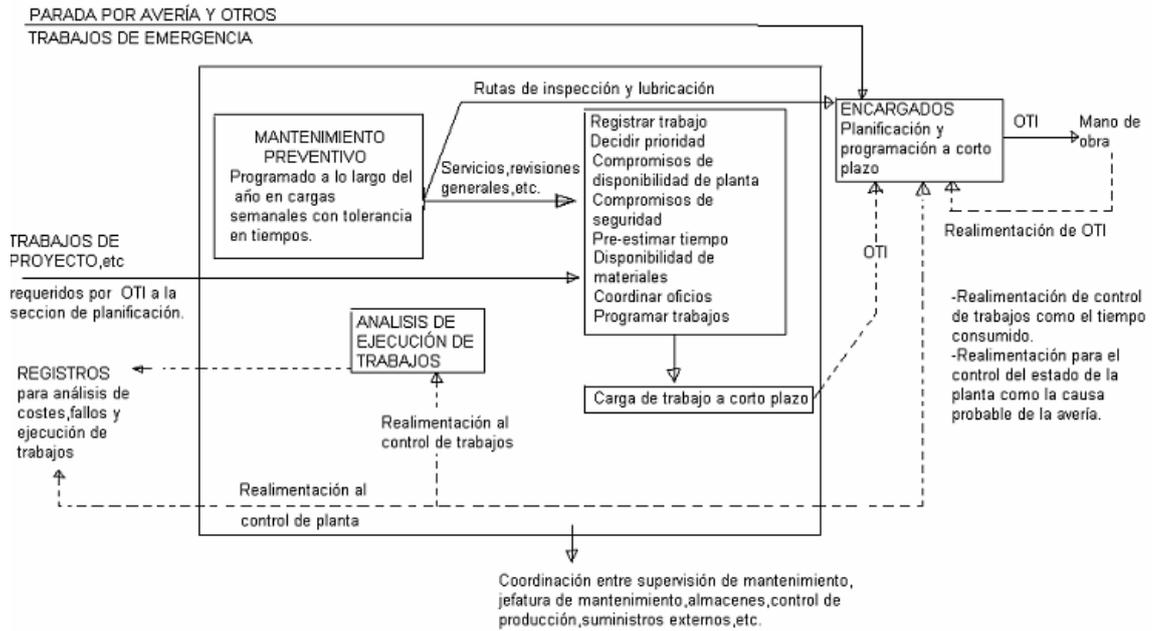


Figura 5.8. Esquema de un procedimiento de planificación y programación de trabajos.

5.4.3 Un Modelo de planificación de trabajos de mantenimiento

En la figura 5.8 se muestra el diagrama de flujo de un procedimiento de planificación de trabajos para un departamento de mantenimiento de gran tamaño parcialmente descentralizado.

Los servicios de mantenimiento son asimismo requeridos para trabajos asociados a proyectos, modificaciones y en general para otros trabajos generados fuera del departamento de mantenimiento, a través de órdenes de trabajo (o.t.). La responsabilidad de la sección de planificación es la de programar estos trabajos de ingeniería junto con los mantenimientos preventivos y correctivos necesarios, pasándole el resultado al encargado en una o.t. con un formato adecuado para su planificación a corto plazo. Los encargados son los responsables de la planificación a corto plazo, y como tal el trabajo generado en las averías pasa directamente a ellos. El encargado podrá ejecutar entonces una o.t. durante o después de una avería, usándose el impreso en este caso principalmente para el control de trabajos.

Son esenciales unas líneas de comunicación efectivas para la planificación y control de los trabajos de mantenimiento. Se requiere una cooperación estrecha entre los oficiales y los supervisores, y entre los supervisores y los planificadores, para poder tener en cuenta una serie de factores tales como prioridad en averías, escasez de recursos, trabajos extra, trabajos incompletos, etcétera. De igual manera, se necesitará de esa misma cooperación entre la sección de planificación y otras

secciones de la planta para definir el procedimiento de asignación de prioridades en averías y otros trabajos, disponibilidad de planta, disponibilidad de repuestos, etcétera.

La realimentación de las o.t., junto con las fichas de tiempo, pueden constituir una excelente fuente de información para la planificación de trabajos, en particular para la planificación y programación de trabajos de modificaciones y de proyectos. Con el análisis de esa realimentación se puede obtener el tiempo medio por periodo que cada oficio necesita en cada área de la planta para la realización de los trabajos. Estos tiempos medios servirán de base para la planificación a lo largo de varios períodos. La planificación se actualizará al final de cada período, pudiéndose requerir un aumento de los recursos si fuese necesario.

Ya se ha indicado que la planificación y programación del mantenimiento preventivo forman parte del procedimiento general de planificación. En este punto resultaría útil tratar con más detalle las bases de documentación, planificación y realimentación del mantenimiento preventivo.

Catálogos y archivo de la planta. Éstos constituyen un requisito esencial para un sistema de mantenimiento, sea preventivo o no. Se deberá tener en ficheros adecuados, clasificados por equipos y elementos, identificados según la localización y el proceso, para cada equipo de la planta los siguientes datos:

- ✓ Información de la unidad: fabricante, asistencia técnica, detalles esenciales de la planta, disponibilidad de repuestos, referencias cruzadas entre archivos y planos.
- ✓ Fichas de mantenimiento preventivo: tipo de trabajo, frecuencia, oficios, tiempos, etcétera.
- ✓ Historial de la planta: trabajos de mayor envergadura realizados, costes, registro de averías, acciones correctivas, etcétera.

Programación de trabajos. La carga anual de mantenimiento preventivo es dividida en paquetes semanales, con el objeto de equilibrar la carga de trabajo. Esto se suele conseguir con la ayuda de cuadros anuales de planificación y, cuando sea posible, con la asignación de cierta holgura a los trabajos. Para los trabajos de frecuencia mensual o menor, se necesita un procedimiento de activación que indique que trabajos se tienen que realizar en cada semana. Entre los dispositivos de activación están los siguientes:

- ✓ comprobaciones visuales en el cuadro anual de planificación,

- ✓ archivos con fichas índice, útil hasta 5.000 acciones,
- ✓ máquinas de ordenación e impresión, útil hasta 80.000 acciones, por ordenador.

El trabajo de mantenimiento preventivo para cualquier semana puede transferirse a una o.t y pasarse al encargado para la planificación a corto plazo. Para las acciones de mayor envergadura se pueden tener preparadas instrucciones de trabajo detalladas y listas de especificaciones de trabajos, almacenadas en un lugar a disposición de los oficiales de mantenimiento, para usar cuando sea necesario.

Realimentación. Además de la realimentación necesaria para el control de los trabajos, resulta necesaria una realimentación para el control del estado de la planta, por ejemplo, descripción del fallo, causa aparente del fallo, momento del fallo, etcétera. La o.t. puede diseñarse para almacenar esta información, aunque en muchos casos se usará una tarjeta adicional de registro de la planta. Esta información se realimenta a la sección de planificación para que la registre para futuros análisis. Debido a las dificultades habituales para conseguir que los oficiales utilicen los formularios de informes, se deberá requerir sólo la información estrictamente necesaria. Una investigación llevada a cabo recientemente por los autores sobre sistemas de mantenimiento preventivo ha puesto de manifiesto que a menudo han sido los supervisores los que han completado las tarjetas de información de planta.

6. Técnicas cuantitativas de ayuda a la organización de mantenimiento.

Existen varias técnicas cuantitativas que pueden ser útiles para determinar la disposición y tamaño óptimo de los recursos de mantenimiento. De éstas, la teoría de colas y la simulación se tratarán en este capítulo y el método científico de control de stocks en el capítulo 7.

6.1 Modelo de teoría de colas

En la sección 5.2.1 se demostró que las actividades de reparación se pueden representar como un modelo de colas. Se indicaba que la tarea del responsable de mantenimiento es manejar los factores bajo su control para minimizar la suma de los costes directos e indirectos de las intervenciones. Por lo tanto en teoría, puede

- ✓ Variar el número de grupos de reparación
- ✓ Modificar la disciplina de colas

- ✓ Cambiar la estructura del grupo de reparación
- ✓ Aumentar el ritmo de reparación mejorando los procedimientos de trabajos, la motivación o el equipamiento.
- ✓ Reducir el ritmo de entrada mejorando el mantenimiento preventivo o realizando modificaciones en los equipos que aumentan su fiabilidad.

La teoría de colas es el análisis matemático de las situaciones de cola y aunque se ha utilizado para determinar el tamaño óptimo de los grupos de reparación no es lo bastante flexible para reflejar las complejidades del mantenimiento. Sin embargo, aclara la dimensión de las intervenciones de reparación.

6.1.1 Fundamentos

Las figuras 6.1 y 6.2 modelan las situaciones más simples de las colas de mantenimiento. Las tareas llegan al departamento de mantenimiento, esperan en cola, y son tratadas por un equipo de reparaciones.



Figura 6.1 Situación simple de cola monocal

Se forma una cola si la velocidad de llegada supera a la de reparación, y si ésta situación es la habitual se dice que la cola es inestable. Sin embargo, incluso en caso contrario se pueden formar colas si la incidencia de llegadas y la variación de tiempos de servicio son probabilistas, y para periodos cortos, el ritmo de llegadas supera al de reparaciones. Por tanto, en la última situación la longitud de cola cambia continuamente pero siempre es finita y se dice que la cola es estable. Antes de realizar el análisis matemático de un sistema de colas, hay que obtener como mínimo la siguiente información:

1. La distribución de probabilidad expresada como una función analítica o f.d.p. (ver Sección 2.2.2), de los intervalos entre llegadas de tareas consecutivas. Se ha demostrado que la distribución de los tiempos de llegada para las tareas de mantenimiento de emergencia y correctivo es efectivamente una f.d.p. exponencial negativo, puesto que todos los tiempos de llegada son igual de probables y por tanto la incidencia de llegadas por unidad de tiempo tiene una distribución de Poisson.
2. La distribución de probabilidad de los tiempos de reparación expresada como f.d.p.
3. La disciplina de colas, es decir, las normas que gobiernan las colas.
4. La estructura del grupo de reparación (es decir, un solo grupo de reparación, o múltiples grupos en paralelo).

6.1.2 Modelos de cola simple y multicanal

La cola simple (Figura 6.1) supone que tanto la incidencia de llegada como la de servicio son Poissonianas y que rige la disciplina de "primero que llega, primero que sale" (FIFO) sin limitación en la longitud de la cola.



Figura 6.2.- Situación de cola multicanal

λ = Velocidad promedio de llegada de trabajos. = A por unidad de tiempo

μ = Velocidad promedio de servicios de trabajos = J.I por unidad de tiempo

factor de utilización: $\rho = \lambda / \mu$

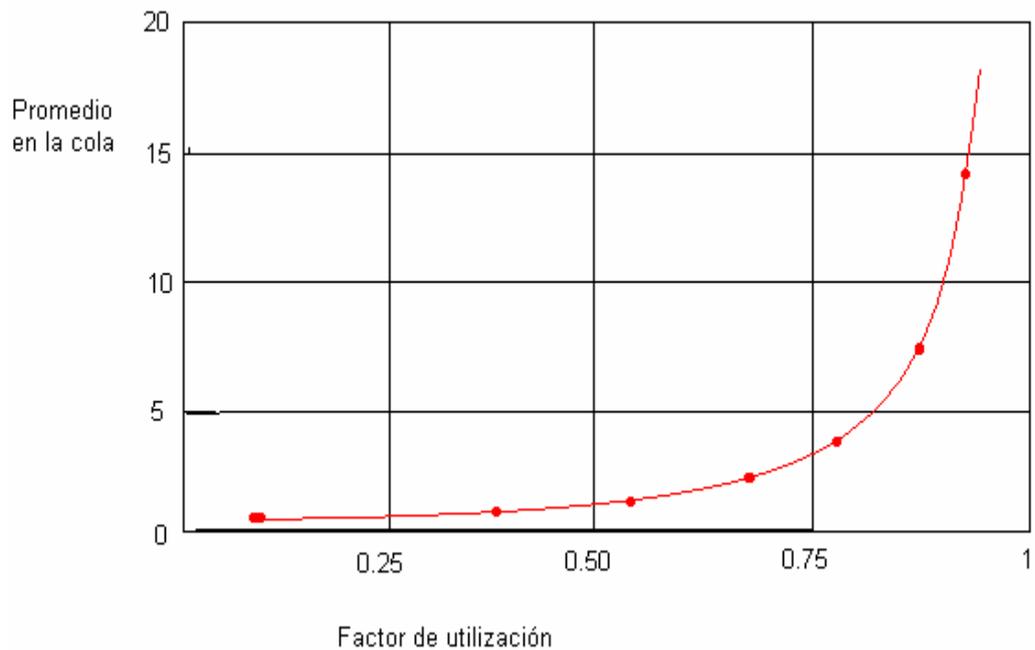


Figura 6.3.- Relación de la longitud de cola con el factor ρ

Entonces la ecuación que gobierna la cola simple puede expresarse como:

- Probabilidad de que n trabajos estén en el sistema. $P(n)=p^n (1-p)$
- La cantidad media de trabajos en cola. $L_q = \lambda^2 / \mu(\mu - \lambda)$
- Promedio de tiempo de espera en cola para un trabajo. $W_q=p/(\mu - \lambda)$

El efecto del factor de utilización, ρ en la longitud de cola se muestra en la Figura 6.3. Sistema = Cola +centro de reparación.

Una de las formas prácticas más evidentes para reducir la longitud de cola es incrementar el número de grupos de reparación. Esto se muestra en el modelo de cola multicanal, figura 6.2. El análisis matemático de dichos modelos es complejo y los resultados quedan mejor representados en tablas o gráficos.

Al ingeniero de mantenimiento le resultará evidente que la aplicación de la teoría de colas al mantenimiento es limitada. La situación del mantenimiento es demasiado compleja para poder ser representada por incluso el más sofisticado

modelo de colas. Las normas de prioridad por sí solas ya representan, en muchos casos, un serio impedimento para una modelización matemática eficaz.

6.2 Simulación

Se trata de una técnica que es lo suficientemente flexible para poder modelizar la complejidad de la situación de mantenimiento. Es una herramienta que se puede utilizar para encontrar solución a los problemas complejos que implican muchas variables que pueden ser, algunas o todas ellas, de naturaleza probabilística. En efecto, la técnica permite la comparación de cursos de acción alternativos, representando en un ordenador, un modelo numérico del sistema de mantenimiento en consideración. Permite comparar diferentes propuestas para cambiar un sistema antes de comprometer grandes recursos.

La simulación se ha utilizado en varios estudios para determinar el tamaño óptimo de los grupos de reparación de mantenimiento. Esta propuesta de modificación de la estrategia de producción hizo surgir la pregunta sobre la estrategia de personal de mantenimiento.

Debemos tener en cuenta que en la práctica conociendo bien el sistema y si éste no es excesivamente complejo podremos llegar a modelizar la situación de mantenimiento sin tener que acudir a la simulación como ocurre en una gran cantidad de casos.

Hay que recalcar que la simulación no ofrece necesariamente una solución óptima. Sin embargo, si el modelo es fiel a la realidad y el tamaño de la muestra lo bastante grande ofrecerá una buena solución. La simulación se ha utilizado para solucionar varios problemas de este tipo. No obstante, existen otros problemas importantes en mantenimiento que la simulación podría ayudar a solucionar: mantenimiento preventivo frente a fallo, mano de obra interna frente a contratada, reparación frente a reposición, frecuencias de inspección óptimas, control de repuestos, y muchas más. Al considerar estos problemas de forma individual la simulación no siempre es el método de solución más fácil o barato. Sin embargo, la mayoría de estas cuestiones están muy interconectados y generalmente no se pueden considerar por separado.

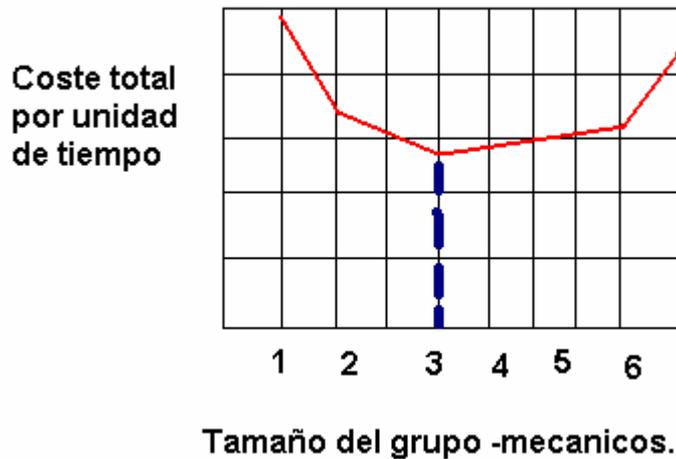


Figura 6.8 Curva de coste total vs tamaño del grupo para nueve mecánicos en servicio.

De ahí la gran ventaja de la simulación, en especial su capacidad de modelar los problemas más detallados y complejos.

7. Costes

7.1 Análisis de los costes del mantenimiento

Los responsables de implantar y desarrollar la política de mantenimiento necesitan herramientas para su gestión. Entre ellas, son fundamentales el análisis de costes y el uso de indicadores de control. El análisis de costes permitirá la toma de decisiones referentes al nivel y tipo de mantenimiento a desarrollar en cada caso.

Con los indicadores de control será posible el establecimiento de objetivos a cumplir a medio o largo plazo mediante la optimización de los recursos disponibles.

Debido a que los márgenes de beneficios actuales de las empresas son reducidos por exigencias de un mercado competitivo, se comprende el interés de una estructura organizativa tendente a una nacionalización de los costes debidos al mantenimiento.

El análisis de costes permitirá la toma de decisiones al responsable de la política de mantenimiento. Entre las decisiones a tomar se pueden citar las siguientes:

- ✓ Establecer un presupuesto anual de mantenimiento.
- ✓ Efectuar un seguimiento de los gastos.
- ✓ Estudiar el nivel de mantenimiento preventivo a aplicar.
- ✓ Verificar la eficacia de las acciones de mantenimiento.
- ✓ Decidir si se recurre a la subcontratación.
- ✓ Estudiar la renovación o reemplazamiento del material productivo.

Hay que tener en cuenta que el coste total de mantenimiento no debe ser superior al coste de parada de la producción, pues se produciría un desperdicio de los recursos utilizados para el mantenimiento.

Tampoco el coste de mantenimiento debe ser inferior al coste de parada de la producción, pues provocara una infrautilización del sistema de producción.

En la grafica de la figura, se observa la forma de variación de los “costes de mantenimiento” y de los “costes de parada de fabricación” en función de la disponibilidad.

El punto optimo correspondiente al valor mínimo de la curva de coste total, al que corresponde el mejor rendimiento operacional, para una determinada disponibilidad, con un coste por intervenciones de mantenimiento igual a los costes de paradas de producción.

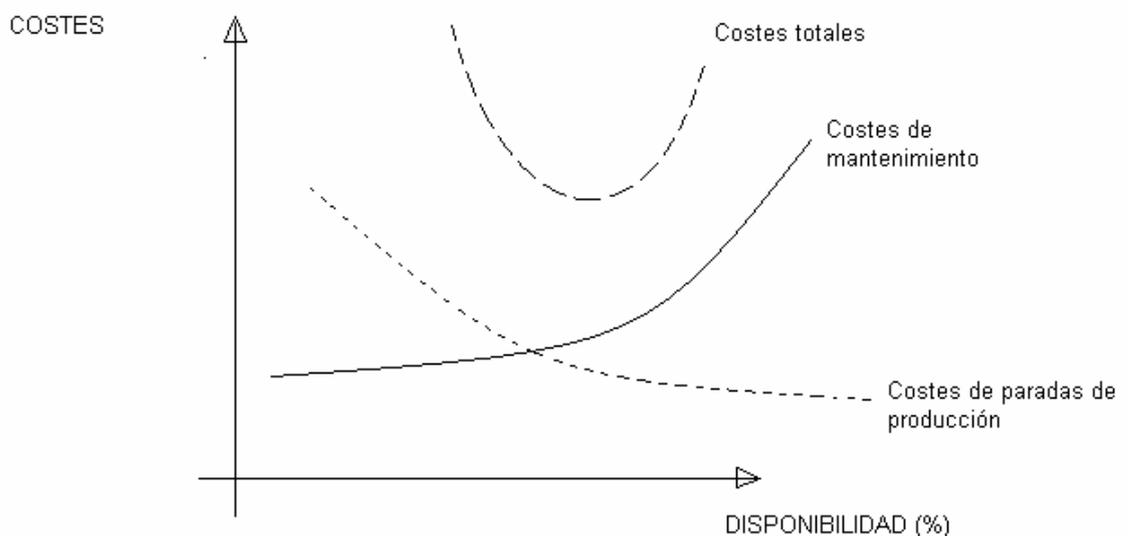


Figura 7.1.- Curvas de costes de mantenimiento y de paradas

En cualquier caso la disponibilidad en cada caso particular estará condicionada por factores del contexto industrial que se considere, debiendo buscarse el equilibrio de costes para la disponibilidad o continuidad de funcionamiento que se precise garantizar. Conviene tener presente que la explotación de un sistema de producción no consiste en obtener un funcionamiento continuo a cualquier precio y tampoco consiste en lograr una disponibilidad máxima sin examinar lo que aporta.

Conviene tener presente que algunos componentes de los costes, tanto de mantenimiento como de paradas de producción, no podrán ser determinados de forma exacta en términos contables. Será necesario estimarlos, por lo que se tendrá una incertidumbre respecto al punto de equilibrio determinado.

El análisis de los costes del mantenimiento hay que realizarlos con detalle por las importantes tomas de decisiones que conlleva. A continuación se analizan los factores que intervienen tanto en los costes directos de mantenimiento como en los costes de parada de producción.

7.1.1 Costes directos de mantenimiento

Los costes totales atribuibles a actividades directas de mantenimiento hay que considerarlas para un periodo de tiempo determinado (mes, año...), aunque normalmente la evaluación es anual. Se pueden clasificar en los siguientes componentes:

a) Costes del personal de mantenimiento

Son los debidos a mano de obra directa del servicio de mantenimiento interno de la empresa. Existirán distintos niveles de salarios según la calificación profesional de cada empleado y la estructura organizativa del servicio de mantenimiento. La tasa horaria, o coste / hora, para cada categoría dependerá de la política salarial establecida por la empresa.

Conviene diferenciar, si es posible, entre costes de personal de mantenimiento correctivo y costes de personal de mantenimiento preventivo. De esta manera se facilita el análisis posterior.

b) Costes de materiales

Hay que considerar el coste de los materiales de recambio o repuestos, tanto si proceden del almacén interno de la empresa como si proceden del exterior. También hay que incluir los costes correspondientes a herramientas, útiles de

mantenimiento en general, y los costes financieros debidos a inversiones de capital de mantenimiento (taller de reparación, equipos de mantenimiento predicativo, vehículos de servicio, etcétera).

c) Costes de gestión

La organización y gestión del mantenimiento implica un cierto volumen de documentos (órdenes de trabajo, partes de averías, históricos de máquinas, etcétera.), el cual implica unos gastos. Si la gestión del mantenimiento esta informatizada (GMAO), habrá que considerar los costes derivados tanto del hardware como del software y del mantenimiento de los mismos.

También, si es el caso, hay que considerar los costes del personal encargado exclusivamente de la administración y gestión del mantenimiento, pues conviene separarlo de los costes del personal del servicio interno de mantenimiento al que se hizo referencia en el apartado a).

d) Costes de posesión de existencias de los materiales y de las máquinas

Hay que considerar los costes financieros que suponen la amortización del capital debidos a su depreciación durante su utilización. También es necesario evaluar las pérdidas y devaluaciones debidas al almacenamiento de los materiales, equipos y máquinas. Este tipo de costes se caracteriza por una tasa de amortización para cada producto. Hay que tener en cuenta los gastos derivados del almacenaje.

e) Coste de los contratos de mantenimiento

En algunos casos, ciertas maquinas y equipos serán mantenidos por un servicio externo, bien del fabricante o bien del suministrador. Las condiciones técnicas de mantenimiento se establecerán en un contrato el cual implica unas cláusulas económicas que serán reflejadas en este apartado de costes.

Por ejemplo podemos reflejar la utilización de la grúa elevadora para el montaje y desmontaje de la góndola o partes internas de ésta.

f) Coste de los trabajos subcontratados

Si parte del trabajo de mantenimiento no lo realiza el propio servicio interno, sino que se encomienda a una empresa externa, entonces se dice que el mantenimiento esta subcontratado. En ocasiones conviene recurrir a la subcontratación para realizar mantenimiento en situaciones de intensa carga de

trabajo, o bien para realizar trabajos muy específicos.

g) Costes varios

Dentro de los costes varios se pueden incluir todos los no considerados anteriormente, pero si imputables al mantenimiento. Como por ejemplo, la formación del personal, los alquileres de equipos, los seguros, los impuestos directos, etcétera.

7.1.2 Costes de parada de producción

También llamados costes indirectos. Conviene diferenciar el tiempo de parada de producción debido al mantenimiento (averías, correctivo programado o preventivo), del tiempo de parada debido a circunstancias de fabricación ajenas a un mal funcionamiento (falta de material, huelga..). En el análisis de costes solo se considera el primer factor. Se puede distinguir:

- ✓ Costes de pérdida de producción: la parada de producción supone una pérdida de producción, también la mano de obra y amortización del material parado.
- ✓ Costes derivados: las paradas de producción pueden producir el incumplimiento de los plazos de entrega. Esto puede ocasionar penalizaciones por retraso, pérdida de clientes y deterioro de la imagen de empresa.

Estos costes son difíciles de evaluar objetivamente.

8. Control de stocks

8.1 Objetivo

Se consideró el mantenimiento como la gestión de un "pool" de recursos dirigido a controlar la disponibilidad de la planta. Estos recursos se subdividían en repuestos, equipos y mano de obra. El ajuste y control del nivel de los mismos se consideró uno de los factores principales en la formulación de la estrategia. Este capítulo trata sobre el ajuste y control del nivel de repuestos de mantenimiento, es decir, la gestión del inventario.

Como en otras actividades de mantenimiento el objetivo principal del control del stock de repuestos es minimizar la suma de los costes asociados directos e indirectos. Los costes directos se pueden reducir a cero mediante la total eliminación del

inmovilizado de repuestos, sin embargo resultan evidentes las consecuencias en la disponibilidad de la planta y por tanto los costes indirectos que se generarán. Inversamente, la disponibilidad de la planta aumentaría mucho si siempre existieran disponibles grandes cantidades de cada uno de los posibles repuestos, pero entonces los costes directos resultarían prohibitivos. La búsqueda del término medio, es decir, el nivel óptimo de inmovilizado por repuestos, y su almacenamiento de forma económica, son los objetivos básicos del control del stock de repuestos.

8.2 Complicaciones

Como todas las demás actividades de mantenimiento esta sencilla tarea está rodeada de complicaciones y casi todas ellas surgen de la variedad y complejidad de los miles de ítems diferentes que se guardan en los típicos almacenes de mantenimiento, así como de la gran variación de sus costes y su frecuencia de uso.

El establecimiento de agrupamientos significativos (por ejemplo, abrasivos, cojinetes, piezas de compresores, metales ferrosos, metales no ferrosos, accesorios de tubería, válvulas, etcétera), subcampos (por ejemplo, fabricante, tamaño, color, etc.), nomenclatura (por ejemplo VALV 1/4 CATE BR 200 E) y catalogación es una etapa preliminar necesaria para cualquier sistema de control. Se han publicado procedimientos que se ocupan de esta compleja tarea.

Los costes y la frecuencia de uso de los diversos repuestos, incluso para una sola planta, son muy diversos. El inventario total de repuestos de una planta se podía dividir en tres grupos, de la forma siguiente:

1. Existencias de seguridad, que no era probable utilizar pero que fueron comprados como seguridad contra fallo.
2. Existencias controladas manualmente, ítems de baja frecuencia de uso, y por tanto gran porcentaje de variación y pobre predicción de su demanda, por lo que el análisis por sistema informático basado en el tipo de enfoque matemático indicado en la sección siguiente, no podía ser usado para determinar las cantidades y los plazos de los pedidos de reposición.
3. Existencias controladas automáticamente, ítems de una frecuencia de uso tan alta, y por tanto pequeño porcentaje de variación y buena predicción de su demanda, que permitían usar la gestión informática en la determinación de pedidos.

Se consideró, como en muchas otras plantas modernas, que el tamaño del grupo (1) quedaba justificado por el alto coste generado por la indisponibilidad que suponía no tener los repuestos en almacén para una planta de proceso de gran producción. Debido al pequeño valor de los ítems implicados, era cuestionable si el control informático resultaba apropiado para este caso. Sin embargo, en cualquier planta, la proporción de tipos de ítems del grupo (3), en oposición a los tipos del grupo (2), se puede aumentar para los equipos existentes estudiando la intercambiabilidad de los repuestos para diferentes equipos, este tipo de enfoque existe en el inventario tecnológico de equipos muy similares. La intercambiabilidad también se puede incrementar almacenando solamente el tamaño más grande de un tipo de repuesto cuyos diferentes tamaños varíen poco y reduciendo, en el taller, la dimensión adecuada al tamaño requerido. Sin embargo, en las técnicas más modernas, la especialización de la planta está muy avanzada y son muy limitadas las oportunidades de intercambio.

La intercambiabilidad se puede introducir durante la etapa de diseño mediante la modularización, es decir, la integración de un subsistema de varios componentes en un ítem o "módulo" estandarizado y fácilmente sustituible. Si falla alguno de los componentes se cambia todo el módulo. La unificación incrementa la intercambiabilidad y la modularización reduce el número de ítems diferentes en el inventario de repuestos.

La intercambiabilidad y la modularización multiplican el número eficaz de ítems, y la frecuencia de uso, en un grupo o subgrupo de repuestos dados.

Los plazos de entrega largos y variables, los problemas de asignación de pedido al nivel de gestión correcto, la posibilidad de reacondicionar algunos repuestos en el taller de mantenimiento, las dificultades de aprovisionamiento y la ubicación de las adecuadas instalaciones de almacenamiento, la rápida caducidad y actualización de la planta, son los otros factores que complican el problema de control de repuestos.

Resulta evidente que el análisis matemático claro y ordenado es estrictamente aplicable al control de tan solo un estrecho rango de repuestos de alta frecuencia de uso. Sin embargo, dicho análisis constituye el punto inicial de cualquier enfoque racional y el resto de este capítulo se dedicará a ello.

En nuestro caso se tiende a reparar la pieza estropeada y después montar, cuando sería más útil montar con repuestos y después reparar la pieza estropeada, ya que así se sigue produciendo energía.

8.3 Método científico de control de stocks

El problema estriba en equilibrar el coste del stock inmovilizado frente el coste de ausencia de stocks. De forma más general, la teoría del control de inventario intenta determinar los procedimientos que minimizarán la suma de los costes de:

- ✓ Ausencia de stocks (pérdida de producción por paradas, coste de alquiler temporal, etcétera).
- ✓ Reposición de stocks (función inversa de la cantidad de pedido, R para cada elemento).
- ✓ Inmovilizado del stock (el interés sobre el capital, seguros, depreciación; sobre un amplio rango de nivel de stocks, los salarios, la electricidad, la calefacción, las instalaciones de almacenamiento, el alquiler y las tarifas se puede considerar como fijos y por tanto no influyen en el análisis de optimización).

8.3.1 Modelo simple de evaluación de cap.

F .W. Harris desarrolló una ecuación para determinar la Cantidad Óptima de Pedido (cap), es decir, el tamaño del pedido de reposición que minimizará la suma de los costes de inmovilizado y de renovación de stocks. El tratamiento más simplificado es el siguiente.

Los stocks se renuevan a intervalos regulares, pudiéndose considerar el plazo de entrega L entre el pedido y su recepción, no permitiéndose además que los stocks queden en negativo. Se supone que la demanda es constante a la velocidad q por unidad de tiempo. Este modelo muy simplificado se muestra en la Figura 8.1.

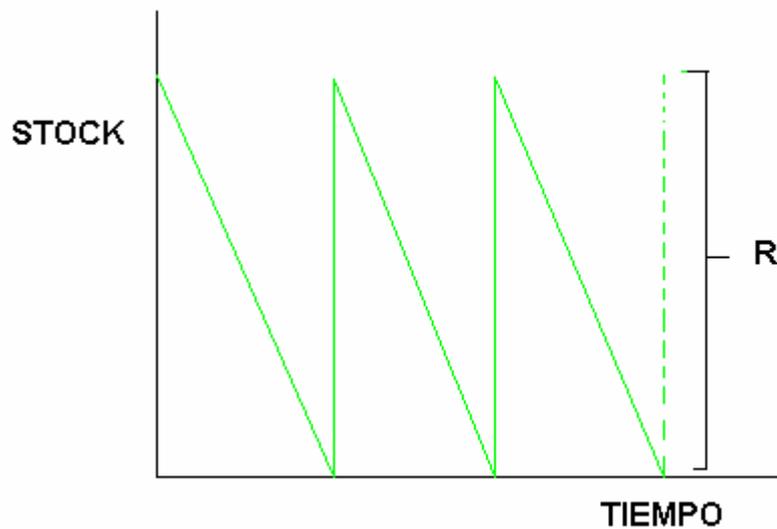


Figura 8.1 Modelo de evaluación de la cap

Supongamos que,

La Cantidad de reposición = R

Coste de pedido = a

Coste de inmovilizado por ítem de stock p/unidad de tiempo = b

Coste total esperado por unidad de tiempo = C

Luego, el stock promedio (ver Figura 8.1) = Rt_2 De forma que el coste del inmovilizado promedio por unidad de tiempo = $Rb/2$

Nº de pedidos de reposición por unidad de tiempo = q/R

De forma que el coste de reposición por unidad de tiempo = qa/R

Por tanto el coste total por unidad de tiempo es $C = (qa/R + Rb/2)$

Queremos encontrar la R a la que el C sea mínimo, es decir, donde

$dC/dR = -(qa/R^2 + b/2) = 0$,

es decir a $R=(2qa/b)^{1/2}$ que es la COP en este caso

8.4 Stocks de seguridad

El modelo anterior se ha simplificado para poder ser formulado eficazmente. No tiene en cuenta aquellos factores que suelen ser de vital importancia en las situaciones reales. La variabilidad aleatoria de la demanda y el plazo de entrega son dos de los factores. El riesgo consecuente de quedarse sin stocks se reduce mediante la fijación de stocks mínimos o de seguridad. Estos se consideran como una reserva estática no en un uso habitual, aunque para evitar el deterioro de los ítems que la componen, estos se utilizan periódicamente para satisfacer la demanda y se sustituyen de inmediato a partir de los stocks ordinarios.

8.4.1 Sistema de revisión periódica

En el sistema de dos depósitos se requiere una cantidad fija a intervalos de tiempo variables; generalmente para aplicar dicho método es necesario el seguimiento continuo de todos los cambios de stocks y solamente con la llegada del ordenador su uso se ha generalizado. El método más tradicional y popular es la revisión periódica. A intervalos de tiempo fijos (por ejemplo, al final de la temporada, plazo de entrega regular del fabricante) se revisa el inventario y se piden los stocks en las cantidades decididas como resultado de la revisión.

El análisis simplificado del sistema de dos depósitos ha mostrado el comportamiento del análisis del inventario aplicado a una situación estadística. Los análisis de las estrategias de revisión periódicas, aunque difieren en el detalle matemático, son muy similares. Hadley y Whitin ofrecen una revisión y descripción completa de una amplia variedad de modelos analíticos.

Generalmente, el sistema de dos depósitos nos lleva a reservas de stocks más pequeñas, y por tanto, a un menor coste que el sistema de revisión periódica. En este último, los stocks de reserva deben tener en cuenta los plazos de entrega además del periodo de utilización, mientras que en el otro tan solo hay que cubrir el plazo de entrega. A pesar de ello, se afirma que en la práctica la revisión periódica resulta más barata porque:

- ✓ Permite el pedido simultáneo de diferentes elementos.
- ✓ Minimiza las fluctuaciones del día a día en el volumen de pedidos y su control.
- ✓ Es adecuado para los ítems estacionales.

Una estrategia adecuada para una gran instalación puede ser usar una combinación de sistemas, por ejemplo, el sistema de dos depósitos para los elementos

de gran valor con un promedio de demanda bastante constante, programación dinámica para los elementos de gran valor con un promedio de demanda fluctuante, revisión periódica a una frecuencia óptima para los elementos de valor medio, y una revisión anual para los elementos de poco valor.

En muchos casos prácticos las variables aleatorias pueden ser muchas y no estar razonablemente representadas por una de las distribuciones analíticas de probabilidad. En ese caso se puede usar la simulación siendo muy adecuada para los problemas de inventario.

9. Análisis de redes aplicado a la planificación y control del trabajo de mantenimiento

Existen técnicas que sirven para la planificación, secuenciación, supervisión y control de proyectos en los que intervienen un número elevado de actividades que emplean recursos costosos y en los cuales el factor tiempo es esencial.

Parece estar fuera de toda duda, que todo proyecto debe ser objeto de un proceso previo de planificación antes de dar comienzo a su ejecución.

La obtención de un programa de trabajos basado en la planificación se hace en la actualidad aplicando un sistema de cálculo conocido genéricamente como método del camino crítico (MCC).

Existen varios sistemas de programación basados en técnicas del MCC sin embargo, son el PERT, el CPM y GANTT los más utilizados.

La finalidad de los sistemas de programación basados en el método MCC, es representar gráficamente los razonamientos necesarios para conseguir una buena dirección técnica de un proyecto u obra de modo que puedan detectarse los fallos con tiempo suficiente para su corrección sin que afecten a la duración total del trabajo.

Antes de explicar el CPM y el PERT, definiremos una serie de conceptos que son aplicables a ambos métodos.

- ✓ Actividad. Se llama actividad a cualquiera de las partes en que se divide un proyecto para cuya realización se requiere el empleo de tiempo y medios de producción. Su desarrollo a de producirse de modo continuado, sin saltos ni intermitencias. Existen tres clases de actividades:
 - Actividades reales: Consumen tiempo y medios de producción.
 - Actividades de espera: Consumen tiempo pero no medios.

- Actividades ficticias: No consumen ni tiempo ni medios. Son necesarias para completar la lógica de la red.
- ✓ Suceso. Se llaman sucesos, nudos, vértices, etcétera, a los instantes en el tiempo que marcan el comienzo o fin de una actividad.
 - ✓ Camino. Se llama camino a la sucesión de actividades ligadas por sucesos o relaciones de procedencia; sigue el orden de las flechas.
 - ✓ Cadena. Se llama cadena a una sucesión de actividades, pero sin tener en cuenta la orientación de las flechas.
 - ✓ Red. Se llama red a un conjunto de caminos ligados entre si, en el que todos los sucesos tienen flechas que entran y salen, excepto el suceso inicial (solo salen) y el final (solo entran).
 - ✓ Holgura. Se llama holgura o margen de una actividad a la diferencia que existe entre el tiempo disponible para realizar dicha actividad y la duración de la misma.
 - ✓ Camino crítico. Es el camino mas largo que une el suceso origen con el suceso final. Está formado por actividades críticas esto es que la actividad tiene su holgura total igual a cero. El camino crítico pasa por todos los sucesos cuyos tiempos más pronto y más tarde coinciden, siendo esta una condición necesaria pero no suficiente
 - ✓ Tiempos.
 - Tiempo más pronto, es la fecha más temprana en que un cierto suceso puede ocurrir. Dichos tiempos se cuentan desde el suceso inicial.
 - Tiempo más tarde, es la fecha más tardía en que debe ocurrir un suceso para que no se sobrepase el tiempo calculado para la terminación del proyecto. Para su cálculo se parte del suceso final, retrocediendo hasta el suceso inicial.

Existen dos leyes básicas para el MCC:

1. Un suceso no puede tener lugar hasta que no hayan concluido todas las actividades que concluyen en él.
2. Ninguna actividad puede iniciarse hasta que el suceso precedente haya acontecido.

9.1 Método CPM

El CPM se fundamenta más en la programación y control de plazos o duración de actividades que en la probabilidad de esto ocurra.

Es una metodología reticular que se basa en definir las fases de una actividad global en términos de actividades individuales y eventos. Para su materialización se construye un diagrama de redes donde se muestran las relaciones entre actividades, se calcula el tiempo para cada camino de la red y se asignan los recursos.

El responsable de mantenimiento identificará claramente qué actividades son las más cruciales para el cumplimiento del plazo y así podrá hacer un especial control sobre las mismas. También sabrá, sobre las que no son críticas en principio, qué margen de tolerancia tienen para convertirse en críticas en caso de que se retrasen. También podrá identificar líneas de mejora, incorporando, por ejemplo, mayor número de agentes en actividades críticas que condicionan el tiempo total para disminuir el MTTR (tiempo de reparación) y, por tanto, la indisponibilidad generada por la revisión.

9.2 Método PERT

El PERT se basa en la definición de un algoritmo matemático relativamente simple para determinar el tiempo esperado para alcanzar una meta u objetivo, que se compone de diversas subactividades encadenadas con un determinado tiempo previsto de duración cada una de ellas, se evalúan tres duraciones:

- ✓ Tiempo optimista (a). Es el tiempo necesario para terminar una actividad si todo ocurriera de la mejor manera posible.
- ✓ Tiempo pesimista (b). Es el tiempo necesario para terminar una actividad si todas las circunstancias fueran desfavorables, sin tener en cuenta no obstante, sucesos excepcionales completamente imprevisibles.
- ✓ Tiempo más probable (m). Es el tiempo que es de presumir se observe más frecuentemente si se repite la actividad un número muy elevado de veces en circunstancias análogas.

Lo que se calcula es un tiempo medio (t_m)

$$t_m = (a + 4m + b) / 6$$

9.3 Diferencias entre el método CPM y PERT

Una red CPM se diferencia esencialmente de una red PERT en dos puntos:

- ✓ Se construye en base al encadenamiento de actividades en vez de la ordenación de los sucesos.
- ✓ No se tienen en cuenta la incertidumbre en la estimación de las duraciones. En lugar de asignar tres tiempos a cada tarea, como se hace en el PERT, se estipula una duración única, con la que se realizan cálculos.

9.4 Diagrama de GANTT

Los métodos CPM y PERT abordados en los dos puntos anteriores, son métodos reticulares encaminados a aportar duraciones y probabilidades de tiempos, así como a identificar los caminos críticos. Los diagramas de Gantt son representaciones gráficas (mediante barras) de la duración de dichas actividades y de la dependencia entre unas y otras.

La realización de diagramas de Gantt se basa en pasos muy racionales:

- ✓ Se dibujara en primer lugar el camino crítico.
- ✓ A continuación se dibujará la ruta crítica de 2º orden.
- ✓ Se irán incluyendo las demás cadenas por orden de magnitud de su holgura total.
- ✓ Se indicarán las holguras totales mediante líneas de trazos.
- ✓ Se unirán mediante líneas finas de trazo y punto:
 - el final de cada actividad con el origen de la que le sigue formando cadena.
 - el origen de todas las actividades que comiencen al mismo tiempo.
 - el final de cada cadena de actividades, o de sus correspondientes holguras, con el suceso del camino crítico con el que estén relacionados.
- ✓ Se trazara en papel adecuado el grafico resultante.

10. Mantenimiento según condición o estado.

El mantenimiento realizado basándose en el deterioro significativo de un equipo, señalado por la variación de un parámetro controlado e indicativo del funcionamiento o rendimiento de dicho equipo, se denomina "mantenimiento según condición o estado", también llamado "mantenimiento predictivo".

El mantenimiento según condición difiere del mantenimiento por avería (correctivo) y del realizado a plazo fijo en que requiere el control de algún parámetro indicativo del funcionamiento del equipo a mantener. Esto contrasta con el mantenimiento correctivo, el cual implica que no se realiza con éxito un control de estado y con el de sustitución a plazo fijo que está basado en datos estadísticos de fallo de la unidad. En general, por lo tanto, el mantenimiento según condición será más eficiente y flexible que cualquiera de los otros tipos de mantenimiento. Cuando haya indicación de deterioro se puede programar la parada del equipo con anterioridad al fallo, o, si la política de producción no lo permite se puede dejar funcionando el equipo hasta el fallo. Por otra parte, se puede reducir la cantidad de piezas sustituidas innecesariamente con carácter preventivo; mientras que si las consecuencias del fallo son catastróficas, la condición o parámetro controlado puede ser empleado para indicar un posible fallo inminente antes de que la probabilidad del mismo sea significativa. Las ventajas a obtener con el uso del control de estado se indican en la tabla 10.

VENTAJAS	MONITORIZACIÓN DE TENDENCIA	CONTROL DE ESTADO
Seguridad. Reduce accidentes del personal causado por maquinas	Permite parar la planta de forma segura cuando no es admisible de forma instantánea	El estado de una maquina como el indicado por una alarma es adecuado cuando se permite la parada instantánea.
Producción. Incremento disponibilidad de la maquina	Mayor tiempo de funcionamiento. Hace posible que las paradas de la maquina para mantenimiento se ajusten a las necesidades de producción y por tanto se eviten las paradas innecesarias.	Permite maximizar el tiempo entre paradas programadas para revisión de las maquinas y si fuese necesario que la máquina sea vigilada
Producción. Incremento disponibilidad de la maquina	Menor tiempo de mantenimiento. Permite parar la maquina al primer síntoma de avería sin daños mayores. Se puede tener preparado el equipo de trabajo y los repuestos para trabajar en el momento de parada.	Reduce el tiempo de inspección después de las paradas y agiliza las acciones correctivas.
Incremento de productividad		Permite a algunos tipos de maquinas trabajar a sobrecapacidad, se pueden detectar perdidas.
Mejora de la calidad del servicio	Permite la planificación con antelación para reducir los efectos de próximas paradas sobre los clientes de productos o servicios y mejorar la reputación de la empresa.	Puede utilizarse para reducir la cantidad de productos por debajo de la calidad exigida.

Tabla 10. - Ventajas obtenidas por el control de estado

Existen dos razones fundamentales para, en ciertas circunstancias, no aplicar el mantenimiento según condición. La primera es que no todas las causas de fallo de la planta pueden ser detectadas con antelación. Si la causa más probable de fallo de una unidad cae en esta categoría la monitorización de condiciones será de poco valor. Segunda, el control de condición es por su propia naturaleza costoso, ya sea en mano de obra, en equipo o en ambos. Únicamente si el coste de monitorización es inferior a la reducción esperada en los costes de la mano de obra de mantenimiento y de la indisponibilidad o, si la seguridad del personal es un hecho relevante, es beneficioso aplicar el mantenimiento según condición. Sin embargo vale la pena señalar que en las industrias de proceso no es raro que el coste de mantenimiento anual sea una parte importante del valor de reposición de la planta, de modo que existen muchos incentivos para reducir los costes de mantenimiento.

10.1 Tipos de control de condición o estado

El control de condición o estado se divide en dos clases:

- ✓ Control que puede llevarse a cabo sin interrupción de la operación del equipo.
- ✓ Control que requiere la parada del equipo, o al menos alejarse de sus condiciones normales de funcionamiento.

Claramente la primera de ellas tiene importantes ventajas sobre la segunda ya que no interrumpe la producción de la planta. Sin embargo, existen muchas situaciones donde el equipo monitorizado tiene paradas regularmente como consecuencia de una política de operación de la planta. Por ejemplo; dos generadores eléctricos operando en dos turnos alternativos. En estas circunstancias el control con el equipo fuera de servicio no necesita interrumpir la operación normal de la planta.

10.2 Métodos de control de condición o estado

La mayoría de las técnicas de control de condición o estado suponen la aplicación sistemática de los métodos comúnmente aceptados de diagnóstico de fallos. El número de métodos aplicados es muy amplio. Ciertos métodos tienden a ser asociados con determinadas plantas o industrias en particular. En los siguientes apartados se detallan solamente los métodos más comunes. La tabla 10.1 muestra un esquema de los métodos del control según estado.

1.VISUAL	En marcha y parada	Daños superficiales y parada la maquina internos.	Habilidad del operador (H.O.): Experiencia
2.TEMPERATURA	En marcha	Superficial o interna	H.O.: Ninguna especial
3.INSPECCIÓN LUBRICACION	En marcha	Cualquier componente lubricado	H.O.: Es necesaria cierta experiencia
4.DETECCIÓN DE FUGAS	En marcha y parada	Cualquier componente a presión interna	H.O.: Se necesita entrenamiento.
5.DETECCIÓN DE GRIETAS a. Líquidos penetrantes b.Partículas magnéticas c. Resistencia eléctrica d. Corrientes inducidas e. Ultrasonidos	En marcha y parada	a. en superficies limpias. b. cerca de superficies limpias. c. en superficies limpias. d. en superficies limpias. e. en superficies limpias.	H.O.: Se necesita entrenamiento.

Tabla 10.1.- métodos del control según estado

Estas técnicas tienen sus limitaciones en marcha por temperatura.

10.2.1 Técnicas de control en marcha inspección visual, acústica y al tacto de los componentes accesibles.

La holgura de los componentes accesibles no rotativos se detecta rápidamente. Los restos de material por desgaste o corrosión, procedentes de las juntas de fricción tales como las uniones atornilladas, remachadas o embutidas, son un claro síntoma de holgura. Un desplazamiento relativo muy pequeño en la interfase entre dos componentes puede percibirse por el tacto de los dedos. Se puede aplicar una laca frágil sobre la junta para obtener una señal del desplazamiento relativo entre las partes. El movimiento entre componentes puede detectarse acústicamente y las juntas

con holgura responden al golpeteo con un sonido apagado y muy amortiguado. Las partes internas inaccesibles de las máquinas se pueden examinar usando la inspección boroscópica u otras técnicas ópticas.

Control de la temperatura. Las variaciones frecuentes de la temperatura de un equipo se pueden monitorizar fácilmente. Los sensores de temperatura son los termómetros, termopares, termistores, pinturas y polvos térmicos y cámaras de infrarrojos. Dos ejemplos donde el monitorizado de temperatura nos alerta de problemas mecánicos son la temperatura del lubricante a la salida de cojinetes y la temperatura del agua de refrigeración de la máquina.

Control del lubricante. La utilización de filtros magnéticos en la salida en las unidades de lubricación es de todos conocida. La existencia de partículas magnéticas de material da información del estado de las superficies de las partes desgastadas de los cojinetes. Examinar el aceite y los filtros revelará la existencia de partículas en suspensión o depositadas en los filtros. Tanto el desgaste de un nuevo tren de engranajes como el inicio de la fatiga en el contacto están acompañados de pérdida de material, pero la forma de las virutas es muy distinta en ambos casos. Esta es una técnica de "práctica general" de control que se está desarrollando de forma sofisticada.

Detección de pérdidas. Se dispone de varias técnicas para la detección de fugas que incluyen los métodos de agua jabonosa. El uso de preparados específicos puede hacer el método más efectivo, capaz de detectar pérdidas que nos parecerían insignificantes. Una técnica muy eficiente es la detección por ultrasonidos. Cuando el líquido es forzado a pasar por una fisura debido a una presión interna o externa se genera un sonido en el rango de frecuencias 40 -80 kHz. El detector ultrasónico identifica esta frecuencia tan alta que es fácilmente diferenciada del resto de frecuencias menores de los ruidos ordinarios de la máquina. Un detector típico puede apreciar la presencia de un orificio de 50 μm de diámetro en una unidad con una presión de 0,1 bar a 10 m. de distancia o expresado en caudal una fuga de 10 μVs . El ensayo de detección con un gas halógeno, el Argón 12 por ejemplo, donde éste se introduce dentro del sistema a probar, delatando la presencia del gas en el exterior la existencia de pérdidas, pudiendo detectar fugas de hasta 1 μVs . Desgraciadamente, es habitual encontrar suficientes halógenos libres en las plantas que enmascaran el efecto de la fuga.

Monitorizado de vibraciones. Este método puede utilizarse para detectar una amplia gama de fallos en la maquinaria, teniendo una aplicación más amplia de control que cualquier otra técnica. Por ejemplo la medida de vibraciones cerca de los cojinetes de la máquina puede detectar y diferenciar entre desequilibrio, desalineamiento del

eje, fallo de cojinetes, fallo en engranajes y otro elemento de transmisión, desgaste, cavitación y numerosos fallos más. Aunque los métodos básicos de monitorización son simples, en muchos casos se puede extraer una gran cantidad de información procedente de las medidas si se aplican las técnicas de procesado de señal.

Control de ruidos. Además de en la detección de sonidos especiales, como los generados por las fugas, el control de ruidos se puede aplicar de la misma forma que la monitorización de vibraciones. Sin embargo, aunque un ruido es indicador del estado de un equipo, éste se origina a partir de la vibración de alguna parte de dicho equipo, por lo que normalmente es más efectivo monitorizar la vibración original. No obstante, existen situaciones donde el control del ruido es más adecuado.

10.2.2 Técnicas de control en parada

Inspección visual, acústica y al tacto de las partes en movimiento o inaccesibles.

El estado de la mayoría de los componentes de las transmisiones puede examinarse visualmente de una forma rápida, así por ejemplo el estado superficial de los dientes de los engranajes nos ofrece mucha información. Los problemas de sobrecarga, fatiga, desgaste y pobre lubricación de los engranajes pueden diferenciarse a partir del aspecto de sus dientes. Se dispone de una amplia gama de equipos para auxiliar en la inspección incluyendo dispositivos tales como, boroscopios, conjuntos de espejos y cámaras de video.

Detección de fisuras.

La mayoría de los fallos importantes están precedidos por el crecimiento de una grieta a partir de un punto de concentración de tensiones o de un defecto del material en la superficie del componente.

- ✓ Ensayo de líquidos penetrantes en la superficie de las fisuras.
- ✓ Ensayo de pulverizado de partículas magnéticas. Una fisura u otro defecto que cruza las líneas del campo magnético (que se induce localmente en la superficie del material utilizando imanes tipo -U) origina que el polvo magnético se localice alrededor de la grieta sobre la superficie. La existencia de este campo y por tanto la fisura se localiza usando las partículas magnéticas.
- ✓ Ensayo de resistencia eléctrica. La presencia de la fisura aumentará la resistencia medida entre dos probetas en contacto con la superficie. A

pesar de las dificultades con la superficie de contacto este método puede utilizarse para detectar y medir la profundidad de las grietas.

- ✓ Ensayo de corrientes inducidas. Una bobina por la que circula corriente situada cerca de la superficie induce corrientes de Foucault en el material. Estas corrientes se detectan o por un cambio en la inductancia de la bobina generadora o en la de otra bobina. Aunque no es necesario disponer de una superficie suave y limpia pueden aparecer problemas de interpretación de resultados.
- ✓ Ensayo de ultrasonidos. Los ultrasonidos generados en la superficie del equipo se reflejarán en cualquier superficie en el trayecto del sonido en el caso de detectarse algún fallo. El tiempo de retraso entre la generación del pulso del sonido y la detección de la reflexión proporciona una medida de la distancia de la superficie a la fuente. La generación y propagación de ultrasonidos en la banda de frecuencias 0.25 -10 MHz es muy direccional y por lo tanto capaz de ser orientada para observar las imperfecciones como grietas, detectándolas de la superficie exterior del componente. La técnica se ha desarrollado con un alto grado de sofisticación. Las grietas pueden detectarse en una soldadura y las grietas en la superficie de unos ejes pueden detectarse por examen desde un extremo del eje o en una zona apropiada del mismo. El rango de operación normal en acero es entre 0,5 y 300 mm.
- ✓ Examen radiográfico. Las imperfecciones pueden fotografiarse utilizando rayos X o gamma con una fuente radiactiva y material fotográfico especial. Se pueden detectar fisuras y un cambio de espesor del 2%. El espesor suele limitarse a 50 mm. El método puede requerir desmantelar la unidad a examinar y plantea problemas asociados con la protección del personal a las radiaciones.

Detección de fugas.

La detección por ultrasonidos puede aplicarse a las unidades fuera de servicio colocando un generador ultrasónico en el interior del equipo que se examina.

Ensayo de vibraciones.

La respuesta de un sistema a una vibración provocada puede revelar mucha información. Uno de los ensayos más comunes para máquinas rotativas es el de "RUN-DOWN" que se realiza cuando se está procediendo a la reducción de velocidad

que antecede a la parada total y que aplica el efecto de amplificación de las vibraciones cuando el sistema entra en resonancia.

10.3 Técnicas de control de condición de aplicación general

Sólo tres de las técnicas de control de condición descritas en la sección 10.2 y mostradas en la Tabla 10.2 pueden ser consideradas como verdaderos métodos de control de 'aplicación general'. Estas son el control de temperatura, de lubricación y de vibración. En cada una de las tres, el parámetro que está siendo controlado contiene información que ha sido transmitida por la máquina. Por consiguiente, un cambio en éste parámetro, detectado en un nivel de control adecuado, puede indicar un cambio en cualquiera de los diferentes componentes. Por el contrario, otros métodos de control, por ejemplo, detección de fisuras, requieren control del componente que está sometido a un riesgo. Tales métodos consumirían excesivo tiempo y serían demasiado caros de utilizar, excepto para el examen de partes singulares de un componente que se supiese que fuesen proclives a fallar. La Tabla 10.2 proporciona una comparación de los tres métodos de monitorización de propósito general.

La monitorización de vibraciones, que es la técnica más versátil para el control de condición, se describe en detalle en la Sección 10.7. Para proporcionar una visión completa, en las Secciones 10.5 y 10.6 son descritas brevemente el control de lubricación y de temperatura.

	Monitorización térmica	Monitorización de lubricación	Monitorización de vibraciones
Medio para la transmisión de información a través de la máquina	Sólido-tubería, cuerpo eje fluido-lubricante, agua de refrigeración o aire. Depende de la conductividad térmica.	Aceite usado para lubricación y/o refrigeración. Depende del lubricante bombeado en la máquina.	Cualquier parte sólida de la máquina. Depende de las características elásticas y másicas de los sólidos.
Componentes monitorizados	Cualquier dispositivo que genera calor (combustión en cilindro o calor generado eléctricamente en un motor). Condición de rodamientos. Flujo de fluido en intercambiadores de calor (ensuciamiento de pasos).	Cualquier componente que está lubricado, cojinetes, componentes de transmisión (engranajes, acoplamientos, levas), bomba de lubricación.	Cualquier componente que se mueva, superficies entre componentes con movimiento relativo, holguras.
Faltas detectadas	Fallo de mecanismos, bloqueo de conductos, pérdidas de enfriamiento, ensuciamiento de enfriadores, exceso de uso.	Cualquier forma de desgaste o fallo que resulte en un fallo de superficie lubricada. Fuga de otros contaminantes hacia el lubricante	Cambio en cualquier componente en movimiento, desgaste o fallo de cojinetes, desequilibrio, cambio en las holguras.
Equipo de monitorización	Termómetros con fluido o bimetálicos, termopares, termoresistencias, termistor más instrumentos asociados, registros de temperatura, detectores infrarrojos, pirómetros ópticos, cámara de infrarrojos.	Filtros removibles en carga, clavijas magnéticas para el examen visual de restos utilizando microscopio, espectrofotómetro para análisis de material en suspensión, ferrógrafo para separación de restos, medida de presión a través de filtros	Acelerómetros más equipamiento electrónico, proceso para visualizar valores promediados en el tiempo. Filtros de frecuencia y registradores para análisis de vibraciones.
Frecuencia	Continua o periódica	Primeramente periódica	Periódica pero también continua.

Tabla 10.2.- Comparación de técnicas de aplicación general para monitorización de condiciones.

10.4 La aplicación sistemática del control de condición o estado

Uno de los problemas del control de condición es la confusión generada por la amplia variedad de técnicas de control. Incluso dentro del campo de la monitorización de vibraciones, como veremos más tarde, hay una profusión de métodos de medida, cada uno con sus particulares ventajas. Cada técnica requiere una especial destreza y

comprensión, y algunas de las técnicas más útiles han sido desarrolladas en fechas recientes.

El ingeniero involucrado en un programa de mantenimiento basado en condición se enfrenta con dos problemas en particular. ¿Con qué rapidez se desarrolla un funcionamiento anómalo de una planta? y ¿qué técnica, si hay alguna, detectará mejor los tipos de fallos de los equipos de la planta? La monitorización de tendencias ayuda con el primer problema mientras que un acercamiento formalista a la valoración de la monitorización puede ayudar considerablemente con la segunda.

10.4.1 Almacenamiento de registros.

La característica clave en el control de condición, cualquiera que sea la técnica usada, es la acumulación de datos, que en el momento de su captura parecen tener valor limitado. Sin embargo, solamente debe dejarse de registrar datos redundantes cuando se tienen suficientes datos para establecer las condiciones normales y sus posibles desviaciones. Así, guardar registros es esencial para cualquier programa de monitorización. Para mantener bajo mínimos el trabajo administrativo, el sistema de registro de datos debería ser diseñado para proporcionar la información relevante de una forma clara al responsable de la toma de la decisión. Donde sea posible, los formatos diseñados para la recolección de datos deberían también servir para presentar la información necesaria para la toma de decisiones, de tal forma que se evite la transferencia de datos. Por ejemplo, cuando las tendencias en un parámetro controlado se utilizan para indicar la condición de la planta, es útil que los datos sean representados directamente en gráficos, ya que se asimilan más fácilmente los datos presentados de forma gráfica que los valores escritos. Desafortunadamente, en las primeras etapas de un programa de monitorización hay una considerable redundancia de medidas. Sólo cuando se ha obtenido experiencia en las condiciones normales y en los funcionamientos defectuosos será el técnico capaz de reducir el número de mediciones a realizar. No obstante no debe exagerarse la importancia de grabar todas.

Una de las dificultades más frecuentes en la toma de decisiones, cuando una técnica de control detecta una tendencia indicativa de fallo, es la escasez de datos. El control simultáneo de muchas máquinas debe plantearse con el apoyo de sistemas informáticos.

10.4.2 Control de tendencias -curvas de vida.

Si se dispone de suficientes datos de parámetros controlados para un grupo de máquinas similares, es posible relacionar la condición de las máquinas directamente con el parámetro controlado. Desafortunadamente este método ha mostrado un éxito

limitado porque los niveles de los parámetros pueden variar ampliamente entre máquinas nominalmente idénticas. Tolerancias aceptables e inevitables en los componentes, dimensiones, terminaciones de superficies, etcétera, originarán variaciones significativas en muchos de los parámetros controlados. Una técnica más adecuada es la del control de las tendencias con los niveles de los parámetros.

La vida de una máquina se puede considerar controlada por dos grupos distintos de defectos. Los defectos en el período inicial de funcionamiento, tales como holguras inadecuadas, aspereza en superficies de acople, restos dejados en la fabricación de la maquina o en el ensamblaje, tienden a eliminarse entre ellos creando lo que se conoce como el periodo de rodaje. Durante este periodo la variable controlada, por ejemplo la temperatura o nivel de vibración de un cojinete, o la velocidad de acumulación de suciedad en un colector magnético o en un filtro, disminuirá en nivel con el tiempo. Durante este periodo inicial la maquina debería ser cuidadosamente controlada para detectar un cambio ascendente o descendente de la tendencia de la variable medida ya que la probabilidad de fallo es alta inicialmente, decayendo conforme los defectos son eliminados durante el rodaje. Los defectos en la fase de envejecimiento, tales como sobrecarga, holguras, desgaste o deterioro del metal, se producen con una probabilidad de fallo creciente con el tiempo acompañado de un aumento en el parámetro monitorizado.

El parámetro controlado variará generalmente de una forma consistente, decayendo en su etapa inicial, permaneciendo constante o subiendo lentamente en la mitad o en su etapa normal y aumentando en su etapa final. Con el objeto de encontrar tendencias anormales, la disminución en la vida temprana y el aumento en la vida final se pueden considerar exponenciales. Collacott ha considerado relaciones recíprocas y exponenciales en la probabilidad de fallo de máquinas y Sanker y Xistrus encontraron tendencias exponenciales en datos de monitorización de vibraciones obtenidos por la Armada Canadiense. Así los parámetros monitorizados de una máquina a lo largo de su vida podrían ser representados por la expresión:

$$V = E \exp (-t / e) + M + F \exp ((t-T) / f) \quad \text{Ecuación 10.4}$$

donde E y e controlan la disminución de la vibración en la etapa inicial, M la vibración en la etapa media y F y f el crecimiento de la vibración durante la etapa final llegando hasta el fallo de la máquina en el instante Y . Esta expresión describe las típicas curvas de vida 'de la bañera' características de muchas variables

monitorizadas. Las medidas actuales mostrarán una dispersión con respecto a tal curva debido a dispersión de medidas, efectos térmicos temporales, variaciones de carga de la máquina, etcétera. Aunque no hay ninguna justificación teórica para expresar las curvas de vida como en la ecuación 10.4, el uso de tales relaciones exponenciales permite la detección de desviaciones significativas y la predicción del tiempo antes de que el nivel del parámetro llegue a ser inaceptable. En la forma práctica más sencilla las tendencias pueden ser extrapoladas gráficamente. El conocimiento de las características de un funcionamiento anómalo de una máquina en su etapa inicial y final puede ser utilizado cuando hay que decidir entre monitorización periódica o continua o cuando hay que elegir el periodo de monitorización.

Las curvas usadas en esta sección describen las variaciones medidas o pronosticadas de un parámetro monitorizado.

10.5 Control de lubricantes.

No es posible examinar los elementos de trabajo de una máquina compleja en operación, ni tampoco conveniente desmontar la máquina. Sin embargo, el aceite que circula a través de esta máquina muestra las condiciones en que se hallan las partes de la máquina con las que se encuentra durante su recorrido. Analizar el aceite y alguna de las partículas que arrastra, permite controlar el estado del equipo en carga o parada. Para ello se utilizan varias técnicas, algunas de ellas muy simples y otras que requieren ensayos laboriosos y equipos caros.

10.5.1 Técnicas de control de lubricantes.

El examen de lubricantes puede revelar los residuos depositados, las partículas en suspensión o el estado del aceite propiamente dicho.

Residuos depositados.

De las partículas arrastradas por el lubricante, las más grandes pueden ser recogidas en filtros o colectores magnéticos.

- ✓ Filtros. La cantidad de residuos acumulados en un filtro se controla en operación midiendo la presión diferencial a través del filtro. La extracción del filtro, que se puede hacer con la máquina en marcha si está convenientemente diseñada, y el posterior análisis de los residuos con el microscopio para establecer su tamaño y contorno o con un espectrómetro para determinar su composición, proporcionan un método para detectar cambios significativos en alguno de los componentes

"visitados" por el lubricante. Es una buena práctica almacenar residuos en soporte adhesivo como parte de los informes de las condiciones rutinarias.

- ✓ Los colectores magnéticos de residuos son un medio adecuado para la recogida de componentes ferrosos. Las placas magnéticas pueden diseñarse para ser desmontadas fácilmente con la máquina en operación y un colector magnético puede ser examinado sin extraerse, dando una indicación de la composición de los residuos.

Residuos en suspensión.

Las partículas más pequeñas arrastradas por el lubricante permanecerán en suspensión. Está confirmado que el análisis de las partículas en suspensión da el aviso más rápido de daños en los componentes de las máquinas. Las medidas cuantitativas pueden ser realizadas, pero en el cálculo se tienen que considerar las pérdidas de lubricante durante el funcionamiento y el efecto dilutivo del relleno de aceite fresco libre de residuos.

- ✓ Análisis del aceite con espectrómetro (SOA). La concentración de materiales de desgaste críticos en el aceite se determina por un espectrómetro de emisiones o con un espectrómetro atómico de absorción, y cualquiera de los dos pueden medir la concentración de los elementos. Sin embargo, sólo proporciona información relativa a su velocidad de formación y su composición porcentual y no da información acerca de la forma de éstos.
- ✓ El análisis ferrográfico del aceite es un medio para decantar partículas magnéticas, de una muestra de aceite en substrato, distribuidas en función del tamaño. Las partículas pueden ser analizadas por concentraciones, tamaño, distribución y forma.

El aceite en sí mismo puede

Estado del aceite usado. ser analizado más ampliamente como indicación de otras anomalías. Algunos de los síntomas y sus causas son las siguientes. (tabla 10.5)

Síntomas	Causas	Acción
Espuma	Exceso de agitación o paso bajo presión a través de restricciones. Contaminación por detergentes	Revisar el sistema Cambiar el aceite
Emulsión Se separa naturalmente Se separa con centrifugación	Agua mezclada Agua	Drenar el agua Cambiar el aceite
Color oscurecido	Oxidación del aceite Exceso de temperatura Combustión o existencia de otros productos en el aceite.	Cambiar el aceite

Tabla 10.5.- Síntomas y causas de anomalías en aceites

Las diversas propiedades físicas y químicas de los lubricantes se miden y se emplean para determinar lo adecuado que es un lubricante para diferentes aplicaciones. Entre las diversas técnicas utilizadas para determinar el estado del aceite usado destacan las siguientes:

- ✓ Medida de la viscosidad
- ✓ Índice de viscosidad
- ✓ Estabilidad a la oxidación
- ✓ Número de neutralización

10.5.2 Síntomas detectados mediante el control de lubricantes

Un cambio en la cantidad de los residuos recogidos indica un cambio en la condición de la máquina. Durante la puesta en marcha, el porcentaje de recogida de residuos disminuirá con el tiempo a menos que ocurra un fallo. Durante la vida normal, el porcentaje de residuos, su composición, tamaño, y forma permanecerán constantes. Cuando ocurre un cambio, el conocimiento de las variaciones en la cantidad y composición de los residuos nos ayudará a determinar que componente de la máquina ha cambiado.

Las partículas normales tienden a ser planas mientras que las desprendidas por corte o abrasión suelen tener forma de espiral. La fatiga de superficies produce partículas angulares más largas.

Un análisis simple de la cantidad de los residuos recogidos en filtros o placas magnéticas indicará daños en los cojinetes o superficies de deslizamiento, tales como engranajes u otros componentes de la transmisión. El uso de la espectrometría o ferrografía enriquecerá este control con datos que nos asistirán en la determinación de los componentes dañados.

10.6 Control de temperatura.

El control de la temperatura de un componente de una máquina persigue uno de éstos tres propósitos:

- ✓ Permitir controlar manualmente la temperatura de un proceso o comprobar que esta siendo controlada adecuadamente.
- ✓ Detectar un incremento en la generación de calor debido a alguna disfunción, como por ejemplo un cojinete dañado.
- ✓ Detectar cambios en la transmisión de calor de una máquina al exterior, causado por cambios en algunos de sus componentes tales como: fallo en el circuito de refrigeración o deposiciones de cenizas en una caldera.

El primer punto es ampliamente aplicado; sin embargo, el uso del control de la temperatura para la detección de disfunciones generales no tan utilizado.

10.6.1 Localización de las medidas de temperatura

El control puede llevarse en un punto en el interior de un equipo, por ejemplo: temperatura del agua de caldera, de la superficie de un componente o la cajera de un cojinete. Las medidas superficiales suministrarán información más general sobre la generación de calor en una máquina, y sobre las vías de transmisión de calor a la superficie exterior o de intercambio de calor.

Desafortunadamente, la medida de temperatura superficial es más compleja que la de inmersión, dada la fuerte discontinuidad del perfil de temperaturas que habitualmente se presenta en la superficie y que es fácilmente modificado por la instalación de sensores de temperatura. Por lo tanto, los sensores para medición en superficies deben ser restringidos a pequeños dispositivos como termopares, o sensores sin contacto como medidores por radiación.

10.6.2 Instrumentos para el control de la temperatura

Sensores de contacto.

Los instrumentos más ampliamente usados son aquellos que toman la temperatura del cuerpo con el que están en contacto y transmiten dicha información. Pueden proporcionar la indicación de temperatura de manera local o remota. También pueden tener alguna función como en el caso de termostatos. El sistema de sujeción del sensor afecta tanto a la precisión como al tiempo de respuesta por lo que es

importante un buen contacto térmico. La mejor forma para medir la temperatura de la superficie es incrustar o soldar el sensor al cuerpo. El tiempo de respuesta está relacionado con el volumen del sensor, por lo que los más pequeños acusan más rápidamente los cambios de temperatura.

- ✓ Sensores. Están basados en la dilatación o expansión de líquidos. Son los sensores más utilizados. Los termómetros de mercurio o alcohol (de vidrio) son precisos pero frágiles. Estos dispositivos se utilizan cuando la indicación se necesita que esté disponible a una distancia entre 0,5 y 2 metros del sensor. Estos instrumentos son grandes (hasta de 6x12mm) y, por tanto, inadecuados para las medidas superficiales.
- ✓ Sensores bimetálicos de expansión. Se pueden fabricar compactos y se emplean ampliamente en termómetros en los que la temperatura es alta o donde se necesita un elemento robusto. No se utilizan para la medida superficial y, en general, son menos precisos que los sensores basados en la dilatación de líquidos.
- ✓ Termopares. Son los instrumentos de temperatura más pequeños y adaptables. Un par termoeléctrico, también llamado termopar, consiste en dos hilos de distinto metal soldados o unidos por uno de los extremos y abiertos por el otro. Completan el sistema de medida un par de hilos de conexión que sirven para unir los extremos del termopar con la caja de lectura, con lo cual la longitud del termopar queda extendida o prolongada hasta la misma. La caja de lectura será un dispositivo que permitirá medir una f.e.m. de corriente continua. La sensibilidad de los termopares más usados (cobre/constantan, chromel/alumel con una precisión de hasta 0,5 °C. Existen diversos tipos de medidores especiales compactos para medidas de termopares tanto con baterías portátiles como alimentados por red. Las uniones pueden ser de hasta 0,5 mm de diámetro por lo que, usando las debidas precauciones para minimizar los errores de conducción de los hilos, los termopares se pueden usar en zonas en donde el gradiente de temperatura es elevado. Son apropiados para medir la temperatura superficial (si se instalan correctamente). Se pueden usar a altas temperaturas (Cu/Con 400°C, ChromeVAlumel1200 °C) pero se recubren para protegerlos frente a la corrosión. Es usual utilizar hilos de cobre recubiertos para protegerlos de daños. Hay termopares de cobre aislados en diámetros inferiores a 2,5 mm.
- ✓ Termorresistencias. Se usan como sensores elementos que cambian su resistencia con la temperatura. Dicho elemento puede ser un hilo o una

pequeña película pegada a una superficie. Como la resistencia de la mayoría de los metales varía sólo 0,003°C, estos medidores son poco sensibles y necesitan un puente con un galvanómetro muy sensible. Los termistores son semiconductores cuya resistencia varía rápidamente con la temperatura. Un termistor típico encapsulado en vidrio mide 1,5 mm de diámetro y es 10 veces más sensible que los metálicos. El rango de temperaturas está limitado a unos 300°C y la resistencia con el tiempo tiende a variar necesitando un ajuste de cero. En un puente típico alimentado a una tensión de 1 V, un sensor metálico produce una salida de 1 mV /°C y un termistor de 10 mV /°C. Una aplicación típica de los termistores es la medida de la temperatura del agua de recirculación en máquinas de combustión interna. Existen también termómetros portátiles basados en termistores.

Sensores sin contacto.

La radiación de energía de un cuerpo varía con su temperatura absoluta T y la emisividad de la superficie radiante e de acuerdo con la ley de Stefan-Boltzmann

$$E = \sigma \cdot e \cdot T^4$$

Así, se puede deducir la temperatura del cuerpo a partir de la energía radiante sin ningún contacto directo. La mayor causa de imprecisión es la variación de la emisividad. Los métodos de medida, en orden creciente de coste, son:

- ✓ Pirómetro óptico. Una parte importante de la radiación a unos 500°C se emite en el rango de frecuencia visible. Este fenómeno se usa para comparar el color de la radiación del cuerpo con un filamento caliente, lo que proporciona la lectura de temperatura con un 2% de error.
- ✓ Pirómetro de radiación. Se usan termopilas o celdas de sulfato de plomo para medir la energía radiante recibida de una superficie caliente, tanto en una banda particular. De frecuencia (como, por ejemplo, infrarrojos) como en todo el espectro. La temperatura es indicada en un medidor con una precisión de un 2% en el rango de temperaturas de 50 a 4000°C. El ángulo de visión varía entre 3° y 15°.
- ✓ Cámara infrarroja. Permite obtener un perfil de temperatura en escala de color sobre un monitor de televisión. Cubren un rango de 20 a 2000°C y pueden dar una resolución de 0,2°C a 20°C. Estos equipos a pesar de ser muy caros ofrecen aplicaciones muy valiosas como por ejemplo la detección de puntos calientes.

10.6.3 Averías que pueden ser detectadas por la temperatura.

Además de la función principal del control de la temperatura como comprobación de que el proceso o sistema funciona correctamente, hay varios tipos de fallos que se pueden detectar mediante el control de la temperatura.

- ✓ Daños en rodamientos. Los daños sufridos tanto por rodamientos como por cojinetes lubricados por grasa o aceite producirán un incremento en la generación de calor por temperatura debido a falta de lubricación, sobrecargas físicas etcétera. Este incremento de calor se traduce en un aumento de temperatura en la superficie del soporte del cojinete. Esto puede ser detectado por un sensor montado en la superficie (como un termopar) o, mejor todavía, por la diferencia de temperaturas de dos sensores montados uno en la superficie y otro a una pequeña distancia bajo la superficie. Cualquier contacto superficial en el cojinete, producido como resultado de un daño o desgaste, producirá calor que deberá ser transmitido a alguna superficie exterior para poder ser eliminado, pudiendo ser detectado en la superficie.
- ✓ Fallos de refrigeración. Los fallos de lubricación o refrigeración se pueden detectar por una elevación de la temperatura en algún punto de la superficie del equipo. Estos fallos pueden proceder de un mal funcionamiento de la bomba por problemas internos o fallos del accionamiento, bloqueo de la tubería, válvula o filtro, o un daño en el intercambiador del refrigerante.
- ✓ Incorrecta generación de calor. Una combustión incorrecta en una máquina de combustión interna o en una caldera de fuel-oil puede causar una distribución de temperaturas irregular en la carcasa. Una serie de termopares adecuadamente localizados cuyas salidas sean registradas" puede mostrar una distribución irregular o un cambio en la misma. Para controlar rápidamente grandes zonas, se pueden utilizar pinturas sensibles a la temperatura o cámaras infrarrojas.
- ✓ Depósitos de materiales. Los depósitos de residuos o sedimentos en líneas, de cenizas o polvo en calderas o conductos, y de subproductos corrosivos, provocarán el aumento del aislamiento térmico, y por tanto, variaciones de temperatura en las superficies donde se depositen.
- ✓ Daños en el aislamiento. Cuando un elemento de la planta está aislado térmicamente los daños en el aislamiento se pueden detectar mediante

cámara de infrarrojos. Las roturas en refractarios o en aislamientos darán lugar a puntos calientes o fríos.

- ✓ Fallos en componentes eléctricos. Cuando una conexión eléctrica no es buena, se genera calor por la resistencia de contacto entre los componentes, el cual puede ser fácilmente detectado mediante una cámara de infrarrojos. Por ejemplo, las líneas de alta tensión se controlan regularmente para detectar fallos en cables, conexiones, aisladores, etcétera. usando cámaras operadas desde un helicóptero. Fallos en componentes como rectificadores, tiristores y devanados se detectan como puntos fríos. Los fallos eléctricos son debidos a resistencias de contacto, aflojamiento de los terminales o de las conexiones, sobrecargas de los fusibles, etcétera.

10. 7 Monitorización de vibraciones y ruidos

Quizás ésta sea la forma más antigua de controlar el estado de la máquina. Cada uno de nosotros ha experimentado los cambios en el ruido del coche o del cortacésped o ha sufrido las vibraciones del sistema de calefacción central. Tales cambios han provocado un período de estrecho seguimiento, por el usuario, de la máquina afectada. A continuación se describen los métodos de control de vibraciones y ruidos junto con los conceptos fundamentales de vibraciones y sus análisis esenciales para la comprensión de éstas técnicas.

Los cambios o alteraciones en vibraciones o ruidos indicativos de problemas no tienen que significar necesariamente aumentos en el nivel de los mismos. Un fallo en las correas de un ventilador de refrigeración puede provocar una disminución inmediata en el nivel de ruido, mucho antes que el sobrecalentamiento cause un incremento en la vibración además de un daño grave. Así pues, estos cambios son muy interesantes en la aplicación del control de vibraciones y ruidos como una herramienta de mantenimiento predictivo.

El análisis de vibraciones presenta la ventaja de que se puede llevar a cabo sin interrupción de la operación de marcha de las máquinas. Además puede utilizarse para detectar una amplia gama de fallos.

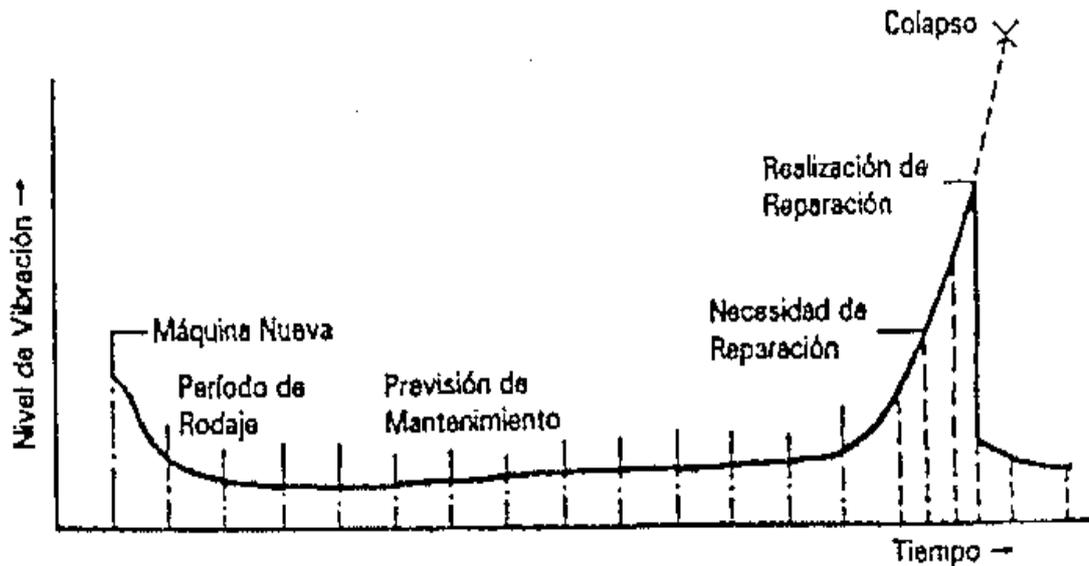


Figura 10.7.- Evolución de la señal temporal de vibración

Hay que tener en cuenta, que durante el transcurso de la vida útil de cualquier máquina, el nivel de vibración de la misma se irá incrementando progresivamente, como se observa en la figura 10.7, por efecto del desgaste y deformación de sus elementos.

El avance tecnológico de los equipos de medida y análisis de vibraciones, con el análisis de la transformada de Fourier, permite desarrollar técnicas de diagnóstico para el reconocimiento del estado de las máquinas.

10.7.1 La causa de la vibración y el ruido

Todas las máquinas vibran. Es difícil equilibrar las partes móviles, por lo tanto las vibraciones se originan en los elementos rotativos no equilibrados y en las aceleraciones de los componentes con movimiento rectilíneo. Los componentes que se mueven, rozan o giran sobre elementos adyacentes, generan vibraciones debido a la rugosidad de las superficies de contacto. Las holguras en el ajuste entre componentes en contacto producen impactos. Los componentes de los cojinetes de apoyo, sometidos a esfuerzos cíclicos se deforman bajo las cargas y por tanto transmiten vibraciones.

Las vibraciones de la máquina producen ruido, cuyo nivel depende de la superficie de las partes vibrantes y de la eficiencia de transmisión de ruido desde la máquina. Por razones medioambientales y de salud se están realizando grandes esfuerzos para reducir las vibraciones en las máquinas y la eficiencia de la transmisión de estas vibraciones.

10.7.2 El equipo

El transductor de ruido es un micrófono que convierte señales de presión acústica en señales eléctricas. El elemento de conversión es normalmente un componente piezoeléctrico o capacitivo acoplado a un diafragma sensible a la presión. El transductor de vibración más común, el acelerómetro piezoeléctrico, se caracteriza por su pequeño tamaño, construcción robusta y amplios rangos de frecuencia. La principal desventaja de cualquier transductor basado en el efecto piezoeléctrico es que el movimiento es convertido en una corriente que se disipa en el equipo acondicionador de la señal y en el cable. Si la velocidad de cambio del movimiento es baja esta disipación afecta significativamente a la lectura. De este modo se establece un límite inferior de frecuencia para la utilización del aparato. Sin embargo los amplificadores de corriente, con impedancias de entrada del orden de 100 Gigaohmios, permiten la realización de medidas a frecuencias hasta 0.1 Hz.

10.7.3 Técnicas prácticas de monitorización de vibraciones

La monitorización en marcha es el método mas común usado para control de vibración o ruido. En esta sección se describen las técnicas aplicadas específicamente a vibración. Sin embargo, la mayoría de estas técnicas solamente son válidas para la monitorización de ruido. La monitorización en marcha puede ser aplicada de dos modos.

- ✓ Mediciones periódicas con instrumentos portátiles. Este es un método básico que proporciona información sobre los cambios de condición o estado del equipo. Los instrumentos portátiles son utilizados con frecuencia por una sola persona. El intervalo entre mediciones debe ser determinado por la experiencia. Si la maquinaria controlada se avería frecuentemente, el periodo entre mediciones deberá acortarse hasta una semana, en equipos con pocas averías será suficiente una vigilancia mensual. La frecuencia de medición puede ser ajustada con la experiencia de cada maquina en relación a las averías. El uso de las curvas de vida ayudará a tomar decisiones.
- ✓ Monitorización continua con instrumentos instalados permanentemente. La monitorización continua es empleada cuando los fallos de la máquina ocurren muy rápidamente y/o cuando los fallos de la máquina ocurren muy rápidamente y/o los resultados del fallo son totalmente inaceptables, tal es el caso de los turbogeneradores.

Cuando se utiliza la monitorización continua, la señal procesada se mostrará en un registrador gráfico. Es normal disponer el equipo con un conjunto de alarmas que salten a un nivel de señal predeterminado, a un cambio en el nivel o una variación de la velocidad de cambio del mismo. Los turbogeneradores tienen transductores de vibraciones montados verticalmente sobre cada soporte de cojinetes. Los niveles de señal son registrados y activan las alarmas en el cuarto de control cuando cualquier soporte ha alcanzado un nivel de vibración predeterminado.

Control de grandes instalaciones. Cuando los costes de planta son altos y la parada de planta muy cara se puede emplear la monitorización por ordenador. En grandes instalaciones, conteniendo muchas máquinas, se está usando control discreto o en continuo de transductores, montados permanentemente en las máquinas, como auxilio en las comunicaciones de datos ya la planificación del mantenimiento. Dichos sistemas pueden incorporar alarmas de mal funcionamiento y pantalla de visualización en cada máquina junto con indicación remota en un ordenador central de mantenimiento en tiempo real. Para asistir al diagnóstico y tratamiento del malfuncionamiento, el ordenador puede programarse para proporcionar el historial de la máquina, las susceptibilidades a los diferentes tipos de malfuncionamiento, los síntomas previos y típicos, las hojas de trabajos de reparación, los impresos de pedidos de materiales, etcétera. Estos sistemas tienden a reducir los problemas de mantenimiento en las máquinas principales a expensas de introducir un problema de mantenimiento de la instrumentación. Con todo, puede llegar a resultar económico en ciertas situaciones.

Técnicas especiales de monitorización de vibraciones. Los métodos que se han descrito son adecuados para monitorizar la mayoría de las plantas. Implican un equipamiento sencillo y pueden ser asumidos por cualquier ingeniero con experiencia.

10.8 Programa de control de la planta según condición.

Aunque éste apartado se enfoca al control de vibraciones, es también aplicable a otro tipo de monitorización, constando de las siguientes fases:

Seleccionar las máquinas que van a ser controladas. Examinar la planta para ver si existen problemas de monitorización según condición de la planta. La frecuencia, la razón de la progresión y los efectos de parada de planta serán los principales criterios. No es aconsejable incluir inicialmente demasiadas máquinas, es mejor esperar hasta que se haya adquirido experiencia en el control de unas cuantas máquinas antes de extender el programa. Se deberán de seleccionar una o más

máquinas con históricos de un mal mantenimiento, y que presenten fallos que si se monitorizasen podrían provocar alarmas previas.

Determinar el tipo de control requerido. El control a largo plazo se establece por los chequeos periódicos, mientras que el control en continuo proporciona alarmas inmediatas. Normalmente no es posible en esta fase decidir si es necesario el análisis de frecuencias o será suficiente con las medidas de toda la señal.

Formar a un técnico para conducir el programa de monitorización y seleccionar la instrumentación apropiada. Deberá evitarse una instrumentación sofisticada a menos que el problema lo requiera. Un simple medidor portátil de vibraciones y/o ruido con un filtro de frecuencia operado manualmente permitirá implantar, en la mayoría de las ocasiones, un programa de monitorización útil. Una precaución aconsejable es elegir una instrumentación que pueda ser "ampliada " más tarde, aún pensando que esto pueda limitar las futuras compras a los productos del fabricante del equipamiento. Los suministradores de instrumentación son expertos en sus áreas y podrán aconsejar sobre problemas puntuales.

La responsabilidad de las mediciones monitorizadas debería recaer en un ingeniero que pueda ser entrenado para adquirir experiencia en el uso de los equipos utilizados y en la interpretación de las medidas.

Seleccionar la localización de los puntos de medición y elegir el intervalo entre las comprobaciones periódicas. Decidir para cada máquina los tipos de anomalías que se deben mantener bajo vigilancia. Entonces seleccionar y marcar las localizaciones para los transductores apropiados a estas anomalías. El intervalo entre chequeos es elegido en base a la experiencia de operación con cada máquina, utilizando curvas de vida como. Sin embargo, es más sencillo realizar la monitorización si se mantienen los mismos intervalos para todas las máquinas.

Determinar las condiciones "normales" de las máquinas. Deben tomarse y examinarse las mediciones iniciales de vibración. El análisis de frecuencias es útil en esta fase para identificar las fuentes de vibración y establecer las características de vibración de la máquina. Antes de que pueda establecerse con alguna confianza la condición "normal" de cada máquina, deben verificarse las mediciones siguientes. La vida mecánica de la máquina está claramente identificada con los niveles normales de vibración. Durante este proceso puede ser posible reducir el número de lecturas tomadas, por exclusión de ciertas bandas de frecuencias o de algunos puntos de medida, de la monitorización.

Esta es la fase apropiada para confeccionar un formato idóneo de históricos de vibración que permita relacionar las mediciones posteriores con los datos existentes.

Acción en el caso de que las vibraciones registradas sean anormales. El problema final consiste en decidir qué desviación respecto a la señal normal debe ser considerada suficientemente significativa para justificar la necesidad de parada de la máquina por mantenimiento o reparaciones. La primera acción, cuando se obtienen resultados anormales, podría ser la de repetir las mediciones e intentar minimizar la fuente que provoca el cambio de valor de la vibración.

Será posible fijar los límites de los niveles de vibración que conducen a averías en una máquina o grupo de ellas. Si los niveles de vibración controlados se mueven fuera de los límites fijados, la unidad podría programarse para mantenimiento con una prioridad basada en la experiencia de la velocidad a la cual la máquina puede deteriorarse, al tender a su punto de rotura real. Estos límites serán habitualmente límites superiores, pero en algunos casos podrían también ser límites inferiores.

Tanto si se dispone como no de la suficiente experiencia con la máquina, una vez es conocida la causa del cambio en el nivel de vibración controlado, la decisión de parar puede tomarse de la misma forma que cualquier otra decisión de gestión. Sin embargo cuando del control de estado está siendo utilizado, la diagnosis y por tanto la decisión del directivo está al menos en parte, basada científicamente.

11. Estrategias de mantenimiento en las turbinas eólicas

En la actualidad, el uso del viento constituye una de las fuentes de energía con mayor impulso y atractivo, como lo demuestra el hecho de que a escala mundial, el nivel de potencia instalada de origen eólico es cada vez más considerable y además no cesan de proliferar proyectos de construcción de nuevos parques eólicos. Debido a que se trata de una tecnología relativamente reciente, los aerogeneradores son equipos donde la aplicación de un correcto plan de mantenimiento es un factor determinante para conseguir una vida larga y efectiva de los mismos.

Los planes de mantenimiento que se aplican normalmente a los aerogeneradores son de tipo periódico o preventivo, es decir, basados principalmente en las acciones y periodos de mantenimiento recomendados por los fabricantes de los mismos. El principal inconveniente que posee este tipo de mantenimiento es que suele fijarse para toda la vida de funcionamiento de un aerogenerador, sin tener en cuenta, las distintas condiciones de trabajo que soporta dicha máquina, como pueden ser las condiciones climatológicas y de viento, los esfuerzos soportados por sus distintos componentes, el número de horas que el aerogenerador está trabajando, etcétera. Estas condiciones pueden variar de forma considerable la operación del aerogenerador y, por tanto, el mantenimiento óptimo que se les debe aplicar.

Por ello, se ha propuesto un nuevo tipo de mantenimiento que tiene en cuenta, de forma continua y durante toda la vida del aerogenerador, cuáles son sus condiciones de trabajo así como el efecto real de dichas condiciones en el estado de salud y operación de cada uno de sus componentes. A este tipo de mantenimiento se denomina mantenimiento basado en su condición o mantenimiento predictivo.

Desde un punto de vista de mantenimiento predictivo, es importante destacar que los aerogeneradores son máquinas con una tecnología de seguimiento y control avanzada y que, como consecuencia, se encuentran provistos de un gran número de sensores que permiten controlar la operación de los mismos de una forma automática y eficiente.

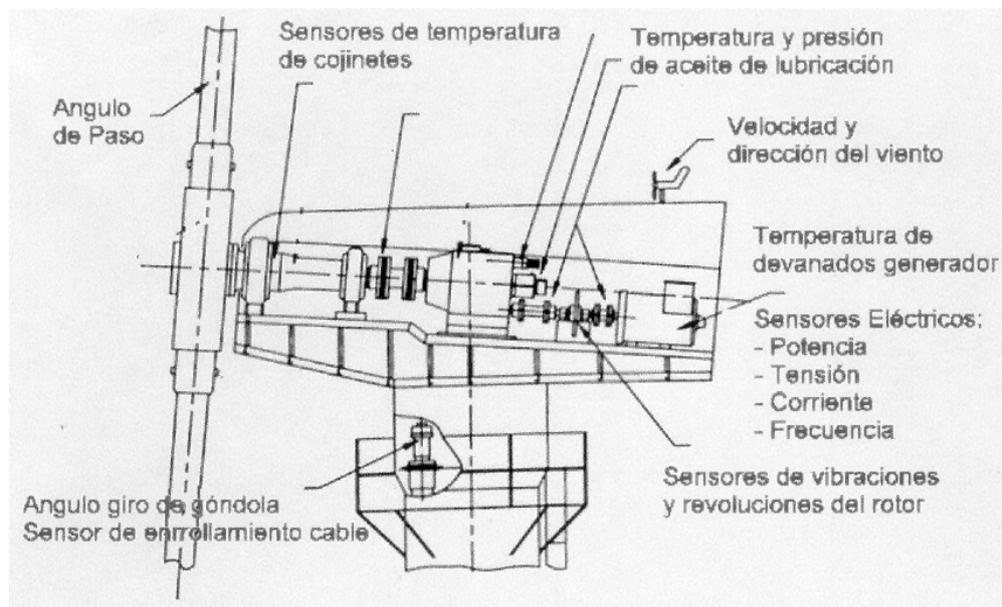


Figura 11.- Diagrama funcional y sensores principales de un aerogenerador

La información recogida de forma automática y continua por estos sensores se usa para monitorizar el estado de salud de los principales componentes del aerogenerador.

Las principales ventajas de este tipo de mantenimiento son:

- ✓ Ahorro de costes de fallos e indisponibilidades de no-producción.
- ✓ Los intervalos de mantenimiento suelen adaptarse mejor a la vida del equipo que los correspondientes a una estrategia de mantenimiento preventivo, en la cual se realizan acciones de mantenimiento tanto si éstas son o no necesarias. Además, este tipo de mantenimiento evita

realizar paradas o sustituciones innecesarias de componentes sanos así como averías inesperadas.

- ✓ La protección de los equipos industriales es más efectiva al tener en cuenta en cada momento el estado de salud de los componentes para así poder evitar el fallo de los mismos.
- ✓ Mejor tratamiento de la fiabilidad y seguridad de los equipos industriales.

Por tanto, el sistema de mantenimiento predictivo de aerogeneradores monitoriza y analiza diversos tipos de fuentes de información, es decir, tanto medidas recibidas de forma continua y automática a través de un sistema de adquisición de datos de sensores instalados en el aerogenerador, como medidas manuales recogidas de ensayos y análisis realizados con la máquina parada, así como observaciones del usuario.

12. Estrategia a seguir en el mantenimiento modificativo.

En el caso de mantenimiento modificativo la totalidad del procedimiento estándar de análisis de métodos, incluyendo la etapa de examen crítico, ha sido desglosado como sigue:

- ✓ Descripción del problema.
- ✓ Eliminación de la unidad (o conjunto o subconjunto al que pertenece
- ✓ La parte defectuosa)
- ✓ Sustitución de la unidad.
- ✓ Modificación de la unidad. (Identificación de causas y posibles soluciones)
- ✓ Instalación, prueba y justificación financiera de alternativas.

Un procedimiento de este tipo puede evidentemente ayudar a los técnicos de mantenimiento a plantear numerosas soluciones alternativas a los problemas de mantenimiento. No obstante, antes de que pueda aplicarse tal procedimiento deben determinarse las causas del problema.

12.1 Análisis de tiempos trabajados

Este método también conocido como medida del trabajo se ha definido como la aplicación de técnicas diseñadas para establecer el tiempo (tiempo estándar o de

referencia) que emplearía un trabajador cualificado para desarrollar o desempeñar un trabajo específico a un determinado nivel de rendimiento. Puede ser utilizado para mejorar y controlar la efectividad de la planificación de un trabajo de mantenimiento y también como base para la aplicación de incentivos para mejorar el rendimiento de los oficiales.

El "tiempo estándar" para una tarea (ver figura 12.1) está compuesto por el tiempo empleado en completar la tarea (tiempo básico), cuando se trabaja a un ritmo de referencia aceptado, y con las holguras de tiempo determinadas por las condiciones ambientales y ergonómicas bajo las cuales se desarrolla el trabajo.

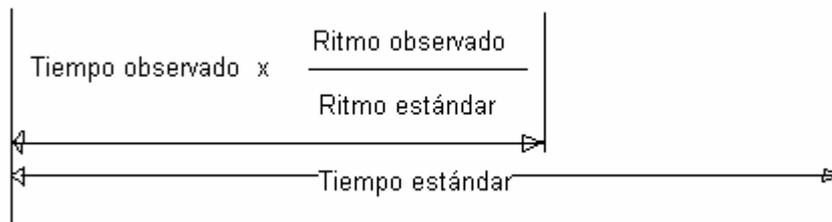


Figura 12.1.- Tiempo estándar o de referencia.

Los tiempos empleados en trabajos idénticos realizados por distintos operarios a diferentes ritmos varían considerablemente. La British Standard ofrece su propia escala (hay otras), por la cual puede evaluarse el ritmo estimado subjetivo de un operario. El punto más importante en esta escala es el ritmo de referencia, que se define como el nivel correspondiente al promedio al que operarios cualificados realizarán una tarea en el supuesto de que se encuentren motivados a realizarlo con su mejor oficio.

13. Ciencia del comportamiento y gestión del mantenimiento.

Los factores más importantes que afectan a la eficacia de una organización de mantenimiento son la diligencia y la calificación de sus oficiales. Aún siendo esenciales una acertada planificación e ingeniería (esa es la razón por la que una gran parte de este libro se haya dedicado a la teoría de la organización, planificación del trabajo y técnicas de ingeniería industrial), se le debe prestar igual atención al análisis de las necesidades de cada trabajador ya la creación de un entorno laboral que satisfaga tales necesidades. El descuido de esta última área ha sido una de las causas principales del malestar en la industria.

La dificultad reside en que las necesidades individuales y las de la organización se contraponen frecuentemente. Por un lado, la teoría clásica de la organización

sugiere que el trabajo debe dividirse en unidades simples, cada una de ellas con solo unas pocas operaciones, facilitando de ésta manera la especialización, motivando al trabajador con incentivos económicos. Por el otro, la ciencia del comportamiento indica que tal disposición perjudica la salud mental. Algunos estudios se han dirigido a identificar en las situaciones industriales aquéllos factores que favorecen la satisfacción y la motivación laboral.

Maslow identifica y ordena lo que él considera como las necesidades del individuo, de la siguiente forma:

Necesidades superiores:

5. Autorrealización.
4. Autonomía.
3. Autoestima.

Necesidades básicas:

2. Sociabilidad.
1. Seguridad.

Maslow argumenta que cuando la primera necesidad, "seguridad en el empleo e ingresos suficientes", se encuentra satisfecha, la atención de los individuos se dirige a las necesidades sociales, es decir, "pertenencia de grupo y aceptación". Cuando éstas también han sido satisfechas, el siguiente paso se dirige a la "autoestima", que tiene algunos atributos, como status o calificación, que otros deben reconocer. A continuación aparece el deseo de autonomía, con el fin de disponer de una mayor oportunidad de ser cada uno su propio jefe en el trabajo y de la correspondiente reducción de las restricciones sobre la libertad individual impuestas por un supervisor directo. Finalmente, y casi nunca plenamente alcanzado, aparece la autorrealización - el máximo desarrollo en el trabajo de todas las calificaciones, capacidades y atributos individuales. Aunque el planteamiento de Maslow es excesivamente simple, proporciona un marco de trabajo útil para la valoración de la influencia de las situaciones industriales en los individuos.

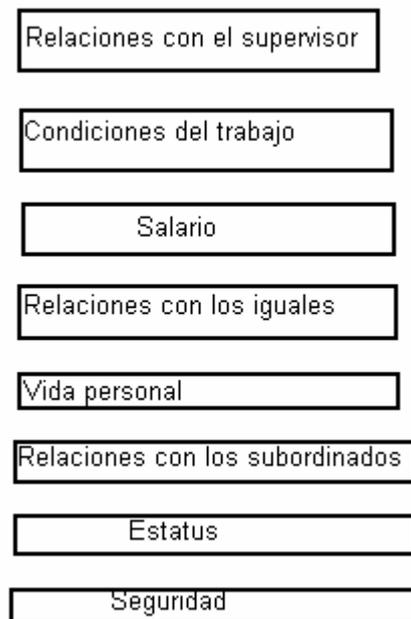


Figura 13.- Factores que afectan a la actitud hacia el trabajo

Los factores que están asociados con las necesidades básicas afectan a la insatisfacción en el trabajo y deben encontrarse en el entorno del mismo. Puede pensarse que mientras diferentes factores, bajo circunstancias diversas, pueden usarse para finalizar el trabajo, solamente los asociados con el contenido del trabajo son los que verdaderamente motivan. Un trabajador motivado responde a estímulos internos: a un deseo de ejecutar el trabajo.

Si un hombre trabaja como resultado de un estímulo externo, adaptara el consiguiente trabajo al modo que mas le convenga (mínima fatiga) y su preocupación en el trabajo es balancear el estímulo externo y su propio esfuerzo, mas que satisfacer las necesidades de la organización. Por tanto lo correcto es enriquecer el trabajo para producir una motivación efectiva.



Figura 13.1.- Relaciones de trabajo

Esto se puede resumir en la figura 13.1 que muestra que los factores que afectan tanto al contenido del trabajo como al entorno deben tenerse en cuenta para conjugar las necesidades de los individuos y las de la organización. En ciertos sectores industriales, como el montaje de vehículos, los factores del entorno pueden ajustarse para prevenir la insatisfacción en el trabajo, pero es extremadamente difícil, dada su naturaleza, enriquecerlo. El trabajo de mantenimiento, por otra parte, reúne todos los ingredientes necesarios para proporcionar la motivación y satisfacción requeridos.

En muchas situaciones en mantenimiento se ha observado que la dirección ha sobre enfatizado las necesidades de la organización, empobreciendo de ésta forma el contenido del trabajo. Se han hecho intentos para motivar a los trabajadores mediante incentivos económicos y no resulta sorprendente que, aunque la productividad se incrementó considerablemente a corto plazo (más por mejoras de la organización que por mejoras en la ejecución), esta volvió a caer de nuevo a largo plazo. De esta forma la dirección alcanzaba un mejor control pero sin verdadera motivación, continuando la búsqueda de sistemas para mejorar la productividad.

Necesidades de la organización:

- ✓ Sustituir las instrucciones detalladas por la clarificación de los objetivos.
- ✓ Incrementar la responsabilidad y procurar una mayor oportunidad de perfeccionamiento haciendo los trabajos de planificación, organización, dirección y control de forma conjunta con los empleados.
- ✓ Estudiar la organización de los trabajos e intentar diseñarlos de manera que produzcan una mayor satisfacción de las necesidades humanas.
- ✓ Reemplazar las actividades de control por aquéllas que conduzcan a definir el papel del mando como colaborador/ soporte /tutor en orden a desarrollar capacidades.
- ✓ Desarrollar equipos eficaces en su plantilla.

Para implantar un sistema tan flexible es necesaria muchísima autodisciplina en los trabajadores. No obstante, ésta predisposición depende de la política externa y el clima social, así como por el contenido del trabajo y por su entorno. Si tales factores externos no favorecen el cambio, entonces ningún programa de enriquecimiento del trabajo promoverá mejoras de la productividad.

En resumen, el enriquecimiento del trabajo se ha obtenido por:

- ✓ Extensión del ciclo de trabajo con tareas adicionales de producción.

- ✓ Integración de las tareas de producción y auxilios como tareas simples de mantenimiento de corto ciclo.
- ✓ Descentralización de la autoridad y la responsabilidad, de manera que el trabajador tenga un mayor control sobre sus propias acciones.

La extensión del ciclo de trabajo (es decir, desde 2 hasta 13 minutos o más) no supone para la mayoría de la gente una tendencia hacia la pérdida de eficiencia. La integración ha sido recibida favorablemente por los trabajadores de producción, siendo particularmente importante en el caso de grupos funcionales, tales como los departamentos de mantenimiento. La descentralización de la autoridad ha tenido probablemente el impacto global más favorable, ya que, además del enriquecimiento del trabajo, también dio como resultado una actitud más favorable de los operarios de taller hacia los objetivos de la compañía, hacia la dirección y hacia las instalaciones. Esto se revela particularmente significativo desde el punto de vista del mantenimiento, cuando se reconoce que una gran proporción de la carga de trabajo correctiva viene generada por mala operación.

Las anteriores técnicas están englobadas en el concepto noruego y sueco de grupos autónomos que está basado en la "rotación del trabajo" y fue usado al principio en las industrias de producción en las que el aumento del trabajo por otros métodos resultaba difícil. El concepto ha sido adaptado ahora a otros tipos de trabajo de producción. El método de grupos autónomos se diferencia de los métodos normales de rotación del trabajo en que esta se produce cuando la situación lo demanda. El grupo tiene una considerable autonomía de acción y elige a su propio líder; los cambios, dentro del grupo y fuera de él, son realizados mediante procedimientos informales de participación. Se ha demostrado que el trabajo en grupo tiene más éxito cuando se organiza (contando con el individuo) que no de forma impuesta.

Tales cambios fundamentales en la situación del trabajo han derivado en cambios en el papel del supervisor y en los métodos de organización y planificación. Aunque el supervisor es todavía necesario, su papel ha cambiado; ha tenido que aprender a dialogar, no a ordenar. Cada vez más, presenta y discute los problemas con los grupos en lugar de ofrecer soluciones ya preparadas. Una de sus principales funciones es la coordinación entre los grupos y el apoyo a los servicios y sistemas de planificación.

Por otro lado se desarrolló un estudio cuidadoso de los sistemas de planificación. Dicho estudio concluyó que el exceso de programación y control deshumanizaba el trabajo, y resultaba ineficaz. En numerosas compañías la

organización fue "simplificada", siendo la idea central que las decisiones menos importantes fueran desviadas hacia abajo en la organización y fuesen realizadas al nivel adecuado. Los recursos de gestión se encontraron entonces liberados para concentrarse en factores estratégicos y económicos importantes.

Evidentemente, las ventajas generales de la "simplificación" de la organización, de la participación y de la descentralización de autoridad se aplican por igual a las funciones de mantenimiento y de producción. Algunos de estos cambios, no obstante, afectan más directamente al trabajo de mantenimiento. La integración con el trabajo de producción de las tareas más simples o rutinarias de mantenimiento no solamente amplía el trabajo de producción, sino que también estimula la vinculación de los trabajadores de producción a la planta utilizándose más eficientemente las habilidades propias de los trabajadores de mantenimiento. Por razones prácticas tales como la complejidad de la planta, existen límites a este proceso de integración permaneciendo todavía la necesidad de grandes departamentos de mantenimiento.

La integración dentro de los departamentos de mantenimiento ha tomado dos formas principales:

1. Se han aplicado esfuerzos considerables a reducir la separación entre especialidades; por ejemplo, el desarrollo de los "electromecánicos", que, de la misma manera que ejecutan los trabajos eléctricos, acometen las tareas de ajuste más simples.
2. En las más significativas compañías de proceso que operan numerosas plantas independientes, se han hecho esfuerzos en la formación de grupos de mantenimiento autónomos y multidisciplinarios. Se ha visto que, mientras tal disposición facilitaba la coordinación de los trabajos multidisciplinarios de mantenimiento, conducía por contra al aislamiento de los especialistas ya una pobre utilización de las capacidades en los trabajos más especializados. Muchas compañías superaron este problema adoptando la llamada "organización matricial": cada individuo se anexa a un cierto grupo/planta de mantenimiento y también a un determinado grupo ocupacional. Esta técnica de organización lleva varios años en funcionamiento y ha dado buenos resultados. Aunque queda mucho por aprender, con posibles beneficios prácticos, de la experiencia sueca, no puede enfatizarse excesivamente que su clima industrial sea muy diferente al resto. Los trabajadores, los sindicatos y los directivos reconocen la necesidad de cooperar en la consecución de los objetivos

acordados conjuntamente, dirigidos a la eficiencia y al aprovechamiento. Quizás en este aspecto es donde más se pueda aprender de la industria.

14. Control y gestión del mantenimiento mediante indicadores

Los indicadores o índices de gestión se utilizan para:

- ✓ Facilitar el seguimiento de resultados alcanzados en periodos determinados en función de los objetivos previstos.
- ✓ Realizar comparaciones con situaciones anteriores o con otras plantas industriales similares (benchmarking).

Los indicadores aplicables a una organización industrial los podemos dividir en cuatro grandes bloques de acción:

- ✓ Indicadores de calidad. Se utilizan para medir el cumplimiento de las especificaciones del proceso
- ✓ Indicadores de tiempo. Para medir aspectos de productividad, rendimientos, niveles de stock y el tiempo dedicado a intervenciones por mantenimiento.
- ✓ Indicadores de costes. Para medir costes asociados al mantenimiento.
- ✓ Indicadores de motivación de los empleados. Horas de formación por empleado, accidentes de trabajo.

Los indicadores relativos al mantenimiento, tanto de tiempos como de costes, permitirán determinar el rendimiento operativo obtenido para los distintos tipos de mantenimiento en función de unos objetivos iniciales previstos.

Para el establecimiento y cálculo de los indicadores es necesario disponer, en primer lugar, de una batería de datos para un periodo de tiempo prefijado y obtenidos con la máxima objetividad.

El parque eólico

1. El origen del viento y sus características

El viento es, fundamentalmente, una consecuencia de la radiación solar que incide sobre la Tierra, y que origina el calentamiento de las masas de aire que la circundan. Al calentarse de forma desigual la superficie del planeta en función de la latitud, se provocan unas diferencias de presión que el flujo de aire tiende a igualar.

El viento se define mediante la dirección y la velocidad:

- ✓ La dirección del viento se designa por el punto cardinal desde donde sopla: por ejemplo, se llamará viento de dirección Oeste o viento del Oeste si proviene de este punto. Esta dirección nos la da la veleta.
- ✓ La velocidad es la que da al viento su energía. Se mide con anemómetros, siendo los más utilizados en prácticamente todas las estaciones meteorológicas, los anemómetros de rotación de cazoletas.

Las condiciones de viento en un territorio vienen determinadas por tres tipos de circulación de aire, según los efectos dominantes: circulación a escala planetaria o macroescala, a escala local o mesoescala y a escala próxima al emplazamiento o microescala.

La circulación de las masas de aire considerando el conjunto de la atmósfera de la Tierra se denomina "circulación general de la atmósfera". Esta trabaja como una máquina térmica que tiende a igualar las temperaturas de las distintas partes de la superficie terrestre. Tienen lugar fundamentalmente en la troposfera, la zona inferior de la atmósfera, que contiene los 4/5 de la masa de ésta y tiene un espesor de aproximadamente 7 km en los polos y 12 km en el ecuador. Las condiciones de la circulación general de la atmósfera vienen alteradas por la distribución de continentes y mares, existiendo unas desviaciones más acusadas en el hemisferio Norte, donde existen mayores masas continentales que en el hemisferio Sur.

El viento también puede sufrir modificaciones debido a su interacción con la superficie terrestre, originadas por diferencias de temperatura entre zonas relativamente próximas entre sí, además de la rugosidad y el relieve del terreno.

Los vientos debidos a diferencias de temperatura más conocidos son las brisas marinas y los vientos de montaña y valle:

- ✓ Brisas marinas: se originan por las diferencias de temperatura entre el mar y la tierra. Durante el día, la tierra se calienta más rápidamente que el mar, originándose a partir del mediodía aproximadamente, una circulación de aire del mar hacia la tierra. Durante la noche, la tierra se enfría más rápidamente que el mar invirtiéndose la corriente. La fuerza del viento resultante depende de la diferencia de temperatura entre ambos elementos, por lo que las brisas se muestran con más claridad en verano.
- ✓ Vientos de montaña y valle: tienen el mismo origen que las brisas, originándose la diferencia de temperatura entre las zonas altas de los montes y los valles. Dependen de las distribuciones de temperatura existentes y de la orografía de la zona.

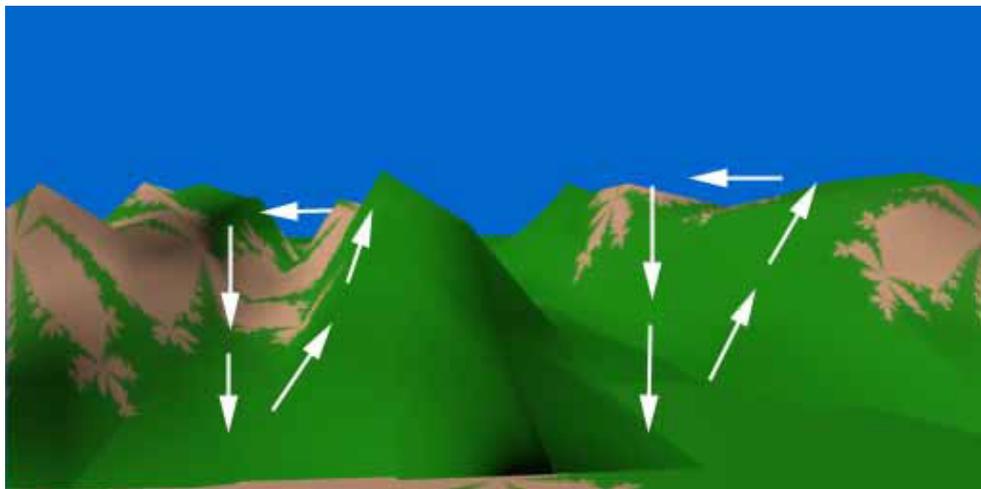


Figura 1.- Vientos de montaña y valle

Por otra parte, la rugosidad del terreno tiende a frenar el movimiento del aire de tal forma que la capa más cercana al suelo está en completo reposo: es la capa límite atmosférica. La velocidad varía gradualmente con la altura hasta un valor característico de la velocidad del viento geostrófico, o sea, la del aire sin perturbar (correspondiente al nivel de macroescala).

Por último en lo que a escala local se refiere, la orografía del terreno también juega un papel importante. La velocidad del viento sufre una aceleración cuando tiene

que remontar colinas, montes o cadenas montañosas, mientras que se atenúa en los valles.

Hay que tener en cuenta también la influencia de los obstáculos como casas, árboles, vallas, etc., que producen una atenuación de la velocidad del viento y la aparición de turbulencia, y que es lo que se conoce como circulación a microescala.

1.1 La energía del viento

Sólo un 2% de la energía solar que llega a la Tierra se convierte en energía eólica y por diversos motivos, sólo una pequeña parte de esta energía es aprovechable. A pesar de ello, se ha calculado que el potencial energético de esta fuente de energía es unas 20 veces el actual consumo mundial de energía, lo que hace que la energía eólica una de las fuentes de energía renovables de primera magnitud.

La energía del viento es de tipo cinético (debida a su movimiento); ello hace que la potencia obtenible del mismo dependa de forma acusada de su velocidad, así como del área de la superficie captadora. Así, todas las máquinas que ha construido el hombre para obtener el mayor rendimiento posible de la energía del viento se basan en frenar el viento por medio de algún dispositivo colocado en su camino.

Al ser la energía que origina el viento de tipo cinético, dependerá de la masa del aire en movimiento: $E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2$ donde m es la masa del aire en kilogramos y v es la velocidad instantánea del viento (metros/segundo).

La masa de esta cantidad de aire es: $m = \phi \cdot V$ donde ϕ es la densidad del aire 1.25 kg/m y V el volumen del cilindro barrido.

El volumen del cilindro es $V = A \cdot L$ donde A es la superficie barrida y L la longitud del cilindro, que es un espacio y por tanto, es igual a una velocidad (la del viento) por un tiempo (en segundos) $L = v \cdot t$

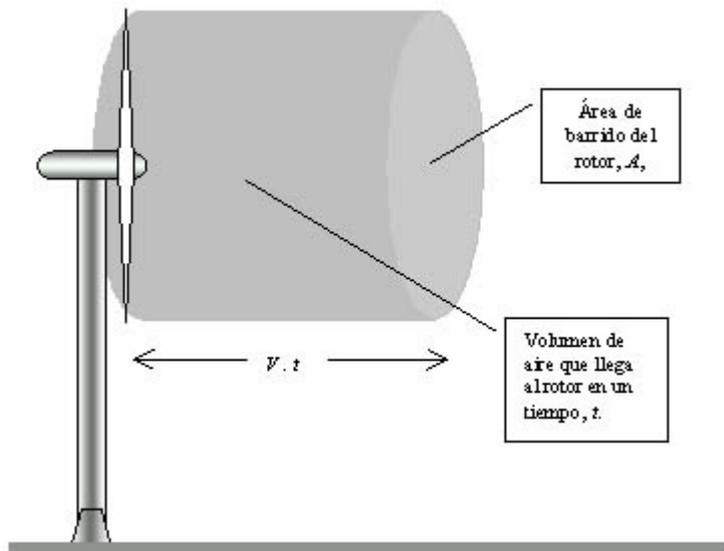


Figura 1.1- Volumen de aire que llega al rotor en un tiempo t

Con todo ello, queda que la energía es igual a:

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot \phi \cdot V \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot \phi \cdot A \cdot L \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot \phi \cdot A \cdot v \cdot t \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot \phi \cdot A \cdot v^3 \cdot t$$

Por tanto, la potencia teórica del viento será:

$$P = \frac{E_c}{t} = \frac{1}{2} \cdot \phi \cdot A \cdot v^3$$

La potencia teórica disponible en las masas de aire en movimiento, es esencialmente proporcional al cubo de la velocidad del viento y al área expuesta a la corriente de aire (tamaño de la máquina).

Debido a las acusadas variaciones temporales del viento, un método de caracterizar el potencial eólico teórico en un determinado lugar es mediante la potencia media por unidad de área expuesta al viento, con lo que se hace

independiente del tamaño de la máquina y prácticamente sólo queda en función de la velocidad del viento.

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \cdot \phi \cdot A \cdot v^3$$

La cantidad de potencia eólica aprovechable depende, además de la potencia eólica teórica (velocidad del viento), de las características de funcionamiento de la máquina.

Esta potencia aprovechable se refiere a potencia mecánica en el eje del rotor, y no a la potencia eléctrica final. Las pérdidas de potencia debidas a eficiencia mecánica de la transmisión y eficiencia eléctrica del generador deben ser contabilizadas aparte.

1.2 Régimen de velocidades en los aerogeneradores

Tal y como se expresa esquemáticamente en la figura 1.2, en la práctica los aerogeneradores operan habitualmente entre un valor mínimo U_1 y un valor máximo U_3 de velocidad del viento. Para $U < U_1$, la energía obtenida es nula o muy pequeña y el aerogenerador permanece en reposo a fin de minimizar esfuerzos innecesarios y alargar su vida media. Para $U > U_3$, el aerogenerador también es conducido al reposo, ya que es escasa la posibilidad de que se presenten vientos muy elevados y no resulta económico construir una turbina para tal fin.

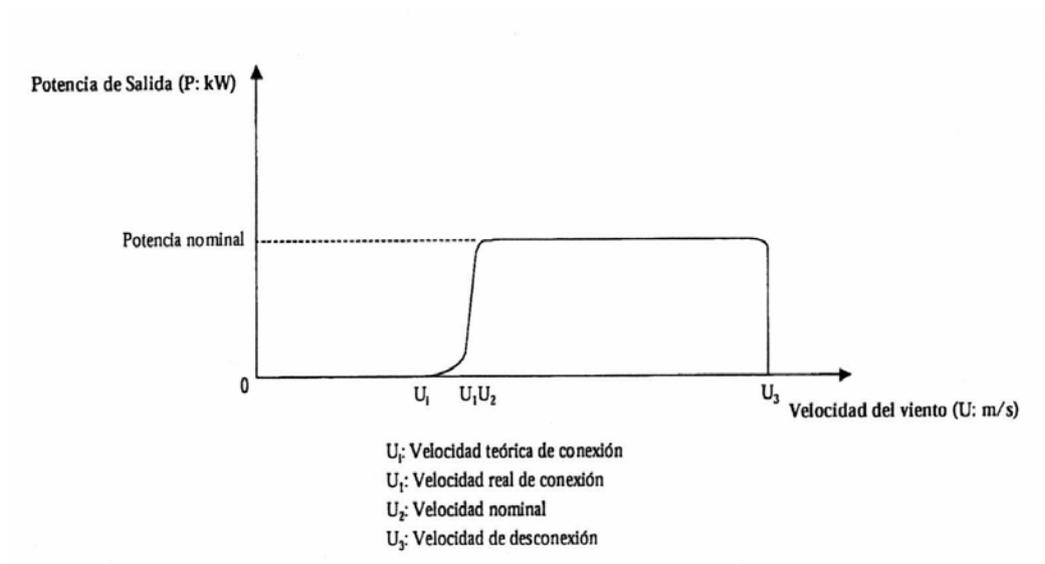


Figura 1.2.- Régimen de velocidades en los aerogeneradores

La producción de energía eléctrica comienza una vez alcanzada la velocidad de viento de conexión U_1 , típicamente comprendida en un rango entre 3 y 6 m/s. Una vez en rotación, muchas turbinas son capaces de continuar en operación con velocidades de viento por debajo de 2-3 m/s, aunque podrán no producir energía eléctrica. La potencia de salida se incrementa rápidamente al aumentar la velocidad del viento, debido a la relación cúbica que existe entre ellas. $(P = \frac{Ec}{t} = \frac{1}{2} \cdot \phi \cdot A \cdot v^3)$

La potencia nominal para la cual ha sido construido el aerogenerador, se obtiene a una cierta velocidad de viento U_2 , con valores típicos entre 10 y 15 m/s. Para velocidades superiores y hasta llegar a la desconexión U_3 , el exceso de potencia podría suponer una sobrecarga peligrosa para el generador eléctrico y para el multiplicador, principalmente, aunque los esfuerzos dinámicos y térmicos podrían afectar también a otros elementos de la instalación. Por ello, la potencia producida es mantenida aproximadamente constante a través de métodos de limitación aerodinámicos, como:

- ✓ La regulación pasiva por pérdida de velocidad.
- ✓ La regulación activa a través del control del ángulo de pala.

1.3 Turbulencia atmosférica y efectos estela

Los aspectos a tener en cuenta en el aprovechamiento de la energía eólica en su relación con la influencia de la turbulencia atmosférica son:

- ✓ Cargas dinámicas estructurales sobre los aerogeneradores.
- ✓ Variaciones de la potencia suministrada.
- ✓ Emplazamientos de parques eólicos, atendiendo a la orografía y a la disposición de los aerogeneradores

La estructura temporal del viento consiste, en un sentido amplio, en fluctuaciones turbulentas superpuestas a una media cuasi-estacionaria.

Dado que las fluctuaciones turbulentas son esencialmente irregulares, no pueden ser analizadas de modo determinista, sino que es más útil analizarlas mediante sus propiedades estadísticas. Se considera la turbulencia como la incorporación de todas las fluctuaciones con frecuencias más altas que la variación de la velocidad media. Puede considerarse la turbulencia como la desviación de la velocidad instantánea $U(t)$ respecto a la velocidad media \bar{U} como sigue:

$$u(t) = U(t) - \bar{U}$$

En la evaluación de los emplazamientos para los Parques Eólicos, una medida de la turbulencia del viento viene representada mediante la intensidad de la turbulencia I_n , correspondiente a un periodo corto de tiempo (normalmente inferior a 1 hora), definida por:

$$I_n = \frac{\sigma}{U}$$

es decir, la relación entre la desviación estándar y la media de las velocidades en ese periodo, lo que representa un índice de la variabilidad de la velocidad del viento.

En cuanto a la aparición de los efectos estela cabe decir lo siguiente. El efecto en el flujo eólico provocado por obstáculos de terreno como elevaciones, colinas,

etcétera, pueden ser de aceleración si el obstáculo es de forma y pendiente relativamente suaves o producirse efectos de reducción de flujo si se trata de crestas o bordes agudos.

Las estelas generadas por edificaciones, arbolado, etcétera, se caracterizan por una disminución de la velocidad del viento y un incremento de la turbulencia.

2. Un poco de historia

Aunque el aprovechamiento de la energía eólica data de las épocas más remotas de la humanidad (los egipcios ya navegaban a vela en el año 4.500 a.c.) la primera noticia que se tiene se refiere a un molino que Heron de Alejandría construyó en el siglo II a.c. para proporcionar aire a su órgano. Los molinos más antiguos que se conocen eran de eje vertical.

Hacia el siglo VIII aparecieron en Europa, procedentes del este, grandes molinos de eje horizontal con cuatro aspas. Su fabricación en gran número, en particular por los holandeses, les hizo alcanzar una gran firmeza, pese a que, debido a las dimensiones de sus aspas distaban mucho de recoger el máximo de potencia. Necesitaban una regulación de la orientación de la tela. Siempre sucede esto en los molinos de viento de eje horizontal que han de trabajar siempre frente al viento. Estos molinos eran muy adecuados para vientos del orden de 5 m/s (20 Km/h).



Figura 2.- Molino de eje horizontal con 4 aspas

Es a partir de los siglos XII-XIII cuando empieza a generalizarse el uso de los molinos de viento para la elevación de agua y la molienda de grano, los más antiguos aparecieron en Turquía, en Irán y en Afganistán. A principios del siglo XII, Europa se llenó a su vez de molinos, sobre todo en Bélgica y en los Países Bajos. Los molinos de

Holanda tienen 4 aspas de lona, mientras que los de Baleares y Portugal tienen 6, y los de Grecia, 12. Los molinos con gran número de palas determinan velocidades de rotación relativamente bajas y un funcionamiento útil a partir de velocidades del viento del orden de 2 m/s.

Todos estos molinos se mantienen hasta bien entrado el siglo XIX. El desarrollo de los molinos de viento se interrumpe con la revolución industrial y la utilización masiva de vapor, la electricidad y los combustibles fósiles como fuentes de energía motriz. Es, sin embargo, en la segunda mitad del siglo XIX cuando tiene lugar uno de los más importantes avances en la tecnología del aprovechamiento del viento, con la aparición del popular "Molino multipala tipo americano", utilizado para bombeo de agua prácticamente en todo el mundo, y cuyas características habrían de sentar las bases para el diseño de los modernos aerogeneradores eólicos.

Fue entre las guerras mundiales cuando aparecieron, como consecuencia de los progresos técnicos de las hélices de aviación, y con ellas los proyectos de grandes aerogeneradores de dos o tres palas. Se tendió a construir casi únicamente los de dos, ya que resultan más baratos. Incluso se pensó en utilizar una única pala equilibrada con un contrapeso. Actualmente, predominan los molinos tripalas. Estos aerogeneradores giran más rápidamente que los multipalas, lo que constituye una ventaja cuando se trata de alimentar máquinas de gran velocidad de rotación como los alternadores eléctricos. Los grandes aerogeneradores están situados en lo alto de una torre tronco-cónica de acero.

Los aerogeneradores de eje vertical tienen la ventaja de adaptarse a cualquier dirección del viento. Por ello, se llaman panémomos (todos los vientos). No precisan dispositivos de orientación. En su forma más moderna derivan todos ellos del inventado en 1925 por el ingeniero Francés Darrieus, patentado en Estados Unidos y luego caído en un olvido casi total. Su estudio volvió a iniciarse en Canadá en 1973 y en Estados Unidos a partir de 1975. Las máquinas pequeñas, de 1 a 60 kW, pueden construirse a un precio inferior al de los molinos de viento clásicos de eje horizontal.

El primer aerogenerador fue construido en Francia, en 1929, pero se rompió a causa de una violenta tormenta. La compañía electromecánica construyó e instaló en Bourget un aerogenerador de dos palas de 20 metros de diámetro. El aparato fue destruido por las ráfagas de viento.

En Rusia se puso en funcionamiento en 1931, en Crimea, frente al mar Muerto, un aerogenerador de 30 metros, que tenía que proporcionar 100 kW a la red de Sebastopol, la media durante dos años fue de 32 kW.

En 1941 los estadounidenses y más concretamente la NASA construyó un bipala de 53 metros de diámetro, previsto para una potencia máxima de 1.250 kW, que

se instaló en Vermont, en el noreste de EEUU. Las primeras pruebas, iniciadas en octubre de 1941 continuaron durante unos 15 meses. Un pequeño incidente en 1943 bloqueó la máquina durante dos años, ya que las dificultades ligadas a la guerra retrasaron la fabricación de piezas nuevas. Vuelto a poner en marcha, el aerogenerador proporcionó corriente al sector durante veintitrés días, luego se rompió una de las palas y se abandonó el proyecto.

En 1975 se pusieron en servicio los aerogeneradores Mod. 0 con unas palas de metal con un diámetro de 38 metros, produciendo 100 kW. En 1977 se construyó el Mod. 0A que tenía 200 kW. La GENERAL ELECTRIC termina el bipala Mod. 1 en 1978 que con un diámetro de 60 metros acciona un alternador de 2 MW. Mientras BOEING estudió el Mod. 2, ideal para los vientos medios de las grandes llanuras, que con 91 metros de diámetro produce 2.5 MW, con palas de acero.

En Francia, un vasto programa patrocinado por la Electricité de France, ha realizado un estudio del viento en todas las regiones y ha construido varios grandes aerogeneradores experimentales. El aerogenerador "Best, Romani" tripala de 30 metros de diámetro con chapas de aleación ligera fue instalado en Nogent-le-Roy en Beauce. Podía proporcionar 800 kW a la red con un viento de 60 Km/h. Esta máquina experimental aportó entre 1958 y 1962 un gran número de informaciones sobre su funcionamiento en condiciones reales de explotación. La compañía Neyrpic instaló en Saint-Rémy-des-Landes (Manche) dos aerogeneradores de tres palas. El primero de 21 metros de diámetro y que producía 130 kW de potencia, funcionó hasta marzo de 1966. El otro, de 35 metros y previsto para producir 1.000 kW, proporcionó una potencia satisfactoria durante las pruebas, pero la ruptura de un palier en 1964 hizo que se abandonase el programa de estudios.

En Alemania se construyó entre 1955 y 1957 un aerogenerador de dos palas de 34 metros de diámetro, de fibra de vidrio, a 80 Km. al este de Stuttgart. Esta máquina funcionó hasta 1968. Dinamarca construyó en 1957 el "Gedser Mill", hélice de tres palas de 24 metros de diámetro que funcionó hasta 1968. Producía 200 kW con una velocidad del viento en el eje de la máquina de 15 m/s.

El bajo precio del petróleo determinó entonces la suspensión total de los grandes proyectos en todo el mundo. Pero en los años 70, coincidiendo con la primera crisis del petróleo, se inicia una nueva etapa en el aprovechamiento de la energía del viento. Las aplicaciones de las modernas tecnologías, y en especial de las desarrolladas para la aviación, ha dado como resultado la aparición de una nueva generación de máquinas eólicas muy perfeccionadas, y que permiten su explotación, bajo criterios de rentabilidad económica, en zonas de potencia eólica elevada.

A principios de los años 70, los norteamericanos, enfrentados al aumento de los problemas de abastecimiento de energía iniciaron un amplio programa para explotar la energía eólica. En aquel momento se estimaba, en efecto, que esta energía renovable podría, aparte de sus aplicaciones tradicionales, proporcionar kW/h a las redes eléctricas a un precio igual o inferior al de las centrales térmicas. Ello sería pronto una realidad con la puesta en servicio, de grandes aerogeneradores que producirán potencias eléctricas comprendidas entre 2 y 5 MW.



Figura 2.1.- Aerogeneradores de eje horizontal y 3 aspas

EEUU cuenta con numerosos proyectos para la utilización de la energía del viento, incluso en combinación con otras centrales como las hidroeléctricas. También ha mostrado un gran interés en promocionar los aerogeneradores entre el público para que no los rechace y entre los posibles interesados (fabricantes y usuarios).

Algunos de estos molinos alcanzaban dimensiones colosales para aquella época: sus hélices, con un diámetro de varias decenas de metros, están sostenidas por grandes postes. Casi todas las grandes eólicas fueron destruidas del mismo modo, tras algunos años de servicio. Es el caso, por ejemplo, de la gran hélice de 31 metros instalada en Nogent-le-Roi, un pueblo de Normandía, al oeste de Francia, destruido por una tormenta en 1963. Montado sobre un trípode metálico, tenía tres palas, situada a 35 metros por encima del suelo y capaz de girar a 47 r.p.m. Ponía en movimiento un generador eléctrico conectado a la red urbana, o de otra más modesta (18 m.) construida en la isla de Gran Bretaña en 1979: sólo funcionó durante 9 meses.

Los primeros grandes aerogeneradores se encuentran en los Estados Unidos, donde en 1941 había ya una eólica cuya hélice pesaba 7 toneladas y tenía un diámetro de 53 metros. También ésta se rompería durante una tormenta. Desde 1973, y bajo la responsabilidad de la NASA, los Estados Unidos han reanudado la

construcción de eólicas gigantes. Las dos más grandes miden 61 y 91 metros de diámetro y funcionan desde 1978 en Boone (Ohio) y en Barstow (California). Producen de 2.000 a 2.500 kW de electricidad.

El florecimiento californiano de la energía eólica se debió en gran parte a una política fiscal favorable y a los altos precios que pagaban las eléctricas por la energía de origen eólico a mediados de los años 1980. Ambos incentivos se han suprimido, pero la energía de origen eólico continúa creciendo en California, si bien a un ritmo más lento. Los parques eólicos de Altamont eran, se decía con malicia, refugio contra los impuestos. La verdad es que los primeros años fueron difíciles. Los incentivos fiscales estimularon la rápida construcción de aerogeneradores cuyo diseño no se había sometido a pruebas rigurosas, y las averías menudeaban. Hoy, resueltos la mayoría de los problemas, la economía de la generación eólica ha mejorado notablemente. Desde 1981, el coste de la energía eléctrica generadas por fuerza atribuibles a innovaciones técnicas. Salvo las paletas de material compuesto ligero y las turbinas controladas por microprocesador, los aerogeneradores comerciales de Altamont no incorporan novedades substanciales, aerodinámicas o de proyecto, respecto a los que se construyeron hace 50 años. La reducción de costos de la energía eólica obedece, sobre todo, a la experiencia de los años, que lleva consigo la introducción de métodos normalizados. En las industrias, los fabricantes se aplicaron a las técnicas de producción en masa; en el campo, los especialistas aprendieron a escoger los emplazamientos mejores y a acomodar el calendario de mantenimiento a los periodos de viento flojo. Las nuevas turbinas eólicas, de técnica más depurada, prometen ulteriores ahorros.

3. Partes principales de un aerogenerador

Las máquinas empleadas para transformar la fuerza cinética del viento en electricidad reciben el nombre de turbinas eólicas o aerogeneradores. Los aerogeneradores se dividen en dos grupos: los de eje horizontal y los de eje vertical. El aerogenerador de eje horizontal, considerado el más eficiente, es con diferencia, el más empleado en la actualidad.

Las turbinas extraen la energía del viento, que es proporcional al cubo de la velocidad del viento, utilizando una tecnología que se asemeja a la de los aviones o helicópteros.

La constitución típica de un aerogenerador incluye, como partes principales, los siguientes subsistemas:

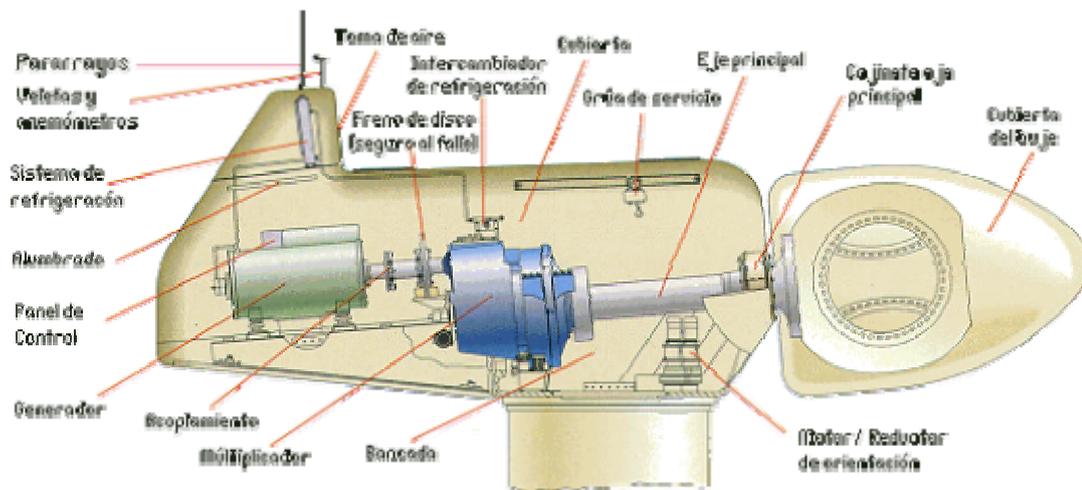


Figura 3.- Constitución típica de un aerogenerador

El rotor: incluye el buje y las palas (por lo general tres). Las palas capturan el viento y transmiten su potencia hacia el buje, que se encuentra acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador. Ese eje, a su vez, conecta el buje del rotor al multiplicador.

La góndola: contiene los componentes claves del aerogenerador, como pueden ser el generador eléctrico (suelen ser asíncronos o de inducción), el multiplicador y los sistemas hidráulicos de control, orientación y freno. El multiplicador tiene a un lado el eje de baja velocidad y al otro un eje de velocidad alta (eje principal), que gira a 1.500 revoluciones por minuto, lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. En la parte posterior de la góndola nos encontramos con un anemómetro, que mide la velocidad del viento y manda la información al controlador, y una veleta que indica al controlador de donde viene el viento, para que el rotor y las palas se sitúen en la posición óptima contra el viento. La electricidad producida en el generador baja por unos cables a la mini estación, para ser transformada y enviada a la red.

La torre de soporte: soporta la góndola y el rotor. Generalmente es una ventaja disponer de una torre alta, dado que la velocidad del viento aumenta conforme nos alejamos del nivel del suelo. Las torres pueden ser bien torres tubulares o torres de celosía. Las torres tubulares son más seguras para el personal de mantenimiento de las turbinas, ya que pueden usar una escalera interior para acceder a la parte superior de la turbina. La principal ventaja de las torres de celosía es que son más baratas.

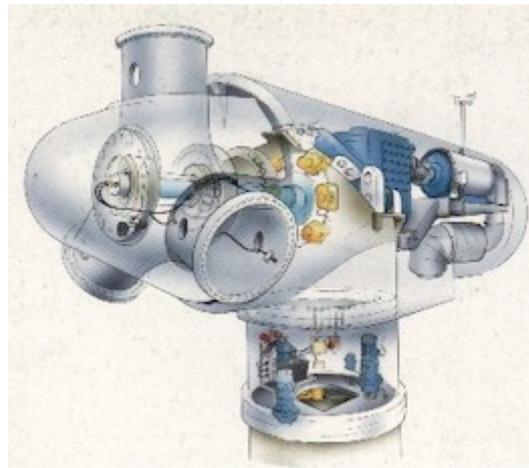


Figura 3.1- Vista interna de un aerogenerador de eje horizontal

4. Aerodinámica en los aerogeneradores

Los aerogeneradores modernos utilizan una tecnología que se asemeja a la de los aviones y los helicópteros.

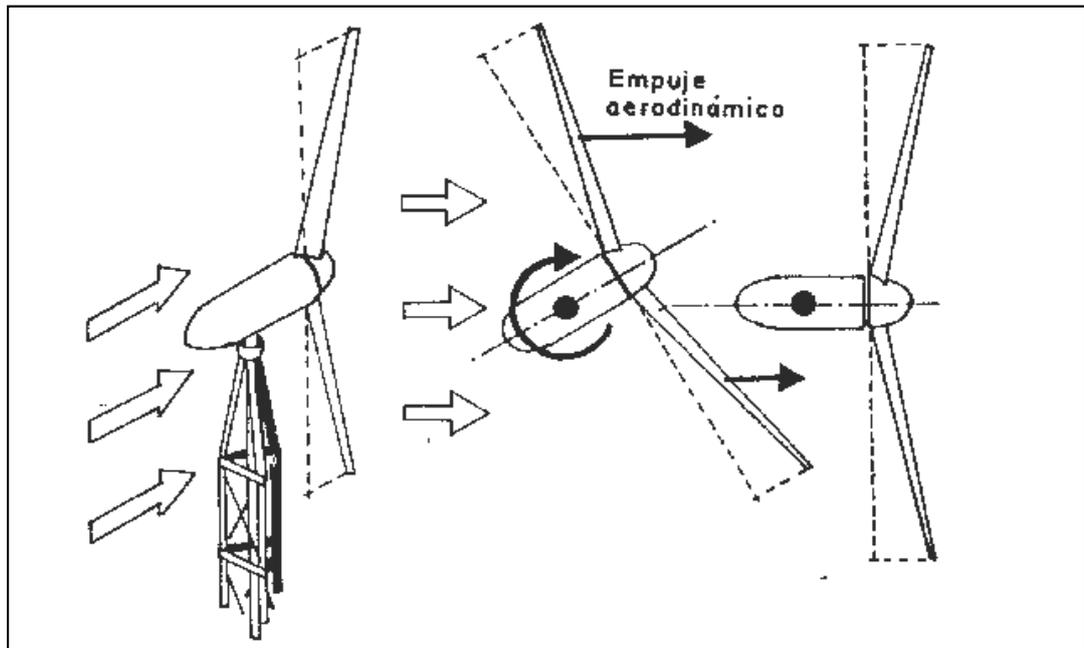


Figura 4.- Representación del empuje aerodinámico

Un avión puede volar debido a que el aire que se desliza a lo largo de la superficie superior de las alas, se mueve más rápidamente que en parte inferior de las alas, dando lugar por tanto, a que haya una presión más baja en la superficie superior del ala, produciendo una fuerza de empuje hacia arriba que permite que el avión pueda volar. Esta fuerza recibe el nombre de sustentación y es perpendicular a la dirección del viento. La pérdida de esta sustentación puede producirse por ejemplo, por la pérdida de presión en la superficie superior del ala, dando lugar a que el ángulo de ataque que forma el ala con la dirección general de la corriente de viento se modifique.

Por lo expuesto anteriormente, los aerogeneradores tienen colocado el rotor corriente arriba de la torre de soporte y la góndola, porque la corriente de aire que se encuentra detrás de la torre es muy irregular y puede dar lugar a turbulencias, con la consiguiente pérdida de sustentación.

5. Aerogeneradores de eje vertical

Los molinos de eje vertical disponen el eje de giro verticalmente, mientras que las palas se mueven en un plano horizontal a su alrededor.

Posee un diseño crítico, pues con esta orientación, cuando las palas son empujadas para que se produzca el avance, también son frenadas por la parte trasera otras palas que se aproximan al viento. Así pues, el diseño de la pala debe realizarse de forma que sea capaz de captar el máximo viento por su parte delantera, mientras que por la trasera ofrezca la mínima resistencia posible.

Las turbinas con rotores de eje vertical tienen la ventaja fundamental de que no precisan de ningún sistema de orientación activo para captar la energía contenida en el viento ya que, por el hecho de tener las palas acopladas a lo largo de la torre y perpendiculares al suelo, pueden aprovechar el viento, sea cual sea su dirección. Presentan la ventaja añadida, con respecto a las turbinas de eje horizontal, de disponer del tren de potencia, el generador eléctrico y los sistemas de control a nivel del suelo y, por lo tanto, el mantenimiento se hace más fácil. Así mismo, este tipo de aerogeneradores requiere estar monotorizado, ya que los perfiles y la simetría de sus palas no permiten el autoarranque.

Los diseños más conocidos de eje vertical son los rotores tipo Darrieus y los rotores tipo Savoius.

- ✓ Rotores Darrieus: Las aeroturbinas de eje vertical tipo Darrieus constan de dos o más palas dispuestas como la forma que toma la cuerda sujeta por sus extremos y sometida a un movimiento giratorio. Su rendimiento y velocidad de giro son comparables a las aeroturbinas de eje horizontal, sin embargo presentan algunas desventajas como: ausencia de par de arranque, lo que hace necesario monitorizar la turbina para que comience a girar y empleo de tensores adicionales para garantizar la estabilidad estructural de la máquina. Además, cada una de las palas de este tipo de máquinas está sometida a fluctuaciones de par elevadas debido al efecto de sombra de la torre.



Figura 5.- Aerogenerador Darrieus

- ✓ Rotores Savonius: Se caracteriza por disponer de dos palas que son las mitades de un cilindro cortadas por una generatriz y desplazadas lateralmente. Tienen la ventaja de ofrecer par de arranque y se pueden construir fácilmente, pero su bajo rendimiento y su reducida velocidad de giro hacen que sus aplicaciones se limiten a bombeo de pistón

Las principales ventajas teóricas de una máquina de eje vertical son

- ✓ Puede situar el generador, el multiplicador, etc. en el suelo, y puede no tener que necesitar una torre para la máquina.
- ✓ No necesita un mecanismo de orientación para girar el rotor en contra del viento.

Las principales desventajas son:

- ✓ Las velocidades del viento cerca del nivel del suelo son muy bajas, por lo que a pesar de que puede ahorrarse la torre, sus velocidades de viento serán muy bajas en la parte más inferior de su rotor.
- ✓ La eficiencia promedio de las máquinas de eje vertical no es impresionante.
- ✓ La máquina no es de arranque automático (es decir, una máquina Darrieus necesitará un “empuje” antes de arrancar. Sin embargo, esto es sólo un inconveniente sin importancia, ya que puede utilizar el generador como motor absorbiendo corriente de red para arrancar la máquina).
- ✓ La máquina puede necesitar cables tensores que la sujeten, aunque esta solución no es practicable en áreas muy cultivadas.

- ✓ Para sustituir el cojinete principal del rotor se necesita desmontar el rotor, tanto en las máquinas de eje horizontal como en las de eje vertical. En el caso de las últimas, esto implica que toda la máquina deberá ser desmontada.



Figura 5.1.- Aerogenerador de eje vertical

6. Aerogeneradores de eje horizontal

6.1 Datos técnicos de un aerogenerador de eje horizontal

Básicamente, un aerogenerador es una máquina que transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica en un generador, que puede ser de inducción, síncrono o de corriente continua. Esta energía podrá cederse a la red eléctrica general, previamente transformada a la tensión adecuada, o almacenarse en baterías. La eficiencia de transformación de energía cinética del viento a eléctrica utilizable, está comprendida entre un 40% y un 45%.

El primer convertidor de energía que aparece en un aerogenerador es el rotor, que para una máquina de eje horizontal contará con un número concreto de palas que, a través de efectos aerodinámicos, transforman la energía cinética en energía mecánica de rotación, a una velocidad cuyo valor variará entre 5 y 15 r.p.m. para pequeñas máquinas de bombeo, hasta 200 a 6300 r.p.m. para máquinas del orden de 100 W.

El aerogenerador lleva incorporado un multiplicador de velocidades (caja multiplicadora) para suministrar la energía mecánica de rotación al generador eléctrico a una velocidad angular del orden de 1000 a 1500 r.p.m., con un rendimiento muy elevado (del orden de 0.90).

El generador eléctrico transforma, a su vez, la energía mecánica de rotación en energía eléctrica utilizable con un rendimiento también alto, del mismo orden que el de la multiplicadora. Si el aerogenerador funciona conectado a la red eléctrica necesita de un transformador para elevar la tensión de salida del generador hasta la de la red.

Así mismo, el aerogenerador necesitará de un conjunto de mecanismos auxiliares normalmente hidráulicos:

- ✓ Mecanismo de cambio de paso
- ✓ Aerofrenos
- ✓ Freno de emergencia
- ✓ Sistema de orientación

O bien otro tipo de componentes necesarios para el funcionamiento del conjunto:

- ✓ Acoplamientos entre ejes
- ✓ Estructuras de soporte
- ✓ Electrónica de control, etcétera.

Por último, con el fin de captar mayor cantidad de energía del viento, el sistema captador-conversor de energía anteriormente descrito es elevado a una altura del suelo, función del tamaño del rotor (diámetro), a través de una estructura metálica o de hormigón (torre).

A continuación se presenta un esquema de los componentes de un aerogenerador y una explicación más detallada de cada uno de ellos.

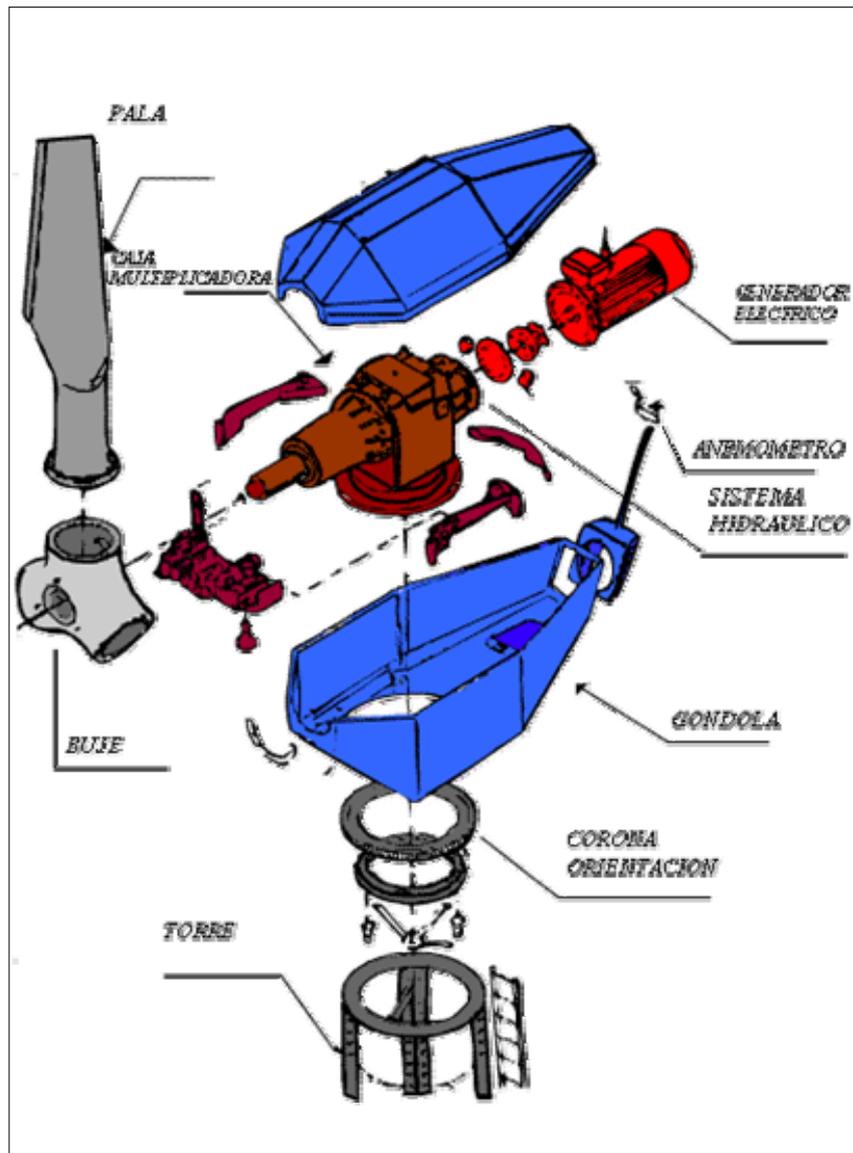


Figura 6.- Esquema de los componentes de un aerogenerador

7. Rotor eólico

Se entiende por rotor eólico el conjunto de componentes del aerogenerador que giran fuera de la góndola. Estos componentes son las palas, el buje y el mecanismo de cambio de paso de la pala. Desde el punto de vista del diseño y fabricación, cada uno de estos elementos se puede considerar como elementos independientes. Sin embargo, cuando se estudia su funcionamiento, es muy adecuado incluirlos, como partes del rotor eólico o bien como elementos del tren de potencia. Las palas, claramente pertenecen al rotor eólico, pero en lo que se refiere al buje y al mecanismo de cambio de paso no esta tan clara esta pertenencia.

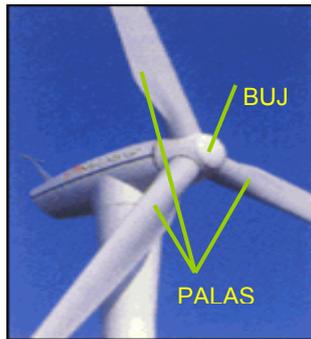


Figura 7.- Buje y palas de un aerogenerador

Los parámetros principales de un rotor son los siguientes:

- ✓ Velocidad típica de giro: relación entre la velocidad de la punta de la pala y la velocidad del viento, permite su clasificación en rotores lentos (velocidad típica próxima a 1) o rápidos (velocidad típica de 5 a 8).
- ✓ Rendimiento aerodinámico: también llamado “coeficiente de potencia” y expresa la fracción de la energía del viento que se transforma en energía mecánica; su valor oscila entre el 20 y el 40% dependiendo de las características geométricas de las palas.
- ✓ Longitud.
- ✓ Perfil, o forma del borde de ataque de la pala contra el viento.
- ✓ Calaje, o ángulo de ataque de la pala contra el viento.
- ✓ Anchura.

El rotor de un aerogenerador de eje horizontal está expuesto a numerosas cargas que se clasifican según su forma de actuación. Se pueden dividir según su origen en las siguientes categorías:

- ✓ Cargas aerodinámicas.
- ✓ Cargas gravitatorias.
- ✓ Cargas inerciales.
- ✓ Cargas estructurales.

7.1 Tipos de rotores de eje horizontal

Los rotores de eje horizontal se caracterizan porque hacen girar sus palas en dirección perpendicular a la velocidad del viento incidente. La velocidad de giro de las turbinas de eje horizontal sigue una relación inversa al número de sus palas, o de forma más precisa al parámetro denominado *solidez* que indica el cociente entre la superficie ocupada por las palas y la superficie barrida por ellas. Así, las turbinas de eje horizontal se clasifican en turbinas con rotor multipala o aeroturbinas lentas y rotor tipo hélice o aeroturbinas rápidas.

7.1.2 Rotores multipala. Aeroturbinas lentas.

Los rotores multipala se caracterizan por tener un número de palas que puede variar de 6 a 24 y por lo tanto una solidez elevada. Presentan elevados pares de arranque y una reducida velocidad de giro. La velocidad lineal en la punta de la pala de estas máquinas, en condiciones de diseño, es del mismo orden que la velocidad del viento incidente. Estas características hacen que la aplicación fundamental de estas turbinas haya sido tradicionalmente el bombeo de agua. No se utiliza en aplicaciones de generación de energía eléctrica debido a su bajo régimen de giro.

7.1.3 Rotores tipo hélice. Aeroturbinas rápidas.

Los rotores tipo hélice giran a una velocidad mayor que los rotores multipala. La velocidad lineal en la punta de la pala de estas máquinas varía en un margen de 6 a 14 veces la velocidad del viento incidente en condiciones de diseño. Esta propiedad hace que las aeroturbinas rápidas sean muy apropiadas para la generación de energía eléctrica, ya que el elemento mecánico que condiciona la velocidad de giro del generador es menor en tamaño y coste. Los rotores tipo hélice presentan un par de arranque reducido que, en la mayoría de las aplicaciones, es suficiente para hacer girar el rotor durante el proceso de conexión.

Dentro de los rotores tipo hélice los más utilizados son los de tres palas, debido fundamentalmente a su mejor estabilidad estructural y aerodinámica, menor emisión de ruido y mayor rendimiento energético frente a los rotores de una o dos palas. La ventaja fundamental de estos últimos es que la velocidad de giro de diseño es superior y por lo tanto la relación de multiplicación de la caja de transmisión es más reducida.

Además presentan como ventajas adicionales: reducción en el coste de la instalación al emplear menor número de palas y una fácil instalación, ya que pueden ser izados sin giros complicados tras su montaje en el suelo como pieza única. Sin embargo, los problemas estructurales que presentan, sobre todo durante los períodos de orientación, y los inconvenientes asociados a un control más complejo y a una mayor emisión de ruido han llevado a que estos diseños no hayan pasado prácticamente de la fase de prototipos.

7.2 Posiciones del rotor

Se consideran dos posiciones de los rotores eólicos para turbinas de eje horizontal:

- ✓ Rotor a barlovento: las turbinas eólicas a barlovento son las que poseen el rotor o hélice enfrentando al viento, es decir, delante de la torre.



Figura 7.1.- Rotor a barlovento

La ventaja básica de este tipo de máquinas es que evitan la influencia de la sombra aerodinámica de la torre.

Sin embargo, aunque en menor medida que en una configuración a sotavento, existe una pequeña perturbación. Esto se debe a que en la porción del área del rotor que enfrenta a la torre se induce, igualmente,

una variación en el patrón normal de variación de presiones a lo largo de las líneas de flujo que atraviesan dicho sector. Debido a esto, estas líneas de flujo empiezan a curvarse antes de llegar a la torre en sí, aún si la superficie de ésta fuera cilíndrica y perfectamente lisa. Por tanto, cada vez que las palas del rotor pasen por las cercanías de la torre, la potencia que posee el viento y que éstas captan, cae sensiblemente.

Una desventaja es que se necesita un rotor más rígido y situado a cierta distancia de la torre, ya que de otro modo, existe el riesgo de interferencia con la misma debido a los esfuerzos que tienden a flexionar las palas. Esto aumenta considerablemente el costo de las mismas, por requerir materiales con mejores propiedades mecánicas.

No obstante, la desventaja principal de una configuración a barlovento, dentro de las dimensiones y/o potencia de la que se trata la turbina en estudio, es que requiere un sistema de orientación del rotor que lo mantenga enfrentando al viento. Tales sistemas pueden ser activos o pasivos.

Un sistema de orientación activo requiere utilizar sensores de dirección y accionamiento motorizados que guíen al rotor automáticamente hacia la dirección del viento.

Un sistema de orientación pasivo, en una turbina de rotor a barlovento, es el que utiliza una aleta estabilizadora.

- ✓ Rotor a sotavento: en esta configuración, el rotor o hélice se encuentra aguas debajo de la torre, detrás de ésta respecto a la dirección del viento.

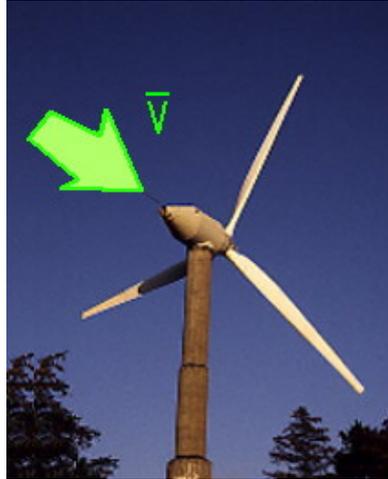


Figura 7.2.- Rotor a sotavento

Este sistema posee la fundamental ventaja de no requerir dispositivo de orientación alguno, siempre y cuando se diseñe adecuadamente el rotor y la góndola, de tal modo, que haga que la misma “siga” de forma pasiva a la dirección del viento. Sin embargo, esta manera de orientar a la hélice se ha obstaculizado por la forma en que se puede transmitir la corriente saliente desde el generador, ya que una vinculación directa por medio de cables necesita un control activo del enroscado de los mismos (si la góndola ha girado repetidamente en el mismo sentido por un largo período de tiempo) y una por medio de anillos rozantes debe ser muy bien estudiada dadas las elevadas intensidades de carga que serán transmitidas.

Una importante ventaja adicional de un rotor a sotavento es la posibilidad de emplear materiales para las palas más flexibles, siempre y cuando se tenga en cuenta la flecha máxima admisible. Esta importancia se debe en primer lugar a la disminución del peso que implica una pala menos rígida y en segundo lugar a que de este modo se alivian las cargas dinámicas sobre todo, en el sistema debido a las altas velocidades de viento, por ejemplo, durante ráfagas las palas pueden empezar a curvarse aliviando en parte a la torre y a toda la estructura de soporte.

La desventaja básica es la fluctuación de la potencia del viento al pasar el rotor por la sombra de la torre (proyección de la sombra del aerogenerador en las áreas vecinas cuando el sol está visible). Esto trae

aparejado mayores cargas de fatiga sobre la misma turbina que un sistema a barlovento.

Otro parámetro importante relacionado con el rotor eólico es la distancia libre entre la punta de la pala y la torre. Esta distancia depende del ángulo de *conicidad*, que es el ángulo que forma el eje longitudinal de la pala con respecto al plano normal del eje de giro del rotor, de la deformación elástica de la pala cuando está cargada y del *ángulo de inclinación del eje de rotación*.

Este ángulo de inclinación aumenta la distancia libre entre la pala y la torre, pero debe ser necesariamente pequeño, ya que reduce el *área barrida* por el rotor e introduce una componente vertical de par que tiende a girar la góndola. Sin embargo, sí se considera este ángulo en los diseños, ya que se han registrado accidentes en los que la pala ha chocado con la torre. Este tipo de fenómenos se produce normalmente en zonas de terreno complejo donde es probable que aparezcan perfiles inversos de la velocidad del viento que aumenta las cargas aerodinámicas y por lo tanto la deformación elástica justo en el momento en que la pala pasa cerca de la torre.

7.3 Apoyo del sistema de transmisión

El diseño de los apoyos sobre los que se sustentará el eje de giro del rotor eólico y su integración en el tren de potencia y en la estructura de la góndola es uno de los puntos fundamentales del diseño mecánico de la turbina, ya que este elemento soporta buena parte de las cargas que posteriormente se transmiten a la torre. Existen diferentes configuraciones en lo referido a los apoyos del tren de potencia.

7.3.1 Eje del rotor con apoyos separados

En este tipo de diseño el eje del rotor se monta sobre dos cojinetes unidos a una estructura o bancada solidaria a la torre mediante apoyos longitudinales y transversales. Todas las cargas del rotor se transmiten a la torre a través de este elemento. Con esta disposición la caja multiplicadora no soporta ninguna carga en excepto el par transmitido por el eje de rotación. La ventaja fundamental de este diseño es que emplea cojinetes y cajas multiplicadoras convencionales, sin embargo presenta el inconveniente de ser una configuración demasiado pasada.

Una alternativa a este diseño es integrar el cojinete posterior en la estructura de la caja multiplicadora. Con esta variante la distancia entre cojinetes se reduce, lo que implica una reducción en las cargas transmitidas a la bancada de unión con la torre. En esta configuración el multiplicador de velocidad se monta con dos apoyos

adicionales sobre la bancada, de tal forma que el tren de potencia se apoya sobre tres puntos de suspensión. La ventaja fundamental de esta configuración es que se reduce notablemente el peso de la bancada y mejora su montaje en la góndola.

7.3.2 Eje del rotor integrado en la caja multiplicadora

En este diseño el rotor eólico se apoya completamente sobre la estructura de la caja multiplicadora. El diseño de este tipo de cajas multiplicadoras deja de ser convencional y se emplea sólo, exclusivamente, en aplicaciones de energía eólica. El coste de este componente evidentemente se incrementa, sin embargo este tipo de cajas de multiplicación se justifica si se producen en serie. Este diseño debe garantizar que las cargas que recibe su estructura no afectan a su misión de transmisión. La bancada de unión de la transmisión con la torre se reduce significativamente con esta opción de diseño. En algunos casos, la carcasa de la caja multiplicadora hace las funciones de bancada y a través de ella se transmiten las cargas del rotor eólico a la torre.

7.3.3 Eje del rotor conectado a un soporte fijo.

En las configuraciones anteriores el eje del rotor está sometido a momentos flectores muy acentuados que implican diseños muy robustos de todos los componentes del tren de potencia. Para evitar este problema, en algunos diseños, el rotor se une a un eje soporte fijo conectado a la torre a través de una brida cuya función es absorber los momentos flectores transmitidas por el rotor eólico.

Existen muchas variaciones a los conceptos básicos que hemos indicado, en concreto algunos diseños tienen el cojinete frontal de apoyo del eje del rotor integrado en la estructura de la góndola.

8. Buje

El buje es otro de los elementos del rotor. Es el elemento de unión de las palas con el sistema de rotación. Los bujes se pueden clasificar en dos tipos: bujes rígidos y bujes basculantes.

- ✓ Buje rígido: En este tipo de sistemas la pala se atornilla al buje y éste se fija rígidamente al eje de giro. Las palas se comportan con respecto al sistema de giro como una viga en voladizo que transmite todas las cargas que recibe directamente al tren de potencia. Este tipo de bujes se emplea

en máquinas de tres palas donde el rotor está dinámicamente más equilibrado.

- ✓ Buje basculante: Para reducir las cargas que se producen en los bujes rígidos una opción es utilizar bujes basculantes. Estos bujes están conectados al tren de potencia a través de un apoyo que les permite pivotar libremente. Esta pieza permite pequeños movimientos en dirección perpendicular al rotor con respecto al plano de rotación. La frecuencia de este movimiento es proporcional a la frecuencia de giro del aerogenerador. Este tipo de bujes se emplea con frecuencia en rotores de dos palas, ya que el efecto pivote hace que se equilibren las cargas aerodinámicas en cada vuelta.

9. Las palas

El elemento del aerogenerador que recibe la energía cinética del viento es la hélice aerodinámica, que normalmente está constituida por dos o tres palas. Las palas están hechas de forma que aprovechen al máximo la energía que contiene el viento.

Las palas de un aerogenerador tienen una forma especial. Su sección es igual que la de las alas de un avión. Estas formas de sección están normalizadas en unas pocas series de perfiles estudiados experimentalmente.

En aerogeneradores se usan generalmente perfiles biconvexos asimétricos o planos convexos. Cuando las palas giran, su movimiento inducen una velocidad del aire igual, y de sentido contrario al del giro de estas.

Estas velocidades a causa del giro de las palas va variando desde el cubo de la eólica hasta la punta de las palas. El viento que incide sobre las palas es el resultado de sumar el viento natural y el viento inducido por el giro de las palas.

Las cargas aerodinámicas sobre la pala son aquellas causadas por la corriente del aire y su interacción con las palas en rotación del aerogenerador.

Las palas son el elemento estructural más importante de la aeroturbina y el que requiere un diseño estructural más cuidadoso.

Todas las palas del aerogenerador se unen de forma solidaria al buje. Según el tipo de unión o anclaje de las palas se clasifican en:

- ✓ Aerogeneradores de paso fijo: El anclaje de las palas al buje es fijo y no permite rotación de la pala sobre su propio eje. En este caso el perfil de la pala se diseña de tal forma que el control de potencia se realice por pérdida aerodinámica de las palas. Así, las palas incorporan en su extremo un freno aerodinámico.
- ✓ Aerogeneradores de paso variable: El anclaje de las palas al buje permite la rotación controlada de la pala sobre su propio eje a través de unos rodamientos. Precisa de un equipo de control de paso hidráulico-mecánico o eléctrico para su funcionamiento.



Figura 9.- Movimiento de las palas del aerogenerador

9.1 Materiales

Uno de los aspectos más importantes en el diseño de las palas es la elección de los materiales utilizados en su fabricación. Una elección adecuada de estos materiales es vital ya que las propiedades estructurales (rigidez, resistencia a fatiga, el peso, etcétera) y en definitiva la vida útil de este componente de la turbina depende de los materiales utilizados.

Los materiales que se emplean para las palas pueden ser: madera, acero, aluminio y materiales compuestos.

- ✓ Madera/epoxi: Este material se utilizaba en los primeros diseños de palas. Como ventajas presenta su baja densidad, facilidad de mecanizado, buen comportamiento a la fatiga y desde luego su bajo

coste. Sin embargo, sus propiedades mecánicas han sido superadas por otro tipo de materiales, además la propia naturaleza de la madera hace que presente irregularidades en su constitución que puede provocar fisuras y por tanto una reducción de sus propiedades mecánicas. Otra desventaja de la madera es su capacidad de absorción de agua que reduce igualmente su comportamiento estructural. El empleo actual de la madera como único material de palas está en desuso, o se emplea para la construcción de palas de pequeño tamaño (hasta 10 metros). Hoy en día se utiliza la madera junto con la resina epoxy en la construcción de materiales compuestos.

- ✓ Acero: Las propiedades mecánicas de este material en cuanto a la resistencia y tenacidad hicieron de éste una opción muy válida para la fabricación de palas, sin embargo su elevada densidad provoca un aumento considerable de cargas inerciales y gravitatorias sobre la turbina. Otra desventaja del acero es su facilidad para la corrosión, no obstante este problema se soluciona con un adecuado tratamiento superficial.
- ✓ Aluminio: Al contrario que el acero, el aluminio posee una baja densidad y un buen comportamiento frente a la corrosión, pero presenta una resistencia a fatiga relativamente baja.

El diseño actual de las palas requiere una geometría específica y un tanto complicada de las mismas para optimizar su rendimiento aerodinámico. Por otra parte, las palas deben presentar un peso reducido y tener un comportamiento mecánico adecuado durante su periodo de funcionamiento. Los materiales que cumplen todos estos requisitos son los denominados materiales compuestos.

- ✓ Fibra de vidrio con resina de poliéster: Es el material compuesto más utilizado en la actualidad. Presenta como ventajas fundamentales su versatilidad de fabricación y sus buenas propiedades estructurales y de resistencia a fatiga. Tiene también un bajo coeficiente de dilatación y una reducida conductividad eléctrica, lo que hace que estos materiales sean especialmente interesantes para la protección del sistema frente al rayo. Además, los materiales compuestos son transparentes frente a las ondas electromagnéticas.

Otros materiales compuestos son los basados en fibra de carbono. Este tipo de material, que se utiliza en la industria aeronáutica, se considera actualmente muy

caro para aplicaciones eólicas.

9.2 Número de palas

Los ingenieros modernos evitan construir grandes máquinas con un número impar de palas. La razón más importante es la estabilidad de la turbina.

Nos encontramos con:

- ✓ El concepto de multipala: con un número superior de palas o multipalas. Se trata del llamado modelo americano, debido a que una de sus primeras aplicaciones fue la extracción de agua en pozos de las grandes llanuras de aquel continente.



Figura 9.2.- Aerogenerador multipala

- ✓ El concepto tripala danés: la mayoría de aerogeneradores modernos tienen diseños tripala, con el rotor mantenido en la posición corriente arriba (en la cara de la torre que da al viento), usando motores eléctricos en su mecanismo de orientación. A este diseño se le suele llamar el clásico “concepto danés”, y tiende a imponerse como estándar al resto de conceptos evaluados. La gran mayoría de las turbinas vendidas en los mercados mundiales poseen este diseño. El concepto básico fue introducido por primera vez por el célebre aerogenerador de Gedser.

Otra de las características es el uso de generador asíncrono.



Figura 9.2.- Aerogeneradores tripala

- ✓ El concepto bipala (oscilante/basculante): los diseños bipala de aerogeneradores tienen la ventaja de ahorrar el coste de una pala y, por su puesto, su peso. Sin embargo, suelen tener dificultades para penetrar en el mercado, en parte porque necesitan una mayor velocidad de giro para producir la misma energía de salida.



Figura 9.3.- Aerogenerador bipala

Esto supone una desventaja tanto en lo que respecta al ruido como al aspecto visual. Últimamente, varios fabricantes tradicionales de máquinas bipala han cambiado a diseños tripala.

Las máquinas bipala y monopala requieren de un diseño más complejo, con un rotor basculante (bujes oscilante), es decir, el rotor tiene que ser capaz de inclinarse, con el fin de evitar fuertes sacudidas en la turbina cada vez que una de las palas pasa por la torre. Así pues, el rotor está montado en el extremo de un eje perpendicular al eje principal, y que gira junto con el eje principal. Esta disposición puede necesitar de amortiguadores adicionales que eviten que las palas del rotor choquen contra la torre.

- ✓ Concepto monopala: los aerogeneradores monopala no están muy extendidos comercialmente, pues los inconvenientes de los bipala también son aplicables, e incluso en mayor medida, a las máquinas monopala.



Figura 9.4.- Aerogenerador monopala

Además de una mayor velocidad de giro, y los problemas de ruido y de intrusión visual, necesitan un contrapeso en el lado del buje opuesto a la pala que equilibre el rotor. Obviamente, esto anula el ahorro de peso comparado con un diseño bipala.

10. Caja multiplicadora

La caja multiplicadora como elemento del tren de potencia aparece como una opción de diseño habitual ya desde las primeras turbinas eólicas concebidas para producir energía eléctrica. La necesidad de este elemento se justifica por el diferente régimen de giro que requiere un rotor eólico y un generador eléctrico de diseño convencional.

Por una parte, la velocidad de giro de la turbina depende en gran medida del diseño aerodinámico de las palas. Los modernos rotores eólicos, ya sean de velocidad fija o variable se diseñan con velocidades lineales en la punta de la pala que pueden variar entre 70 y 80 m/s. Considerando constante este parámetro es inmediato concluir que cuanto mayor sea el diámetro de la máquina y por lo tanto su potencia asignada menor ha de ser la velocidad de giro del rotor eólico.

Por otra parte considerando un generador eléctrico conectado directamente a una red de frecuencia constante por ejemplo 50 Hz, su velocidad de sincronismo depende exclusivamente del número de pares de polos. El empleo de generadores multipolares que se adapten al régimen de giro del rotor eólico sin necesidad de cajas multiplicadoras es una opción de diseño que no se ha considerado hasta hace pocos años por los siguientes motivos:

- ✓ Para que el número de polos no sea excesivamente elevado la frecuencia eléctrica del generador ha de ser más reducida que la frecuencia de la red, ya que diseñar un generador directamente acoplado a una turbina que gire, por ejemplo, a 20 r.p.m. con una frecuencia de alimentación de 50 Hz, supondría ubicar 300 polos en el inductor de la máquina, lo cual no es en la mayoría de los casos viable económicamente y supondría, además, serios problemas estructurales y de montaje del aerogenerador.
- ✓ Gobernar un generador eléctrico con una frecuencia distinta de la frecuencia de la red requiere utilizar convertidores electrónicos con una fiabilidad suficiente de sus componentes. Esta madurez tecnológica de los convertidores electrónicos para una gama de potencias entre 500 y 1000 kW se ha alcanzado recientemente.

Uno de los parámetros de diseño de las cajas multiplicadoras es la relación de transformación {cociente entre la velocidad de giro rápido y el eje de giro lento}. Parece claro que, cuanto menor sea esta relación menor será el tamaño de este

elemento y por lo tanto su coste. Las dos únicas formas de reducir la relación de transmisión son: disminuir la velocidad del generador aumentando el número de polos y para una turbina en la que el diámetro está fijado aumentar la velocidad de giro de la turbina. Esta última forma de reducir la relación de transmisión implica aumentar los esfuerzos centrífugos y lleva asociado un aumento de las cargas aerodinámicas sobre la estructura de la máquina. A pesar de esto, los diseñadores siguen realizando esfuerzos considerables para aumentar la velocidad de giro del rotor eólico.

Esta necesidad inicial de reducir la relación de transmisión no se percibe en la actualidad como un problema de diseño crítico. Hoy día es posible encontrar en el mercado cajas multiplicadoras de elevada potencia {hasta 2 MW) y relación de transmisión (1:100) con rendimientos y fiabilidad muy altos durante todo su período de funcionamiento.

Este grado de madurez actual se ha alcanzado gracias a la experiencia adquirida durante años en los que las cajas de multiplicación fueron causa continuada de avería, sobre todo en los primeros diseños. Las causas de fallo en este elemento no se debían al diseño de la caja multiplicadora en sí, sino a las condiciones de trabajo tan especiales a las que se ve sometida. El par que transmite una caja multiplicadora y los esfuerzos que soporta su estructura presentan una componente oscilatoria muy marcada que provoca fatiga y por lo tanto aumento en la probabilidad de fallo. Actualmente, los diseños de cajas multiplicadoras se realizan con unos coeficientes de seguridad muy elevados en los que se considera el estado real de cargas con los que trabaja este componente. La tendencia en cuanto el número de averías de cajas multiplicadoras se ha reducido considerablemente en los últimos años.

10.1 Tipos de cajas multiplicadoras.

Los engranajes de las cajas multiplicadoras pueden ser de dos tipos: engranajes rectos o engranajes helicoidales. Los primeros se utilizan en cajas multiplicadoras de ejes paralelos y presentan una relación de multiplicación máxima en cada etapa de 1:5. Los engranajes helicoidales tienen un diseño más sofisticado que los engranajes rectos y se emplean en cajas multiplicadoras de tipo planetario. La relación de multiplicación en cada etapa puede ser de cómo máximo de 1:12.

Las necesidades de transformación de las turbinas actuales requieren el empleo de al menos dos o tres etapas de multiplicación.

En general, las cajas multiplicadoras de ejes paralelos son más sencillas de diseño y por lo tanto más baratas que los diseños planetarios. Sin embargo, ante la igualdad en la relación de transmisión y en la potencia transferida los diseños con ejes planetarios son más robustos y menos pesados, lo que hace que ésta opción sea la más utilizada en máquinas de gran potencia.

En la actualidad los diseños de cajas multiplicadoras que incorporan los aerogeneradores se realizan de forma específica para esta aplicación. Los nuevos diseños de éste componente incluyen parte de los apoyos del eje de baja velocidad en su propia estructura. La ventaja que presenta este diseño es por una parte su reducido peso y su facilidad de ensamblaje con otros elementos del tren de potencia durante el período de montaje. Otros diseños utilizan, al menos una etapa de engranajes rectos para conseguir que los ejes de la caja multiplicadora no estén alineados. Esta configuración se emplea en la actualidad en máquinas de paso variable donde es posible utilizar un eje de baja velocidad hueco a través de la cual se conecta un vástago movido por un pistón hidráulico para modificar el ángulo de paso de las palas.

11. Generadores de las turbinas eólicas

El generador es una de las partes más importantes de los aerogeneradores, ya que su misión es la de transformar la energía de rotación en energía eléctrica. Tanto las dinamos como el alternador se basan en el movimiento relativo de una bobina y un campo magnético, de forma que se produce una corriente eléctrica.

Los generadores necesitan refrigeración durante su funcionamiento. En la mayoría de las turbinas la refrigeración se lleva a cabo mediante encapsulamiento del generador en un conducto, utilizando un gran ventilador para la refrigeración por aire, aunque algunos fabricantes usan generadores refrigerados por agua. Los generadores refrigerados por agua pueden ser construidos de forma más compacta, lo que también les proporciona algunas ventajas en cuanto al rendimiento eléctrico se refiere, aunque precisan de un radiador en la góndola para eliminar el calor del sistema de refrigeración por líquido.

11.1 Generador eléctrico de corriente continua

Un generador eléctrico de corriente continua o dinamo (su corriente siempre circula en el mismo sentido) transforma la energía mecánica que recibe por su eje en energía eléctrica que suministra por sus bornes.



Figura 11.- Generador eléctrico de corriente continua o dinamo

Una dinamo está formada básicamente por dos partes: la parte estática del generador en la cual están situados los polos magnéticos (electroimanes) que generan

el campo magnético, se denomina “estator”, mientras que la espira conductora que gira, en la cual se induce una fuerza electromotriz y, a su vez, una corriente alterna se denomina “rotor”.

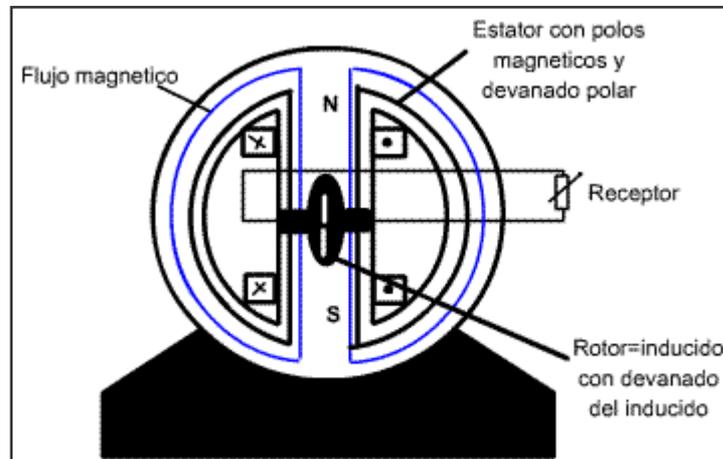


Figura 11.1.- Esquema básico de un generador de corriente continua

La dinamo produce corriente al inducido, producida por el giro del mismo dentro del campo magnético creado por las bobinas inductoras del estator. Esta corriente sale del inducido por las escobillas que friegan sobre el colector.

El colector está formado por piezas de cobre aisladas eléctricamente entre ellas.

Las dinamos tienen dos circuitos: el del inducido y el de las bobinas inductoras.

No obstante, sólo tienen tres bornes de conexión: el positivo, el negativo o masa y el de excitación. Esto se debe a que la escobilla negativa, va unida al terminal negativo de las bobinas inductoras.

Cuando una dinamo funciona, se crea una corriente al inducido y sale de éste por las escobillas. Una parte de esta corriente, se hace pasar por las bobinas inductoras para mantener el campo magnético creado por éstos. Las bobinas inductoras son electroimanes, y por tanto, cuanto más intensa sea la corriente que circula por ellos, más intenso es el campo creado. Si la dinamo está parada también tiene un poco de magnetismo, gracias a él cuando empieza a girar la dinamo, se produce una pequeña corriente que se hace pasar por las bobinas inductoras, con el que aumenta el voltaje. Este proceso se llama autoexcitación.

Características:

- ✓ Funcionan normalmente a voltajes bajos para evitar las chispas que se producen entre las escobillas y el conmutador a voltajes altos.
- ✓ El potencial más alto suele ser de 1.500 V.
- ✓ Utilizan armaduras de tambor formadas por un gran número de bobinas agrupadas longitudinalmente en el núcleo de esta.
- ✓ La corriente que producen las bobinas de la armadura es prácticamente constante.
- ✓ Los generadores modernos están equipados con cuatro o más polos.
- ✓ Las dinamos se clasifican según el método que utilizan para proporcionar corriente del campo que excita los imanes del mismo, donde constan tres grupos:
 - Generadores excitados en serie: tiene su campo conectado en serie respecto de la armadura.
 - Generadores de excitación en derivación: tiene su campo conectado en paralelo respecto a la armadura.
 - Generadores de excitación combinada: tiene partes de sus campos conectados en serie y otros en paralelo.

Los dos últimos tipos de generadores mencionados anteriormente tienen la ventaja de proporcionar un voltaje relativamente constante, mientras que, el de excitación en serie se utiliza sobre todo para proporcionar una corriente constante a voltajes variables.

Los generadores de continua reales, en vez de estar formados por un conductor y un colector, están compuestos por un cilindro de hierro, en cuyo perímetro se sitúan varias espiras (arrollamientos) uniformemente repartidas, desplazadas entre sí mediante ranuras y conectadas en serie con el correspondiente número de segmentos del colector (delgas). También en el estator se da una determinada expansión a los polos, haciendo que cada bobina del rotor recorra, al girar, una larga trayectoria en el interior del campo magnético constante. De esta forma se tendrán

muchos conductores cortando el campo magnético y la tensión continua en los bornes de salida será constante.

11.2. Generador eléctrico de corriente alterna

Un generador eléctrico de corriente alterna o alternador (la corriente va cambiando de sentido) transforma la energía mecánica que recibe por el eje, en energía eléctrica que suministra por los bornes. En estos tipos de generadores, el inducido es el estator y el inductor es el rotor.

El campo magnético creado por el rotor se puede originar de dos formas diferentes: mediante la corriente eléctrica a través de bobinas o utilizando imanes permanentes.

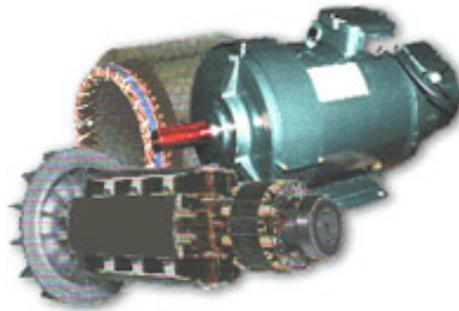


Figura 11.2- Generador eléctrico de corriente alterna o alternador

11.3 Generador síncrono

Estas máquinas se usan para la producción de corriente alterna a 125 V, 220 V, o más y su potencia va de 2 KW hacia arriba. Se tratan de generadores lentos, pesados, muy sólidos y requieren poco mantenimiento.

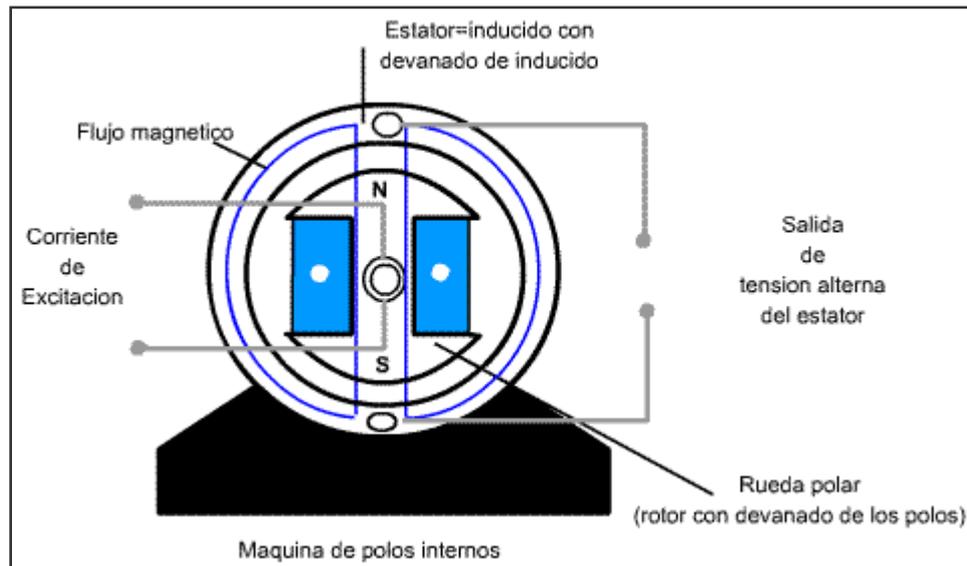


Figura 11.3.- Esquema básico del generador síncrono

La ventaja de este tipo de generador es que la corriente alterna se puede extraer de los bornes fijos y no de las escobillas sometidas continuamente a rozamiento. La corriente inducida se produce en este caso en los devanados con núcleo de hierro, que están en reposo y se encuentran distribuidos en la parte interior del estator, de manera que la tensión y la corriente inducida sea sinusoidales.

Los electroimanes o polos generadores del campo magnético se encuentran en la parte giratoria -rotor- del generador eléctrico. Los polos se realizan sobresaliendo de la superficie de rotor para máquinas de más de cuatro polos o a ras de superficie para máquinas de 2 ó 4 polos. Estos polos dispondrán de una corriente continua de excitación suministrada desde el exterior, mediante anillos rozantes y escobillas o mediante una fuente especial instalada sobre el mismo eje del generador.

Normalmente, los generadores síncronos son trifásicos. Un generador síncrono trifásico dispone de tres devanados iguales en el estator, dispuestos de forma que queden desplazados entre sí 120° . Durante una vuelta del rotor, los polos Norte y Sur pasan frente a los tres devanados del estator. Por ello, se habla de campo magnético giratorio. Durante este proceso, en cada uno de los devanados se genera una tensión alterna monofásica. Las tres tensiones alternas monofásicas tienen el mismo ciclo en el tiempo, pero desplazadas entre sí en la tercera parte de una vuelta, por lo que se dice que tienen la misma "fase de oscilación".

Por coincidir siempre el desplazamiento del campo magnético giratorio con el desplazamiento del rotor (rueda polar) es por lo que se denominan generadores síncronos.

En los generadores síncronos la velocidad de rotación del rotor que genera el campo magnético y la frecuencia de la señal eléctrica inducida están relacionadas a través de la ecuación:

$$f = \frac{p \cdot n}{60}$$

siendo “p” el número de pares de polos que generan el campo magnético, “n” el número de revoluciones por minuto que da el eje del rotor del generador y “f” la frecuencia de la señal eléctrica de salida.

En nuestro país la frecuencia de la tensión es de 50 ciclos/segundo (Hz), por lo tanto, si se desea conectar a la red un generador síncrono compuesto por dos pares de polos en su rotor, la velocidad de sincronismo será 1500 r.p.m. A esta velocidad girará siempre el rotor mientras el generador esté conectado a la red, ya que se supone que la red es de potencial infinita frente a la potencia del generador conectado a ella.

Si el eje de la aeroturbina está solidariamente unido con el eje del generador, las bajas vueltas de la aeroturbina obligan a diseñar el rotor del generador con muchos polos. En estos diseños el problema que aparece es la dificultad de eliminación del campo magnético en caso de una falta en la red eléctrica, dependiendo de cómo sea de alta la impedancia de cortocircuito puede llegar a quemarse el generador.

El generador síncrono presenta una característica de potencia-frecuencia recta. Al estar conectado a una red de potencia infinita con frecuencia y tensión constantes, la velocidad de giro de las palas se mantiene constante, ante variaciones de la velocidad del viento. Los incrementos de velocidad del viento se transmiten a la red mediante un incremento de la potencia activa suministrada por el generador, pero a velocidad de giro constante.

Para altas velocidades de viento, por encima de la nominal, el generador síncrono puede entregar potencias instantáneas de hasta el 150 y el 250%. El

generador síncrono se tiene que proteger contra cortocircuitos mediante un devanado amortiguador y/o protecciones externas.

Para la conexión de un generador síncrono a la red es necesario realizar un proceso de sincronización bastante complejo, ya que se deberá ajustar la velocidad de giro del rotor y el ángulo de par (ángulo que forma la tensión de la línea de la red eléctrica y la fuerza electromotriz inducida en el estator). Ambos valores deberán estar muy cercanos y conseguirlo será difícil, debido a que el par de la aeroturbina cambia constantemente con las rachas de viento.

Una vez sincronizado el aerogenerador a la red eléctrica, la conexión a la red a través de un generador síncrono mantendrá constante la velocidad de rotación de la máquina. Un aumento de la velocidad del viento incrementará la potencia del generador hasta llegar a la potencia nominal. Si la velocidad del viento sigue creciendo deberá entrar en acción el sistema de control ya sea por cambio del ángulo de paso de la pala o por entrada en pérdida aerodinámica, de forma que se pueda mantener el punto de operación alcanzado hasta llegar a la velocidad máxima en la cual se produce la desconexión.

11.4 Generadores asíncronos o de inducción

La mayoría de turbinas eólicas del mundo utilizan un generador asíncrono trifásico (de jaula bobinada), también llamado generador de inducción, para generar corriente alterna. Fuera de la industria eólica y de las pequeñas unidades hidroeléctricas, este tipo de generadores no está muy extendido; aunque de todas formas, el mundo tiene una gran experiencia en tratar con ellos.



Figura 11.4.- Generador asíncrono

Lo curioso de este tipo de generador es que fue inicialmente diseñado como motor eléctrico. De hecho, una tercera parte del consumo mundial de electricidad es utilizado para hacer funcionar motores de inducción que muevan maquinaria en fábricas, bombas, ventiladores, compresores, elevadores, y otras aplicaciones donde se necesita convertir energía eléctrica en energía mecánica. Otra de las razones para la elección de este tipo de generador es que es muy fiable, y comparativamente no suele resultar caro. Este generador también tiene propiedades mecánicas que lo hace especialmente útil en turbinas eólicas (el deslizamiento del generador y una cierta capacidad de sobrecarga). Un componente clave del generador asíncrono es el rotor de jaula.

Rotor de jaula: éste es el rotor que hace que el generador asíncrono sea diferente del generador síncrono. El rotor consta de un cierto número de barras de cobre o de aluminio, conectadas eléctricamente por anillos de aluminio, tal y como se ve en la siguiente figura:



Figura 11.5.- Rotor de jaula de ardilla

Funcionamiento como generador: el generador de inducción no es capaz de operar sin la red. Cuando el sistema de la red eléctrica falla, el generador falla también. Sistemas electrónicos pueden engañar a los generadores de inducción, por medio de capacitores para cargar el campo, permitiendo así a estos generadores ser utilizados en sistemas de potencia aislados.

En este tipo de máquina eléctrica, el campo magnético giratorio se crea a través del estator, cuyos devanados deberán estar conectados a una fuente exterior de tensión alterna. Ésta es la razón básica de que la máquina asíncrona sea consumidora de energía reactiva, ya que al ser el bobinado una carga inductiva, para generar el campo magnético consumirá corriente desfasada de la tensión.

Si se parte de una máquina asíncrona con el rotor en reposo, la acción del campo magnético giratorio sobre las bobinas de rotor induce una fuerza electromotriz en las mismas. Esta fuerza electromotriz inducida motiva el paso de corrientes por las bobinas del rotor, las cuales normalmente están cerradas en cortocircuito (máquina de jaula de ardilla) presentando apenas resistencia. El campo giratorio ejerce fuerzas sobre los conductores recorridos por una corriente eléctrica, originándose un par de giro que pone en movimiento al rotor en el mismo sentido que el campo magnético giratorio. El rotor irá girando cada vez más rápido reduciéndose la diferencia de velocidades de giro entre el campo magnético y el rotor. Al disminuir la diferencia de velocidad, las tensiones inducidas, al igual que las corrientes en el rotor decrecen llegando a ser nulas cuando el rotor alcanza casi la velocidad de rotación del campo giratorio, denominada velocidad de sincronismo.

La velocidad de sincronismo vendrá definida al igual que en las máquinas síncronas por la frecuencia de la señal eléctrica externa y por el número de pares de polos alojados en este caso en el estator.

A la diferencia entre la velocidad de giro del campo magnético y del rotor se le denomina deslizamiento (S).

Hasta este punto se ha descrito el funcionamiento de la máquina asíncrona como motor, ya que se ha utilizado energía eléctrica para mover un rotor.

Pero que ocurre si mediante una aeroturbina acoplada a esta máquina hacemos girar el rotor en el mismo sentido del campo giratorio, a una velocidad superior a la de sincronismo. El deslizamiento cambiará de signo, el sentido de la fuerza electromotriz inducida en la fase del rotor se invierte, al igual que la corriente que ésta determina, ambas tendrán una frecuencia correspondiente a la diferencia de velocidades y la máquina pasará a funcionar como generador, cediendo a la red a la que está conectada la potencia que desarrolla la aeroturbina.

Tal circunstancia, evidentemente, no se da si en la máquina no existe previamente un campo magnético giratorio, lo cual exige que la red suministre a la

máquina de inducción la corriente magnetizante que excite el campo magnético. Por ello, el generador asíncrono se define como no autoexcitable.

A medida que aumenta la diferencia de velocidad de giro entre el rotor y el campo magnético producido por el estator, se produce una mayor tensión en el rotor y, consiguientemente crece la corriente que circula por él. Con mayor corriente, el campo magnético debido al rotor también crece y el flujo de potencia activa hacia la red eléctrica será mayor, al igual que el consumo de potencia reactiva por parte de la máquina. Esta tendencia se mantendrá hasta llegar al par resistente máximo del generador.

Dentro de un rango limitado, la potencia y el par son proporcionales al deslizamiento, obteniéndose una característica ligeramente inclinada. En este tramo la energía reactiva consumida es capaz de mantener el flujo magnético necesario para que el generador presente un par resistente creciente, pero a partir de un determinado deslizamiento, el incremento de la corriente en el rotor hace que las pérdidas debido a la resistencia del mismo, disminuyan el par resistente y, por lo tanto, se puede producir el embalamiento del rotor. Además, el excesivo aumento de las pérdidas produce un sobrecalentamiento del rotor, que por radiación puede afectar también al estator.

Este último inconveniente puede reducirse en parte dependiendo del modo de ventilación utilizado y de su propia construcción, ya que si todos los detalles del diseño son conocidos se pueden aplicar límites más ajustados mediante el cálculo cuidadoso de los transitorios térmicos que puedan aparecer.

Otra característica del generador de inducción es su factor de potencia, el cual varía con la carga. Una excesiva demanda de potencia reactiva es peligrosa, ya que causa caídas de tensión en la línea y en los transformadores.

Los alternadores se pueden conectar (conexión de la corriente alterna trifásica) de dos formas:

- ✓ Conexión en triángulo: si llamamos a los conductores trifásicos L1, L2 y L3, entonces se conectará el primer imán a L1 y L2, el segundo a L2 y L3 y el tercero a L3 y L1.

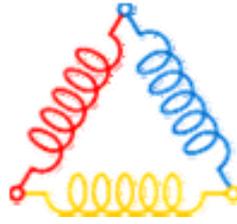


Figura 11.6.- Conexión en triángulo

Este tipo de conexión se denomina conexión triángulo, ya que los conductores se disponen en forma de triángulo. Habrá una diferencia de tensión entre cada dos fases que en sí misma constituye una corriente alterna.

- ✓ Conexión en estrella: la otra forma en la que una red trifásica puede ser conectada:

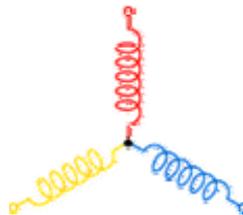


Figura 11.7.- Conexión en estrella

También se puede conectar uno de los extremos de cada una de las tres bobinas de electroimán a su propia fase, y después conectar el otro extremo a una conexión común para las tres fases.

Generadores de velocidad variable

Generación de corriente alterna (CA) a frecuencia variable: la mayoría de aerogeneradores funcionan a una velocidad casi constante con conexión directa a red. Sin embargo, con conexión indirecta a red, el generador de la turbina eólica funciona en su propia mini-red separada de corriente alterna, como se ve a continuación:

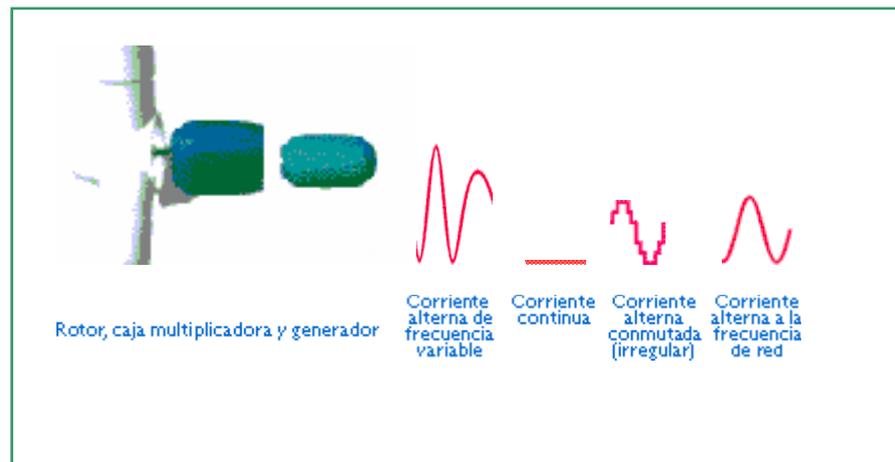


Figura 11.8.- Generación de corriente alterna a la frecuencia de red

Esta red está controlada electrónicamente (utilizando un inversor), por lo que puede variarse la frecuencia de la corriente alterna en el estator del generador. De esta forma se puede hacer funcionar la turbina a una velocidad de giro variable. Así pues, la turbina generará corriente alterna exactamente a la frecuencia variable aplicada al estator.

El generador puede ser bien un generador síncrono o un generador asíncrono, y la turbina puede tener una caja multiplicadora o no tenerla, si el generador tiene muchos polos.

Conversión a corriente continua: la corriente alterna de frecuencia variable no puede ser tratada en la red eléctrica pública. Debemos, por tanto, rectificarla, es decir, convertirla en corriente continua (CC). La conversión de corriente alterna de frecuencia variable a corriente continua puede hacerse utilizando tiristores o grandes transistores de potencia.

Conversión a corriente alterna de frecuencia fija: posteriormente convertimos la corriente continua (fluctuante) a corriente alterna (utilizando un inversor) de exactamente la misma frecuencia que la de la red eléctrica pública. Esta conversión de corriente alterna en el inversor también puede hacerse utilizando tiristores o transistores.

Los tiristores o transistores de potencia son grandes interruptores de material semiconductor que funcionan sin partes mecánicas. A primera vista, la clase de corriente alterna que se obtiene de un inversor tiene un aspecto bastante feo. En lugar de eso, lo que se tiene es una serie de saltos bruscos en la tensión y en la corriente.

Filtrado de la corriente alterna: las formas de onda rectangulares pueden ser suavizadas utilizando las inductancias y condensadores apropiados, en lo que se da en llamar filtro. Sin embargo, la apariencia más o menos dentada de la tensión no desaparece completamente.

Ventajas de la conexión indirecta a red (velocidad variable): la ventaja de la conexión indirecta a red es que permite hacer funcionar la turbina eólica a velocidad variable.

La principal ventaja es que permite que el rotor gire más rápidamente durante ráfagas de viento, y almacenar así parte del exceso de energía en forma de energía rotacional hasta que la ráfaga haya terminado. Obviamente, esto requiere de una estrategia de control muy inteligente, pues debemos ser capaces de distinguir entre ráfaga y altas velocidades de viento en general. De esta forma es posible reducir el par torsor máximo (reduciendo así el deterioro del multiplicador y del generador), así como las cargas de fatiga en la torre y en las palas del rotor.

La ventaja secundaria es que con la electrónica de potencia se puede controlar la potencia reactiva (es decir, el desfase de la corriente respecto a la tensión en la red de corriente alterna), y así mejorar la calidad de potencia de la red eléctrica. Esto puede ser particularmente útil en turbinas funcionando en una red eléctrica débil.

Teóricamente, la velocidad variable también supone una ligera ventaja en términos de producción anual, puesto que permite hacer funcionar una máquina a la velocidad óptima de giro, dependiendo de la velocidad del viento. Sin embargo, desde

el punto de vista económico la ventaja es tan pequeña que apenas merece la pena mencionarlo.

Desventajas de la conexión indirecta a red: la desventaja básica de la conexión indirecta a red es el coste. Como se acaba de explicar, la turbina necesitará un rectificador y dos inversores, uno para controlar la corriente del estator y el otro para generar la corriente de salida. Actualmente, parece ser que el coste de la electrónica de potencia excede a los beneficios que reporta el hecho de construir turbinas más ligeras, aunque esto puede cambiar cuando el coste de la electrónica de potencia disminuya.

Otras desventajas son la pérdida de energía en el proceso de conversión CA-CC-CA, y el hecho de que la electrónica de potencia puede introducir distorsión armónica de la corriente alterna en la red eléctrica y, por tanto, reducir la calidad de potencia.

La distorsión armónica se produce porque el proceso de filtrado mencionado arriba no es perfecto, y puede dejar algunos “tonos agudos” (múltiplos de la frecuencia de la red) en la corriente de salida.

12. Freno mecánico

La función principal del freno mecánico es mantener bloqueado el eje de giro durante las operaciones de puesta en marcha y mantenimiento del aerogenerador. Además del freno mecánico, es práctica habitual durante los períodos de reparación impedir el giro del rotor eólico mediante unos pernos colocados entre este elemento y la góndola. Cuando el freno mecánico se diseña únicamente para bloquear el rotor, el par que debe soportar, es el transmitido por el rotor eólico puesto en bandera en condiciones de viento extremo y con el eje de giro bloqueado.

Además de la función de bloqueo, algunos diseños de frenos mecánicos se pueden emplear para contribuir al frenado dinámico del rotor eólico durante procesos de parada de emergencia. El freno mecánico se puede utilizar como freno secundario de apoyo al freno aerodinámico que incorporan todas las turbinas de cierta potencia. Como se explicará más adelante, la función de parada aerodinámica se realiza, o bien actuando sobre el control de paso girando la pala un ángulo cercano a 90° sobre su eje de giro (condiciones de puesta en bandera) cuando la turbina lleva incorporado un sistema de control de paso de pala, o bien activando los aerofrenos en el caso que el control aerodinámico de la turbina sea pasivo. El empleo del freno mecánico para

contribuir a los procesos de parada dinámica sólo está justificado en turbinas de reducida o mediana potencia. Para máquinas de elevada potencia, el freno mecánico se utiliza sólo para funciones de bloqueo ya que un diseño de este componente durante procesos de parada supondría unas dimensiones del disco de frenado excesivamente grandes.

La constitución física de este componente consiste en un disco que gira solidario al eje de transmisión y unas zapatas de frenado que rozan con el disco cuando se activan ya sea por vía eléctrica, hidráulica o neumática.

Uno de los aspectos más relevantes en el diseño del freno mecánico es su ubicación en el tren de potencia. Este componente se puede ubicar tanto en el eje lento como en el eje rápido. En la mayoría de los diseños el freno mecánico está colocado en el eje que acopla la caja multiplicadora con el generador eléctrico, ya que en este eje la potencia mecánica generada por el rotor se transmite con una elevada velocidad de giro y un par reducido, lo que implica diámetros del disco de frenado reducidos. Sin embargo, este diseño presenta ciertos inconvenientes: por un lado no se garantiza el bloqueo del rotor eólico cuando por accidente se desacopla del tren de potencia el eje lento o el cuerpo de baja velocidad de la caja multiplicadora. Por otra parte, en el caso de bloqueo del rotor los dientes de la caja multiplicadora están sometidos a esfuerzos producidos por la variabilidad del viento, aún cuando el giro se impide desde el eje de alta velocidad. Este problema da lugar a desgaste de los engranajes de la caja multiplicadora. Para solucionar estos problemas, algunos fabricantes han optado por no bloquear completamente el tren de potencia, incluso durante los períodos de mantenimiento.

Otra solución a los problemas anteriores es colocar el freno mecánico en el eje de baja velocidad. Esta ubicación es muy apropiada en turbinas de reducida potencia, sin embargo para máquinas de elevada potencia el tamaño del freno en esta posición es excesivamente grande, incluso en el caso que estuviera diseñado para funciones de bloqueo. Por razones económicas, éste componente rara vez se dispone en el eje lento de los grandes aerogeneradores.

13. Torres de soporte

La torre es uno de los componentes principales de los aerogeneradores de eje horizontal. La torre debe soportar la góndola y el rotor.



Figura 13.- Representación de una torre de aerogenerador

Uno de los parámetros de diseño más importantes de la torre es su altura. Cuanto mayor es la altura de la torre, la producción de energía de la torre aumenta siempre que el perfil vertical de la velocidad del viento en el emplazamiento sea creciente. Sin embargo, un aumento de la altura de la torre implica un aumento del coste del componente y una mayor dificultad para la instalación de equipos. Así pues, la elección de la altura de la torre responde a una solución de compromiso entre las ventajas e inconvenientes que supone aumentar este parámetro de diseño.

En el caso de pequeños aerogeneradores, dado que el esfuerzo al que se someterán no será muy importante, se pueden utilizar pósteres de madera u hormigón y hasta otros materiales de fácil adquisición. También se pueden construir torres piramidales.

Por otro lado, en el caso de grandes aerogeneradores, la torre debe presentar una rigidez suficiente para soportar las cargas de empuje transmitidas por el rotor eólico. Además, el diseño estructural de la torre debe fijar su frecuencia natural de flexión de tal forma que en ninguna condición de funcionamiento estable se excite esta frecuencia propia. .

Generalmente, es una ventaja disponer de una torre alta en zonas con una elevada rugosidad del terreno, dado que la velocidad del viento aumenta conforme nos alejamos del suelo.

13.1 Tipos de torres

Las primeras máquinas diseñadas para producir energía eléctrica utilizaron torres con estructura metálica o configuración de celosía. Posteriormente para máquinas de potencia superior la tecnología ha evolucionado hacia torres tubulares de acero u hormigón. A continuación se señala cada una de las posibilidades más comunes.

13.1.1 Torre de celosía

Este tipo de torre consiste en una estructura metálica en la que se sustenta el rotor eólico y los componentes mecánicos de transmisión. Este tipo de diseño fue el más empleado en las primeras generaciones de aeroturbinas.

Su principal ventaja es su coste, puesto que una torre de celosía requiere sólo la mitad de material que una torre tubular, pero tienen una accesibilidad compleja que dificulta las tareas de mantenimiento. El impacto visual de las torres de celosía es elevado a distancias cercanas a la torre, sin embargo este tipo de torre se confunde con el horizonte cuando la máquina se observa a una distancia suficientemente lejana.



Figura 13.1.- Aerogenerador con torre de celosía

13.1.2 Torre tubular de acero

Este tipo de estructura es más utilizado en la actualidad. Las primeras torres tubulares de acero presentaban una gran rigidez estructural, se diseñaban de tal forma que la frecuencia natural de flexión de la torre fuera superior a la frecuencia de giro de la pala. El motivo de esta elección se realizaba para reducir la posibilidad de excitar esta frecuencia natural del sistema. Este tipo de diseño da lugar a torres excesivamente pesadas y caras, en especial cuando se aumenta su altura. Las nuevas torres tubulares de acero se diseñan de forma que la frecuencia natural de flexión sea inferior a la frecuencia de giro de la pala.

El criterio de fabricación más sencillo de las torres es mediante la unión de varios tramos cilíndricos. El número de tramos suele ser de dos o tres para alturas superiores a 60 metros. En torres de altura elevada el diseño suele ser tronco-cónico con chapa de acero de espesor decreciente con la altura para reducir peso.



Figura 13.2.- Aerogenerador con torre tubular

13.1.3 Torre tubular de hormigón

La configuración de la estructura de la torre con hormigón se puede realizar o bien con hormigón armado u hormigón pretensado.

El hormigón pretensado presenta mejores características para los diseños de torres de elevada rigidez que los hormigones armados y es una opción económicamente competitiva con las torres tubulares de acero cuando éstas se han de diseñar con elevada rigidez.

Las torres de hormigón se pueden construir en el propio emplazamiento o se pueden transportar en varios tramos prefabricados.

13.1.4 Torres de mástil tensado con vientos

Muchos de los aerogeneradores pequeños están contruidos con delgadas torres de mástil sostenidas por cables tensores. La principal ventaja es el ahorro en peso y, por lo tanto, en coste. La desventaja que presentan es el difícil acceso a las zonas alrededor de la torre.



Figura 13.4.- Aerogenerador con mástil tensado con vientos

13.2 Accesibilidad

Los criterios de accesibilidad tanto al rotor eólico como a los equipos embarcados en la góndola son muy importantes en los diseños actuales. Para turbinas pequeñas, con torres de altura inferior a 15 metros, existen escaleras exteriores para acceder a la maquinaria. Cuando la altura de la torre es mayor, es común utilizar escaleras interiores con plataformas intermedias cuando la altura es superior a 30 metros. Las turbinas actuales de gran potencia con alturas superiores a 60 metros disponen, en algunos casos, de ascensor para acceder a la góndola.

El acceso a la góndola se puede realiza, o bien por el interior de la torre, cuando el diseño es tubular o a través de un acceso exterior cuando la torre es de hormigón. Dependiendo del tipo de góndola es posible realizar todos los trabajos de mantenimiento dentro de ella, o en diseños más compactos, es necesario descubrir la capota que cubre la góndola para acceder a la maquinaria.

La torre no sólo dispone de las escaleras y las plataformas para acceder a la parte superior de la máquina, en la que se ubican las canalizaciones de los cables de potencia que bajan hasta la zona inferior, donde cada vez es más frecuente que se ubique un transformador de potencia y las celdas de media tensión donde se realizan las conexiones exteriores y se colocan determinadas protecciones.

13.3 Cimentación

Un punto que diferencia el diseño de la torre con el diseño de la cimentación es la geología del terreno. Cuando el terreno es lo suficientemente compacto, esto que la tensión admisible sea superior a un valor determinado, habitualmente 3 kg/cm^2 , el diseño de la cimentación se puede considerar convencional. Este tipo de cimentación dispone de una zapata de hormigón pretensado sobre la que se monta una virola que se unirá posteriormente a la brida posterior de la torre.

Algunas torres de hormigón prefabricadas o incluso torres de acero tubulares se pueden integrar directamente en la estructura de hormigón.

Cuando la tensión del terreno es reducida para aportar rigidez a la cimentación es necesario sustentar la zapata de hormigón mediante pértigas o pilotes de sujeción.

Los materiales utilizados en la fabricación de la zapata son por un lado una armadura de acero que ocupa prácticamente todo el volumen de la cimentación que se rellena en una primera parte con hormigón de limpieza y posteriormente con hormigón estructural. De esta forma se consiguen las propiedades estructurales que se le exigen a la cimentación.



Figura 13.5- Detalle de la cimentación.

14. Sistemas eléctricos de control

Modelación de aspectos eléctricos: la mayoría de los aerogeneradores en operación son creados para la generación de energía eléctrica. Ha sido reconocido que el estudio de la respuesta de la energía producida por los aerogeneradores puede ser simulada con anticipación por los métodos matemáticos y las simulaciones por ordenador.

A continuación, se muestra un diagrama clásico con la descripción de cómo funciona un aerogenerador. Dicha estructura nos muestra como está conectada a la red. El rotor del aerogenerador, a través de la red conductora, lo lleva al generador, el cual a través de un interfase eléctrico es conectado a una red local o pública. Una central o un sistema de control de distribución asegura proporcionar electricidad a través de los aerogeneradores.

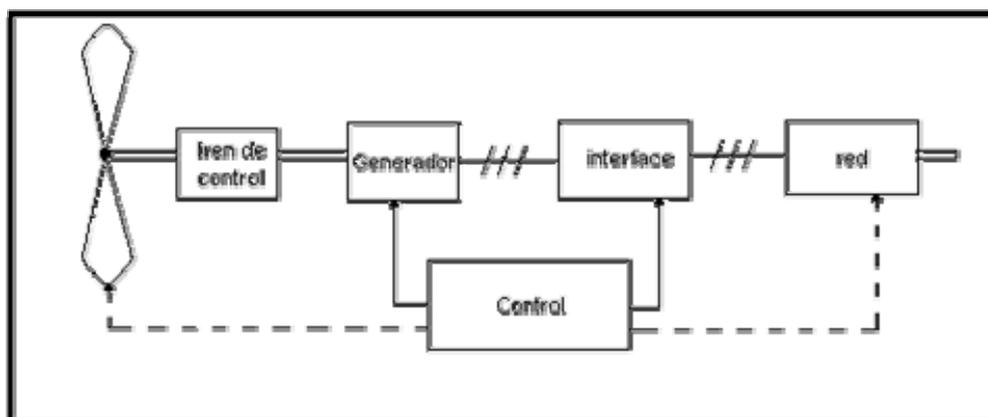


Figura 14.- Descripción del funcionamiento de un aerogenerador

El sistema total consiste en un número de subsistemas, cada uno conteniendo algunos componentes, los cuales deben tener un sistema detallado de modelaje.

Sistema de control: el sistema de control deberá ser diferente en función del tamaño del aerogenerador. Para pequeñas máquinas, el control será simple y normalmente pasivo, por el contrario, para grandes máquinas -media y alta potencia-, el

sistema de control será más complicado debido a los múltiples parámetros a medir y el aumento de precisión requerido, pero presentará un coste, que aunque alto, es pequeño en comparación con el coste total del sistema.

Así, los controles pasivos hacen sus medidas de la manera más simple posible y utilizan fuerzas naturales para actuar, mientras que los sistemas de control activos utilizan sistemas eléctricos, mecánicos, hidráulicos, neumáticos o combinaciones de los anteriores para alcanzar su propósito.

Los objetivos principales de un sistema de control son los siguientes:

- ✓ Obtener un funcionamiento automático del aerogenerador.
- ✓ Conseguir que la turbina funcione en consonancia con el viento (orientación, control de potencia, etcétera).
- ✓ Decidir la conexión / desconexión del generador y realizar correctamente los arranques y paradas del aerogenerador.
- ✓ Proteger al sistema (sobrevelocidades, vibraciones, sobrecalentamientos, enrollamientos de los cables de interconexión).
- ✓ Maximizar el rendimiento del sistema.
- ✓ Señalizar posibles averías o funcionamientos incorrectos disminuyendo los costes de mantenimiento.
- ✓ Aumentar la vida útil del aerogenerador (minimizando las cargas imprevistas que se pueden presentar).

En el control activo se deberán medir múltiples variables que darán información sobre el estado del sistema, al control central.

Estas señales (velocidad del viento, orientación, velocidad del rotor, ángulo de paso, temperatura del generador, tensión y corriente de salida, etcétera) se mostrarán mediante transductores que deberán ser extremadamente fiables y precisos, ya que toda la estrategia de control puede ser inútil si las medidas son erróneas. Por ejemplo, se deberán proteger los elementos electrónicos y el cableado contra posibles descargas de origen atmosférico o contra interferencias electromagnéticas que pueden producirse.

El sistema de control deberá diseñarse para proteger a todo el sistema, pero de forma que la instalación de múltiples protecciones, no interfiera en la correcta operación de la máquina haciendo que su funcionamiento sea a veces pesado (continuos arranques y paradas). Además, ha de integrar los dispositivos necesarios de seguridad para garantizar la parada del aerogenerador en caso de producirse alguna condición anormal (falta de tensión de red, vibración excesiva, calentamiento excesivo del generador eléctrico, velocidad del viento o de giro del rotor excesiva, etcétera).

Los sistemas de control actuales se basan normalmente en microprocesadores, específicamente desarrollados para su uso en control de aerogeneradores. Estos sistemas de control permiten integrar de forma eficiente todos los subsistemas que intervienen en la correcta operación del aerogenerador, permitiendo además modificaciones de programas por el usuario, centralizado de la comunicación y recogida de datos, telecontrol de varios aerogeneradores en el caso de parques eólicos, interconexión con centrales meteorológicas, etcétera.

De cara a facilitar la maniobrabilidad del sistema, los sistemas de control actuales son modulares, incluyendo dispositivos de visualización de todas las variables que intervienen, así como las entradas y las salidas, permitiendo incluso la posibilidad de controlar manualmente la operación del aerogenerador. Para garantizar la fiabilidad de las señales de medida y control frente a perturbaciones de origen electromagnético, todas las entradas se suelen aislar mediante optoacopladores y las salidas mediante relés libres de potencial.

El control suele estar físicamente realizado mediante un PLC (Control con Lógica Programable) compuesto por uno o más microprocesadores que componen la unidad central del proceso, una etapa de memoria donde está el programa de control, un dispositivo de visualización y una etapa de entradas/salidas con sus respectivos convertidores, a través de la cual el sistema de control se comunica con los sistemas que se desea gobernar.

Los sistemas de control están integrados principalmente por tres etapas:

- ✓ Etapa de entrada de control: esta etapa se encarga de conducir las señales procedentes de los sensores dispuestos por toda la máquina hasta el control central para procesarse inmediatamente y enviar las órdenes de mando adecuadas en cada momento a los dispositivos de actuación.

- ✓ Etapa de señales de alarma: esta etapa se encarga de recoger las señales correspondientes a situaciones anormales o malfunciones en sistemas vitales, ordenando con prioridad absoluta por encima de cualquier otra orden la parada de emergencia del aerogenerador, hasta que desaparezca la causa que originó la emergencia.
- ✓ Etapa de salida de control: esta etapa transmite las señales eléctricas de ejecución de las instrucciones que recibe del sistema central de control, accionando los actuadores correspondientes.

15. Mecanismo de cambio de paso de la pala

La mayoría de las modernas aeroturbinas incorporan en sus diseños dispositivos capaces de hacer girar la pala alrededor de su eje longitudinal. La función del cambio de paso de las palas es doble: por una parte permite controlar la potencia y la velocidad de giro del rotor eólico y por otra parte es capaz de frenar aerodinámicamente el sistema en caso de avería.

Vamos a ver los dispositivos para conseguir girar la pala.

15.1 Componentes básicos

Los componentes básicos de un mecanismo de cambio de paso de la pala son los siguientes.

15.1.1 Elemento de conexión con el buje

En el mecanismo de cambio de paso el elemento que conecta la pala con el buje debe permitir el giro de ésta alrededor de su eje longitudinal. Debido a que los ángulos y la velocidad de giro de la pala son reducidos, los sistemas de soporte son habitualmente rodamientos de bolas (roller bearing), que están sometidos a cargas elevadas producidos por momentos de flexión y torsión, incluso cuando los movimientos de giro son reducidos.

Cuando el sistema de cambio de paso no gira toda la pala, sino solamente la punta, el rodamiento y el accionamiento se encuentran situados a cierta distancia de la raíz de la pala. Este diseño presenta como problemas añadidos: la ubicación de estos elementos en un espacio reducido, el aumento de peso de la pala y el desplazamiento de su centro de gravedad hacia posiciones más alejadas de la raíz.

15.1.2 Accionamiento del sistema de giro

El accionamiento del sistema de giro consta de un actuador, eléctrico o hidráulico, que transmite el movimiento de giro a la pala directamente o a través de un elemento adicional como ruedas dentadas, barra de desplazamiento, etcétera.

Los sistemas de cambio de paso convencionales de las grandes turbinas constan de un actuador situado en el buje que se conecta a un grupo de presión hidráulico situado en la góndola. La conexión entre ambos elementos se realiza a través de un circuito hidráulico que atraviesa la caja multiplicadora y el eje principal que debe ser hueco. La unión entre las partes fijas y giratorias del circuito hidráulico se realizan en un elemento de transmisión giratorio convenientemente sellado para impedir fugas de aceite. Este elemento tiene una buena accesibilidad ya que se sitúa en la parte posterior de la caja multiplicadora.

Los elementos de accionamiento hidráulico pueden estar situados en la góndola. Este sistema no utiliza elementos de transmisión giratorios y su modo de funcionamiento es el siguiente: el grupo hidráulico controla la presión de un pistón que acciona un vástago en cuyo extremo se conectan unas barras que convierten el desplazamiento axial del vástago en movimiento de giro de las palas. El pistón ejerce su presión contra un resorte de tal forma que si el pistón pierde presión el resorte acciona las palas poniéndolas en posición de bandera parando así la aeroturbina. Este concepto de seguridad pasiva es muy importante ya que garantiza la parada de la máquina en caso de avería del grupo hidráulico. Un aspecto importante de este sistema es que los ejes de giro primario y secundario deben estar desalineados para permitir la ubicación del accionamiento de las palas.

15.2 Sistemas eléctricos de cambio de paso

Ya hemos mencionado los mecanismos de cambio de paso hidráulicos más utilizados que accionan de forma conjunta todas las palas del rotor eólico. Recientemente se están utilizando motores eléctricos para gobernar el giro de las palas, pero a diferencia de los sistemas hidráulicos, los sistemas eléctricos de cambio de paso suelen ser individuales, ya que un sistema colectivo de estas características es más complicado y costoso que un sistema hidráulico. Las ventajas de utilizar un motor eléctrico controlado para girar la pala son entre otras que permite una gran precisión, presenta una rigidez mayor que los sistemas hidráulicos y evita las pérdidas de estanqueidad que pueden aparecer en ellos, además estos sistemas son muy compactos, ya que todo el funcionamiento eléctrico se encuentra situado en el buje y no necesita elementos mecánicos adicionales para girar la pala.

15.3 Sistemas individuales de cambio de paso

Los sistemas individuales de cambio de paso de pala presentan la ventaja fundamental de aportar mayor fiabilidad, ya que poniendo una o dos palas en posición de bandera es posible parar el rotor eólico en caso de avería. Este aspecto de la redundancia en la seguridad de los sistemas de parada es una cuestión en la que los fabricantes están prestando especial atención.

16. Sistemas de orientación

Para que un aerogenerador pueda funcionar debe orientarse hacia la dirección del viento de forma que éste incida perpendicularmente sobre el plano de giro de las palas, o sea, deberá estar siempre situado en la dirección en la cual la velocidad del viento sea mayor. La potencia desarrollada por un rotor eólico depende del ángulo de incidencia entre la velocidad del viento y el plano de giro de las palas; sin embargo, en general la dirección del viento es variable, por ello se precisa de un sistema de orientación que oriente la góndola de forma que la velocidad del viento sea normal al plano de giro del rotor y así aprovechar la energía contenida en el viento de la mejor forma posible.

Por otra parte, la velocidad de giro de orientación no debe ser demasiado elevada para evitar la aparición de pares giroscópicos que reducen la vida útil de los componentes mecánicos de orientación. Ambos criterios de orientación son contrapuestos, por lo que se debe llegar a un compromiso, que depende del tamaño de la turbina y de las condiciones del viento del emplazamiento.

En los pequeños aerogeneradores la orientación de la máquina se consigue con una cola que lo estabiliza en la dirección del viento: cualquier alteración de la posición de equilibrio genera un empuje a la cola que tiende a colocar la turbina eólica en su posición de equilibrio.

En las máquinas de mediana potencia se dispone de una hélice auxiliar en un plano perpendicular al rotor principal, de forma que cuando ésta no está orientada en la dirección del viento reciba una cierta cantidad de viento.

La rotación producida por el viento en la hélice auxiliar actúa sobre un mecanismo que mueve toda la turbina hasta que queda orientada.

El método más utilizado actualmente es orientar mediante un servomotor. El motor de orientación podrá girar en los dos sentidos. El control del sistema de orientación funciona de la siguiente forma: con la veleta situada en la góndola de la turbina se mide la dirección del viento y se realizan medidas cada cierto tiempo (unos 10 segundos normalmente) este valor se compara con el ángulo de giro de la

góndola. Las acciones de control sobre el mecanismo de orientación se realizan en función de la diferencia entre ambos valores. Si la diferencia es inferior a un determinado valor no se toma ninguna acción de control, si es superior a ése valor determinado, el tiempo de corrección responde a una función predeterminada.

El sistema de orientación permanece activo cuando la velocidad del viento supera la velocidad de conexión y es inferior a un valor que excede habitualmente la velocidad de desconexión del aerogenerador (habitualmente 25 m/s), es decir, el mecanismo de orientación permanece operativo hasta velocidades cercanas a los 35m/s. Si este valor se supera, el mecanismo de orientación se inhabilita, además si aparecen vientos extremos las pinzas de frenos permiten un ligero deslizamiento en la orientación del rotor para aliviar las cargas sobre la máquina.

Un buen funcionamiento del sistema de orientación garantiza la reducción de las pérdidas de potencia que pueden suponer una disminución del 1 al 2% de la producción anual de energía. Esta pérdida de potencia se contabiliza a carga parcial. A plena carga, aún cuando el sistema de orientación está operativo, la potencia de salida está limitada a su valor nominal, por lo que no tiene sentido contabilizar la pérdida de potencia debida a la desalineación de la máquina.

16.1 Diseño de los sistemas de orientación

Los sistemas de orientación son:

- ✓ Sistemas autoorientables molino de cola: su uso es restringido a pequeñas máquinas. Trabajan bastante bien aunque presentan bastantes fallos.
- ✓ Veleta de cola: también para pequeños aerogeneradores. Este tipo de sistema de orientación es el más utilizado para aerogeneradores de eje horizontal a barlovento.



Figura 15.- Aerogenerador con veleta de cola

- ✓ Orientación asistida: utilizan estos sistemas un motor para accionar un engranaje que encaja en otros situados en la última sección de la torre. Se requiere por lo tanto, la presencia de un sensor que detecte la dirección del viento incidente relativo al rotor.

16.2. Anemómetros y veletas

En energía eólica se utilizan principalmente los siguientes instrumentos meteorológicos:

- ✓ Anemómetros para medir la velocidad del viento.
- ✓ Veletas para medir la dirección del viento



Figura 15.1.- Anemómetros

Una parte importante del anemómetro es el sensor, que puede estar basado en uno de los siguientes principios físicos y por los cuales se pueden clasificar:

- ✓ Transmisión de cantidad de movimiento: pueden ser de cazoletas o de hélice.

El anemómetro de cazoleta consiste en tres o cuatro cazoletas montadas simétricamente alrededor de un eje vertical. Debido a que la fuerza que del viento sobre la parte cóncava es menor que sobre la parte convexa, la rueda de cazoletas gira. La velocidad de rotación es proporcional a la velocidad del viento. Dicha rotación puede medirse de varios modos: contando mecánicamente el número de revoluciones, conectando el eje

de la rueda de cazoletas a un pequeño generador eléctrico y midiendo el voltaje instantáneo, o a un interruptor optoeléctrico y midiendo su salida

Los anemómetros de tres cazoletas semicónicas son preferentemente los más usados. La principal ventaja de los anemómetros de cazoletas es que miden las dos componentes horizontales del viento.

El anemómetro de hélice suele utilizarse cuando se quiere conocer la velocidad de viento en una dirección particular. Normalmente se coloca un conjunto de dos o tres anemómetros de hélice en planos perpendiculares para obtener las componentes de velocidad sobre los ejes principales (horizontal y vertical). A veces se utiliza un anemómetro de hélice, asociado a un sistema de orientación tipo veleta, para medir la componente horizontal de la velocidad de viento, aunque las características de respuesta de este tipo de anemómetros cuando el viento no es perpendicular al plano de rotación, son relativamente bajas.

- ✓ Fuerzas de presión: la medida de la velocidad del viento se registra mediante los efectos de las variaciones de presión que ejerce el aire cuando se mueve. El más conocido es el tubo de Pitot. Es un tubo colocado paralelo al viento con un orificio en su parte frontal. El aire que penetra por el orificio se remansa y la diferencia entre la presión de remanso que se genera y la presión ambiente es proporcional al cuadrado de la velocidad. Puede ser de gran precisión. En general es más apropiado para situaciones en que la dirección del viento es más o menos conocida.

Otro sistema, usado generalmente en ráfagas, consiste en medir la fuerza que ejerce al viento sobre esferas o placas planas; dicha fuerza se mide con un extensiómetro a instrumento similar.

Un sistema interesante para alturas grandes es el uso de cometas. La fuerza que ejerce el viento es transmitida por el cable, y se mide con un dinamómetro; la posición y altura de la cometa se pueden obtener de la inclinación y longitud del cable. Tiene el inconveniente de que debido a la turbulencia la cometa se puede comportar de forma inestable.

- ✓ Transmisión de calor: El más conocido es el anemómetro de hilo caliente o placa caliente. Se basa en el efecto refrigerador del viento actuando

sobre un objeto caliente. Es un aparato con un tiempo de respuesta muy pequeño, pero que se puede romper con mucha facilidad.

- ✓ Efecto Doppler: Basado en el cambio de la frecuencia emitida por un observador móvil. Un sistema que utiliza ultrasonidos es el Sodar, y con él se puede medir a alturas grandes con gran precisión. Otro sistema muy conocido es el anemómetro láser. En general, estos métodos suelen ser muy costosos.
- ✓ Desprendimiento de torbellinos: Se basa en que la frecuencia desprendida por los torbellinos emitidos por un cuerpo como es proporcional a la velocidad del viento. Suelen ser de difícil calibración.

Para que las medidas sean representativas el anemómetro debe estar libre de todo tipo de objetos, edificios u obstáculos que puedan interferir con la medida, incluido el propio mástil o estructura soporte. En general es debe tener en cuenta que cualquier obstáculo artificial puede alterar el viento y que esta alteración es mucha mayor en la estela, a sotavento, que por encima del objeto.

La dirección del viento se mide normalmente mediante una veleta, que consiste en un dispositivo montado sobre un eje vertical y de giro libre, de tal modo que puede moverse cuando el viento cambia de dirección. Normalmente, el movimiento de la veleta está amortiguado para prevenir cambios demasiado rápidos de la dirección del viento.

Asimismo, puede obtenerse una medida de la dirección del viento resolviendo los registros de salida de otros anemómetros de hélice dispuestos ortogonalmente.

17. Sistemas de regulación de potencia

La potencia generada por los aerogeneradores normalmente se regula mediante dos sistemas:

- ✓ Sistemas pasivos de limitación de potencia
- ✓ Sistemas activos de control de la potencia.

17.1 Sistemas pasivos de la limitación de la potencia

Los sistemas pasivos de la limitación de la potencia (o sistemas de entrada en pérdida aerodinámica) utilizan turbinas eólicas de paso de pala fijo, esto es, las palas están rígidamente unidas al buje y su ángulo de calado no se puede modificar. Este tipo de sistema se diseñan en maquinas de velocidad fija, de tal forma que cuando la velocidad del viento supera un determinado valor, habitualmente la velocidad nominal, al ángulo de ataque de los perfiles supera el valor critica y el flujo en el borde de salida de los perfiles se desprende dando lugar a un régimen turbulento. En estas condiciones las fuerzas de sustentación se reducen rápidamente y las de arrastre aumentan lo que produce una disminución de la potencia desarrollada por la turbina.

Otra forma de producir la pérdida aerodinámica es reduciendo la velocidad de giro de la turbina. Esta técnica de combinar un sistema de velocidad de giro variable con control aerodinámico pasivo no se ha utilizado de forma extensiva en sistemas comerciales, la razón de ello es que la reducción de velocidad de giro anteriormente mencionado, debe realizarse cuando la potencia desarrollada por la turbina alcanza un valor cercano al nominal. En estas condiciones el par dinámico que debe oponer el generador eléctrico es excesivamente elevado, lo que produce sobrecargas y obliga a utilizar un generador eléctrico de mayor potencia.

Es práctica habitual de los fabricantes que emplean sistemas de control aerodinámico pasivo mantener constante la velocidad de giro de la turbina. El diseño de estos rotores eólicos se caracteriza porque la velocidad de giro es menor que la correspondiente al diseño optimo, con el fin de garantizar la limitación de potencia a partir de una determinada velocidad de viento.

El diseño estructural de estos sistemas es más robusto que el empleado en sistemas con cambio de paso variable, ya que los esfuerzos de empuje son muy grandes para velocidades de viento elevadas. De igual forma el generador eléctrico debe ser capaz de soportar sobrecargas significativas. La imposibilidad de modificar el ángulo de paso de las palas hace que no se pueda optimizar el par durante el arranque, esto hace que se empleen solo turbinas de tres palas que presentan mejor par de arranque que las bipala o monopala.

La operación de turbinas de cambio e paso fijo esta restringida prácticamente a sistemas conectados a red, ya que la incapacidad de controlar de forma activa la potencia desarrollada por la turbina hace muy complicado el uso de turbinas de paso fijo en sistemas aislados. No obstante, esta tecnología se ha utilizado en combinación con sistemas de almacenamiento de energía como volantes de inercia.

Dado que en este tipo de turbinas no se dispone de la posibilidad de variar el ángulo de calado del perfil, en el extremo de la pala se dispone de unos aerofrenos, que permiten parar la turbina en caso de un fallo en el sistema o ante una orden de

desconexión. Los aerofrenos son dispositivos situados en la punta de la pala, que se abren cuando la velocidad del rotor supera un valor de seguridad, siendo su cierre automático desde el sistema de control. Estos dispositivos van accionados por unos sistemas hidráulicos y se colocan a 90° de la cuerda de la pala cuando se abren, ofreciendo la resistencia aerodinámica suficiente para reducir la velocidad de giro a un nivel seguro. La actuación de los aerofrenos ha de ser automática en caso de embalamiento de la turbina por disparo del generador o cualquier otra causa.

En cualquier caso, las ventajas de este tipo de regulación son la ausencia de potentes sistemas hidráulicos o eléctricos y grandes partes móviles, con el consiguiente aumento de fiabilidad y disminución de costes. Este sistema permite además el diseño de bujes más sencillos y palas de una única pieza. Sin embargo, como inconveniente está la obtención de una curva de potencia menos regular para valores de viento superiores al nominal si comparamos con sistemas de regulación de paso variable.

17.2 Sistemas activos de control de potencia.

El objetivo de los sistemas de cambio de paso no sólo es la limitación de potencia sino el control de la velocidad y aceleración de giro durante los procesos de arranque y en algunos casos la optimización de la potencia desarrollada por la turbina durante el modo de funcionamiento de carga parcial.

Las turbinas eólicas de cambio de paso de pala variable utilizan un sistema activo de giro de las palas para controlar las actuaciones de la máquina de la siguiente forma: durante el funcionamiento a carga parcial, se mantiene el ángulo de calado del perfil en un valor que hace máxima la potencia desarrollada por la turbina. Para velocidades del viento elevadas, el sistema de control del ángulo de paso de la pala aumenta el ángulo de calado (esto es, disminuye el ángulo de ataque) para mantener la potencia constante y reducir las fuerzas de empuje sobre el rotor eólico.

Los aerogeneradores con regulación de paso de pala deben tener la posibilidad de acelerar el eje en caso de ráfagas, ya que en caso contrario el sistema el sistema de regulación estaría muy solicitado y el giro continuado de la pala daría lugar a problemas estructurales sobre este elemento. Por ello, en aerogeneradores de velocidad de giro fija, prácticamente apenas se utilizan turbinas con control de paso de pala; sin embargo, en los sistemas de velocidad variable es muy frecuente utilizarlos para disminuir los esfuerzos sobre el rotor eólico, la torre y todos los elementos del sistema mecánico de la transmisión.

El control de paso puede girar la totalidad o parte de la pala. Los sistemas de control de paso en al totalidad de la pala tienen la ventaja, con respecto a los que solo permiten girar parte de ella, de ser aerodinámicamente más eficientes, ya que ante una misma variación del ángulo girado las reducciones de la potencia son mayores. Debido a ello, los sistemas con control de paso en parte de la pala necesitan incrementar en mayor medida el ángulo de paso para obtener las mismas prestaciones, esto hace que sea más probable que aparezcan sobre el rotor eólico regímenes de pérdida aerodinámica o que se presenten problemas de inestabilidades.

El sistema de control de paso también se utiliza durante el arranque y la parada del sistema. Así, cuando el aerogenerador arranca la actuación sobre el paso de pala permite conseguir una determinada aceleración durante el proceso de arranque. De hecho, el proceso de conexión a la red de una máquina de paso variable es mucho más suave que en el caso de máquinas de paso fijo, ya que actuando sobre el ángulo de calado de la pala es posible hacer que el grado de carga de la máquina aumente de forma progresiva, incluso aunque la conexión se realice con velocidades de viento elevadas.

En caso de que la velocidad de viento sea demasiado elevada es posible utilizar la pala como freno aerodinámico para conseguir que el aerogenerador se pare; para ello basta con actuar sobre el ángulo de calado de la pala de modo que disminuya el par desarrollado por la turbina. En algunos sistemas en lugar de parar la máquina, el generador continúa conectado a la red y el sistema de control de paso actúa reduciendo la potencia de tal forma que las cargas se mantengan dentro de valores admisibles.

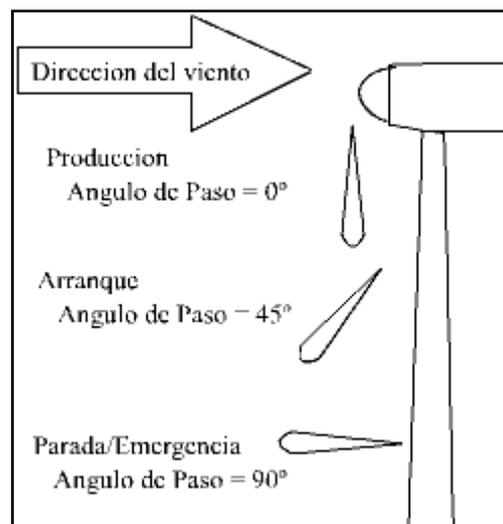


Figura 17.- Representación de los ángulos de paso

18. Sistema eléctrico

El sistema eléctrico de un parque eólico tiene por objeto la transferencia de la energía eléctrica producida por cada aerogenerador hacia la red de la compañía eléctrica en unas condiciones óptimas tanto desde el punto de vista del parque como de la compañía.

El tipo de trazado y diseño depende principalmente de la potencia de la instalación, número y localización de los aerogeneradores instalados, características de la red en el punto de entronque y distancia hasta el mismo.

En los parques eólicos con potencias instaladas de decenas de megavatios se requieren dos niveles de transformación. El primero eleva la tensión de salida de los aerogeneradores (baja tensión, BT, habitualmente 690 V) hasta la tensión de distribución interna del parque (media tensión, MT, en España normalmente 20 kV). El segundo nivel de transformación eleva la tensión de la red de MT interior del parque al nivel de alta tensión, AT, de la red de la compañía eléctrica (en España, los valores habituales de AT a los que están conectados los parques eólicos son de 45 kV, 66 kV, 132 kV o 220 kV en algunos casos).

En los parques eólicos, con aerogeneradores de potencias hasta 300 kW, una red de BT conecta varios aerogeneradores con un centro de transformación donde se eleva la tensión hasta el nivel de MT.

En la actualidad, con aerogeneradores de potencias medias y altas, la configuración utilizada es la conexión en MT de los aerogeneradores entre sí, por lo que cada uno de ellos debe contar con su propio centro de transformación. En este caso el sistema eléctrico del parque eólico está compuesto por los siguientes elementos, ordenados según el flujo de energía:

- ✓ Instalación eléctrica de baja tensión de cada aerogenerador
- ✓ Centro de transformación
- ✓ Red subterránea de media tensión
- ✓ Subestación
- ✓ Evacuación en alta tensión (que puede pertenecer o no al parque eólico)

18.1 Instalación eléctrica de baja tensión

18.1.1 Componentes

En la red de baja tensión de un aerogenerador se pueden distinguir dos tipos de circuitos según la función que realizan:

- ✓ Circuitos de generación o de potencia que tienen por objeto conectar la salida del generador con el centro de transformaciones y que constan de los siguientes elementos principales:
 - Equipo de generación: incluye el generador y su equipo de regulación (en el caso de que exista)
 - Cableado del generador hasta el centro de transformación
 - Elementos de maniobra y protección: contadores para conexión de motores eléctricos; interruptores automáticos y/o fusibles para protección contra sobreintensidades; descargadores para protección contra sobretensiones.
 - Dispositivos de medida de tensión, intensidad, potencia y frecuencia.
 - Equipos de compensación de potencia reactiva (necesarios o no según la tecnología del aerogenerador)

- ✓ Circuitos de control (comunicaciones) y servicios auxiliares.
 - Circuitos de alimentación a los equipos de regulación y control.
 - Alimentación de motores auxiliares (motores de orientación de la góndola) y de la unidad hidráulica (frenado de góndola y rotor). Para los aerogeneradores con control aerodinámico activo de velocidad variable el giro de las palas se puede realizar por motores eléctricos o actuadores hidráulicos, según el fabricante.
 - Líneas de alumbrado y potencia para herramientas en góndola y torre
 - Elementos de maniobra y protección de los circuitos de control auxiliares

- Resistencias de calentamiento, línea para la luz de gálibo, etcétera.

Los componentes de BT de un aerogenerador se encuentran situados en distintos puntos del mismo. En la góndola se encuentran el generador, los motores de orientación y de la unidad hidráulica, el cableado de conexión y una unidad de control que consta de una placa de control y comunicaciones con sus circuitos y sistemas complementarios: fuente de alimentación, sensores, activadores, etcétera. Esta unidad incluye los elementos de maniobra y protección de los motores auxiliares.

En la torre se encuentran el cableado de conexión entre la unidad de control y el cuadro de BT situado en la base de la torre, denominado *ground* o simplemente Cuadro de Baja Tensión del aerogenerador. En este cuadro se realiza también la conexión de la red de Baja Tensión del aerogenerador con el secundario del transformador MT/BT, además incluye: la aparamenta de maniobra, protección y seccionamiento de circuito de potencia, el sistema de arranque suave o el convertidor que también pueden estar situados en la góndola; el transformador de servicios auxiliares; la batería de condensadores para la compensación de reactiva si es precisa, etcétera.

18.2 Conexión del generador

Los cables de conexión del generador, situado en la góndola, y el cuadro de BT, situado en la base de la torre, deben poseer una flexibilidad que permita el funcionamiento adecuado del sistema de orientación. Por esta razón se emplean cables de una determinada rigidez mecánica. Algunos ejemplos de los cables utilizados son los siguientes:

- ✓ H07NR – F: Es cable flexible, con aislamiento de goma y cubierta de neopreno (policloropreno), con una tensión nominal de 450 / 750 V y conforme con normas armonizadas.
- ✓ RV – K: Cable flexible para instalación fija, con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de PVC. Tensión nominal de 0.6/1 kV.
- ✓ DN – H: Es la mejor opción, aunque sea la más cara, se trata de un cable extraflexible con aislamiento de etileno propileno y cubierta de neopreno.

El conductor es de cobre recocido, la tensión nominal de 0.6/1 kV, y no es propagador de incendio.

La sección se elige para minimizar las pérdidas de energía, criterio que prevalece sobre los habituales de intensidad máxima admisible, sollicitación térmica de la corriente de cortocircuito y caída de tensión.

18.3 Dispositivos de maniobra y protección

Entre los interruptores automáticos de baja tensión utilizados en la protección, maniobra y seccionamiento de la instalación eléctrica de un aerogenerador destacan los situados en los circuitos del estator y del rotor (que puede existir o no según la tecnología del aerogenerador). Se trata de interruptores automáticos de BT para aplicaciones industriales de caja moldeada.

La elección del interruptor automático más adecuado está basada en el ajuste de las curvas de disparo y la selección de los parámetros de ruptura: poder asignado de corte último en cortocircuito, poder asignado de corte de servicio en cortocircuito y la sollicitación térmica. Será necesario, por tanto, conocer la intensidad de cortocircuito trifásica y monofásica en el punto de su instalación.

19. Centros de transformación

El centro de transformación puede situarse dentro o fuera de la torre, pero muy cerca de la misma, ya que al generarse en baja tensión no deben alcanzarse grandes longitudes para disminuir las pérdidas.

Si se sitúa dentro de la torre, el transformador suele situarse en un primer piso, aunque también existen disposiciones en el piso bajo o en el segundo nivel.

Otra configuración, especialmente adecuada para parques eólicos constituidos por asociaciones de aerogeneradores a una distancia considerable unas de otras, es colocar el transformador en el interior de la torre de cada aerogenerador pero las celdas de MT situarlas agrupadas en un prefabricado denominado *centro de seccionamiento*. Tiene la ventaja de mayor facilidad de mantenimiento y el inconveniente del impacto visual.

20. Red de media tensión

La conexión de los aerogeneradores entre sí y a la subestación del parque eólico se realiza a través de una red de media tensión. La instalación es subterránea para evitar el impacto ambiental que supondría una línea aérea. Además, esta disposición tiene la ventaja de una mayor facilidad y seguridad para las operaciones de reparación y mantenimiento.

Es necesario utilizar media tensión para disminuir las pérdidas por caída de tensión. Los cables utilizados son unipolares con aislamiento de material sintético: polietileno reticulado o etileno propileno. Estos cables deben cumplir la norma UNE 21123 y la Recomendación UNESA 3305.

20.1 Diseño de una red subterránea

El diseño de una red subterránea comprende, básicamente, la selección del tipo de instalación y el cable aislado a emplear.

20.2 Trazado

El trazado de la red de MT de un parque depende de la disposición de los aerogeneradores en el emplazamiento. La elección de las posiciones de los aerogeneradores se realiza con el criterio de aprovechar de forma óptima el recurso eólico del emplazamiento, considerando las restricciones relativas a la orografía del terreno. Por cuestiones técnicas, económicas y ambientales, es conveniente que la zanja de los cables transcurra paralela a los caminos de acceso a los aerogeneradores.

Por otra parte, como el potencial eólico tiene una fuerte dependencia de la orografía del terreno y de las direcciones predominantes del viento, pueden establecerse una serie de disposiciones *tipo* de aerogeneradores teniendo en cuenta estos factores:

- ✓ Terreno llano: alineaciones perfectas de aerogeneradores con accesos intermedios perpendiculares.
- ✓ Disposición de aerogeneradores en colinas que se concentran en forma agrupada
- ✓ Disposición de aerogeneradores en colinas que se concentran de forma alineada.

20.3 Zanjas

Las zanjas deben ser rectilíneas en lo posible, evitando los ángulos pronunciados. La norma UNE 20435/2 establece los radios mínimos de curvatura en la posición definitiva de servicio de los cables. La profundidad de los cables de la zanja viene dada, desde el punto de vista técnico por un equilibrio entre dos factores: Disipación de calor a la atmósfera (favorecido por la cercanía a la superficie) y humedad del entorno (que suele aumentar con la profundidad). Lo habitual es un metro.

Normalmente los cables suelen instarse directamente enterrados siendo el acceso a los aerogeneradores bajo tubo de plástico embebido en el hormigón del pedestal de la cimentación.

En ocasiones los parques eólicos se encuentran en zonas alejadas y/o de difícil acceso, lo que dificulta la atención rápida de averías durante la explotación. Este motivo y el alto precio pagado por el kWh eólico, conducen a la conveniencia de realizar la selección e instalación del cable que mayor seguridad reporte y extremar las precauciones en su tendido para no dañar la cobertura.

20.4 Selección de cables

La selección del aislado más adecuado para una aplicación concreta puede dividirse en dos etapas. Una primera donde se selecciona el tipo de cable, aislamiento y capas protectoras; y una segunda donde se determinan la tensión nominal y sección.

20.4.1 Tipo de cable

El material utilizado para el aislamiento del cable suele estar definido por la compañía eléctrica involucrada en el parque eólico. Normalmente el aislante utilizado suele ser polietileno reticulado o etileno propileno.

Las secciones y las capas protectoras corresponden, en general, al cable estándar de Media Tensión según la recomendación UNESA 3305, con secciones de conductor de 95, 150, 240 y 400 mm², pantalla de alambres de cobre de 16 mm² y cobertura exterior de poliolefina.

En algunos parques eólicos es necesario aumentar la sección de la pantalla para que pueda soportar las elevadas corrientes de cortocircuito y/o el cable debe ser armado para satisfacer los requerimientos mecánicos de la instalación.

20.4.2 Tensión nominal

La tensión nominal del cable viene determinada por la tensión nominal de la red en la que esté conectado y por las características de las protecciones de la misma. Estas características permiten clasificar la red en categorías de nivel de aislamiento.

En algunos casos se ha incrementado la tensión nominal del cable respecto a la obtenida en función de la tensión nominal de la red y de la categoría de nivel de aislamiento, pero el incremento de la tensión nominal del cable no aporta mayor disponibilidad final al parque eólico, es más importante que el tendido, los empalmes y las conexiones se realicen adecuadamente.

20.4.3 Sección del conductor.

La selección del conductor de la red de media tensión de un parque eólico se establece según cuatro criterios:

- ✓ Intensidad máxima admisible
- ✓ Solicitación térmica de la corriente de cortocircuito
- ✓ Caída de tensión máxima
- ✓ Optimización técnico-económica

La optimización técnico-económica tiene particularidades en el caso de parques eólicos, mientras que los tres primeros criterios se aplican de la misma forma que en las redes subterráneas de distribución pública de MT. Así pues, vamos a analizar un poco este diseño óptimo.

20.5 Diseño óptimo

Un diseño óptimo de la red de MT desde el punto de vista económico consiste en encontrar la solución más rentable entre el coste de inversión en el cable de media tensión y las pérdidas de energía anuales en el mismo. Esta optimización conduce a una red radial con secciones decrecientes desde la subestación al final de la línea de aerogeneradores. Cuanto más cerca de la subestación esté un tramo de cable, mayor

potencia debe transportar y más intensidad de cortocircuito debe soportar, debido a que, aunque los aerogeneradores aportan intensidad de cortocircuito, la principal aportación proviene de la red eléctrica de alta tensión exterior al parque eólico a través de la subestación.

El proceso de determinación de las secciones de una línea puede realizarse de distintas formas, pero en cualquier caso es un proceso iterativo ya que la sección del cable vendrá determinada, en general, por la corriente de circuito trifásico y el valor de ésta corriente estará condicionado por la sección del cable.

21. Subestación

La subestación de interconexiones de la red de media tensión del parque eólico con la red de alta tensión de la compañía eléctrica suele ser de tipo mixto intemperie-interior, prevista para ampliaciones futuras.

Su composición consta de cables o embarrados de MT, celdas de MT, transformador principal MT/AT, aparataje de intemperie o celdas de interior (corte, aislamiento, protección, transformadores de media y protección), embarrado de AT, equipos de media, cuadros de control (relés de protección), telecontrol y comunicaciones y sistema de servicios auxiliares.

De las barras de MT se dará salida a cada línea de aerogeneradores además de alimentar al transformador de servicios auxiliares de la subestación. En el caso de ser necesaria la compensación de reactiva, las baterías de condensadores estarán también conectadas a este embarrado.

21.1 Transformador de la subestación

Independientemente de las caídas de tensión interna que se producen en los transformadores y en las líneas, las variaciones de carga pueden producir fluctuaciones de tensión inadmisibles para el buen funcionamiento del sistema eléctrico. Las compañías están obligadas a mantener los niveles de tensión en un pequeño entorno de variación y para ello además de utilizar los sistemas de regulación propios de los generadores de las centrales, utilizan otros, que montados en los transformadores, pueden modificar en determinados momentos y sin interrumpir el servicio sus relaciones de transformación, agregando o suprimiendo cierto número de

espiras. Este tipo de transformadores se denominan *transformadores con regulación de tensión de carga*.

Los transformadores MT/AT utilizados en la subestación de salida del parque eólico suelen tener un diseño convencional, sin embargo cada vez es más habitual encontrar transformadores con regulación de tensión de carga, para garantizar que la tensión en el lado de MT, y por lo tanto en bornas de los generadores eléctricos, están dentro de los valores permitidos. Este tipo de transformadores se utiliza cuando la línea de evacuación a la que están conectados es muy larga, ya que en estas circunstancias la impedancia de la línea aumenta y cuando se carga, la variación de la tensión en bornas del parque puede llegar a ser muy importante.

21.2 Régimen de neutro media tensión

La accesibilidad del neutro en MT viene determinada por la forma de conexión del neutro de AT, ya que el transformador debe tener uno de sus devanados en triángulo para evitar que los armónicos de tercer orden pasen de un nivel de tensión a otro.

Como los parques eólicos habituales en España tienen potencias nominales del orden de decenas de megavatios, están conectados a redes de, al menos, 45kV. Por tanto, la configuración típica del transformador principal de potencia AT/MT es estrella/triángulo y el neutro de la red de MT del parque eólico debe ser aislado o impedante con un transformador de puesta tierra.

El transformador de puesta a tierra tiene una disposición en zig-zag de los devanados, por lo que suelen denominarse reactancia en zig-zag. El valor de su impedancia está determinado por el equilibrio, en caso de falta monofásica, entre la magnitud de la corriente de falta y el nivel de sobretensión en las fases sanas. Interesa disminuir la corriente de la falta hasta un valor de que no provoque daños pero que sea detectable por las protecciones, los valores adoptados en la práctica suelen estar en el intervalo de 150 – 600 A.

En el caso de puesta a tierra con reactancias en zig.zag las faltas monofásicas son despejadas en un tiempo muy breve, inferior a 1 segundo. Sí el sistema está aislado de tierra el disparo por falta monofásica puede estar habilitado o no. En el caso de estarlo suele establecerse un retardo de unos 300 ms para esperar una posible autoextinción.

El esquema de conexión de neutro impedante tiene las ventajas, respecto al neutro aislado, de reducir las sobretensiones y facilitar la detección de defectos a tierra y el inconveniente de corrientes de defecto a tierra más elevadas. La ventaja de la continuidad, en caso de fallo monofásico, en el esquema de neutro aislado no es aprovechada en un parque eólico debido al disparo del relé de mínima tensión.

21.3 Protecciones de media tensión

Las protecciones de la red de MT dependen del tipo de puesta a tierra.

En caso de *régimen de neutro aislado* las protecciones utilizadas, para cada línea de aerogeneradores, son: de sobrecarga y cortocircuito de fases, protección direccional de neutro con reenganchador incorporado. Estas protecciones permiten detectar las faltas trifásicas y monofásicas en cada línea de aerogeneradores, disparando el interruptor automático de posición de línea de MT. El relé direccional del neutro se retarda para esperar una posible auto-extinción de la falta. Este relé recibe la señal de corriente homopolar de un transformador de intensidad toroidal que abraza las tres fases y tierra, y la señal de tensión homopolar del secundario en triángulo abierto de un transformador de tensión.

Para el *régimen de neutro puesto a tierra por reactancia en zig-zag* se emplean las protecciones frente a sobrecargas y cortocircuito en fases y neutro, que permiten detectar las faltas monofásicas y trifásicas en cada línea de aerogeneradores, disparando el interruptor automático correspondiente.

Las protecciones del transformador de potencia de AT/MT son las siguientes:

- ✓ Relé diferencial que dispara ambos interruptores de AT y MT simultáneamente. Si el sistema está puesto a tierra por reactancia en zig-zag, ésta se encuentra dentro de la zona de protección diferencial.
- ✓ Relé de sobrecarga y cortocircuito de fases y neutro con *reenganchador* tanto en AT como en MT, disparando cada uno el interruptor automático de su nivel de tensión.
- ✓ Relé de disparo y rearme manual activado por la protección diferencial y el relé de sobrecargas y cortocircuitos en fases y neutro del lado de MT y la protección de la reactancia en zig-zag, si existe.

Además de estas protecciones, la zona de transformación AT/ MT, incluye la protección de la puesta a tierra en MT por reactancias en conexión zig-zag, que consiste en un relé de sobrecarga y cortocircuito en fases y neutro que dispara el interruptor automático de MT a través del relé de disparo y rearme manual.

21.4 Evacuación en alta tensión

La conexión de la subestación del parque eólico con la red de la compañía eléctrica puede realizarse de distintas formas según la potencia del parque y de las características de la red. En general existen tres posibilidades de conexión de un parque eólico:

- ✓ Línea dedicada
- ✓ Línea de enlace
- ✓ Doble circuito de entrada – salida.

El tipo de conexión preferente de las centrales de régimen especial es con una línea exclusiva desde la subestación de la compañía eléctrica, admitiéndose la posibilidad de que varios parques se conecten a la misma línea.

El sistema más rentable para la evacuación de la energía producida por un parque eólico convencional, actualmente, es la transmisión en corriente alterna, AC. Sin embargo, como consecuencia de la proliferación en el norte de Europa de grandes parques eólicos situados ubicados en el mar (parques *off-shore*) se están planteando otras alternativas de evacuación de energía basadas en transmisiones de corriente continua, DC.

Para que los parque eólicos situados en plataformas marinas sean rentables, la potencia instalada debe ser considerable (de 50 a 1000 MW) lo que implica una potencia de cortocircuito en el punto de conexión con la red eléctrica elevada. Además, en algunos casos, la ubicación de los parques off-shore se pueden encontrar alejada de la costa 25-200 km. Debido a estas razones, la reducción de coste y la disminución de pérdidas de energía en los cables de transmisión se convierte en una cuestión fundamental en el diseño del sistema eléctrico de los parques marinos. Asimismo todo el sistema eléctrico debe ser muy fiable, ya que una avería en este sistema puede suponer un coste muy elevado.

En estas circunstancias, los sistemas de transmisión de corriente aparecen como una alternativa competitiva a los sistemas de transmisión de corriente alterna, con la única salvedad del incremento de coste que suponen los convertidores electrónicos DC-AC. En la actualidad, se está investigando cuál es la opción técnica y económica más favorable.

22. Protección frente a descargas atmosféricas

Los parques eólicos presentan un riesgo muy alto de impacto directo del rayo por dos razones:

- ✓ Altura de las instalaciones
- ✓ Emplazamientos con frecuencia de descargas elevadas

Los objetivos generales del sistema de protección frente a las sobretensiones de origen atmosféricos son:

- ✓ Captar, derivar y dispersar la corriente de rayo a tierra.
- ✓ Evitar las diferencias de potencial elevadas entre puntos metálicos de la instalación.

Las medidas de protección están basadas en el concepto de protección integral frente a rayos y sobretensiones desarrollada en la normativa IEC 61024, IEC 61312, IEC 61662, IEC 61663 y UNE 21185 (además existe una normativa específica: IEC 61400-24 *Wind turbine generator systems-Part 24: Lightning protection for wind turbines*).

Estas medidas se pueden clasificar en:

- ✓ Medidas de protección interna
- ✓ Medidas de protección externa

22.1 Protección externa

El objetivo de la protección externa es proteger el parque eólico del impacto directo del rayo. Para ello se facilita el paso de la corriente del rayo a tierra por un camino prefijado. Las instalaciones necesarias para crear este camino a tierra son:

- ✓ Instalación *captadora*
- ✓ Instalación de *derivación*
- ✓ Instalación de puesta a tierra.

22.1.1 Instalación captadora del rayo

Se ha comprobado experimentalmente que el rayo cae principalmente en el entorno de la punta de la pala, con unas distancias de unas pocas decenas de centímetros. Por ese motivo, es aquí donde se sitúan los receptores de rayos.

Además, para evitar el daño por impacto directo del rayo, en la veleta y anemómetro situados en la parte final de la góndola, se debe situar una punta captadora en esta parte del aerogenerador.

22.1.2 Derivación de la corriente del rayo

Palas

Una vez captado el rayo el principal problema es conducirlo a través de la pala sin que se produzcan descargas disruptivas internas (arcos eléctricos). Los métodos utilizados para derivar la corriente de rayo desde el punto de incidencia hasta la raíz de la pala son los siguientes:

- ✓ Una malla metálica fijada al material que constituye la superficie de la pala.
- ✓ Variar la composición de material con que se realiza la parte superficial de la pala incorporándole un material conductor.
- ✓ Utilizar como elemento conductor la barra de acero que constituye el eje de la pala.

El material conductor puede ser aluminio o cobre (para aluminio es necesaria una sección mínima de 50 mm², para cobre de 35 mm²). Su incorporación a la superficie de la pala debe realizarse sin comprometer la aerodinámica de la misma o generar un ruido indeseable.

Góndola

El rayo conducido hasta el buje debe atravesar éste y la góndola para llegar a la torre. Éste camino se realiza a través de conductores de sección adecuada. Otro conductor similar procede de la parte final de la góndola. Éstos conductores al pasar por la góndola deben estar lo más alejados posible de los componentes electrónicos y eléctricos para evitar la inducción de tensiones destructivas.

Además, para proteger a las personas de contactos peligrosos, debe crearse una red equipotencial conectando entre sí todas las partes metálicas externas e internas de la turbina eólica.

Para el paso de la pala al buje, en el caso de que ésta sea de paso variable, y para el paso de la góndola al interior de la torre son necesarios unos contactos con escobilla que permitan el giro de un componente sobre otro.

Torre

El rayo es conducido a través de la torre por medio de dos conductores de cobre paralelos ($2 \times 25 \text{ mm}^2$) a lo largo del interior de la misma hasta la conexión con la instalación de puesta a tierra del aerogenerador.

22.2 Instalación de puesta a tierra.

El objetivo de una instalación de puesta a tierra es limitar la tensión que, con respecto a tierra, pueden presentar las masas metálicas como consecuencia de corrientes de falta o sobretensiones de maniobra y atmosféricas.

Las instalaciones de puesta a tierra de los parques eólicos son normalmente de grandes dimensiones comparadas con las utilizadas en otro tipo de instalaciones eléctricas. Estas dimensiones y la forma de realizar la puesta a tierra pueden dar lugar a un comportamiento diferente, frente a corrientes de rayo con un crecimiento muy rápido y/o una gran magnitud, al que tendría un sistema de dimensiones más reducidas. Por este motivo, los métodos típicos usados para diseño de instalaciones de puesta a tierra de una subestación eléctrica pueden no ser válidos en parques eólicos.

22.2.1 Comportamiento de la puesta a tierra frente al rayo.

La impedancia de una toma de tierra para una corriente de frecuencia industrial se reduce prácticamente con su resistencia al no existir efectos, inductivos ni capacitivos, apreciables. Pero para la corriente tipo rayo, caracterizada por un frente muy escarpado y una gran amplitud, estos efectos pueden adquirir gran importancia.

Asociada a la variación rápida de la corriente pueden aparecer efectos inductivos proporcionales a la longitud de la instalación de puesta a tierra. Una intensidad de gran magnitud puede producir descargas disruptivas en el interior del terreno presentando un comportamiento capacitivo a la corriente de rayo que será más significativo con valores crecientes de la resistividad de terreno.

Estudios teóricos y experimentales realizados para evaluar el comportamiento de la impedancia de puesta a tierra con frecuencia permiten concluir que los electrodos que presentan más ramificaciones tienen un comportamiento frente a descargas tipo rayo mucho mejor que los de estructura simple. De lo anterior se deduce que el comportamiento capacitivo se consigue utilizando diseños en forma de ramificaciones en el terreno a partir de un bucle central.

22.2.2 Puesta a tierra del aerogenerador.

La tierra del aerogenerador está formada por una única tierra general que hace las funciones de tierra de protección y tierra de servicio. La constitución es a base de un anillo conductor de cobre situado a cierta distancia de la cimentación y conectado a dos puntos, a 180°, de la armadura de la fundación de la torre. La resistencia de ésta puesta a tierra puede mejorarse aumentando la longitud del anillo, añadiéndole dos o más picas, colocando dos o más anillos a distancias y profundidades crecientes, o utilizando de forma conjunta una o varias de las soluciones anteriores.

Las investigaciones realizadas con el objetivo de disminuir la impedancia ofrecida a la corriente de rayo conducen a instalaciones de puesta a tierra lo más cerca posible de la superficie del terreno y con la disposición de patas de araña de las picas.

Todas las puestas a tierra de aerogeneradores deben cumplir el principio de equipotencialidad. Para ello deben estar conectadas a la puesta a tierra todas las

partes metálicas internas y externas del aerogenerador: el cuadro de distribución en BT, los transformadores, la torre, etcétera.

22.2.3 Puesta tierra de la red de media tensión.

Para la seguridad de las personas se conectan a tierra las pantallas de los cables de todas las fases. Hay dos posibilidades de conexión a tierra de las pantallas:

- ✓ Conexión a tierra de ambos extremos del cable: Aparece una corriente de circulación como consecuencia de la tensión inducida en la pantalla que disminuye la capacidad de disipación térmica del cable. Esta corriente no es importante en media tensión, pero si puede ser significativa en alta.
- ✓ Conexión a tierra en un solo extremo: En este caso no circula corriente pero la tensión inducida puede alcanzar valores peligrosos dependiendo de la longitud del cable.

La pantalla del cable de MT que une dos aerogeneradores se conecta, en sus extremos, a la instalación de puesta a tierra de cada uno de ellos, con lo que se dispone de una sección equivalente a tres veces la sección de cada pantalla. Además, un conductor de protección de cobre conecta la puesta a tierra de todos los aerogeneradores del parque, situándose en el fondo de la zanja de los cables de MT (a unos 5 centímetros de ellos).

22.2.4 Conexión con la puesta a tierra de la subestación

En la llegada de la subestación hay dos posibilidades: Conectar la pantalla de los cables de MT y el cable de tierra del parque eólico al sistema de puesta a tierra de la subestación, con lo que las dos instalaciones de puesta a tierra, la del parque eólico y la de la subestación quedarían conectadas; o encintar la pantalla y poner unos pararrayos autoválvula en el extremo del cable a la vez que el conductor de tierra no se extiende a la subestación, en este último caso las instalaciones de puesta a tierra del parque y de la subestación permanecen independientes.

Cada uno de estos sistemas tiene sus ventajas y sus inconvenientes. Si el sistema de puesta a tierra es único una intensidad de defecto a tierra en la subestación que, en general será siempre muy superior a la que puede aparecer en el parque eólico, puede dar lugar a tensiones de paso y/o contacto peligroso en algún

aerogenerador. Además, las sobretensiones procedentes de descargas atmosféricas en el parque eólico aparecerán en la red de alta tensión de la compañía.

Por otro lado, si las instalaciones de puesta a tierra están unidas, el valor de la impedancia de puesta a tierra será menor lo que es muy conveniente en los parques eólicos para la protección frente a descargas atmosféricas. En este caso, el diseño del sistema de tierras está determinado por la intensidad de falta monofásica en el nivel de alta tensión de la subestación.

22.3 Protecciones internas

El objetivo de la protección interna es evitar los daños de los equipos conectados a las redes de energía y datos de las sobretensiones producidas por la descarga directa del rayo y las inducidas por una descarga cercana, una conmutación de la red de MT, etcétera. La metodología de protección se basa en la colocación de descargadores de sobretensiones según el principio de protección por zonas.

Los dispositivos de protección frente a sobretensiones están constituidos principalmente por resistencias variables con la tensión (varistores y diodos supresores) y vías de chispas. Sus características distintivas son:

- ✓ Corriente nominal de descarga: el valor de cresta de la corriente de choque 8/20 μ s, para la que está dimensionado el dispositivo.
- ✓ Corriente de choque de rayo: Valor de cresta de la corriente de choque de rayo 10/350 μ s que el descargador debe ser capaz de derivar repetidas veces sin ser destruido.
- ✓ Nivel de protección: Valor instantáneo más alto de la tensión después del descargador. Este parámetro es el que determina la situación del descargador en redes de energía.

22.3.1 Tipos de descargadores de sobretensiones

En primer lugar se clasifican los descargadores en función de la clase de exigencia:

- ✓ Clase A: son los pararrayos autoválvula clásicos
- ✓ Clase B: son descargadores de corriente de rayo para compensación del potencial. Se denomina *descargador de corriente de rayo*.

- ✓ Clase C: Destinado a la protección contra sobretensiones en instalaciones fijas. Se denomina *descargador de sobretensiones*.
- ✓ Clase D: Destinado a la protección contra sobretensiones en instalaciones fijas o móviles.

Pueden clasificarse según su aplicación en DEHN IBERICA (2000). Protección contra sobretensiones. Catálogo general.

- ✓ Aparatos e instalaciones de la red de energía en BT
 - Descargadores de corriente de rayo (Clase B): Para sobretensiones debidas a descargas directas o cercanas de rayos. Se colocan lo más cerca posible de la acometida de BT. Están dimensionados de acuerdo a la onda 10-350 μ s. Son básicamente vías de chispas que son capaces de reducir la corriente de choque de rayo 10/350 a una onda corriente de choque de 8/20 que puede ser soportada por los descargadores de sobretensiones dispuestos posteriormente.
 - Descargadores de sobretensiones (Clases C y D): Para protección en caso de descargas lejanas de rayo y sobretensiones causadas por procesos de conmutación descargas electrostáticas. Se colocan en los cuadros de BT (Clase C) o en la alimentación del equipo a proteger (Clase D). Están dimensionados de acuerdo a la onda 8/20 μ s.
- ✓ Equipos e instalaciones informáticos: Hasta 60 V se denominan *limitadores de sobretensiones*.
- ✓ Vías de chispas de separación para instalaciones de toma de tierra o para compensación de potencial.

22.3.2 Principio de protección por zonas.

La división de una instalación en *zonas de protección frente al rayo* es una herramienta para asegurar una protección sistemática y suficiente de todos los equipos que componen la instalación.

Estas zonas están definidas en función de si el rayo puede caer directamente sobre la instalación, así como la magnitud de la corriente de rayo y el campo

electromagnético asociado a esa zona. Los métodos de protección se aplican de forma que los componentes dentro de la zona puedan soportar el campo electromagnético y la corriente de rayo que pudiera entrar en esa zona.

22.3.3 Zonas de protección en un aerogenerador

En función de éstas zonas queda fijada la situación de los descargadores de sobretensiones en un aerogenerador según se describe a continuación.

✓ Líneas de energía

- En el lado de MT del centro de transformación se pueden colocar pararrayos auto-válvula para las sobretensiones que provienen de la red de MT del parque eólico.
- La protección de la acometida general del aerogenerador debe realizarse en el secundario del transformador, con tres descargadores de corriente de rayo clase B, montados en derivación entre las fases y tierra, que constituyen el primer escalón de protección.
- El último escalón de protección lo constituyen los descargadores de clase D, para protección directa del equipamiento electrónico que se conectan en su alimentación.

✓ Líneas de señal

- Central meteorológica – Unidad de control: Es recomendable instalar inmediatamente antes de la unidad de control un descargador de sobretensiones adaptado a las características de la línea de datos.
- Sensor de temperatura – Convertidor analógico/digital: Al encontrarse los sensores de registro en el exterior y el convertidor de valores en el interior de la góndola, deben instalarse de forma coordinada descargadores de corriente de rayo y de sobretensiones.
- Líneas de datos: Las líneas de transmisión de datos que comunican la góndola con el cuadro de control a pie de torre deben protegerse con descargadores en ambos extremos,

ajustados a las características eléctricas de las señales que se desean proteger.

- El módem deberá estar protegido por un lado frente a las sobretensiones provenientes de la red telefónica del parque eólico por un descargador de sobretensiones y corriente de rayo, y por otro, frente a las posibles sobretensiones en las líneas de datos del aerogenerador por un descargador de sobretensiones.

23. Infraestructura civil

Se considera infraestructura civil a todas las obras de esa naturaleza que tienen por objeto acceder a las instalaciones, moverse dentro de ellas, implantar los aerogeneradores y elementos auxiliares en el emplazamiento, permitir el confort del personal trabajador, la protección de equipos y el almacenaje de productos. Se puede subdividir la infraestructura en:

- ✓ Accesos y zanjas.
- ✓ Cimentaciones.
- ✓ Edificaciones.

23.1 Accesos y zanjas

Son accesos todas las obras necesarias para permitir el paso de vehículos (camiones, grúas, automóviles, etcétera) desde la carretera más cercana hasta cada uno de los aerogeneradores.

Se pueden considerar varios tipos de accesos:

- ✓ Accesos existentes, en los que sólo será preciso realizar obras de reforma o mejoras en su trazado
- ✓ Acceso principal, desde el punto de acceso existente hasta la zona de servicios de la instalación.
- ✓ Accesos secundarios, desde al final del acceso principal o desde algún punto de su trazado hasta la plataforma donde se sitúan los aerogeneradores.
- ✓ Plataforma eólica, es la zona que convenientemente explicada permite la instalación de los aerogeneradores. Para algún tipo de instalación puede llegar a confundirse con los accesos secundarios. Esta plataforma debe

permitir libertad de movimientos de grúas y camiones durante la construcción y explotación de la instalación eólica.

La apertura de zanjas será tal que permita la mejor distribución de líneas de transporte en baja y media tensión (dependiendo del tipo de aeroturbina) desde los aerogeneradores hasta los distintos centros de transformación de baja a media y de media a alta tensión. En ocasiones las zanjas también deberán realizarse para el trazado parcial o total de la línea de transporte de los centros de transformación mencionados anteriormente hasta la subestación del parque eólico.

23.2 Cimentaciones

Las dimensiones y características de las cimentaciones de los aerogeneradores dependen de los máximos esfuerzos que se puedan producir en la base de las torres y de las características mecánicas del terreno.

La composición de cada cimentación sobre la plataforma eólica será tal que permita la instalación del aerogenerador y consiguientemente todo tipo de operaciones de mantenimiento y reacondicionamiento posteriores, en cualquier dirección de vientos fuertes en el emplazamiento.

23.3 Edificaciones

Un parque eólico, si es de gran dimensión, suele contar con las siguientes edificaciones:

- ✓ Obras para protección y/o cubrimiento de los equipos eléctricos de transformación y control.
 - Obras de fábrica necesarias para albergar los transformadores de tensión
 - Protecciones y restricciones de paso existentes en al subestación principal o de cabecera de la instalación.
- ✓ Edificaciones para el personal del parque eólico que comprenden las siguientes áreas de ocupación:
 - Área de control, donde se realizan las labores de control, seguimiento y administración de las instalaciones. En compartimiento anexo se suelen encontrar los equipos de contabilización de la energía y en ocasiones los equipos de

condensadores para la corrección de potencia mediante la compensación de la energía reactiva

- Área de servicios generales, que incluyen los vestuarios, servicios higiénicos y almacén de combustibles y repuestos. Junto al almacén suele interesar disponer de un pequeño recinto preparado para la realización de pequeñas reparaciones.

Dependiendo del tipo de gestión de la explotación, para labores de mantenimiento y reacondicionamiento, puede ser conveniente disponer de un taller de reparaciones de la dimensión adecuada para atender las necesidades de la instalación.

24. Aspectos medioambientales

Desde el punto de vista ambiental debemos entender la incidencia del empleo de equipos para el uso racional del viento en la generación eléctrica en dos sentidos. El primero es considerar la generación de energía eólica como un beneficio, en tanto supone la evitación de emisiones contaminantes. El segundo es estudiar la afectación, de una implantación de generación eléctrica de origen eólico, en el Medio Ambiente. Se trata de optimizar los impactos positivos y de reducir al mínimo los impactos negativos.

Como aspectos positivos:

- ✓ No requiere agua para la generación de electricidad.
- ✓ No produce residuos.
- ✓ No contribuye al aumento de la concentración de CO₂, solamente en la fabricación de los componentes.
- ✓ No produce lluvia ácida.
- ✓ No produce radiaciones ionizantes.
- ✓ Es renovable.
- ✓ Puede disponerse de ella localmente.
- ✓ Tiene efectos favorables sobre la generación de empleo: según estudios sobre empleo, la energía eólica genera en estos momentos mayor número de puestos de trabajo por unidad de energía producida que cualquier otra fuente utilizada.

Como aspectos negativos:

Los impactos medioambientales que puede producir una instalación eólica van a depender fundamentalmente del emplazamiento de la instalación y de la distancia de esta a las zonas de concentración de población.

Los principales problemas medioambientales producidos por los generadores eólicos son:

- ✓ Perturbaciones sonoras.
- ✓ Interferencias ELM.
- ✓ Impacto Visual.
- ✓ Erosión del suelo.
- ✓ Impacto sobre los recursos culturales.
- ✓ Impacto visual.
- ✓ Impacto sobre la flora y fauna.

24.1 Perturbaciones sonoras

Los aerogeneradores producen ruido derivado de su propio funcionamiento. El ruido generado por el funcionamiento de la instalación tiene un origen múltiple, ya que las diferentes partes en movimiento y en vibración van a ser fuentes de radiación sonora.

Cuatro factores determinan el grado de molestia: el propio ruido producido por el aerogenerador, la posición de las turbinas, la distancia a la que se encuentran los residentes del área con respecto a los aerogeneradores y el sonido de fondo existente.

El ruido producido por el aerogenerador tiene dos vertientes:

- ✓ Dinámicas: el ruido aerodinámico tiende a crecer con la velocidad de rotación de las palas, condiciones turbulentas en la circulación del viento pueden causar un aumento de ruido.
- ✓ Mecánicas: es de origen convencional, común a otros sistemas mecánicos y eléctricos. Procede del generador, la caja multiplicadora y las conexiones, y puede ser fácilmente reducido mediante técnicas convencionales.

La posición de las turbinas es otro foco importante de ruido, es debido a la velocidad que puede coger el eje; a más velocidad, el ruido que provoca es mayor.

El tercer factor de ruido es la distancia a la que se encuentra el foco emisor de ruido y la distancia del receptor, como se puede observar en el siguiente esquema que muestra, según la distancia, los decibelios que pueden llegar a tomar. Las circunstancias de percepción son debido a los vientos dominantes, los sonidos de fondo y la distancia del receptor.

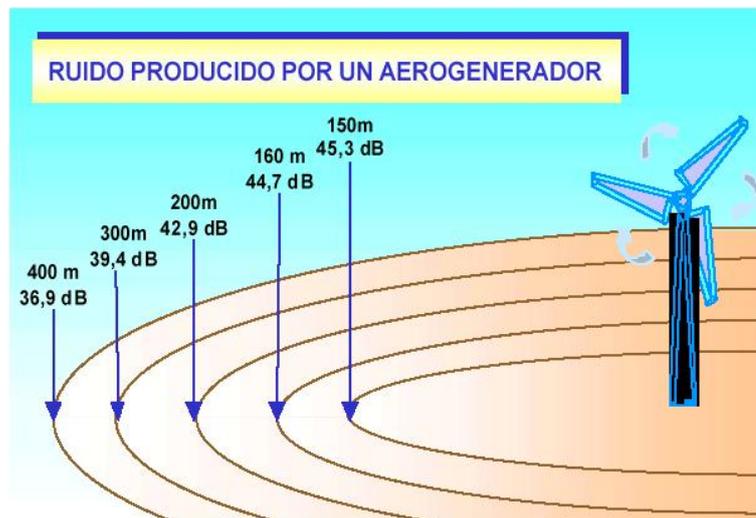


Figura 24.1.- Esquema del ruido producido por un aerogenerador

Con respecto al ruido de fondo existente hay que tener en cuenta que la percepción del ruido total es la suma del ruido de ambiente o de fondo y el producido por el aerogenerador.

Donde el viento sopla siempre en una dirección determinada es relativamente fácil la protección del ruido. Si el viento sopla con dirección variable hay que dejar una amplia zona circular inutilizada alrededor del parque eólico.

Los niveles sonoros a los que se someta una población estarán además influenciados por el relieve, el ruido de fondo, la dirección del viento, apantallamientos por vegetación, etcétera, por lo que la distancia en la que se puede considerar que se presente impacto significativo es extremadamente variable.

24.2 Perturbaciones ELM

Cuando una turbina eólica está colocada entre un transmisor de radio, televisión o microondas y un receptor puede en ocasiones reflejar parte de la radiación ELM de forma que la onda puede interferir con la señal original cuando se recibe en el receptor. Esto puede causar distorsiones en el receptor.

24.3 Erosión del suelo

Se manifiesta principalmente durante la fase de construcción, siendo más reducida su incidencia en la explotación. Los efectos resultan prácticamente insignificantes en general, considerando la mínima superficie definitivamente ocupada por los aerogeneradores y los usos tradicionales de los emplazamientos de un parque eólico (normalmente pastizales o cultivos de secano).

Otro efecto sobre el suelo, especialmente en comarcas deforestadas y sometidas a lluvias irregulares y frecuentemente intensas, es la activación de procesos erosivos. Las zonas de pendiente intensa son las más propensas a verse afectadas por este proceso, por lo que han de evitarse ubicaciones de aerogeneradores en áreas especialmente agrestes.

24.4 Impactos sobre los recursos culturales

Las afecciones al patrimonio cultural derivadas de la implantación de un parque eólico se concretan en la fase de construcción, cuando durante las obras se procede a cimentar, abrir viales, etcétera. Se trata de un impacto directo e irreversible en el caso de afectar a yacimientos de interés arqueológico.

En el caso de las vías pecuarias, los impactos se producen caso de ser necesaria la ocupación de las mismas por los aerogeneradores, edificaciones auxiliares o el tendido eléctrico.

Han de evitarse emplazamientos en los que estén inventariados bienes de interés cultural.

24.5 Impacto visual

Tal vez sea este efecto el de más críticas cuando la instalación se ha de ubicar en un lugar paisajísticamente valioso. Aunque la apreciación de este impacto es en buena medida subjetiva, los aerogeneradores son elementos extraños en un ambiente natural y que, por tanto, pueden perturbar su contemplación y disfrute. Conviene, pues, hacer un cuidadoso estudio de los efectos visuales de instalaciones ubicadas en lugares remotos, poco alterados y en espacios naturales de especial interés, tanto si tienen protección legal como si carecen de ella. Evidentemente junto con los estudios de mapas de recursos eólicos zonales se debe desarrollar un modelo definitivo de lo que debe ser el conjunto de espacios naturales protegidos que conformarán el patrimonio natural sobre el cual edificar las políticas de preservación de habitats y especies amenazadas o la educación ambiental y la investigación. Paisajísticamente resulta aconsejable la planificación de alineaciones de los

aerogeneradores en una sola hilera, evitando las disposiciones a tresbolillo o hileras paralelas que suelen dar a la vista del parque un aspecto caótico en su distribución.



Figura 24.5.- Imágenes del impacto visual de los aerogeneradores

Los parques eólicos se caracterizan por ocupaciones del terreno lineales y relativamente extensas, considerable altura de los aerogeneradores y ubicación en lugares tales como líneas de cumbres. Suponen, por tanto, un notable impacto paisajístico al alzarse en el terreno como elementos ajenos al medio y que polarizan las vistas de los posibles observadores.

Los aerogeneradores crean una intrusión en el paisaje dado que:

- ✓ Son estructuras verticales destacando en un paisaje de componentes horizontales.
- ✓ Son estructuras artificiales de carácter puntual, lo que hace que su impacto visual, aunque exista, sea menor que si fueran estructuras lineales que ocuparan grandes extensiones.
- ✓ Los objetos en movimiento atraen la atención del observador, por ello, las palas de los molinos girando constituyen puntos dominantes en el paisaje.
- ✓ La intrusión visual disminuye con la distancia. Los efectos visuales de un parque eólico dependen de las características del propio parque: tamaño, altura, material y color.

24.6 Impactos sobre la flora y la fauna

Las mayores afecciones de las instalaciones eólicas sobre la flora son derivadas por los problemas de erosión del suelo. Si este efecto es tratado

correctamente, el único problema sería la supresión de vegetación en la pequeña parte de la superficie total que es ocupada directamente por las instalaciones.

El área afectada por un parque eólico en términos de destrucción de la cubierta vegetal es relativamente extensa, concretándose en el desbroce de una franja de entre 5 y 30 m. en la línea de aerogeneradores. Normalmente, no se afectan masas arboladas ya que su presencia inmediata a los aerogeneradores es un aspecto negativo para la actividad.

Los impactos sobre la fauna se manifiestan con mayor intensidad durante el periodo de construcción, que suele ser relativamente corto, ya que no llega a exceder de un año para las instalaciones grandes.

Los impactos generados por los parques eólicos sobre la fauna se concentran casi en exclusividad sobre las aves puesto que, salvo en la etapa de construcción, la incidencia por ocupación o generación de molestias es muy restringida para el resto de las especies.

Dentro de las afecciones ejercidas sobre las aves se pueden distinguir entre:

- ✓ Colisión con los aerogeneradores. La ocurrencia de este impacto se centra sobre dos grupos de aves especialmente: las aves planeadoras y las aves migratorias.
- ✓ Colisión con el tendido eléctrico de evacuación, especialmente con el cable de toma de tierra, que por su ubicación superior en el apoyo y su menor sección, resulta menos visible para las aves.
- ✓ También existe riesgo de electrocución, aunque la disposición de los anclajes y conductores en los tendidos de media y alta tensión hacen muy improbables este efecto.
- ✓ Modificación del uso del espacio en un entorno próximo a la instalación que puede dar lugar a desplazamientos de las especies nidificantes y pequeñas variaciones de ruta en las que se encuentran en migración.

Las aves son las especies más afectadas por las instalaciones, ya que a los problemas de nidificación, cría y alimentación, comunes con otros animales, hay que añadir los posibles impactos directos contra palas, torres y tendidos.



Figura 24.6.- Imagen del impacto sobre la fauna - flora

25. Formas de funcionamiento de un aerogenerador

Un aerogenerador, que como ya se ha dicho es una turbina que se encarga de la producción de energía eléctrica, puede funcionar de dos formas diferentes:

- ✓ **Aislamiento de la red:** este tipo de instalaciones suelen ser realizadas en zonas muy alejadas del trazado de la red general de distribución eléctrica. El tamaño y el tipo de instalación depende únicamente de las necesidades del usuario de la instalación y es característico en ellos que la instalación se sitúe muy cerca del centro de consumo, requiriéndose frecuentemente la existencia de acumuladores, que serán eléctricos cuando la energía generada sea eléctrica (grupos de baterías).



Figura 25.1.- Aerogeneradores aislados de la red

En la figura 25.1 se ve como está conectado un aerogenerador aislado de la red, donde están cada una de los componentes básicos que constituyen una instalación de este tipo, y que son:

- ✓ Rectificador: sólo necesario si la salida del generador es en alterna.
- ✓ Regulador: necesario para evitar sobrecargas o descargas de la batería que podrían dañarla.
- ✓ Baterías: encargadas de acumular la energía eléctrica para aquellos periodos sin viento.
- ✓ Convertidor: que es el encargado de transformar la corriente continua que se obtiene de las baterías, en corriente alterna necesaria para el consumo.
- ✓ Fuente auxiliar: generalmente un grupo diesel que sirve de apoyo al aerogenerador para aquellos días sin viento de los que, además, no existe carga en las baterías o se ha prescindido de estas.

Las instalaciones más frecuentes son de muy pequeña potencia y emplean tecnologías muy fiables en las que es necesario un mantenimiento básico. En estas instalaciones de pequeña potencia las aeroturbinas empleadas son: aerogeneradores y aerobombas.

- ✓ Conectado a la red: una instalación eólica conectada a la red, se configura mediante la instalación de uno o varios aerogeneradores de

igual o diferente dimensión y potencia, interconectados eléctricamente mediante redes eléctricas en baja y media tensión, dependiendo del tamaño de la instalación. Se aplica en aquellos casos en que existe una red de distribución eléctrica en las proximidades del consumo. Este tipo de aplicación se justifica en base a que los excedentes de energía eléctrica producidos y no consumidos, pueden volver a ser vertidos a la red, pagando la compañía eléctrica dicha energía.

La conexión a la red eléctrica de distribución y/o transporte se realiza mediante la correspondiente transformación de tensión que será de baja a media o de media a alta tensión dependiendo de la capacidad técnica de las redes existentes y de la propia instalación.

Las instalaciones eólicas conectadas a la red son las aplicaciones eólicas que mayor aporte eléctrico proporciona, del orden de megavatios de potencia.

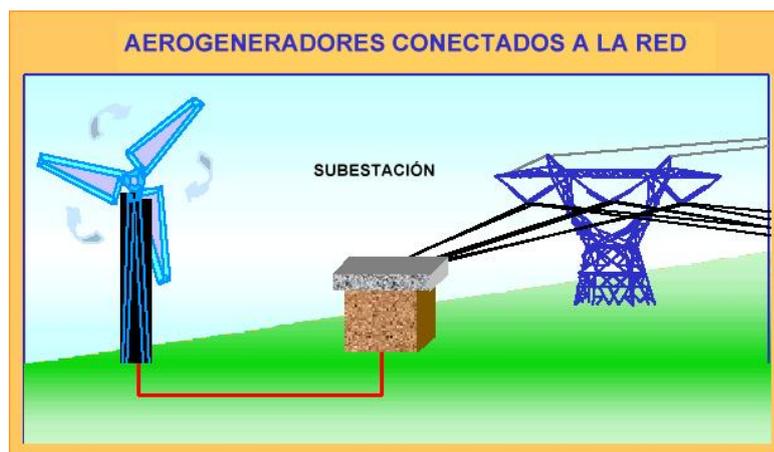


Figura 25.2.- Aerogeneradores conectados a la red

Una ventaja adicional de este funcionamiento es la flexibilidad en el suministro. Como un caso particular de esta aplicación son los parques eólicos, que son agrupaciones de aerogeneradores para la producción masiva de electricidad minimizando ciertos costes de instalación y mantenimiento.

PARTE II

Plan de mantenimiento para parques eólicos.

Plan de mantenimiento preventivo para parques eólicos.

1. Información relativa a los distintos parques

Los parques eólicos sobre los que basaremos nuestro estudio son los dos parques eólicos que pertenecen a la Sociedad Eólica de Andalucía, situados en el término municipal de Tarifa en la provincia de Cádiz.

Concretamente uno de los parques se encuentra situado en la zona de “Los Lances” y el otro en el término municipal de Tahivilla.

En referencia al dimensionado de los parques cabe destacar que acotaremos el mantenimiento a parques entre 10 y 30 Mw de potencia instalada.

El número de aerogeneradores que comprende cada planta oscila entre los 100 y las 190 máquinas.

Los modelos de aerogeneradores que consideraremos proceden de diferentes fabricantes (Made, Ecotécnia, etcétera) por consiguiente la condición nominal será distinta así como el diámetro del rotor, el tipo de generador, etcétera.

1.1. Información relativa al parque eólico situado en la zona de “Los Lances”.

Las máquinas de las que disponen en esta estación eólica son del modelo AWP-56-100 fabricados por Abengoa, son máquinas de 107.5 Kw/h. Estos aerogeneradores son muy antiguos y están en proyecto de desmantelamiento. Son máquinas de fabricación americana.

Los aerogeneradores, al ser americanos, se alimentan a 115v y al tratarse de aerogeneradores pequeños descargan a 480v. Las máquinas grandes trabajan a 690v.

En este parque las máquinas son de paso variable. Los aerogeneradores llevan un cable en toda la pala ya que los accionamientos son hidráulicos. El mecanismo de paso variable se hace por medio de un eje estriado.

Estas máquinas, por el trabajo que tienen, llevan dos rodamientos, uno en el interior del buje y otro más grande en el exterior. Aquí el buje para a los 18 m/s.

En esta planta todas las máquinas llevan un mantenimiento preventivo a intervalo fijo (según los meses que fijó el fabricante) y también correctivo, que es sobre todo lo que aquí se realiza.

El generador que lleva es asíncrono, éste necesita una fuente de alimentación externa que excite el generador. En este caso va a velocidad fija aunque existen generadores de velocidad variable (producen electricidad a distintas velocidades de viento). El generador posee un modulador que funciona a 50 Hz. (Como ya hemos comentado este generador trabaja a 107 Kw).

Con respecto a la organización de los aerogeneradores lo que se hace es agrupar hasta 12 máquinas y se eleva la tensión hasta 20000v. Una vez elevada se envía a una subestación donde se eleva a 60000v y se manda a Algeciras donde se reparte por toda Europa.

Las líneas de cableado, por legislación, se encuentran todas subterráneas, ya que no está permitido instalarlas aéreas, ni siquiera para evacuación.

La red de acceso a la planta es una carretera de arena firme, ya que igual que antes existe una legislación por la cual no se puede asfaltar. Por tanto es necesario anualmente reparar éstos accesos. Este tipo de caminos provocan una serie de problemas añadidos sobre todo los días de lluvia. Cuando llueve se debe tener especial cuidado de no llevar a cabo actividades en las que se deba utilizar grúas ya que debido al peso de estas se corre peligro de deslizamiento, debido a que el suelo está blando. Cuando sea necesario la utilización de las grúas se usarán planchas de acero para evitar el deterioro de los accesos.

1.2 Información relativa al parque eólico situado en Tahivilla.

En el parque eólico de Tahivilla los aerogeneradores están fabricados por Ecotécnia, el modelo instalado es el 31/340. Este modelo, aunque distinto del anterior, utiliza una tecnología que podríamos considerar similar al modelo americano. Vamos a describir algunas características: el diámetro del rotor mecánico mide 31.5 m, la caja multiplicadora es de ejes paralelos helicoidales. Las cajas multiplicadoras se pueden tener en stock ya que en ambos casos se trata de máquinas pequeñas de entre 300Kw y 100Kw.

El generador es asíncrono y tiene las siguientes características: 3 polos, jaula ardilla, potencia de 340 kw y dos unidades pt100. El fabricante de estos aerogeneradores es Siemens.

Respecto al cambio de paso es variable e hidráulico, este cambio de paso se realiza mediante un pistón hidráulico.

Este modelo sí consta de un sistema de orientación mediante motoreductores, al contrario del modelo anterior que era de orientación libre.

Tiene un sistema de regulación de potencia electrónica y utiliza un PID asociado a la válvula proporcional.

En este parque se hacen agrupaciones de 2 ó 3 máquinas por cada transformador. Después se agrupan todas las líneas de evacuación y se llevan conjuntamente en paralelo hasta la subestación.

2. Planificación del mantenimiento preventivo.

A lo largo de este proyecto hemos hablado de muchos conceptos, algunos de los cuales sería interesante volver a comentar brevemente.

- ✓ Las acciones de mantenimiento preventivo las conocemos de antemano, por lo tanto pueden ser programadas.
- ✓ A la hora de llevar a cabo una buena estrategia de mantenimiento preventivo debemos tener en cuenta las pérdidas por indisponibilidad (en nuestro caso tenemos que conocer el precio del Mw de venta y el coste de reparación de la maquinaria).
- ✓ A la hora de planificar el mantenimiento es interesante conocer el porcentaje de mantenimiento preventivo sin pérdida de producción y con pérdida de producción eléctrica.
- ✓ El coste de los recursos es otro concepto a tener en cuenta. Dentro del coste de los recursos englobamos: coste mano de obra, equipamiento, consumo de repuestos y coste de espera.

- ✓ El mantenimiento preventivo puede llevarse a cabo atendiendo a diferentes criterios políticos. No todas las políticas son siempre aplicables a todas las tareas con lo que hay que ver cuáles son aplicables para cada una de las tareas y en caso de que halla varias tareas, cuál es más aconsejable.

Opciones de mantenimiento preventivo:

- ✓ En base a la utilización (vida operativa *)
- ✓ Ejecución sólo cuando es necesario (basado en condición).
- ✓ Asociada a ambas y al correctivo, tenemos el mantenimiento de oportunidad.

(*)Sería el mantenimiento a intervalo fijo de tiempo (también llamado planificado o programado). Es interesante para modelo de fallo dependiente del tiempo.

2.1 Pautas a seguir en el mantenimiento preventivo de parques eólicos

- ✓ Los costes de fallo son costes que aparecen por varias causas como: no tener preparado el material, daños a otros componentes o mayor tiempo de reparación, lo que conlleva más pérdidas de suministro eléctrico. Es un coste elevado debido a que no es un producto de tanda fija, es decir, cuanta más electricidad se produce más se vende. El precio medio es de 0.0646 euros por kwh. El kw eólico es muy caro por lo que está subvencionado un 8% aunque se prevé que esta situación mejore.
- ✓ Se llevarán a cabo las tareas de mantenimiento preventivo de este sistema conforme a la importancia operacional sin olvidar la tasa de fallos y demás datos de fiabilidad que presente el ítem .
- ✓ La ventaja del mantenimiento preventivo es que conocemos los recursos humanos y materiales necesarios en cada instante (repuestos, herramientas y equipos). Como desventaja debemos tener en cuenta que cuanto más complicado sea el elemento menor posibilidad de fallo dependiente del tiempo.
- ✓ En el mantenimiento a intervalo fijo no aplicaremos sustitución en elementos completos ya que existen herramientas y métodos para comprobar el estado del equipo y sus componentes, además de una buena experiencia profesional del usuario u operario. Sólo se lleva a cabo la sustitución cuando el elemento está dañado.

- ✓ Este tipo de máquinas que contienen multitud de piezas móviles, y por tanto están sometidas a gran desgaste, no son difíciles de desmontar pues están diseñadas para facilitar el trabajo de los operarios de mantenimiento aunque sí requieren de un tiempo de trabajo considerable debido a que todo el equipo está ensamblado formando una unidad. Por otra parte, los equipos del parque son caros de sustituir, por esta razón se reparan el 90 % de todos los equipos.
- ✓ A la hora de planificar los trabajos tendremos en cuenta que el parque consta de 100 aerogeneradores y por similitud, podríamos extrapolar los resultados que obtengamos a un número de aerogeneradores distinto.
- ✓ Los aerogeneradores constan de una serie de sensores que “avisar” cuando la máquina va a fallar. Esto es debido a que los aerogeneradores tienen todos sus elementos muy sincronizados entre sí. Estos son los fallos potenciales (los que sabemos por el mantenimiento predictivo) en estos fallos también tendremos oportunidad de aplicar mantenimiento preventivo. En grandes máquinas actuales el número de sensores es mucho mayor y el diseño más robusto y eficiente con lo cual el mantenimiento pasa a ser menor y más predictivo.
- ✓ Hay que incidir en que estamos trabajando sobre parques eólicos, lo que implica que los aerogeneradores funcionan un número elevado de horas durante el día y la noche.
- ✓ Para llevar a cabo el mantenimiento preventivo debemos llegar a una situación de compromiso entre el uso más económico de la mano de obra y la máxima disponibilidad en planta, sin olvidar que los tiempos programados en los que se lleva a cabo el mantenimiento preventivo deben tener una tolerancia de tiempo para admitir contingencias.
- ✓ Es necesario tener el aerogenerador parado el menor tiempo posible así pues siempre que sea viable y la reparación *in situ* conlleve más tiempo que la sustitución, procederemos a cambiar el equipo por uno reacondicionado que tendremos previamente en stock.
- ✓ En los parques eólicos el coste de monitorización está más que rentabilizado, por razones no sólo económicas sino también de visión empresarial, ya que este tipo de industrias para abrirse mercado como una fuente de energía fiable deben responder a un canon de producción anual continua. Las técnicas de monitorización más usadas, en el caso de transformadores y subestación, son técnicas dinámicas (vibraciones) y técnicas basadas en temperatura (infrarrojos).

- ✓ Muchas veces el mantenimiento requiere montar y desmontar los aerogeneradores (operaciones de reparación o cambio), para estas operaciones se utilizan grandes grúas que no forman parte de la maquinaria del parque por su uso esporádico. Las grúas se requerirán cuando el tamaño del componente a reparar sea muy grande o la complejidad del montaje aconseja la reparación en el taller.
- ✓ La forma en la que funciona cualquier parque eólico ya se ha descrito a lo largo de este proyecto, es indispensable el conocimiento profundo del sistema para poder así elaborar un programa para cada equipo y para cada período de vida considerando, este conocimiento profundo del sistema nos llevará por tanto a conocer el tiempo estimado disponible para mantenimiento que conlleve la menor pérdida de producción.

Un caso especial es la subestación. Para el mantenimiento de ésta necesitamos la información sobre el perfil de viento a lo largo de todo el año (esta información es suministrada por meteorología dos semanas antes). En la zona en la que hemos centrado el proyecto vemos que, según el promedio, sólo en cinco días del año el perfil de viento cae. En estos días en calma es cuando se aprovecha para realizar el mantenimiento a la subestación, ya que hay que desconectarla y por tanto deja de producir toda la planta.

Este conocimiento del sistema debe incluir las características del fallo para poder así formalizar las características de la reparación, el tiempo medio de reparación, el coste de los recursos empleados, la legislación de seguridad y la urgencia de la reparación ya que dependiendo del fallo tendremos unas consecuencias u otras, como ejemplo, tenemos el caso de un fallo en un aerogenerador que sólo afecta a ese aerogenerador, sin embargo un fallo en un transformador afecta al suministro que generaban los aerogeneradores asociados a él y en último caso el fallo de la subestación impide la total distribución de electricidad a la red. Por tanto existe una evidente prioridad a la hora de llevar a cabo reparaciones.

Todas las acciones de mantenimiento se orientan al coste mínimo cumpliendo una calidad, seguridad y legislación. Los aspectos de normativa y legislación mas importantes que deben aplicar este tipo de industrias son los que serán descritos en el siguiente apartado.

2.2 Legislación y normativa

Reglamento electrotécnico para baja tensión (RBT)

Campo de aplicación:

- ✓ Instalaciones eléctricas de baja tensión.
- ✓ Corriente alterna hasta 1000v
- ✓ Corriente continua hasta 1500v
- ✓ Normativa aplicable
 - Decreto 2413/1973 orden 14-09-87
 - Directiva 72/23/CEE. RD. 842/2002.

Pruebas periódicas.

- ✓ Industrias con riesgo o características específicas.
- ✓ Riesgo de incendio.
- ✓ Riesgo de explosión.
- ✓ Riesgo de electrocución.
- ✓ Mantenimiento exigible.

Reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación (RCE)

Campo de aplicación: instalaciones privadas de alta tensión.

Normativa aplicable: RD: 327571982

Orden.02-02-90

Pruebas periódicas:

- ✓ Funcionamiento de los sistemas de entrada y separación de circuitos.
- ✓ Protección de puesta en tierra y equipo-tencialidad.
- ✓ Aislamiento
- ✓ Niveles de refrigerante y rigidez.
- ✓ Distancias de seguridad.
- ✓ Equipamiento obligatorio.

Reglamento de aparatos de elevación y manutención. (RAE)

Tipo: instrucción técnica AEM-1

Campo de aplicación: Ascensores electromecánicos hidráulicos y oleohidráulicos.

Normativa aplicable.

RD. 2281/1985. Orden: 12-04-87

23-09-91

30-12-86

Pruebas periódicas. Públicas e industriales: 2 años.

Reglamento de aparatos elevadores

Tipo. Instrucción técnica AEM – 2

Campo de aplicación: grúas torre desmontables para obra.

Normativa aplicable.

RD 2281/1985 Orden 28-06-88

30-12-86

(*) Adjunto a este proyecto se incluye ésta normativa en formato cd para su consulta.

2.3 Clasificación e identificación de equipos.

Se comenzará por facilitar la identificación de los elementos del parque realizando divisiones por unidad, conjunto y subconjunto.

En una primera clasificación las partes del parque.

- A. Sala de control.
- B. Taller.
- C. Subestación.
- D. Conjunto de aerogeneradores.
- E. Transformadores.
- F. Accesos.
- G. Red eléctrica.
- H. Condensadores.

Dentro del conjunto de aerogeneradores (sistema de clasificación dependiente de la función) se distinguirá por partes:

- 1. Cuadro eléctrico.
- 2. Generador.
- 3. Rotor.
- 4. Sistema de orientación.

5. Tren de potencia.
6. Torre y carcasa.

2.3.1 Codificación numérica.

Tenemos que poder distinguir cada parte del parque de una forma clara y sencilla. Una forma sencilla puede ser en 3 categorías: unidad, conjunto y subconjunto. Se puede utilizar letras y números como se representa a continuación.

Un ejemplo puede ser el siguiente

<u>Unidad</u>	<u>Conjunto</u>	<u>Subconjunto</u>
D	54	4

La D correspondería al conjunto de aerogeneradores, el 54 representaría el número del aerogenerador sobre el que vamos a llevar a cabo la acción y el 4 simboliza la parte del aerogenerador sobre el que vamos a actuar, en este caso el sistema de orientación. Si se necesitara un mayor detalle en la hoja de trabajo describiríamos el fallo.

3. La organización de mantenimiento preventivo.

En principio, nuestro mantenimiento preventivo se basa en la inspección y la monitorización. La sustitución se produce cuando el equipo está dañado y en elementos de desgaste como los aceites. Los elementos dañados se sustituyen por otros nuevos o reciclados para así no sobrepasar el tiempo aplicable a cada máquina. Una vez sustituidos, los elementos dañados pasan al taller de reparación para ser reparados, en el caso de que esto sea posible.

Se necesitará un grupo de operarios cualificados para los trabajos de mantenimiento y reparación así como un jefe de mantenimiento y un jefe planta.

Debemos tener en cuenta que el mantenimiento preventivo y el correctivo están enlazados.

El periodo de realización del mantenimiento preventivo está relacionado con la fiabilidad, por lo tanto los periodos de inspección deben ser por probabilidad menores que los periodos de fallo de la mayoría de las máquinas.

Como veremos más adelante en una explicación del procedimiento de mantenimiento, el operario debe completar un documento explicativo de las actividades realizadas.

3.1 Parte de revisiones

En los partes de revisiones se deberán contemplar una serie de parámetros:

- ✓ Máquina o equipo y línea
- ✓ Fecha y hora de emisión
- ✓ Datos de intervención. (mano de obra, etcétera.)
 - Trabajos realizados
 - Horas de parada de máquina o instalación.
 - Horas intervención.

Respecto a la forma de llevar a cabo el mantenimiento preventivo, se debe considerar una buena programación estricta y previa de las actividades a desarrollar. Dentro del mantenimiento preventivo nos encontramos con la limpieza, el control, la visita de inspección, el engrase, la sustitución de elementos y piezas, las reparaciones programadas, etcétera.

Una adecuada planificación del mantenimiento preventivo implica considerar los siguientes puntos:

- ✓ Inventario de equipos.
- ✓ Nivel de mantenimiento preventivo a aplicar. (Depende de la tecnología que utilicemos).
- ✓ Frecuencia de intervención preventiva.
- ✓ Optimización del plan de mantenimiento preventivo.

Para poder clasificar toda ésta información podemos utilizar una orden de trabajo. La orden de trabajo puede servirnos tanto para tareas de mantenimiento preventivo como para mantenimiento correctivo simplificando así la tarea de los operarios. Un ejemplo de orden de trabajo puede ser la siguiente:

<u>ORDEN DE TRABAJO</u>		NÚMERO DE ORDEN		
Solicitado por: Fecha reg.	Localización	Codificación de equipo	Fecha inicio	Fecha final
Autorizada por: Fecha	Coste de ref.	Nº person.	Hora inicio	Hora final
Horas permitidas	Horas usadas		Horas de paro	Final
Fallo o trabajo solicitado				
Descripción del fallo				
Causa aparente del fallo				
Momento del fallo				
Otros				

3.1.1 Inventario de equipos

En el inventario de equipos se requiere conocer el número y características de las máquinas, aparatos e instalaciones (se hará una selección de los más representativos).

La identificación de cada elemento de trabajo exige una numeración o codificación que, en general, debe coincidir con la del fichero de características del mismo. En cada ficha de equipo se anexarán las averías e incidentes producidos en dicho equipo además de datos como información de la unidad (referencias del fabricante, detalles, etcétera), fichas de mantenimiento preventivo (tipo de trabajo, frecuencia, oficios, tiempos, etcétera). Todo esto formará lo que se denomina el historial del equipo.

Utilizando un GMAO, dividiremos en ficheros, clasificando por equipos y elementos, identificados según la localización y el proceso.

3.1.2 Frecuencia de intervención preventiva.

Como ya explicamos anteriormente, el mantenimiento preventivo debe partir de una buena ingeniería de la fiabilidad, llegando a conseguir buenas estimaciones de la vida de los componentes y piezas, sin llegar a desaprovechar la vida de los componentes o llegar a fallos catastróficos. La determinación de un programa de fiabilidad nos dará numerosos datos interesantes para la realización del plan de mantenimiento preventivo, además de ser una herramienta dinámica que perfeccionamos continuamente.

Los estudios de fiabilidad permiten identificar que componentes pueden fallar, de qué modo y con qué frecuencia.

3.1.3 Almacenamiento de registros.

En el siguiente esquema se puede ver cómo llegar del control predictivo a la toma de decisiones sobre las acciones de mantenimiento a llevar a cabo.

Control predictivo → Acumulación de datos → Condiciones normales y posibles desviaciones → Toma de decisiones.

Para interpretar los datos se necesitará utilizar sistemas informáticos. Estos programas informáticos de mantenimiento existen en el mercado y llevan a cabo funciones de planificación, mantenimiento correctivo, mantenimiento preventivo, mantenimiento predictivo, stock, historial de máquinas, etcétera.

Algunos de éstos programas de gestión del mantenimiento son: Apripo, D-Mant, Datastream, Gesman, Gim, Linx 7.0, Max & Maint, Maximo, Rosmiman y Prisma II.

El programa de mantenimiento nos proporcionará el historial de cada máquina (los síntomas previos, las hojas de trabajo y reparación, etcétera).

No hay dos aerogeneradores que se comporten de la misma manera ya que según su posición en el parque sufrirán más o menos desgaste debido a que tendrán distintas condiciones de viento, número de horas trabajadas, etcétera, con lo que darán más o menos problemas dependiendo de su ubicación.

Según su situación en el parque la máquina puede fallar por ejemplo cada cuatro meses y otra en otro lugar cada nueve meses siendo así el historial es distinto. Se necesitarán los datos de fiabilidad de la máquina para determinar el periodo correcto de aplicación del mantenimiento periódico.

El estudio de fiabilidad nos tratará cada aerogenerador durante toda su vida, con lo cual el mantenimiento periódico cambiará con los resultados de fiabilidad.

Se deberá distinguir entre avería total (pérdida total de producción) y avería parcial (pérdida de producción parcial).

Para determinar los tiempos de trabajo necesarios para llevar a cabo una tarea se utilizarán los tiempos estándar explicados en el apartado 12.2.

4. Relación coste-mantenimiento

El programa de mantenimiento preventivo sólo incluirá los equipos críticos. Estos equipos tienen relación con la producción y la seguridad.

El manual de mantenimiento del fabricante se respetará, lo que no se respetará serán los tiempos de actuación. En el manual del fabricante vienen unos tiempos por defecto que son aproximados.

Para saber el coste de parada de cada equipo, necesitamos saber cuánto produce en euros cada máquina.

Si se trata de 0.0646 € KW/h y el generador es de 340 Kw multiplico y me sale lo que produce en euros.

$0.0646 \text{ € KWh} * 340 \text{ KW (potencia del generador)}$.

Para que sea rentable aplicar el mantenimiento preventivo, el coste de este debe ser menor que el mantenimiento correctivo más el factor disponibilidad.

Debido a la conexión entre las distintas partes del aerogenerador, cuando se daña alguna parte del aerogenerador se termina dañando otra parte del equipo. Por este motivo el mantenimiento preventivo es tan importante en los parques eólicos.

Tomaremos como modelo de aerogenerador a efectos de cálculo el siguiente:

Modelo AWP 56-100

<u>Marca</u>	ABENGOA	
<u>Modelo</u>	AWP 56-100	
<u>Características Aerodinámicas</u>		
Palas:	Número	3
	Tipo de paso	variable
Rotor:	Diámetro rotor	18 m.
	Velocidad	27 r.p.m.
	Posición eje	Horizontal
<u>Características Mecánicas</u>		
Torre:	Tipo	Celosía
	Altura	37 m
<u>Características Eléctricas</u>		
Generador:	Número polos	3
	Tipo	Asíncrono
<u>Características Operativas</u>		
Curva de potencia:	Velocidad	kW
	Arranque	5 m/s
	Nominal	13 m/s
	Desconexión	18 m/s
		100

Sabiendo que el generador cuesta alrededor de 42.000 € y conociendo el valor proporcional de cada parte del modelo AWP, podemos estimar el precio de cada parte como sigue:

Elemento	Porcentaje de coste total (%)	Valor estimado (Euros)
Palas	7	2.940
Buje y eje de baja velocidad	7	2.940
Multiplicadora	35	14.700
Generador	43	18.060
Torre y bancada	7	2.940

Esto es referente al precio original. Hoy día debido a la depreciación y a que ésta tecnología se está quedando obsoleta, podemos encontrar los equipos a precios mucho más económicos.

5. Organización de los recursos de mantenimiento

Partiremos de una carga de trabajo determinista, es decir, se podrá programar y planificar a largo plazo.

Se tendrá que decidir la mano de obra necesaria (no es difícil ya que esta será la que salga después de planificar los trabajos).

Nuestro objetivo será el diseño de una planificación de trabajo eficaz, junto a unos procedimientos de programación y control.

Se deberán realizar una serie de pasos para llevar a cabo las tareas de mantenimiento preventivo de forma eficaz

1. Planificar los recursos necesarios para llevar a cabo el trabajo.
2. Programar el trabajo.
3. Dar las instrucciones de trabajo.
4. Comprobar que el trabajo se ha realizado correctamente.

La orden de trabajo deberá incluir tanto el coste de materiales como otros datos tal como la descripción del fallo, causa aparente del fallo, momento del fallo, etcétera. Con ésta información se alimenta el programa de fiabilidad con lo cual se mejora el plan de mantenimiento preventivo.

Son necesarias también bases de documentación, planificación y realimentación del mantenimiento preventivo.

5.1 Programación de trabajos

- ✓ La carga de mantenimiento preventivo se dividirá en paquetes semanales, utilizando cuadros anuales de planificación (microsoft project).
- ✓ Se verificará que económicamente es rentable el mantenimiento preventivo.
- ✓ Se tendrá en cuenta la rotación en el operario de mantenimiento preventivo y correctivo para evitar la monotonía y por tanto la falta de rendimiento.
- ✓ Con el mantenimiento predictivo se podrá determinar el deterioro de los equipos y se podrá programar la parada del equipo con anterioridad al fallo.
- ✓ Se deberá dar constancia de las partes que hayan sido reparadas para no volver a revisarlas en las rutinas de mantenimiento preventivo.
- ✓ El mantenimiento monitorizado se podrá coordinar con las inspecciones, así para máquinas que “avisan” que van a fallar, se podrá adelantar su turno de inspección.

5.2. Protocolo de actuación.

Se sabe por la experiencia que el tiempo medio que un operario requiere para inspeccionar un aerogenerador es de dos días. Éste mismo operario no puede pararse a realizar las reparaciones que surjan pues no podrá llevar a cabo su labor de inspeccionar todas las máquinas, por lo tanto el operario entregará un parte de trabajo (especificado anteriormente) con los cambios que considere oportunos. Solo podrá realizar pequeños reaprietes que no necesiten mucho tiempo o recursos.

Este parte de trabajo describirá, además de los defectos, los recursos que serán necesarios para la reparación o sustitución. El parte se remitirá al jefe de mantenimiento que, utilizando su experiencia y todas las herramientas que hemos explicado anteriormente y usando los datos de parámetros monitorizados y los datos de la inspección (en máquinas nuevas son tantos los parámetros monitorizados que las inspecciones se reducen enormemente), deberá llevar a cabo una distribución del personal y de los recursos, de forma que se atiendan primero las labores de mayor prioridad. Esta prioridad queda determinada mediante un código.

Respecto a la programación de las actividades del mantenimiento preventivo sabemos que dentro del conjunto de aerogeneradores existe un porcentaje de máquinas que por su situación sufren más y necesitan que el periodo de mantenimiento preventivo sea más corto. Todo lo contrario ocurre con el porcentaje de máquinas menos problemáticas. Teniendo en cuenta esto, se deberá programar de tal forma que se dividan las máquinas del parque en distintos grupos de mantenimiento. Se supondrá una división en función de la tasa de fallos de los aerogeneradores que son: un 10% con una alta tasa de fallos, un 80% con una tasa de fallos media y el 10% restante con una tasa de fallos baja. Por tanto en este caso se fraccionará la inspección realizando inspecciones cada cuatro meses, cada seis meses y cada ocho meses (todo esto por experiencia pues no tenemos los datos del Relex).

La inspección por parte del operario se basará en una serie de actividades que se representarán en el próximo punto y éstas se realizarán siempre cumpliendo la legislación vigente.

Se estipulará un sueldo medio de 1.500 euros para los operarios, aunque éste puede sufrir alteraciones por convenio de empresa.

Se sabe que a cada trabajador le corresponden 1.760 horas de trabajo en este tipo de industria. Contando con una media de 21 días laborables al mes y 8 horas de trabajo al día (como 8.93€ /hora-hombre) y como el parque se compone de 100 aerogeneradores, 34 transformadores y una subestación, podemos considerar que una plantilla de 8 operarios de planta es la idónea. Los operarios se podrán distribuir las tareas de inspección y de reparación.

Los turnos serán rotatorios de forma que los operarios no pierdan motivación y caigan en la apatía.

Se podrán realizar los cálculos necesarios, teniendo en cuenta los datos anteriores, para saber qué tiempo se consume en total en las actividades de mantenimiento. A modo de ejemplo se podrá el tiempo estimado en el mantenimiento preventivo del total de los aerogeneradores del parque:

El parque tiene un total de 100 máquinas y se sabe que se tarda dos días de trabajo de una pareja de operarios en revisar cada unidad:

100 aerogeneradores x 2 días trabajo de 2 hombres = 3200 horas de trabajo, o lo que es lo mismo, 200 días de mantenimiento.

Aplicando éstas operaciones al total de equipos del parque se podrán determinar el número necesario de trabajadores para llevar a cabo el mantenimiento preventivo.

6. Mantenimiento preventivo general a los componentes activos del parque.

Todas las máquinas llevan un mantenimiento preventivo que lo suele fijar el fabricante y está en torno a los 6 meses aproximadamente.

6.1 Las palas

Cuando se produce un fallo en las palas lo normal es el cambio de éstas. La velocidad en la punta de la pala es de 275 Km/h (es igual para todas). Las palas hay que limpiarlas, en las palas grandes se puede perder el 5% de la potencia si están sucias. En el mercado existen pinturas especiales que hacen que cuando llueve la pala se limpie. La forma convencional de limpieza de las palas se realiza mediante un aspersor.

Para la limpieza en palas se necesitará conectar el aspersor que llevan incorporados los aerogeneradores en el rotor y se hará funcionar durante unos veinte minutos aproximadamente. Este aspersor está colocado debajo del buje y la limpieza se realiza con el aerogenerador en marcha.

Existen pegatinas de poliuretano que aumentan la vida de la pala.

Si se produce una fisura en la pala ésta se reparará *in situ* si se trata de una pala grande y, por el contrario, se reemplazará por otra nueva si la pala es pequeña.

Así pues, en una inspección de mantenimiento será interesante tener en cuenta el estado de las palas así como su suciedad para no perder productividad.

6.2 El buje.

En el buje se crean holguras en los rodamientos debido a los esfuerzos axiales, con lo que se deberá observar el estado de estos rodamientos. En aerogeneradores pequeños cada 4 ó 5 años se deberá realizar el cambio.

El mantenimiento a intervalo fijo o por horas de funcionamiento que sería más adecuado, es el engrase del buje. Para realizar esta operación se necesitan dos horas de trabajo de un operario.

En las máquinas nuevas, por el contrario, no se cambian los rodamientos pero sí que se realiza una revisión de éstos cada 5 años. En las máquinas grandes el buje es de hierro fundido y sólo lleva rodamientos en las palas y en el eje de baja. Los fallos del buje en máquinas pequeñas se debe a holguras axiales y fallos en los rodamientos de las palas, en máquinas nuevas no ocurre esto ya que se sobredimensiona el buje

6.3 Multiplicadora.

La caja multiplicadora suele durar, aproximadamente, cinco años aunque depende de la zona, las horas de funcionamiento, etcétera.

Las causas de la rotura suelen ser debido a los rodamientos y al deterioro de los dientes de los piñones y de las ruedas como consecuencia del tratamiento térmico q se le da. Por el contacto entre los rodamientos se crea un “pitting”, o lo que es lo mismo, pequeños cráteres en la superficie de contacto, lo que conlleva que se desprendan materiales que, al caer en dichos rodamientos, se mezclan con el aceite que aquellos tienen, formándose así una pasta que daña a los rodamientos.

El sistema de lubricación de la multiplicadora lleva filtros de aceite y un sensor de colmatación, si está colmatado se cambia sino a los 6 meses, lo que se suele hacer es el cambio de aceite y filtros en las máquinas grandes.

La caja multiplicadora es una pieza crítica ya que es en la mayoría de los casos la causa principal de avería. Por esta razón, en nuevos modelos se prescinde de su utilización sustituyéndola por rotores multipolo de 4Mw. Éstos son más caros pero presentan una tasa de fallos es mucho menor.

6.4 Generador

Cuanto más grande y robusto sea el generador menos mantenimiento requerirá.

El fallo más común en un generador es la rotura de rodamientos. Aparte de esto, se pueden dar los fallos característicos de cada tipo de generador.

Ya es sabido que siempre es más económico la reparación que el cambio, así pues, lo que se hará es cambiar el bobinado y las placas que lleva incorporado el generador.

Un cambio del generador del aerogenerador que se ha tomado como referencia cuesta al rededor de 3.000 euros.

El mantenimiento preventivo que se le realizará cada seis meses será engrasar las coronas. Para esta operación se utilizarán, aproximadamente, 450 gramos de aceite por corona.

6.5 Góndola

El mantenimiento que lleva es un control de corrosión y un procedimiento de protección frente a la corrosión que consiste en pintar la góndola cuando ésta lo precise. Éste elemento no suele presentar problemas

6.6 Torre de soporte.

La torre lleva un mantenimiento que consta de pintura y apriete de tornillos tanto en torres de celosía como en las tubulares.

Los aprietes se realizarán una vez al año. Cada año se elige un sector distinto de la torre eligiéndose varios tornillos al azar de la cremallera que lleva y se verifican. Si uno de los tornillos comprobados está flojo lo que se hace es cambiarlo junto con seis o siete tornillos a ambos lados del tornillo que ha fallado.

6.7 Motorreductor

El motorreductor se debe revisar 2 veces al año. Estos equipos no suelen dar problemas, pero si este se produjera se daría entre las uniones del piñón del motor.

El mantenimiento que se realiza es el engrase de estos piñones para evitar el fallo.

6.8 Los frenos

El mantenimiento que se les realizará será la comprobación del funcionamiento. Debemos tener en cuenta que existe un disco alrededor del rodamiento de giro de la máquina que se deberá observar su estado.

6.9 Sensores

Se les realizará un mantenimiento preventivo anual. Se revisarán todos los sensores del aerogenerador. El aerogenerador posee distintos tipos de sensores: de

viento, dirección, de velocidad, inductivo de proximidad, sensores inductivos q determinan la velocidad del rotor etcétera.

6.10 Subestación

A la subestación se le realiza un apriete de tuercas que cada 8-12 meses. Se realizarán termografías para conocer puntos calientes, para ello se utilizará una cámara termográfica. Si existe un fallo éste deja un rastro de calor localizado.

También se realizará una limpieza general de todos los elementos. Toda la instalación se debe parar para la realización del mantenimiento, por lo tanto se realizará en uno de los pocos días en que no sople viento en tarifa. Para los trabajos de mantenimiento en la subestación se requerirá a todo el personal para así utilizar el menor tiempo posible.

6.11 Transformadores

Con los transformadores hay que tener especial cuidado ya que a los transformadores a vacío si les entra humedad revientan, dejando la producción de los aerogeneradores que lleva asociados imposible de utilizar.

Se hacen revisiones anuales mediante termografías ya que si tienen fugas salta la temperatura.

7. Mantenimiento preventivo eléctrico del aerogenerador y de los elementos activos asociados a él.

7.1 Inspección visual y limpieza.

La inspección visual es una práctica de mantenimiento preventivo insustituible para la detección de ciertos defectos o posibles causas de averías. Deberá realizarse con ayuda de una lista de los distintos elementos a observar que facilite una inspección completa en cada caso. La inspección visual debe de completarse con una limpieza exterior o interior.

La inspección visual y limpieza de máquinas eléctricas rotativas puede realizarse en dos situaciones diferentes:

- ✓ Con la máquina en marcha: Si la máquina está en marcha no habrá interrupción del proceso productivo, sin embargo sólo se podrán comprobar y observar detalles externos o características de funcionamiento.

- ✓ Con la máquina parada: Con la máquina parada y sin tensión es posible la inspección y limpieza interna con un mayor detalle. La inspección es necesaria complementarla con las medidas de resistencia de aislamiento y de puesta a tierra. Estas medidas se realizarán con la frecuencia prevista en cada caso.

A continuación se relacionan, con carácter general, las operaciones de inspección preventiva aplicables a generadores eléctricos.

Máquina en marcha

- ✓ Observar ruidos anormales, roces de cadenas o correas, calentamientos excesivos, vibraciones, etcétera.
- ✓ Comprobar indicaciones sobre los aparatos de medida asociados a la máquina. Las lecturas de temperatura, presión, amperaje u otros parámetros críticos pueden indicar la presencia de una anomalía.
- ✓ Comprobar que el sistema de ventilación no se encuentra obstruido.
- ✓ Limpieza exterior.
- ✓ Comprobar estado de los cojinetes observando calentamientos, nivel de lubricante y vibraciones.
- ✓ Observar las influencias de los agentes exteriores (polvo, ácidos, gases, etcétera)
- ✓ En los casos que proceda, comprobar las escobillas, observando si se producen chispas anormales, si vibran o chirrían. Así mismo, observar aspecto y color del colector.

Con la máquina parada

- ✓ Limpieza interior con aspirador o con aire seco a baja presión.
- ✓ Comprobar entrehierro.
- ✓ Comprobar equilibrado del rotor.
- ✓ Comprobar conexiones y cabeza del devanado.
- ✓ Examinar si existen señales de humedad, grasa o aceite en el devanado, limpiando si es necesario. Si existen agrietamientos importantes, podría ser necesario rebarnizar.
- ✓ Probar la resistencia al aislamiento y la de puesta a tierra; para ello, seguir las instrucciones preescritas para cada máquina.
- ✓ Comprobar la maniobra correcta de arranque.
- ✓ Comprobar el engrase, cambiando aceite si es necesario.

- ✓ Limpiar bien los conductos de ventilación.
- ✓ En las máquinas que procedan, comprobar las escobillas, observando: el desgaste, estado de las trencillas por corrosión, presión de los resortes y movimiento del portaescobillas. Además, comprobar la superficie del colector, sus conexiones y sujeción.

7.2 Mantenimiento de cojinetes

Los cojinetes o rodamientos son uno de los componentes más sencillos de las máquinas eléctricas rotativas. Pueden ser de dos tipos: simples o antifricción. Las operaciones fundamentales de mantenimiento preventivo consisten en comprobar su grado de desgaste, sustituyéndolos si es necesario, y realizar una lubricación adecuada.

Los cojinetes desgastados producen un descentramiento del inducido. Dado que los entrehierros son muy pequeños, dicho descentramiento puede ocasionar el roce mecánico del rotor con el estator, deteriorando los arrollamientos. Para comprobar el estado y desgaste de los cojinetes pueden utilizarse los siguientes métodos:

- ✓ Con la máquina parada. Vigilar el juego del eje sobre el cojinete intentando mover verticalmente el extremo libre del eje; si el eje se mueve el cojinete o el mismo eje están desgastados y hay que sustituirlos. Otra posibilidad es medir el entrehierro en distintas zonas de la periferia del estator.
- ✓ Con la máquina en marcha. Realizar un análisis de vibraciones con el equipo adecuado.

7.2.1 Lubricación de cojinetes simples

Los cojinetes simples son también llamados manguitos. El tipo de movimiento entre el cojinete y el árbol es deslizamiento puro. Este tipo de cojinete exige muy pocos cuidados, no siendo necesario echar aceite constantemente. En los cojinetes simples, el lubricante debe de reducir la fricción de deslizamiento, disipar cualquier calor generado en el cojinete, evitar la corrosión y servir como sello para evitar la entrada de materiales extraños.

Excluyendo cualquier condición de operación no usual, los cojinetes simples operarán satisfactoriamente con cualquier lubricante de viscosidad correcta. Las

condiciones especiales de operación pueden requerir el empleo de aceites que contengan aditivos. Pueden ser deseables para los cojinetes simples que operara intermitentemente, o bajo altas cargas, la utilización de aceite para presión externa y contra desgaste. Los aceites que inhiben la corrosión se prefieren generalmente para ambientes húmedos de operación.

La mayor parte de los cojinetes simples están diseñados para operar con lubricación hidrodinámica de película plena. Es decir, la película lubricante es de suficiente espesor para separar por completo las dos superficies, existiendo fricción fluida. Si se selecciona un aceite de adecuada viscosidad para las condiciones de carga y velocidad, la lubricación hidrodinámica de película plena prevalecerá durante toda la operación. La selección de la viscosidad de un lubricante se suele basar en las prácticas estándar establecida por la experiencia.

Los cojinetes simples pueden lubricarse con grasa si la velocidad de operación no excede de aproximadamente 2 m/s. A velocidades más altas puede resultar un aumento excesivo de la temperatura.

7.2.2 Lubricación de cojinetes antifricción

Los cojinetes antifricción utilizan bolas o rodillos para sustituir la fricción de deslizamiento de fricción por rodamiento. Este tipo de rodamientos tiene tolerancias más estrictas que las de los cojinetes simples y se emplea cuando se requiere precisión y altas velocidades. En estos cojinetes, el lubricante reduce la fricción generada por los elementos que ruedan y las cajas o retenes, evita la corrosión y sirve como sello para evitar la entrada de materiales extraños.

Generalmente se recomiendan aceites de alta calidad con inhibidores de oxidación, especialmente cuando las condiciones de altas temperaturas pueden oxidar el aceite y llevar a la formación de depósitos que pudieran interferir con la libre acción de los elementos que ruedan. Los aditivos para presión extrema y contra desgaste pueden ser deseables en condiciones de carga pesada o choques intensos.

Debido a su capacidad superior de enfriamiento, se prefiere generalmente el aceite a la grasa. Puede usarse grasa para lubricar en cojinetes que corren a baja velocidad y que están localizados en áreas donde es probable que reciban atención poco frecuente. La selección de la viscosidad adecuada se realiza mediante tablas según la temperatura de operación y el factor de velocidad de la garganta del cojinete.

7.3 Mantenimiento de escobillas y portaescobillas

Las escobillas son el órgano de toma de corriente de las máquinas eléctricas y están construidas en carbón especial. Los soportes sobre los que van montadas reciben el nombre de portaescobillas y, por lo general, llevan un soporte que presiona las escobillas sobre el colector. Los portaescobillas deben ajustarse de tal manera que la cara interior del marco quede a una distancia del colector de 1,5 a 2 mm y exactamente perpendicular al radio que pase por el centro de la superficie de contacto de la escobilla con el colector. Los portaescobillas deben limpiarse durante las limpiezas generales de la máquina, comprobando que asientan en su posición sin excesivo movimiento en sus cajas.

El chisporroteo de las escobillas es un síntoma de fallo que puede ser de origen mecánico o eléctrico y debido a gran variedad de causas. El desequilibrio mecánico, un mal alineamiento de la máquina, la excentricidad del colector, una presión incorrecta de los resortes de las escobillas, la inadecuada calidad de estas, suciedad del colector, etcétera., son causas de una mala conmutación y de la producción de chispas.

Las escobillas deben reemplazarse cuando se han gastado una cuarta parte de su longitud, y no debe realizarse esta operación de una sola vez, sino cambiando un tercio del total de las escobillas con objeto de que las restantes permanezcan bien adaptadas al colector. Las escobillas han de tocar en la superficie del colector en toda su superficie; si no es así, lo que sucede cuando son nuevas, se las adaptará a la curvatura del colector mediante papel de lija fino. La tensión del muelle de la escobilla se ajustará en esta operación para que ejerza su máxima presión. Los últimos movimientos del papel de lija se efectuarán en el sentido de rotación, iniciando la operación con papel de la clase 1 y terminando con la clase 0. Después del curvado debe quitarse el polvo de carbón con aire comprimido seco o con un equipo de aspiración. No es aconsejable hacer funcionar una máquina a plena carga hasta que las escobillas hayan adquirido la adecuada curvatura.

La presión de cada una de las escobillas de una determinada máquina debe de ser la misma, dado que presiones desiguales conducen a una distribución desigual de la corriente eléctrica en las distintas escobillas, teniendo que soportar mayor corriente las de mayor presión. La presión recomendada suele ser de $0,175 \text{ kg / cm}^2$ de superficie de contacto, pudiéndose medir la presión total con ayuda de un dinamómetro y un papel.

Para las escobillas metalizadas que se aplican sobre anillos rozantes, suele recomendarse presiones de 3 kg / cm^2 . Las escobillas de poca presión suelen vibrar y

producir chisporroteo, mientras que las de elevada presión producen recalentamientos y desgaste excesivo del colector y de las propias escobillas.

7.4 Operaciones de mantenimiento preventivo en transformadores.

Los transformadores son máquinas eléctricas estáticas que, conservando la forma de energía eléctrica, permiten modificar los valores de la tensión e intensidad de la corriente alterna para una mejor utilización y facilidad de transporte. Están formados por un circuito magnético sobre el cual van dispuestos los arrollamientos. Los arrollamientos de baja tensión se colocan sobre los núcleos, de manera que los de alta tensión quedan dispuestos sobre los de baja y al exterior de éstos. Ambos devanados están convenientemente aislados entre sí y respecto al núcleo del circuito magnético.

Los transformadores, siendo máquinas en las que no existe movimiento, necesitan menos atenciones de mantenimiento que cualquier otra máquina eléctrica. Sin embargo, por la importante función que realizan es importante mantenerlos en un estado óptimo. Según su forma constructiva y forma de refrigeración, los transformadores pueden ser de los siguientes tipos:

- ✓ De tipo seco.
- ✓ En baño líquido.

A continuación, se estudian las características de cada uno de estos tipos desde el punto de vista de las operaciones de mantenimiento a realizar.

7.4.1 Transformadores de tipo seco.

En estos transformadores, los devanados y el núcleo se encuentran en el interior de una cuba cerrada sin líquido aislante. Normalmente utilizan un sistema de ventilación por aire. Se utilizan en lugares de pública concurrencia, o en casos especiales. Su comportamiento frente a las sobrecargas es peor que en los tipos de baños líquidos.

Se debe cuidar en estas máquinas que no reciban salpicaduras de agua desde ventanas o goteos desde techos de naves. Deben resguardarse del polvo y humos químicos; el polvo depositado en los arrollamientos, núcleo y caja de cierre disminuye la disipación de calor produciendo sobrecalentamiento.

Los arrollamientos deben limpiarse con un aspirador o con aire seco comprimido no superior a 2 kg / cm^2 . Las superficies de los aislantes se limpiarán con un trapo seco, evitando el uso de líquidos de limpieza porque deterioran los aislamientos. En los periodos en que han de quedar fuera de servicio conviene colocar cerca calentadores para evitar la condensación de la humedad en los arrollamientos.

Si las medidas de la resistencia de aislamientos indicasen que los arrollamientos han absorbido humedad, deben secarse con calentamiento externo o interno.

Las operaciones de mantenimiento en este tipo de máquinas se pueden desglosar según esté el transformador en tensión o desconectado.

Con la máquina en tensión:

- ✓ Revisar la temperatura, comprobando, si es el caso, el funcionamiento del dispositivo de alarma.
- ✓ Comprobar las indicaciones de los aparatos de medida, observando la existencia de sobrecarga.
- ✓ Revisión ocular de conexiones.
- ✓ Comprobar el funcionamiento del sistema de ventilación (ventiladores).

Con la máquina desconectada:

- ✓ Medir la resistencia de aislamiento y puesta a tierra.
- ✓ Reapretar conexiones, bornes y juntas.
- ✓ Revisión y limpieza si procede de aisladores, devanados y barras.
- ✓ Comprobar barnizado y estado de humedad secando si es necesario.

7.4.2 Transformadores en baño líquido.

En estos transformadores, los devanados y el núcleo se encuentran en el interior de una cuba sumergidos en un líquido de refrigeración y aislamiento. Los transformadores en baño líquido más utilizados son los siguientes:

- ✓ En baño de aceite: Los devanados y el núcleo se encuentran sumergidos para su refrigeración y aislamiento en un baño de aceite mineral. Es el tipo más utilizados en transformadores de potencia, debido a sus buenas características dieléctricas y refrigerantes del aceite, y al buen comportamiento que representan frente a las sobrecargas. Por el contrario, no puede utilizarse en lugares públicos, industrias químicas y otros locales peligrosos, debido a que el aceite es altamente inflamable y puede producir gases explosivos en su descomposición, representando gran peligro en caso de incendio.
- ✓ En baño de askarel: Los devanados y el núcleo de estos transformadores se encuentran en baño de askarel (hidrocarburo sintético), que presentan prácticamente las mismas características dieléctricas que el aceite, con la ventaja de que es prácticamente ininflamable y no produce gases explosivos.

- ✓ La cuba en estos transformadores está en comunicación con un recipiente llamado “conservador”, el cual está colocado a un nivel superior a la cuba. Este conservador permite:
 - Mantener la cuba a una presión determinada.
 - Reducir la superficie de contacto con el aire situado por encima del nivel del aceite.
 - Instalar en la unión entre cuba y conservador una protección o relé Buchholtz. La protección Buchholtz interviene en caso de acumulación de gas procedente del interior del transformador o en caso de movimiento brutal de aceite hacia el Buchholtz provocado por un arco interno. La actuación del relé Buchholtz provocará el funcionamiento de una alarma y, en ciertos casos, el desacople del transformador.

Estas máquinas requieren más atenciones que las de tipo seco. Al menos una vez al año, se ha de comprobar en el líquido la posible presencia de humedad y suciedad. Para ello, se toman muestras del líquido y se someten a medidores de rigidez dieléctrica (chispómetros). Si la rigidez está por debajo de un determinado nivel (del orden de 30 kV en aceites), deberá someterse a un filtrado para eliminar la suciedad y humedad excesiva. El aceite o líquido deberá extraerse del depósito o cuba haciéndolo pasar por un filtro-prensa que se encargará de forma eficaz de un secado rápido. Es necesario siempre que el papel filtrante haya sido secado antes de forma selectiva, reemplazándole tan pronto como su efectividad quede anulada.

Los transformadores en baño líquido pueden presentar refrigeración por aire, o refrigeración por agua. Se prevén refrigeradores de aceite para los transformadores de una cierta potencia. En los que presentan refrigeración por aire, hay que sopletar con aire comprimido seco en el circuito de refrigeración para eliminar toda clase de adherencias y polvo. En los de refrigeración por agua, las operaciones de mantenimiento serán:

- ✓ Registrar periódicamente las temperaturas de entrada y salida del agua para controlar el sistema de enfriamiento.
- ✓ Revisar el serpentín de enfriamiento para cerciorarse de que no existen fugas.
- ✓ Comprobar la presión y el caudal de agua. Cualquier cambio en el régimen de flujo dentro de las mismas condiciones de presión, indicará la existencia de un taponamiento. La acumulación de incrustaciones en los serpentines es el origen de estas obstrucciones que pueden provocar sobrecalentamiento.

Todas las operaciones de mantenimiento descritas para los transformadores tipo seco son válidas en este caso, añadiendo:

Con la máquina conectada:

- ✓ Revisar el nivel y las posibles fugas del aceite. Las fugas del aceite pueden producirse en las juntas de los bornes, sobre la cuba, en el conservador, o en las juntas del refrigerante.
- ✓ Observar la correcta puesta a tierra de la cuba.
- ✓ Observar estado del líquido o aceite.

Con la máquina desconectada:

- ✓ Medir la rigidez dieléctrica del aceite o líquido. En el caso de que sea inferior a un valor determinado, habrá que filtrar el aceite o sustituirlo por uno nuevo.
- ✓ Tras una actuación de relé Buchholtz, habrá que localizar y reparar el defecto eléctrico que lo ha producido.
- ✓ Revisar estado del aceite, analizando el grado de humedad y contaminación.
- ✓ En el caso de que se reponga totalmente el aceite, conviene limpiar previamente el interior de la cuba.

7.5 Operaciones de mantenimiento preventivo en equipos eléctricos de alta tensión.

7.5.1 Seccionadores.

Son elementos de seccionamiento que se utilizan para independizar instalaciones o partes de ella, estableciendo una distancia de separación visible entre las partes del circuito que separa. Su accionamiento en media tensión suele ser manual, mediante pértigas o palancas; y para potencias muy elevadas, el accionamiento es neumático o motor. En sus posiciones extremas suelen tener enclavamientos para evitar aperturas o cierres espontáneos. Existen varios tipos de equipos de seccionamiento:

- ✓ Seccionadores normales: Sus maniobras se han de realizar siempre sin corriente. No son aptos para maniobras de corte y reposición en condiciones normales ni ante fallos.
- ✓ Seccionadores en carga: Pueden cortar y reponer corrientes nominales. En algunos casos pueden cortar pequeñas sobrecargas, pero no cortocircuitos.

- ✓ Ruptofusible: Constituido por seccionador en carga con fusibles de potencia. Actúan en caso de cortocircuito.
- ✓ Seccionadores de puesta a tierra: Su misión consiste en conectar el conjunto de la instalación a tierra. Su misión es independiente del mando del seccionador principal.

El mantenimiento preventivo más aconsejable para este tipo de aparellaje es:

Con la instalación bajo tensión:

- ✓ Inspección visual de las cabinas, respetando normas de seguridad.

Con la instalación sin tensión:

- ✓ Limpiar palancas aislantes y aisladores de apoyo.
- ✓ Apretar contactos.
- ✓ Accionar el seccionador, comprobando: el juego de rodillos, la penetración de las cuchillas, y la presión de los contactos.
- ✓ Inspeccionar el buen estado de elementos diversos, observando:
 - Que el esmalte de los aisladores no tenga fisuras o grietas.
 - Que las armaduras metálicas no presentan oxidación.
 - Comprobar circuitos de enclavamiento, de mando y señalización.

7.5.2 Fusibles

Los fusibles cortacircuitos de alta tensión y de alta capacidad de ruptura, se emplean en las instalaciones de alta tensión principalmente como protección contra cortocircuitos. Instalados delante de transformadores, condensadores, etc., los fusibles protegen a estos aparatos de los efectos térmicos y dinámicos de las intensidades de cortocircuito. Por otra parte, separan de la red la parte defectuosa, pudiendo seguir aquella funcionando normalmente.

Normalmente, el cartucho fusible de alta tensión consta de un tubo de porcelana, cerrada completamente por dos tapas de contacto plateada. El tubo lleva en su interior una capa de aislamiento térmico, que evita que el tubo reviente por causa del calor producido por el arco. Los hilos principales de fusión, siempre varios en paralelo, están arrollados sobre el tubo interior de material cerámico. Suelen llevar otro hilo de fusión para la señalización.

El mantenimiento preventivo para este tipo de elementos es el siguiente:

Con las instalaciones en marcha:

- ✓ Comprobar si está fundido.
- ✓ Medir la intensidad entre cada fase con ayuda de una pinza amperimétrica.

Con la instalación desconectada:

- ✓ Revisar y apretar conexiones.
- ✓ Limpiar externamente.
- ✓ Comprobar si el calibre es el deseado.
- ✓ Comprobar, retirando fusibles, la presión de las cuchillas si fuera de este tipo.

7.5.3 Interruptores automáticos.

Son elementos de maniobra que no suelen dejar una separación visible (como los seccionadores) y que son capaces de cortar y reponer la corriente nominal y, además, de abrir el circuito en caso de faltas, es decir interrumpir corrientes de cortocircuito. Suelen ser tripolares. Su forma y modo de funcionamiento es muy variado, según los diversos fabricantes, diferenciándose básicamente en el modo de extinción del arco. Normalmente, en media tensión la extinción del arco es por alargamiento, mientras que en alta tensión el corte se obtiene por reemplazamiento del dieléctrico alrededor del arco. Según el dieléctrico utilizado, existen disyuntores de aire comprimido, de pequeño volumen de aceite, o de gran volumen de aceite. Cada uno de los polos va unido a la caja de accionamiento por medio de dos aisladores de resina sintética con aletas. La caja de accionamiento está protegida contra las partes de alta tensión del interruptor, quedando así accesible durante el servicio para facilitar el mantenimiento. En la caja de accionamiento están incluidos los disparadores, los contactos auxiliares y los dispositivos de mando y señalización.

El mantenimiento preventivo de este tipo de equipos puede incluir las siguientes operaciones:

Con las instalaciones en marcha:

- ✓ Inspección visual.
- ✓ Si es el caso, revisión de niveles de aceite.

Con la instalación parada:

- ✓ Comprobar el buen funcionamiento del accionamiento mecánico, revisando: acoplamiento, ejes, gatillo y muelles. Si es necesario engrasar.
- ✓ Si es el caso, comprobar estado del aceite, rellenando o sustituyéndolo si fuera necesario.
- ✓ Limpiar y comprobar aisladores, bridas, espárragos y conexiones.
- ✓ Comprobar el disparo por medio de relés, así como el estado de la bobina de disparo.
- ✓ Comprobar los relés, observando la intensidad de disparo, el tiempo de disparo, el desgaste y el recorrido de piezas de contacto.
- ✓ Comprobar estado de los contactos, observando el desgaste uniforme, la conexión simultánea y la presión de contacto.
- ✓ Limpieza de la cuba o cámara de extinción.

7.5.4 Embarrados.

Los embarrados son conductores macizos de cobre, aluminio, o aleaciones de este, y de diversas formas: rectangulares normalmente (llamadas pletinas), y en casos especiales en forma de tubo o de U. Se utilizan para conducir intensidades importantes. En los centros de transformación se han venido utilizando tradicionalmente para la entrada de la energía eléctrica al transformador, y para su salida hasta los cuadros generales y parciales de distribución de baja tensión. Aparte de esta utilización, la conducción por barra se utiliza de forma creciente en instalaciones industriales como sistema de distribución de la energía eléctrica, debido a: simplicidad, rapidez de montaje e instalación, facilidad de conexión de nuevas tomas para ampliaciones, fácil inspección, etcétera.

Los canales de barras, normalmente blindados en cajas de acero, se suministran en módulos prefabricados que permiten el acoplamiento de cajas. Pueden acoplarse, tanto lateralmente como por su parte inferior o superior, permitiendo la colocación del aparellaje de las derivaciones.

El mantenimiento preventivo a realizar sobre este tipo de aparellaje puede ser el siguiente:

Con la instalación en marcha:

- ✓ Inspección visual del estado general.

Con la instalación desconectada:

- ✓ Observar y comprobar calentamientos en derivaciones y puntos de unión.
- ✓ Comprobar los asientos en puntos de derivación, superficies de contacto y piezas de conexión.
- ✓ Reapretar todas las conexiones.
- ✓ Limpiar los elementos aisladores y comprobar su estado, cambiando si es necesario.

7.6 Líneas aéreas y subterráneas.

Las líneas aéreas y subterráneas realizan la función de transporte y distribución de energía eléctrica. El mantenimiento de ambos tipos de líneas es complicado por la extensión de las mismas. Las operaciones a efectuar son:

7.6.1 Líneas aéreas

Con la instalación bajo tensión:

- ✓ Observar flecha de catenaria.
- ✓ Observar desde el suelo el estado general de las partes conductoras y aislantes.
- ✓ Revisar soportes metálicos o columnas, viendo la necesidad de pintar si la corrosión es excesiva.

Con la instalación sin tensión:

- ✓ Medir aislamientos.
- ✓ Revisar y limpiar aisladores.
- ✓ Revisar amarres, retenciones, empalmes, derivaciones, grapas de unión y conexiones.
- ✓ Comprobar protecciones contra agentes atmosféricos.

7.6.2 Líneas subterráneas:

Con la instalación bajo tensión:

- ✓ Comprobar estado y revisar cubiertas protectoras.

- ✓ Comprobar calentamiento con los sistemas de seguridad correspondiente. Revisar estado de sujeciones y de canales de cables.

Con la instalación sin tensión:

- ✓ Revisar terminales y bornes, apretando si es necesario.
- ✓ Medir aislamientos.
- ✓ Comprobar empalmes.

7.7 Operaciones de mantenimiento preventivo en equipos eléctricos de baja tensión (como nuestros aerogeneradores).

7.7.1 Seccionadores

Realizan la misma función en baja tensión que los seccionadores de alta tensión. Existen gran variedad de tipos y modelos según fabricantes. Normalmente, son de corte omnipolar y con protección contra cortocircuitos.

El mantenimiento preventivo a realizar a estos aparatos puede ser:

Con la instalación bajo tensión:

- ✓ Inspección visual

Con la instalación sin tensión:

- ✓ Limpiar palancas
- ✓ Reapretar contactos
- ✓ Accionar el seccionador, comprobando: el juego de rodillos y la presión de los contactos.
- ✓ Inspeccionar el buen estado de elementos diversos, observando: que las bakelitas no presentan grietas, que las armaduras metálicas no presentan oxidación.
- ✓ Comprobar circuitos de enclavamiento, de mando y señalización.

7.7.2 Fusibles

El mantenimiento preventivo a realizar es similar al de los fusibles de alta tensión. Adicionalmente, se puede comprobar calentamiento en sus puntos de contacto.

7.7.3 Interruptores automáticos

Realizan la misma función en baja tensión que los interruptores automáticos de alta tensión. Disponen de una caja aislante de elevada resistencia mecánica y baja higroscopicidad. Las cámaras de extinción del arco suelen estar provistas de placas metálicas para el soplado magnético. La maniobra que realizan es del tipo conexión y desconexión brusca. En general, la posición de la palanca o manecilla define con claridad la posición del interruptor: conectado, desconectado manual o desconectado automáticamente.

Los contactos están protegidos por material resistente al arco. Los relés térmicos y magnéticos suelen estar contenidos en una caja montada en la parte posterior del interruptor y son fácilmente reemplazables en las operaciones de mantenimiento de estos equipos. Los relés térmicos pueden graduarse mientras que los magnéticos tienen un valor fijo de desconexión.

Las operaciones a realizar en el mantenimiento preventivo serán:

Con la instalación conectada:

- ✓ Comprobar tensión en bobina de accionamiento.
- ✓ Inspección visual.
- ✓ Con la instalación desconectada:
- ✓ Revisar accionamiento mecánico, resortes, bielas o palancas, aparatos de desenganche.
- ✓ Comprobar el ajuste de los relés.
- ✓ Comprobar la presión de contactos móviles y que el contacto sea uniforme y sin holguras.
- ✓ Comprobar el desgaste uniforme de contactos principales.
- ✓ Limpieza interior y engrase si es necesario.

7.7.4 Interruptores manuales:

Son dispositivos que conectan o desconectan la instalación pero solo de forma manual. Suele estar formados por una parte fija y una móvil. La parte fija esta constituida por la base, los contactos fijos con los bornes y las cámaras de extinción

del arco. En la parte móvil, normalmente no extraíble en posición cerrada, se extrae totalmente para un mejor mantenimiento. Pueden disponer de enclavamiento mecánico mediante cerradura o candado.

Las operaciones de mantenimiento son similares a los de tipo automático.

7.7.5 Cables

Se pueden establecer las siguientes operaciones preventivas:

Con la instalación conectada:

- ✓ Comprobar calentamientos.
- ✓ Revisar grapas de sujeción.
- ✓ Revisar canales de cables.
- ✓ Comprobar y revisar cubiertas protectoras.

Con la instalación desconectada:

- ✓ Revisar terminales, reapretando bornes.
- ✓ Comprobar aislamientos.
- ✓ Comprobar empalmes y estanqueidad en cajas de conexión.
- ✓ Observar pérdidas de grasa en cables con aislamiento de papel.
- ✓ Comprobar continuidad y puesta a tierra.

7.8 Baterías

En muchas instalaciones eléctricas, se presenta la necesidad de asegurar el suministro de energía en condiciones absolutas de seguridad. Por ejemplo: alumbrado de emergencia, equipo de maniobra y control en subestaciones, centrales eléctricas etcétera.

Para estos casos, se utilizan los SAI (o UPS), las cuales en sus diferentes configuraciones presentan rectificador estático, inversor y batería de acumuladores. El rectificador y el inversor están normalmente constituidos por componentes

semiconductores que requieren muy poca atención. Las baterías si necesitan ser mantenidas.

Las baterías suministran energía eléctrica en forma de corriente continua durante tiempo limitado, según sus dimensiones y capacidad. La pieza básica de las baterías es el acumulador, el cual absorbe energía eléctrica en el proceso de carga, la almacena en forma química, y vuelve a ceder energía eléctrica en el proceso de descarga. Existen dos tipos fundamentales de baterías según el tipo de acumuladores: de plomo, y de níquel, cadmio. Conectando en serie estos acumuladores se obtiene una batería con la tensión deseada.

Operaciones de mantenimiento preventivo:

- ✓ El electrolito debe renovarse cada cierto tiempo según las prescripciones del fabricante.
- ✓ Hay que reponer el agua del electrolito evaporado a los niveles que se indican. El agua debe ser destilada y sin impurezas.
- ✓ Debe procederse a descargar la batería cada cierto tiempo (dos o tres meses), con objeto de que permanezcan las propiedades acumuladoras.

7.9 Operaciones de mantenimiento preventivo en equipos de accionamiento

7.9.1 Contactotes

El contactor es un aparato mecánico de conexión, accionado por un electroimán, que esta previsto para efectuar muchas maniobras, normalmente sobre motores o generadores eléctricos. Cuando se alimenta la bobina del electroimán, el contactor se cierra, estableciendo a través de los polos la conexión de la alimentación al receptor. Los contactores permiten la función de mando y control a distancia. Además permiten establecer, soportar e interrumpir corrientes en condiciones normales del circuito, incluidas las condiciones de sobrecarga en servicio, y aseguran tanto el funcionamiento intermitente como continuo.

Las operaciones usuales en las inspecciones preventivas son las siguientes:

Con la instalación conectada:

- ✓ Observar vibraciones.
- ✓ Observar zumbido, el cual puede ser producido por: desgaste del núcleo magnético, mala regulación, circuito magnético sucio o durezas en la parte móvil.
- ✓ Comprobar la tensión de desconexión, que se define como aquella en la cual el contactor pasa de posición cerrado a la de reposo.
- ✓ Observar si hay chispas excesivas en los contactos, lo cual puede ser debido a las siguientes causas:
 - Mala regulación.
 - Poca presión de los contactos, o mal estado de los mismos.
 - Desconexión lenta por agarrotamiento mecánico.
 - Remanencia en el circuito magnético.

Con la instalación desconectada:

- ✓ Comprobar correcto accionamiento mecánico.
- ✓ Limpiar contactos, lijándolos de forma apropiada o cambiándolos si es necesario.
- ✓ Comprobar la sujeción de los contactos fijos.
- ✓ Comprobar la posición y maniobra de los contactos móviles.
- ✓ Comprobar estado y presión de los resortes.
- ✓ Apretar conexiones y tornillos de fijación.
- ✓ Revisar las bobinas, y si es necesario sustituirla.

7.9.2 Relés de protección.

Los receptores eléctricos pueden ser el origen de un gran número de incidentes mecánicos o eléctricos. Con el fin de evitar que dichos incidentes los deterioren y que no perturben la red de alimentación es necesario protegerlos. Este es el cometido de los relés de protección. Existen distintos tipos de relés adaptados para proteger ante determinadas situaciones:

- ✓ Relés electromagnéticos: Están destinados a proteger contra las sobrecargas importantes como los cortocircuitos.

- ✓ Relés térmicos: Están destinados a asegurar una protección térmica contra las sobrecargas pequeñas pero prolongadas. Son insensibles a las variaciones de la temperatura ambiente y pueden ser graduables.
- ✓ Relés magnetotermicos: Combinan la protección electromagnética y térmica.
- ✓ Relés térmicos diferenciales: Los relés tripolares con protección térmica capaces de detectar la marcha en monofásico de un generador o motor trifásico.
- ✓ Relés de medida: señalizan que la tensión o intensidad ha sobrepasado un determinado nivel. Protegen contra falta de tensión, contra máxima y mínima intensidad.
- ✓ Relés con temporización térmica: Controlan, a partir del instante de puesta en tensión, si la duración de una operación es superior o no superior al tiempo previsto. De esta manera, protegen contra arranques demasiado largos o frecuentes. También se utilizan para la ejecución diferida en el tiempo de una orden.

Las operaciones de mantenimiento a realizar, con carácter general, para éste tipo de aparatos es la siguiente:

Con el equipo conectado:

- ✓ Limpieza exterior.
- ✓ Comprobar su correcto funcionamiento.

Con el equipo desconectado:

- ✓ Limpieza de bobinas.
- ✓ Comprobar el estado de los aislantes.
- ✓ Comprobar mecanismos, núcleos móviles, etcétera, observando que se mueven libremente; engrasar si es necesario.
- ✓ Comprobar accionamiento, observando el calibrado o ajuste del relé y el tiempo de disparo.
- ✓ Limpiar los contactos auxiliares.
- ✓ Revisar y apretar conexiones.

7.9.3 Pulsadores

Son dispositivos de accionamiento que conmutan su posición solo mientras son activados manualmente. La limpieza preventiva a realizar puede ser la siguiente:

Con la instalación en marcha:

- ✓ Limpieza exterior.
- ✓ Comprobar su correcto funcionamiento.

Con la instalación parada:

- ✓ Revisar los contactos, en caso necesario limpiar en seco puliendo con lija muy fina. Si pierden el baño de plata, hay que cambiar la unidad.
- ✓ Limpiar el polvo existente en la caja de pulsadores y de las superficies aislantes.
- ✓ Comprobar la maniobra correcta, al conectar y desconectar, de las partes móviles sobre los contactos fijos.
- ✓ Reapretar conexiones.

7.10 Causas de averías en generadores eléctricos.

Se reseñan a continuación en las siguientes tablas las averías más frecuentes en generadores eléctricos, junto a las causas posibles que han provocado el defecto.

Generadores de corriente continua	
Averías	Causa posible
No transmite electricidad	<ul style="list-style-type: none"> - Fusibles fundidos. - Eje agarrotado o congelado. - Las escobillas no apoyan en el colector. - Falta de circuito en el inductor o en el inducido.
Se calienta	<ul style="list-style-type: none"> - Sobrecarga. - Cortocircuito en bobinas de inducido. - Conductos de ventilación sucios y obstruidos. - Escobillas no están en línea neutra. - Voltaje demasiado alto. - Cortocircuito en bobinas del inductor.
Chispas en las escobillas	<ul style="list-style-type: none"> - Colector y escobillas sucios. - Escobillas de calidad errónea. - Escobillas mal ajustadas, o no están en posición neutra. - Falta de circuito en bobinas de inducido. - Colector descentrado. - Micas salientes. - Vibración. - Polos auxiliares invertidos o en cortocircuito.

Generadores trifásicos de inducción-Jaula de ardilla	
Averías	Causa posible
No transmite electricidad	- Rotura de rodamientos
Se calienta	- Sobrecarga. - Conductos de ventilación sucios y obstruidos. - Bobinas del estator en cortocircuito. - Voltaje alto o bajo. - Frecuencia baja. - Falta de circuito en bobinas del estator. - Una fase sin circuito. - Estator derivado a tierra. - Entrehierros desiguales.

Generadores trifásicos de inducción-Rotor bobinado	
Averías	Causa posible
No transmite electricidad	- Fusibles fundidos. - Una fase del estator sin circuito. - Sobrecarga. - Falta de circuito en el reostato. - Presión de escobillas inadecuada. - Escobillas no se apoyan en los anillos. - Falta de circuito en el rotor.

Se calienta.	<ul style="list-style-type: none"> - Sobrecarga. - Conductos de ventilación sucios y obstruidos. - Voltaje alto o bajo. - Entrehierros desiguales. - Bobinas del estator en cortocircuito o sin circuito. - Frecuencia baja. - Una fase sin corriente. - Estator derivado a tierra.
Generadores monobásicos de inducción	
Averías	Causa posible
No genera electricidad	<ul style="list-style-type: none"> - Fusibles fundidos. - Sobrecarga. - Falta de circuito en el arrollamiento auxiliar o principal. - Cortocircuito en el condensador. - Defecto en el mecanismo de arranque.
Se calienta	<ul style="list-style-type: none"> - Sobrecarga - Conductos de ventilación sucios - Bobinas del estator en cortocircuito - Cojinetes estropeados

Generadores Síncronos	
Averías	Causa Posible
No genera electricidad	<ul style="list-style-type: none"> - Fusibles fundidos - Una fase sin circuito - Sobrecarga - Voltaje bajo
Se calienta	<ul style="list-style-type: none"> - Sobrecarga - Conductos de ventilación sucios y obstruidos. - Cortocircuito o falta de circuito en bobinas del estator. - Voltaje demasiado alto. - Estator derivada a tierra. - Corriente de excitación poco o demasiado intensa. - Entrehierros desiguales
Pierde el sincronismo	<ul style="list-style-type: none"> - Sobrecarga. - Falta de circuito en bobinas de campo. - Falta de excitación - Falta de circuito en el reostato de campo. - Resistencia del reostato excesiva.
No alcanza el sincronismo	<ul style="list-style-type: none"> - Corriente de excitación insuficiente - Falta de circuito en bobinas de campo. - Falta de excitación - Falta de circuito en el reostato de campo.
Vibra en exceso	<ul style="list-style-type: none"> - Sincronismo perdido. - Falta de circuito en bobinas del inducido. - Falta de circuito en una fase.

7.11 Mantenimiento general a una subestación.

Los trabajos consisten básicamente en lo siguiente:

Se realizarán las pruebas eléctricas para determinar el estado del transformador y la subestación en general, las cuales consisten en:

- ✓ Desconexión del primario y secundario del transformador
- ✓ Revisión ocular de boquillas e instrumentación (Fugas de aceite)
- ✓ Pruebas de rigidez dieléctrica de el embobinado (Megger)
- ✓ Relación de transformación (TTR)
- ✓ Rigidez dieléctrica del aceite.
- ✓ Pruebas del nivel ceraunico (Sistema de tierras)
- ✓ Reconexión para su restablecimiento
- ✓ Mantenimiento general al tablero general que consiste en reaprietes de tornillería, grafitado de contactos, y limpieza general a la subestación compacta.

Incluye reporte de resultados y recomendaciones generales.

7.12 Mantenimiento predictivo eléctrico.

Las máquinas eléctricas rotativas como nuestros aerogeneradores, sean de corriente continua o alterna, están compuestas por cinco partes fundamentales: elementos mecánicos, núcleo, bobinados estáticos, rotor y aislamientos, bornes y cableado. La parte puramente mecánica-entendiendo como tal eje, rodamientos, equilibrado de los mismos, etcétera, puede testarse desde un punto de vista predictivo, mediante el análisis de vibraciones. El núcleo compuesto por chapas magnéticas apiladas, puede presentar problemas de aislamiento entre chapas que provoquen puntos calientes por pérdidas de Foucault o problemas por falta de apriete entre las mismas. Los bobinados pueden analizarse predictivamente mediante estudio de su resistencia ohmica y mediante ondas de choque destinadas a detectar cortocircuitos entre espiras.

En este punto vamos a analizar el mantenimiento predictivo tendente a la búsqueda de problemas en los aislamientos por envejecimientos prematuros, tanto de bobinas como de conexiones. Es de destacar de mas del 35% de los fallos de las maquinas eléctricas rotativas tienen su origen en problemas de aislamiento; luego los métodos que persigan estos fallos tienen un campo de aplicación importante y permiten completar de manera absoluta las técnicas predictivas basadas en vibraciones.

Los bobinados pueden sufrir un envejecimiento prematuro por muy diversas causas, entre las que cabe destacar las siguientes:

- ✓ Vibraciones: Una máquina rotativa que no trabaje de forma equilibrada va a estar sometida a unas solificaciones en sus bobinados que pueden deteriorar las capas de mica, los espesores de aislamiento o la posibilidad de incorporar polvo o elementos metálicos en las superficies de dichos aislamientos o en grietas aparecidas en ellos.
- ✓ Envejecimiento térmico: la temperatura produce una paulatina degradación química de los aislamientos, bien sean convencionales, de siliconas, de resinas, etcétera. Es conocido el hecho de que un aislamiento trabajando de forma constante 10°C por encima de su temperatura nominal de trabajo, tiene la mitad de vida de la que tendría trabajando en condiciones normales.
- ✓ Degradación química: la de elementos químicos agresivos es otra causa de degradación del mismo, que puede provocar por envejecimiento descargas parciales.

Asimismo, la evaporación del agua puede producir oquedades dentro de los aislamientos, aunque esta circunstancia es cada vez más extraña.

Los métodos predictivos de análisis de fallos en máquinas rotativas se basan en la medición de la capacidad dieléctrica de la propia máquina (función de la degradación de la temperatura y de la humedad) aplicando tensiones entre bobinado y masa y midiendo periodos de carga y descarga. Estos métodos de pruebas están de acuerdo con las Normas IEEE 43 y 62.

Como es sabido, los bobinados, como cualquier cableado, además de su resistencia ohmica y su reactancia, tienen un valor capacitivo que esta en relación directa con su constante dieléctrica. Por tanto, analizar la capacidad de dicho bobinado es un sistema para diagnosticar su nivel de aislamiento. Conociendo la respuesta de las bobinas a un escalón de tensión-intensidad aplicado a las mismas, como si de un condensador se tratara, podemos analizar su nivel de aislamiento.

Una gran parte de los sistemas del mercado se basan en analizar las cargas y descargas capacitivas de los bobinados ante escalones de corriente, analizando las corrientes de absorción y las de reabsorción, tras un periodo de tiempo.

Al igual que en otras técnicas predictivas, la técnica expuesta es totalmente válida y la variable medida (que se reduce al análisis de corrientes de absorción, conducción y reabsorción) es eficaz para analizar el estado eléctrico del generador.

Plan de mantenimiento correctivo para parques eólicos.

1. Introducción

A la hora de realizar el mantenimiento correctivo se debe seguir un orden.

A continuación procederemos a describir un protocolo de operación, el cual deben seguir los operarios en el momento de encontrarse con una incidencia.

Se podrá distinguir entre dos casos:

El primero de ellos será aquel en el que el operario sea capaz, con sus propios conocimientos y los materiales adecuados, de arreglar y solventar el problema que encuentre en el equipo. En este caso, el operario procederá a arreglar el fallo y cuando concluya rellenará un parte de incidencias, comunicándolo al encargado para que éste tenga constancia.

El segundo caso será aquel en el que el operario sea incapaz de solventar el problema por sus propios medios. En este caso, dicho operario comunicará tan pronto como le sea posible el fallo al encargado, actuando éste como proceda dependiendo de la magnitud del fallo. Una vez decidido el dispositivo de operación adecuado y resuelto el problema, se procederá a rellenar el parte de incidencias pertinente.

Debemos mencionar que todos los fallos que se produzcan en el aerogenerador aparecerán reflejados en el cuadro de control de la planta. Cuando aparece el fallo, es el encargado el que decide qué operarios mandar. Una vez delante del fallo se pueden dar los dos casos explicados anteriormente. Es muy importante que después de cada operación se rellene una hoja de incidencias o una ficha para poder llevar un control exhaustivo de cada máquina.

Nosotros hemos decidido utilizar un programa informático para la elaboración de los planes de mantenimiento correctivo que no puede solventar el operario por sus propios medios. Dicho programa informático es el *Microsoft Project*. Con éste programa podemos programar los tiempos de cada una de las actividades a realizar, observar su diagrama Pert, apreciar la distribución de tiempo de cada una de las actividades entre los recursos utilizados, etcétera.

Hemos considerado interesante e ilustrativo realizar la simulación a varios equipos de aerogenerador. Los equipos escogidos han sido: las palas, el buje, la caja multiplicadora y el generador. En todos ellos se necesita inevitablemente el uso de una grúa de gran tonelaje con lo que se deberá prestar atención a los accesos al parque eólico, ya que si están embarrados la llegada y montaje de la grúa serían imposibles. (Los ejemplos se encuentran en formato cd y se adjunta con el proyecto)

2. Descripción del programa informático

Hay que dejar claro desde el principio que éste programa está diseñado para la realización de proyectos, con lo cual el mantenimiento se tratará desde el punto de vista de un proyecto, dividiéndolo en actividades.

Lo primero que nos encontramos al abrir el programa es una pantalla como la siguiente:

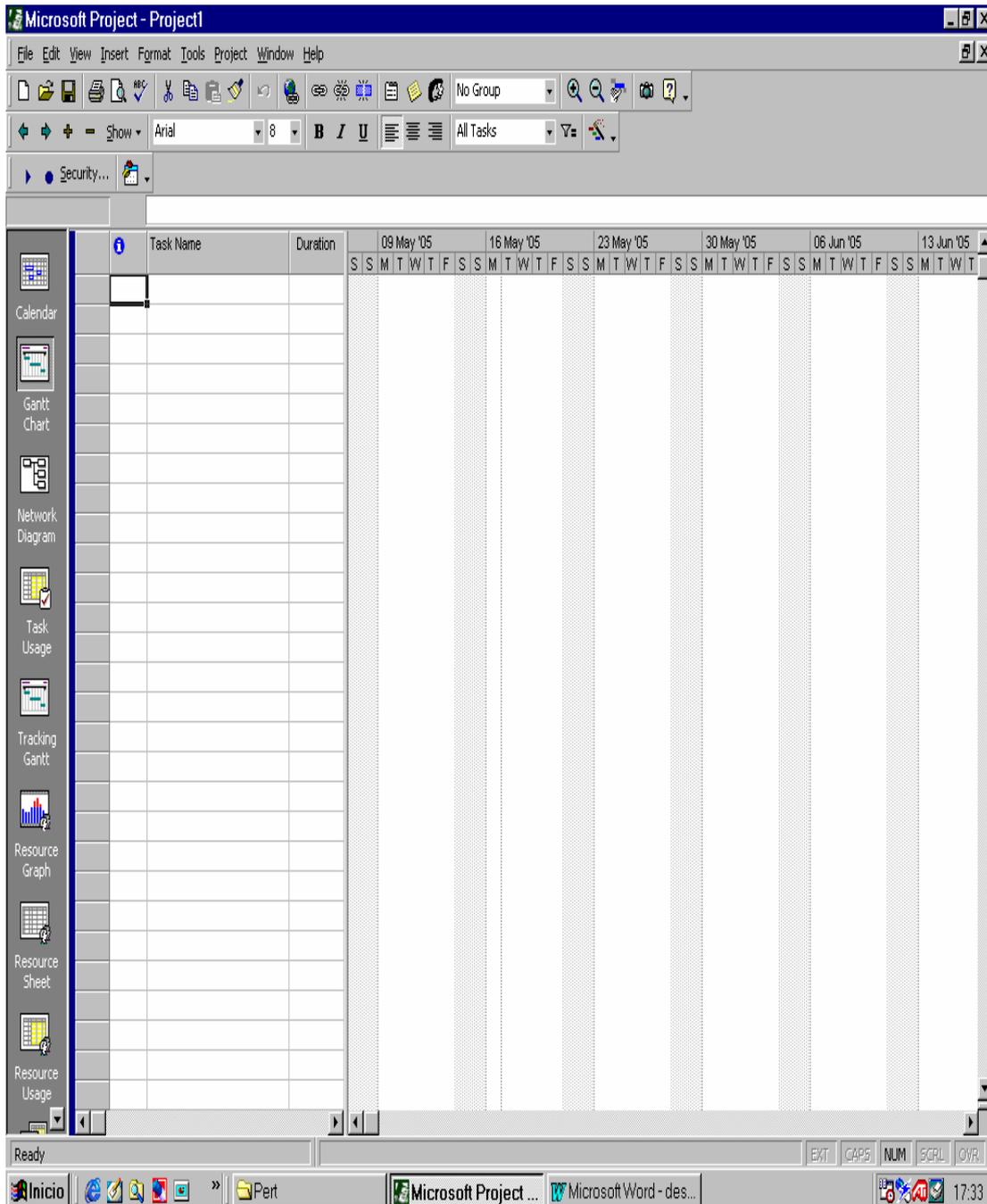


Figura 1.- Ventana de inicio

La figura 1 corresponde a *Gantt Chart*.

Si hacemos doble clic con el botón de la izquierda del ratón en una casilla de la columna en la que aparece el icono con la *i* o en una de las casillas de la columna *Duration*, nos aparecerá una ventana como ésta:

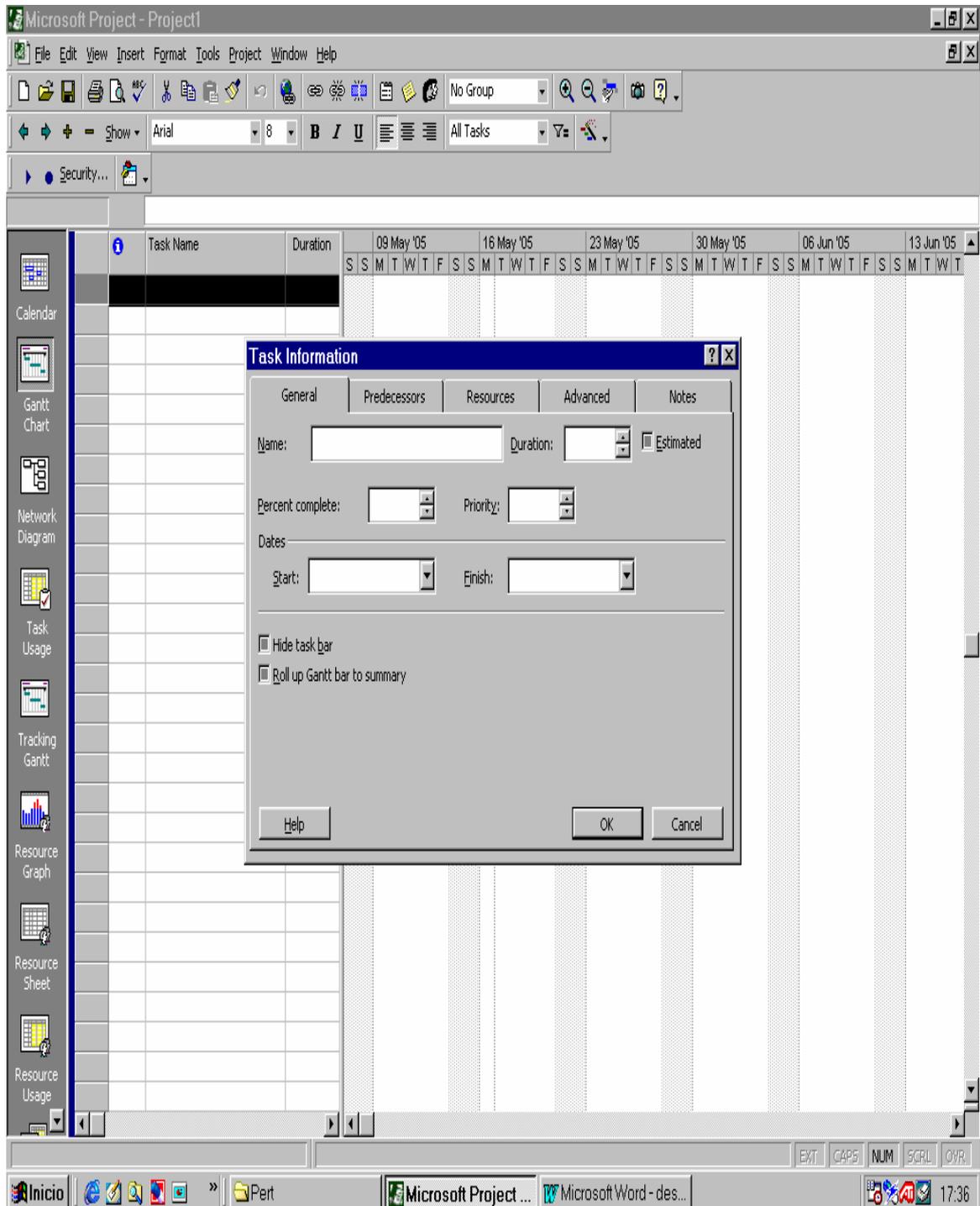


Figura 2.- Ventana *General*

En ella podemos ver que existen distintos subapartados:

En la ventana *General*:

Aquí tenemos la oportunidad de escribir el nombre de la actividad en el espacio en el que pone *Name*. En *Duration* podemos poner el tiempo que requiere dicha actividad y al lado nos da la oportunidad de marcar si es o no estimado este tiempo.

También tenemos la casilla *Percent Complete* en la que se puede ir incluyendo como marcha la actividad a medida que se va desarrollando. Dentro de *Priority* podemos dar la prioridad deseada a cada actividad. En las casillas de *Start* y *Finish* marcamos la fecha de comienzo y fin de la actividad tratada.

Si marcamos la casilla *Hide Task bar* lo que sucede es que la actividad no aparecerá dibujada en el calendario que hay al lado de las columnas de la hoja principal.

En la ventana *Predecessors*:

En este lugar podemos marcar las actividades que preceden a nuestra actividad en uso, así se las relacionará realizándonos el programa el diagrama de Pert correspondiente. Al marcar el número de la actividad predecesora, el programa te rellena las casillas *Task Name*, *Type* y *Lag*.

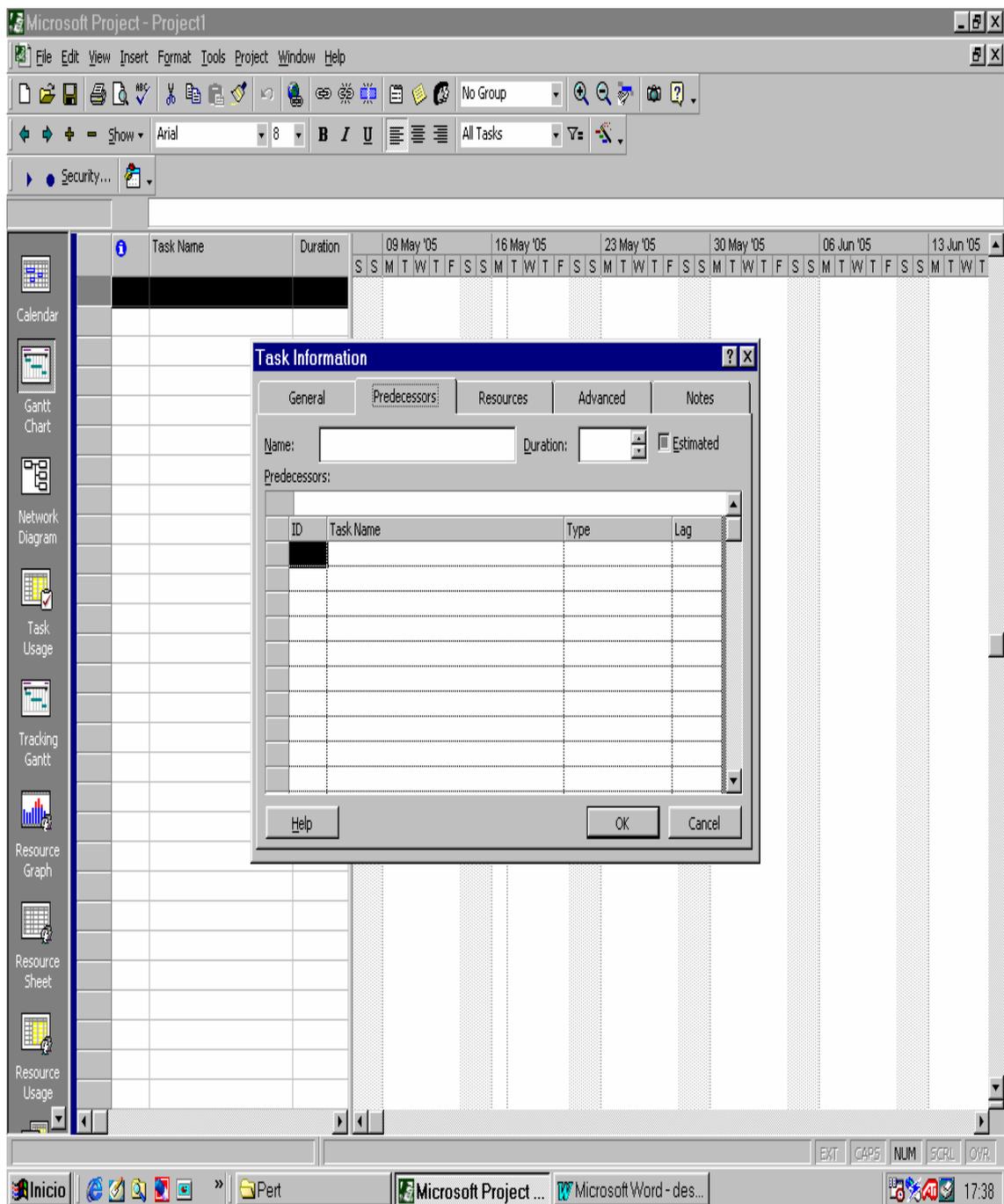


Figura 3.- Ventana *Predecessors*

En la ventana de *Resources*:

En *Resource Name* ponemos los recursos necesarios para realizar la actividad. En la casilla de *Units* ponemos, en porcentaje, la cantidad de recursos necesarios.

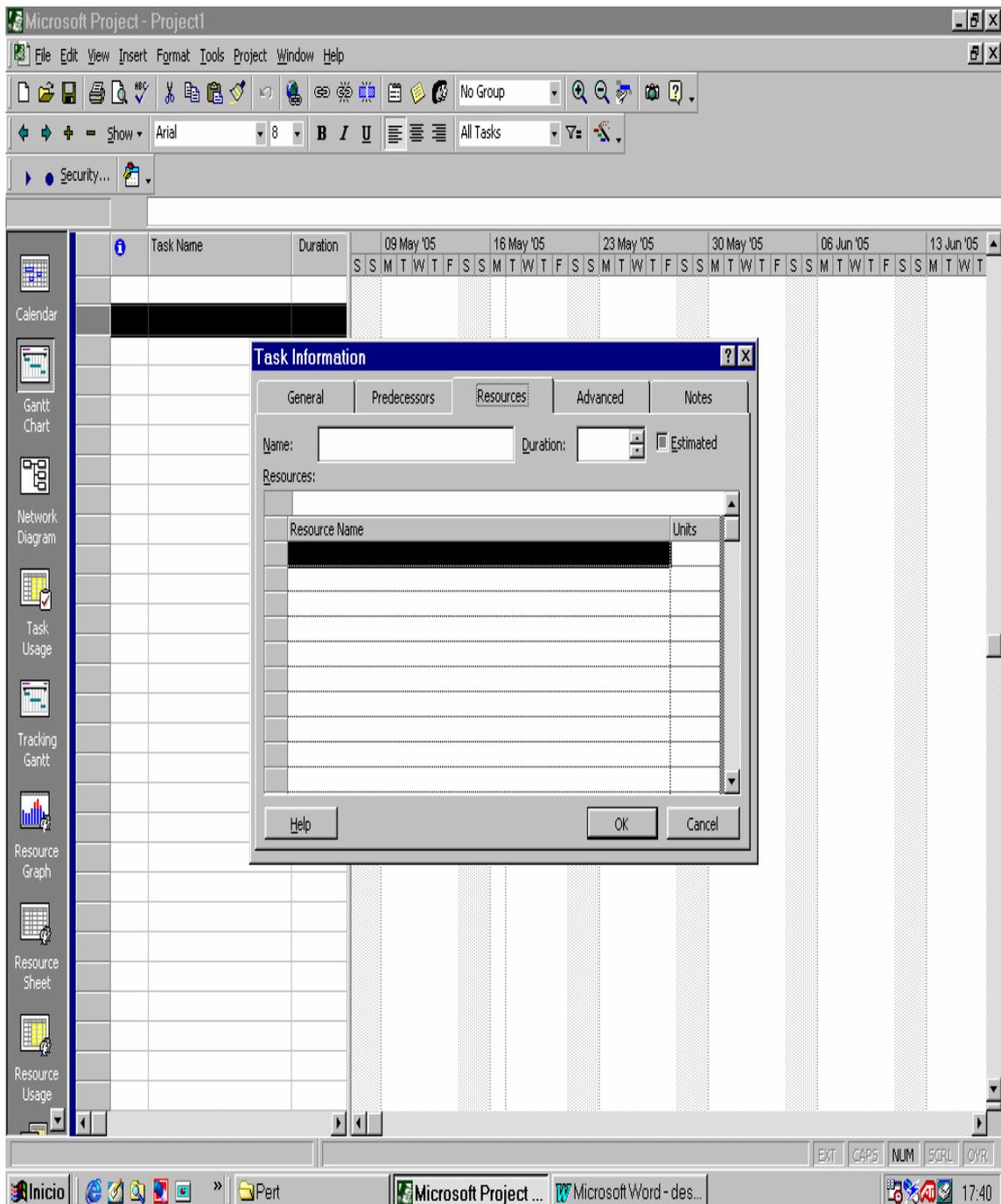


Figura 4.- Ventana Resources

En la ventana de *Advanced*:

Aquí las casillas de *Name* y de *Duration* ya nos vendrán completadas debido a que se rellenan automáticamente con los datos anteriores de las ventanas precedentes.

En *Deadline* tenemos la oportunidad de marcar una fecha tope en la que la actividad debe estar terminada, si este plazo no se cumple nos saldrá una llamada al lado de la actividad en la ventana principal.

En *Constraint type* podemos decidir la pauta que regirá la actividad (no comenzar antes de, no finalizar más tarde de...) y en *Constraint date* nos dice la fecha de la pauta.

Abajo podemos elegir que calendario usar en *Calendar*.

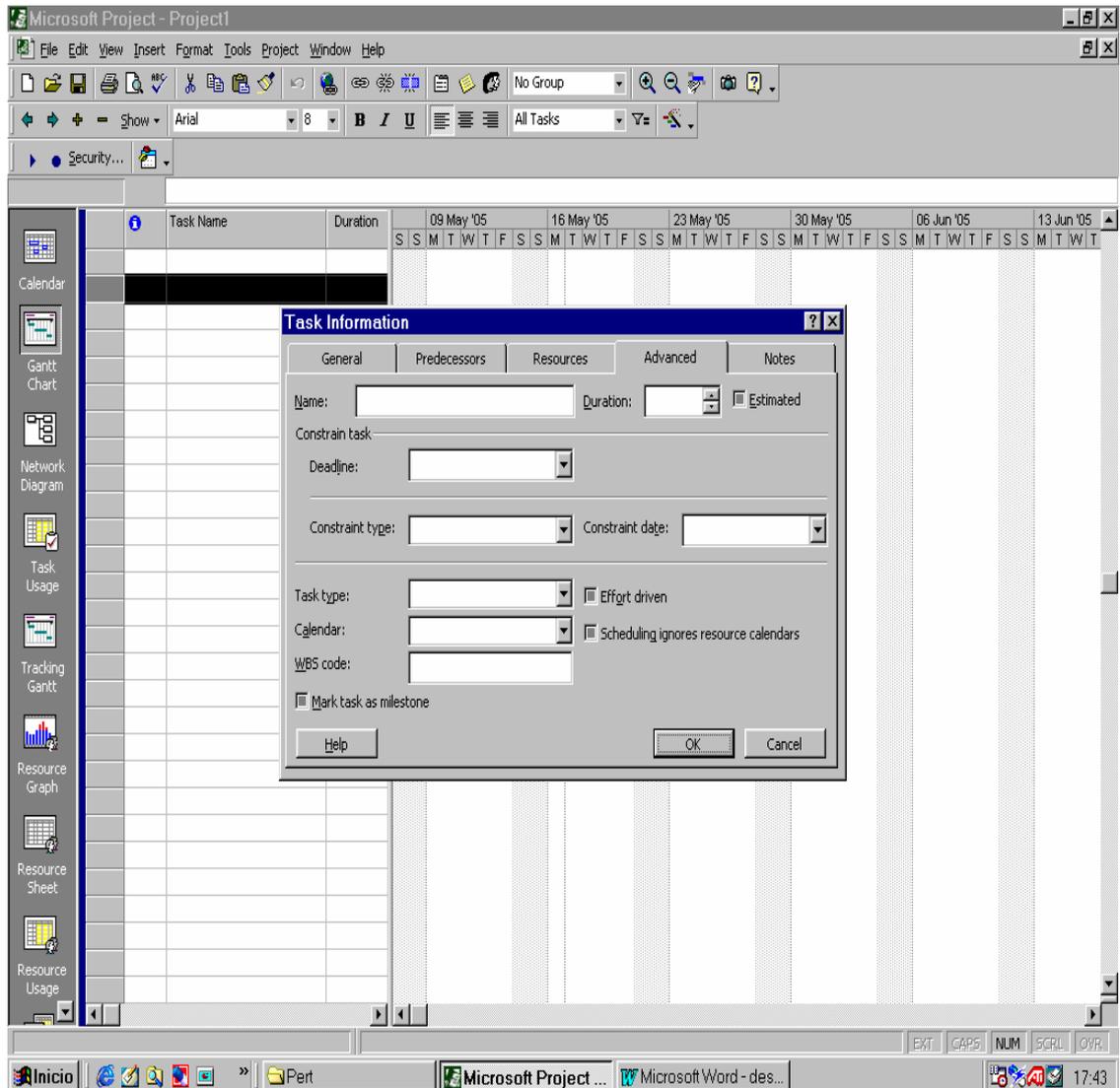


Figura 5.- Ventana *Advanced*

En la ventana de *Notes*:

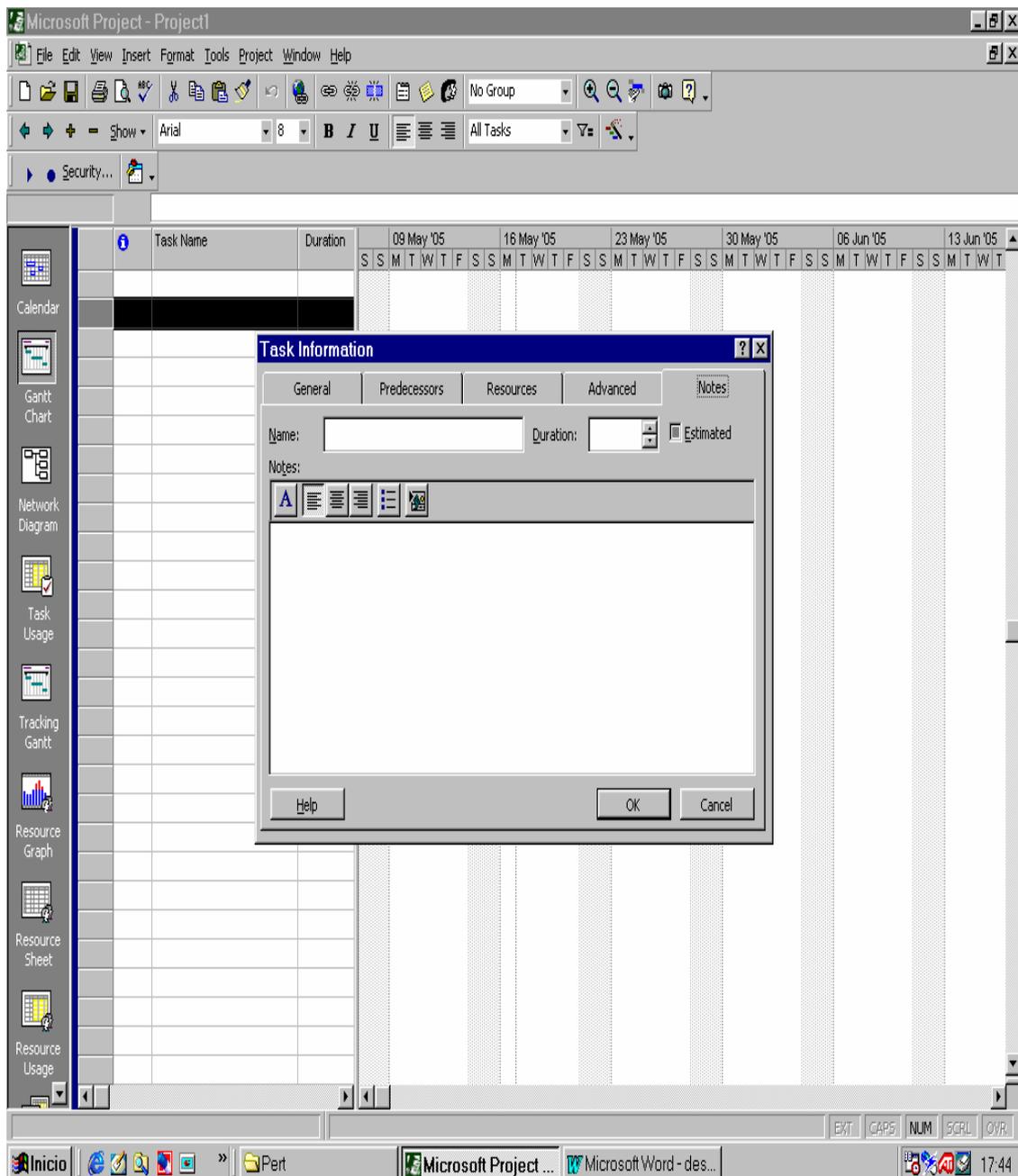


Figura 6.- Ventana *Notes*

En esta ventana podemos escribir apuntes de interés de la actividad o cosas a tener en cuenta que no hemos escrito ni detallado aún.

Al detallar todas las actividades, en el calendario que hay en la figura 1 aparece un diagrama de Gantt en el que se especifican los recursos necesarios por actividad.

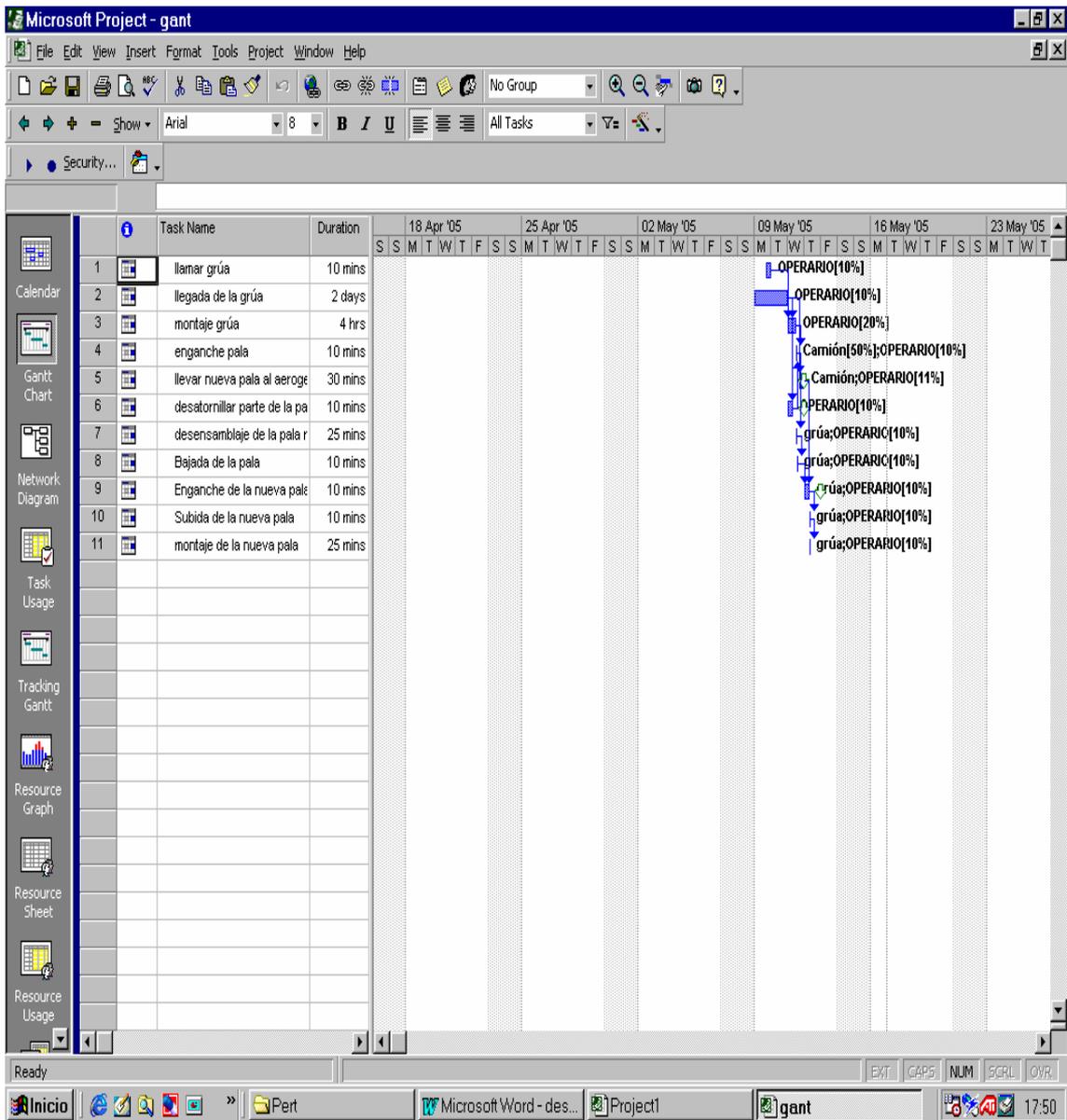


Figura 7.- Ejemplo terminado de actividades de un proyecto.

En *Network Diagram* lo que el programa nos muestra es el diagrama de Pert que nosotros hemos diseñado cuando marcábamos en la ventana de *Predecessors* las actividades antecesoras a cada actividad.

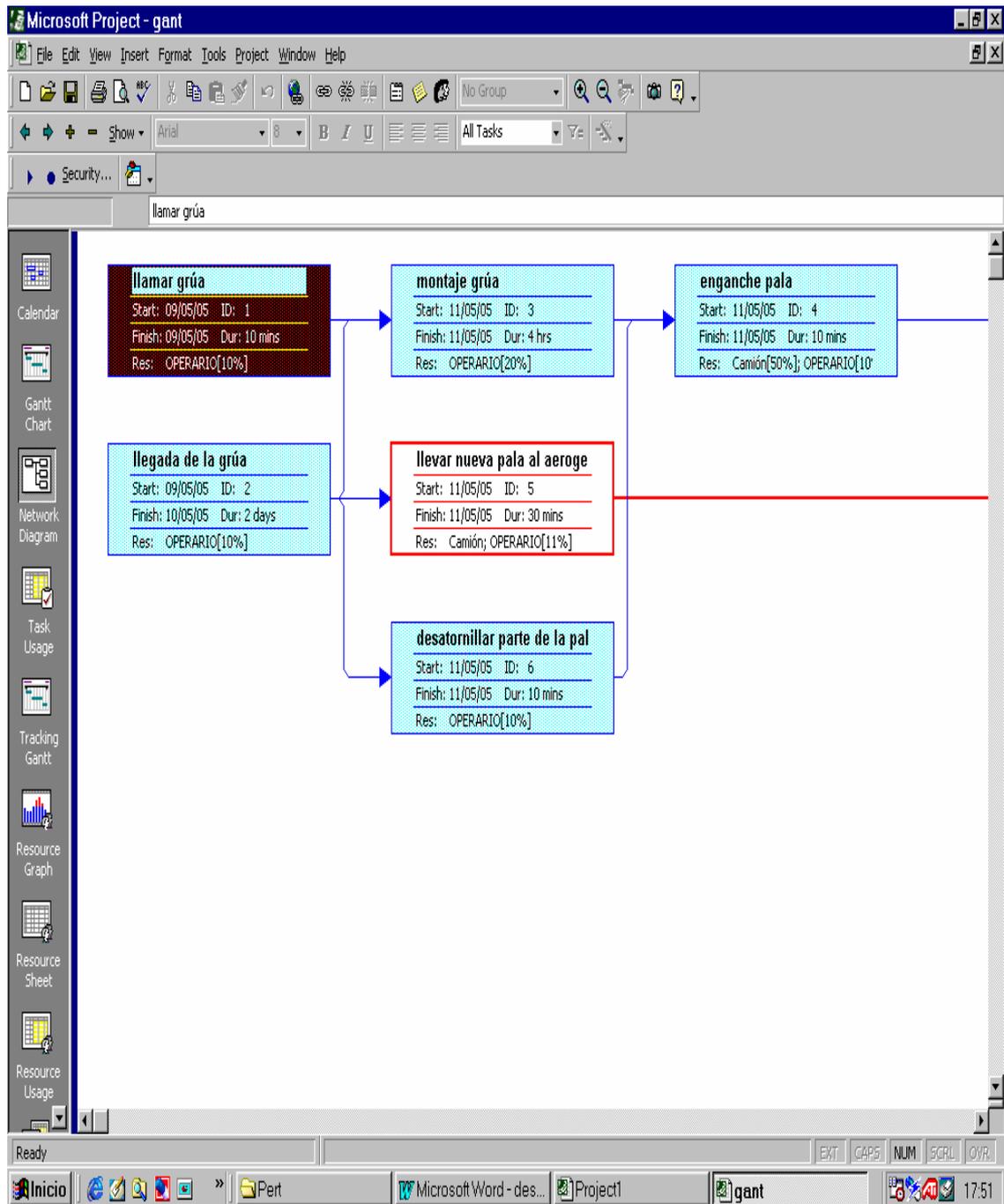


Figura 8.- Diagrama de Pert

En *Task Usage* se nos muestran las actividades y los recursos que se necesitan para cada actividad. Aquí se puede hacer una distribución del tiempo total de la actividad decidiendo cuanto consume cada uno de los distintos recursos.

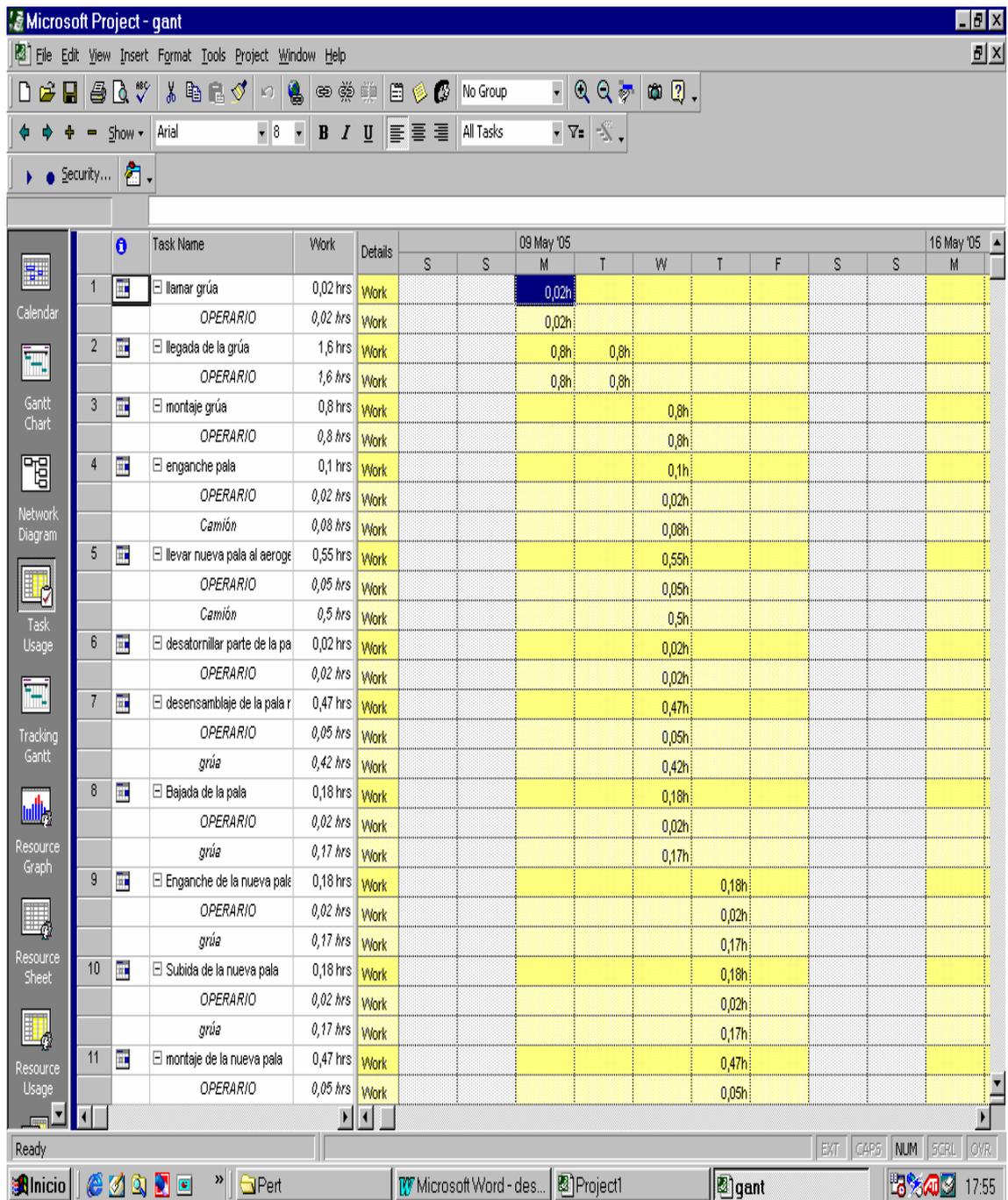


Figura 9.- Ventana de distribución de tiempos

La ventana de *Tracking Gantt* nos muestra el diagrama de Gantt que aparecía anteriormente en la ventana *Gantt Chart*, pero en ésta ocasión nos enseña que porcentaje de actividad se lleva realizada.

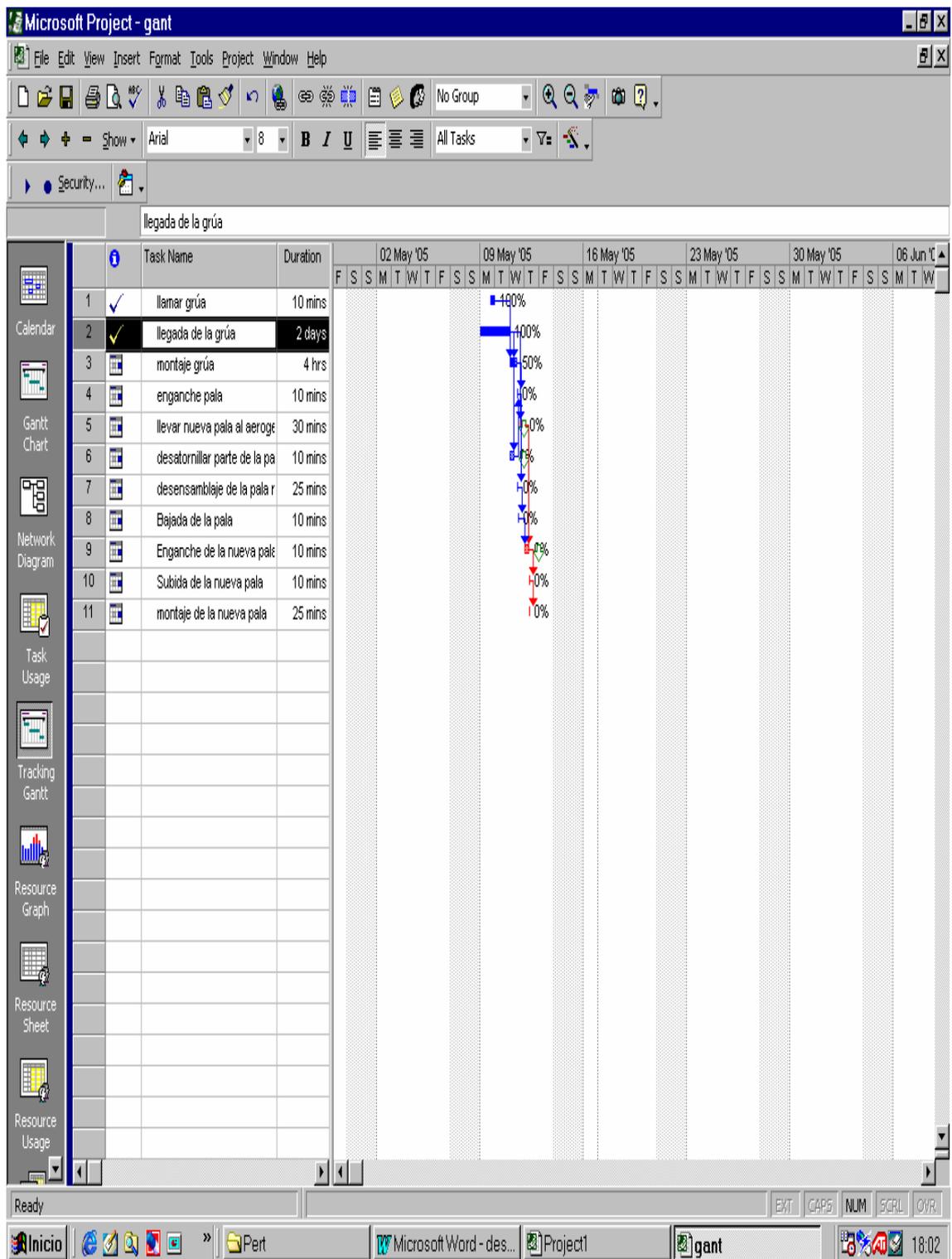


Figura 10.- Ventana *Tracking Gantt*

Una vez que se ha completado la actividad, es decir, el 100% realizado, aparece el icono \checkmark en la casilla de la columna del icono *i*.

En el apartado de *Resource Graph* podemos observar distintos diagramas de barras que corresponden a cada uno de los recursos que hemos mencionado en el proyecto que hemos diseñado.

En cada diagrama de barras se separan los recursos y éstas barras corresponden a los recursos usados cada día. Se muestran los picos máximos de recursos a lo largo de los días que dure el proyecto.

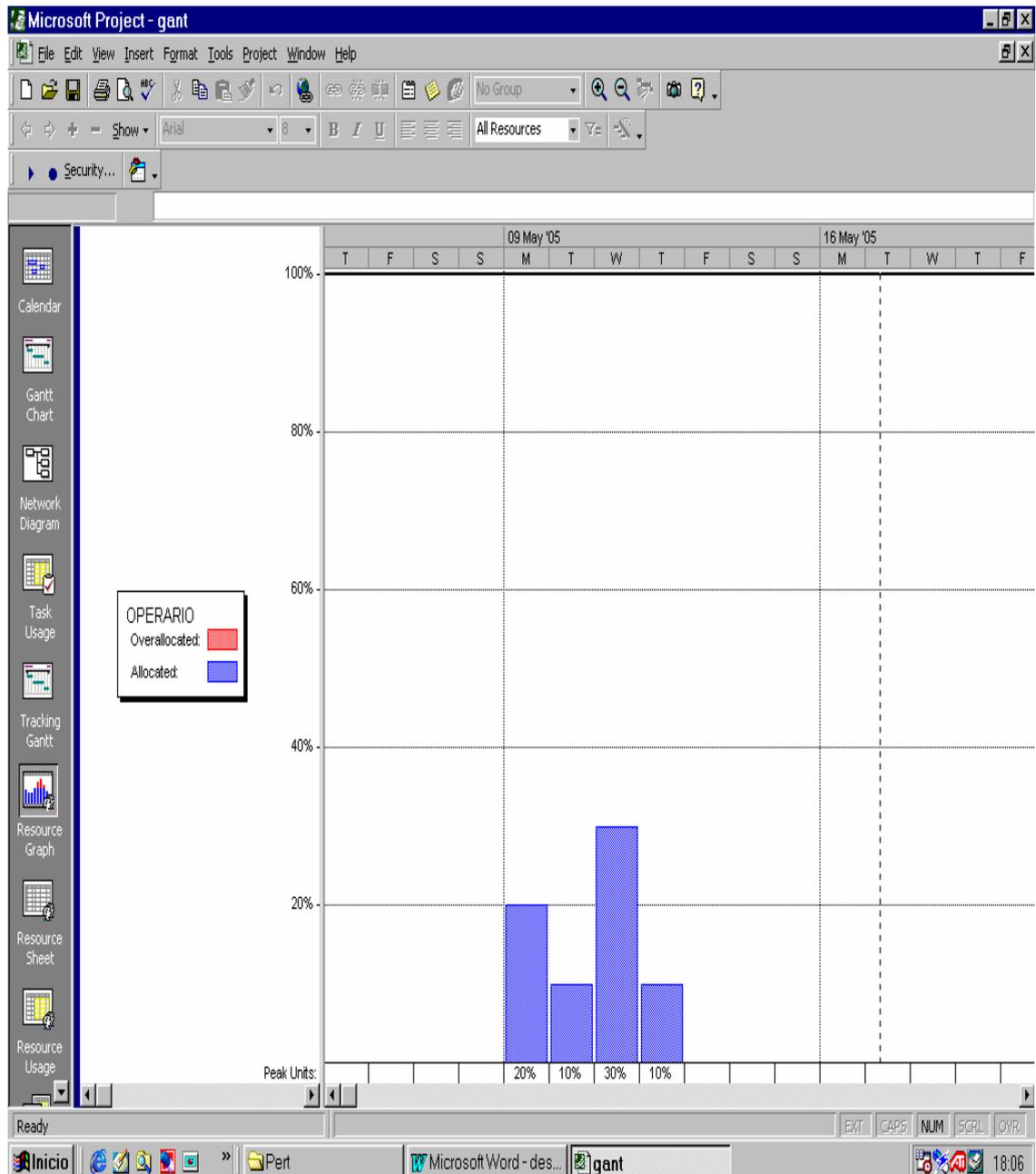


Figura 11.- Diagrama de barras de los operarios.

En *Resource sheet* lo que podemos ver son los detalles de los recursos que hemos utilizado en el proyecto. Podemos determinar el coste por hora de cada recurso, así como de las horas extras.

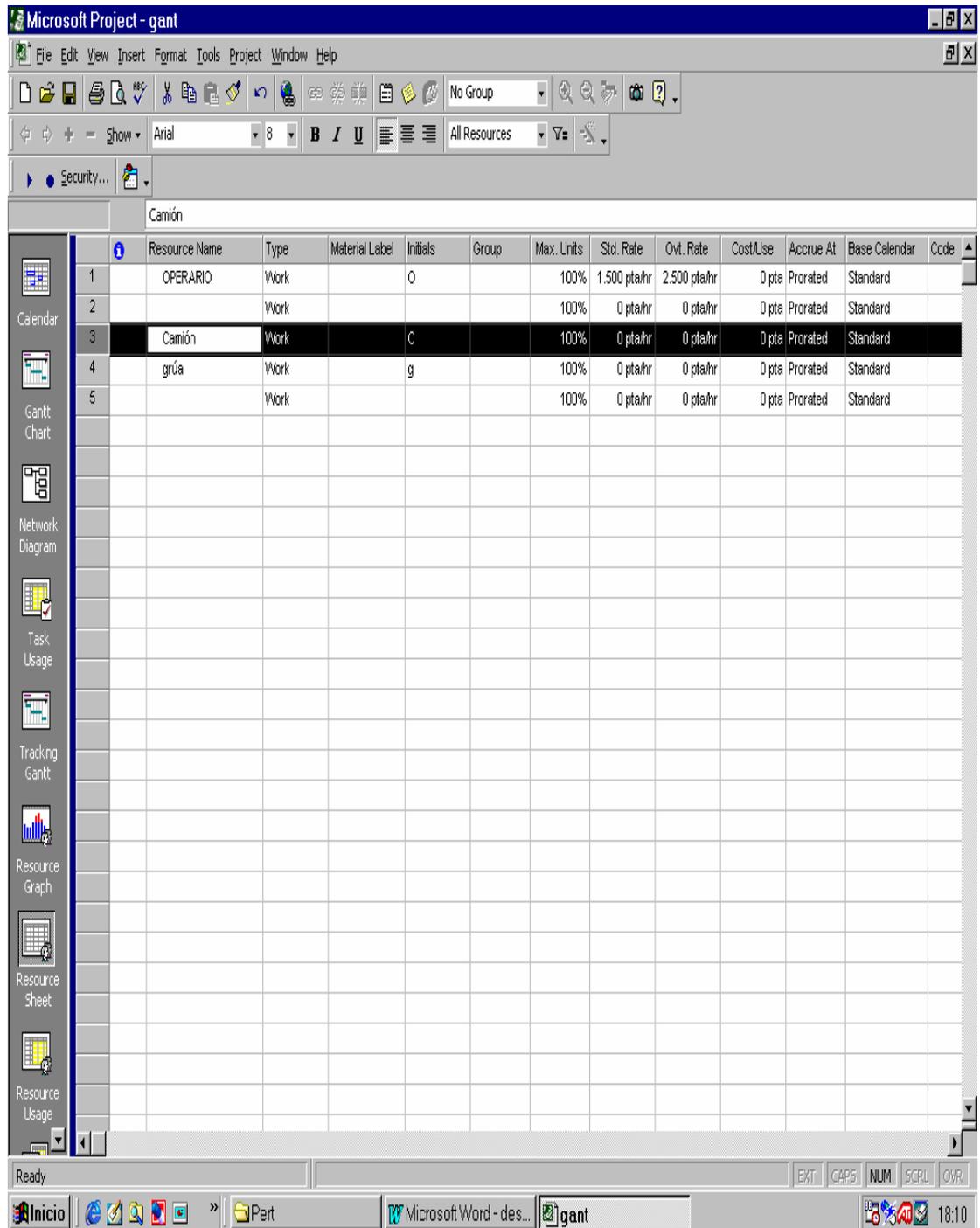


Figura 12.- Ventana *Resource Sheet*

Si hacemos doble clic sobre algunos de los recursos nos aparece una ventana de *Resource Information*. Aquí, podemos determinar el tiempo que va a estar disponible un determinado recurso, el calendario laboral, los horarios de trabajo, el coste por hora del recurso, así como detallar algún dato de interés en la parte de notas.

Si el recurso es un operario, en esta ventana cabe la posibilidad de obtener detalles sobre él como su e-mail

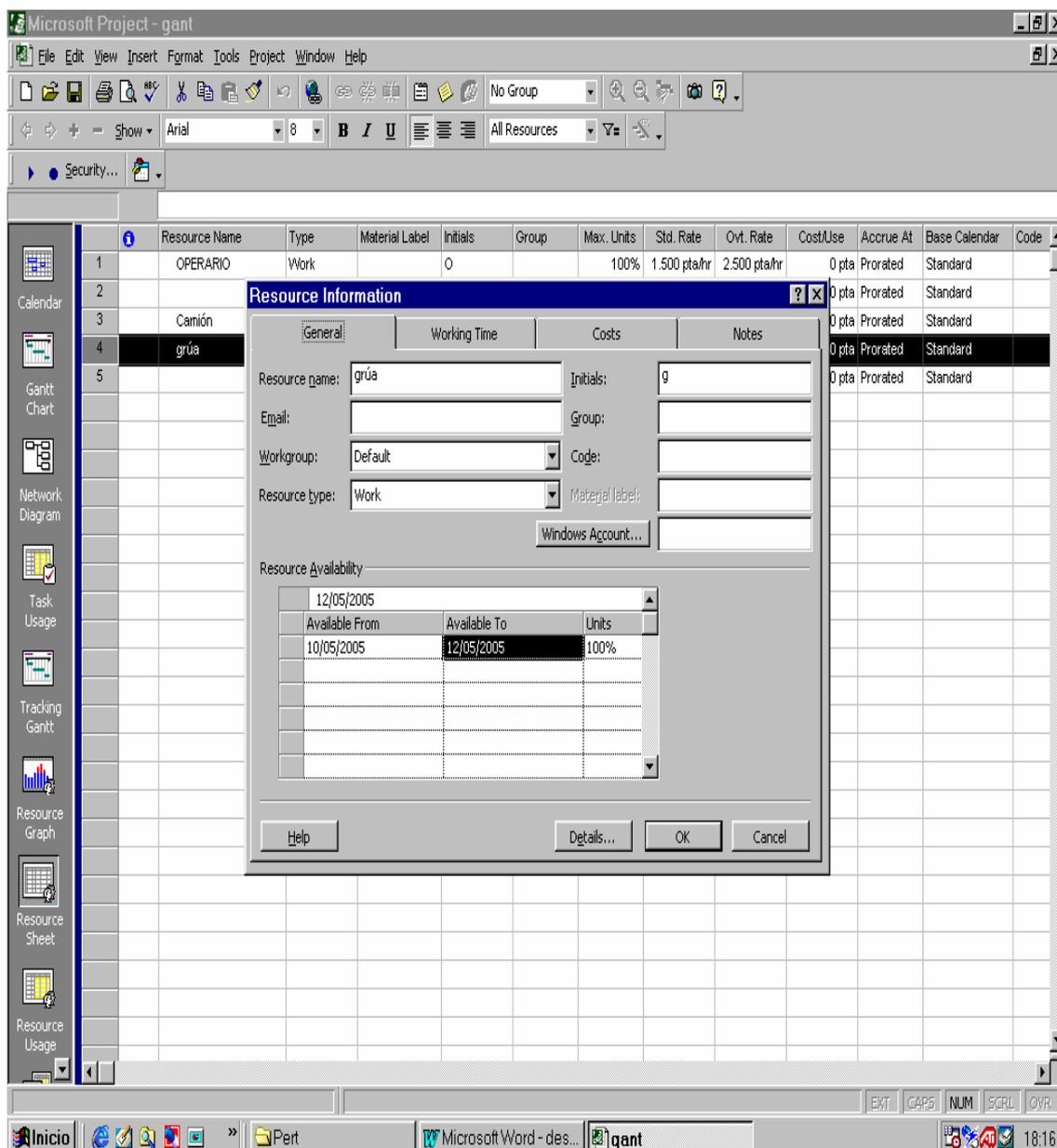


Figura 13.- Ventana de *Resource Information*

En *Resource Usage* lo que nos encontramos es una distribución de las actividades colocadas según el recurso que interviene en ellas. Esto es, está el recurso y a su lado la cantidad de horas que ha utilizado en el proyecto total y debajo de él se especifican cada una de las actividades que realiza y el tiempo que tarda en cada una de ellas.

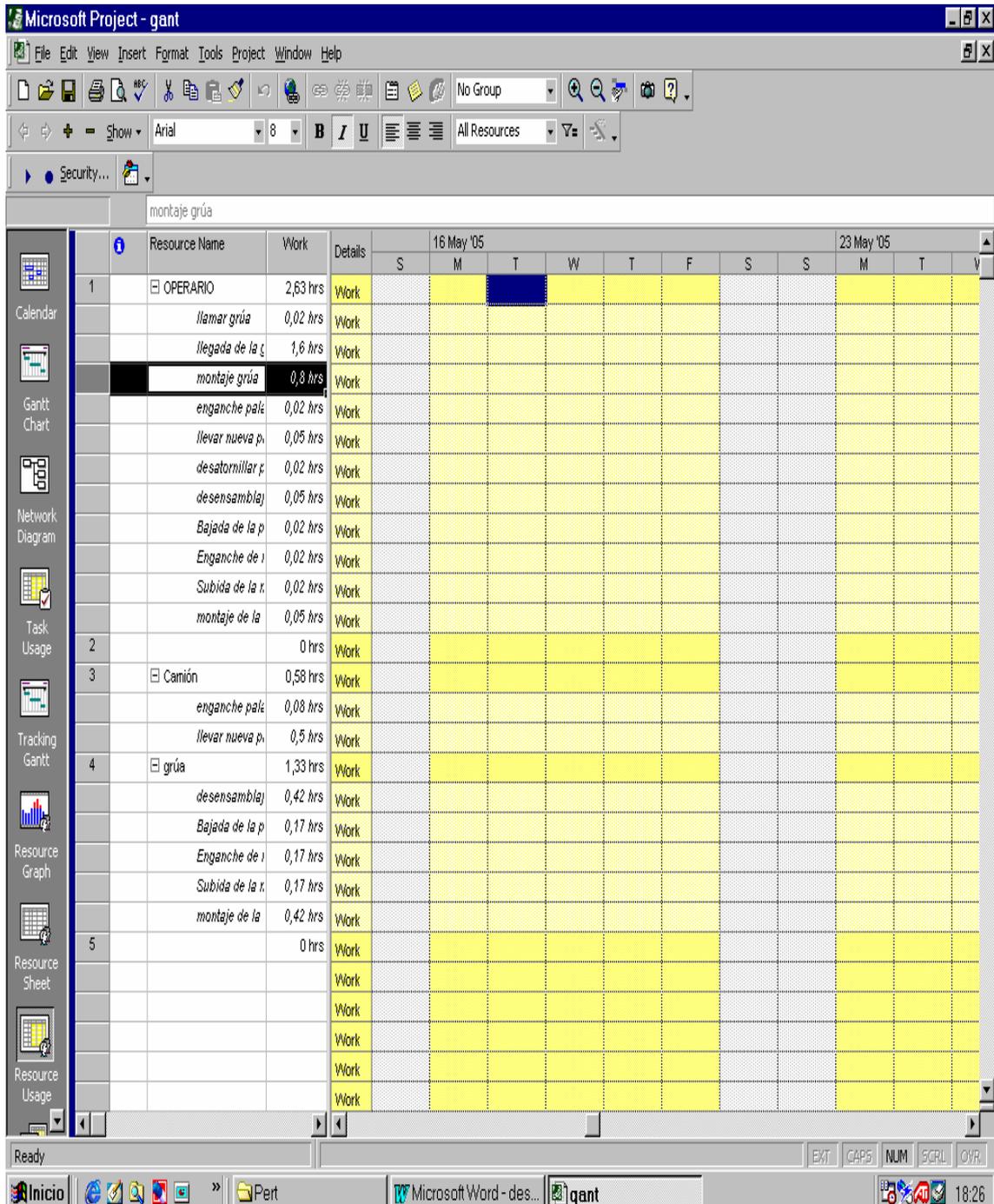


Figura 14.- Ventana *Resource Usage*

Aparte de las ventanas principales, el *Microsoft Project* ofrece otras posibilidades. Estas alternativas se recogen en la última celda de la pantalla principal, en *More Views*. Aquí existen diversas posibilidades de representación y comparación de las gráficas y de los recursos. Una de las más interesantes, o que más nos interesa para nuestro proyecto es la opción *Resource Usage*. En este apartado tenemos la oportunidad de relacionar cada una de las ventanas anteriores con el resto, por ejemplo, el diagrama de Gantt con el Pert. Nos puede mostrar todas las actividades divididas en los distintos días y nos da la posibilidad de ver el año completo, con lo que si surge algún imprevisto se puede observar cómo va a afectar a otras actividades. Esta opción es muy útil para el mantenimiento preventivo, ya que podemos ver cómo influye si alguna tarea se retrasa, ya que recordemos que el mantenimiento preventivo se realizará durante todo el año de forma periódica.

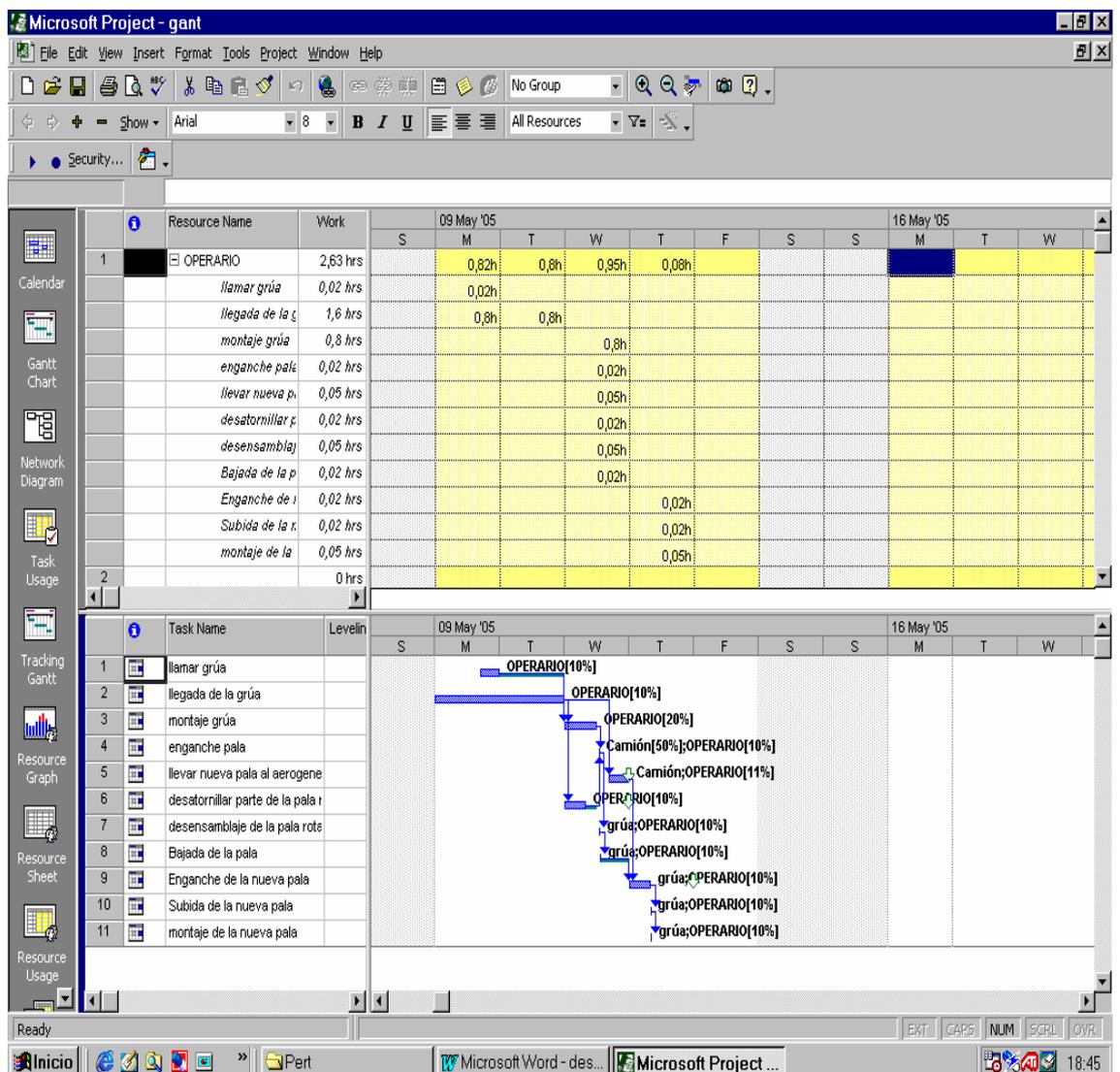


Figura 15.- Una de las opciones de *Resource Usage*

Aplicación del análisis de árboles de fallos: parque eólico de Tarifa

1. Introducción

El presente apartado tiene como objetivo la aplicación del análisis de árboles de fallos, como base para calcular una estimación de la fiabilidad esperada y disponibilidad del parque eólico de Tarifa.

Para la realización del mismo podemos utilizar tasas de fallos y parámetros de mantenimiento teóricos, ya que existe gran cantidad de documentación en el mercado o mediante las explicaciones anteriores podemos determinar las tasas de fallos y los parámetros de mantenimiento de nuestras instalaciones y por nuestra experiencia.

A la hora de llevar a cabo la elaboración del árbol de fallos incluiremos una estrategia de mantenimiento preventivo ya que si no lo hacemos obtendríamos valores de disponibilidad y no fiabilidad que no son aceptables desde el punto de vista operacional al salir valores muy bajos.

Por esta razón, se hace necesario modificar el sistema para poder aumentar estos parámetros (fiabilidad / disponibilidad) mediante una estrategia de mantenimiento preventivo.

La ejecución de las estrategias de mantenimiento preventivo de un sistema, determinadas mediante la realización del análisis de mantenimiento centrado en la fiabilidad, puede llevarse a cabo atendiendo a diferentes criterios. La estrategia que se aplicará en este caso consiste en la realización de inspecciones periódicas de los aerogeneradores con un intervalo de tiempo definido, o sea, a intervalos fijos de tiempo.

Al aplicar esta estrategia de mantenimiento se ven reducidos en gran medida los costes de mantenimiento si se realizara para cada grupo de componentes de una misma especie del aerogenerador (equipos eléctricos, limpieza de la suciedad excesiva de palas del rotor mecánico, etcétera.) ya que al realizarse este mantenimiento preventivo de forma planificada se conocen de antemano los recursos humanos y materiales que serán necesarios en cada instante.

2. Descripción del sistema técnico

El parque eólico de Los Lances está ubicado en el término municipal de Tarifa en la provincia de Cádiz. Cuenta con 100 aerogeneradores de tecnología americana modelo 56-100 de 107.5 kW de potencia unitaria que suponen una potencia nominal instalada de 10.75MW.

Aunque el parque data de 1992 la tecnología de estas máquinas esta obsoleta, debido a que los avances logrados en el campo de los aerogeneradores han evolucionado enormemente en los últimos años por la necesidad de generar mas energía limpia y aprovechar al máximo el potencial que nos brinda una energía inagotable como es el viento. Así pues, el parque esta en proyecto de ser desmantelado para cambiar los aerogeneradores que poseen por otros nuevos y para ello necesitan hacer un estudio durante dos años de viento en esa zona.

Los datos eólicos de este emplazamiento, tomados con una anterioridad de cuatro años a su construcción, permiten estimar que pueda generarse una producción eléctrica competitiva. El rango de operación del viento para permitir el funcionamiento de los aerogeneradores es [4,20] m/s.

Los aerogeneradores se encuentran distribuidos en filas de diez máquinas. Se agrupan de diez en diez o de doce en doce, conectándose mediante líneas subterráneas de baja tensión (480 V) a centros de transformación en donde se eleva la tensión a 20 kV. La energía generada se envía a una subestación del propio parque eólico y de aquí se evacua la energía a 60 kV mediante una red que se conecta a la subestación propiedad de ENDESA. El esquema de la disposición en planta puede apreciarse en las siguientes figuras:

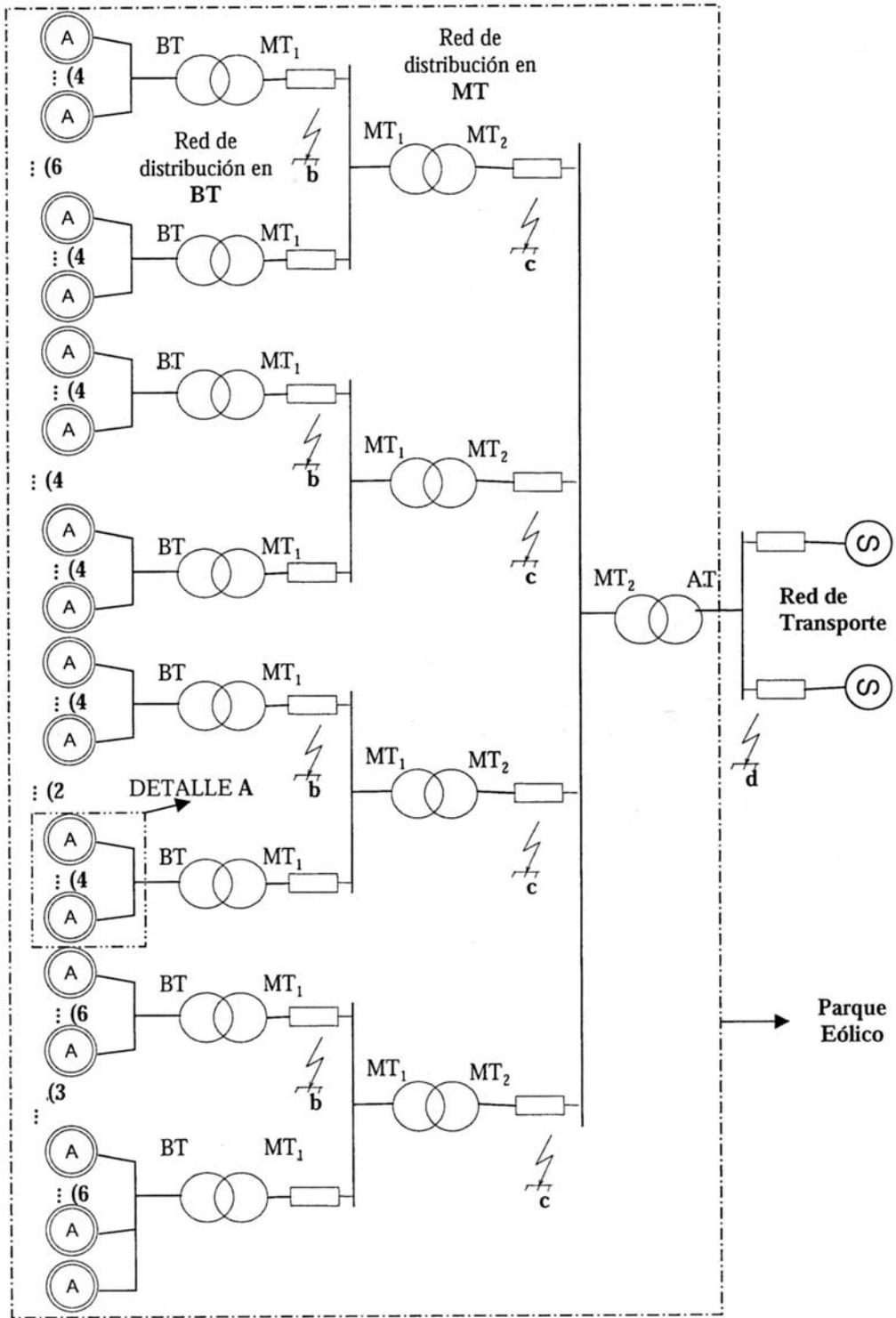


Figura 1. Lay-Out Parque Eólico de Tarifa

DETALLE A de los aerogeneradores

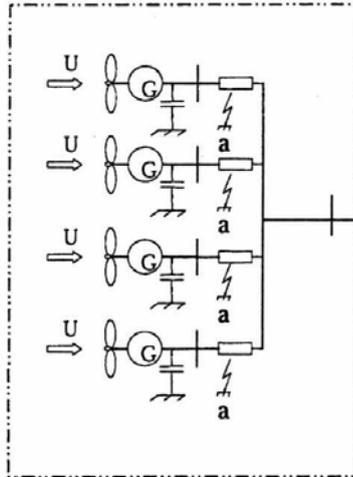


Figura 2.- Detalle A de las agrupaciones de aerogeneradores

Las características de los aerogeneradores son:

Fabricante	Abengoa,W.P.
Modelo	56-100
Potencia Nominal (kW)	100
Número de palas	3
Diámetro del rotor mecánico (m)	18
Torre	Celosía
Rango de operación (m/s)	(4-20)
Tipo	Paso Variable
Multiplicador	3 etapas, ejes paralelos
Generador	Inducción

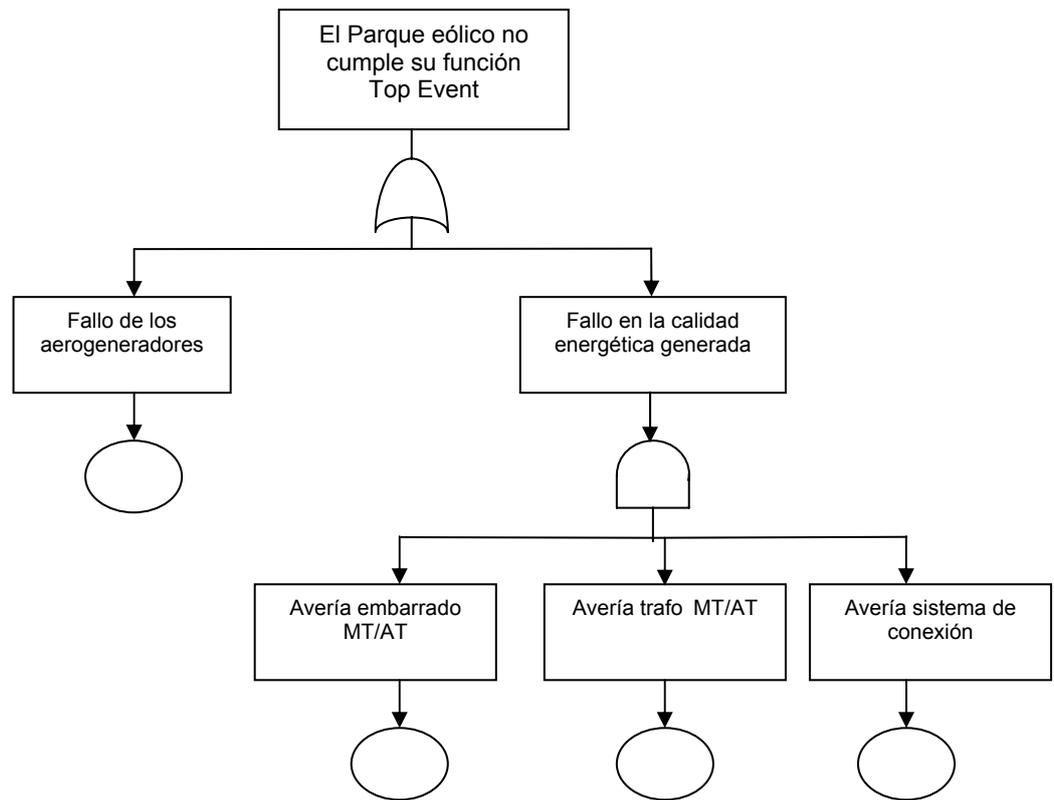


Figura 3.- Árbol de fallos para el parque eólico de tarifa

▪ **CASO II:** Árbol de fallos para el subsistema aerogenerador

PARTE I:

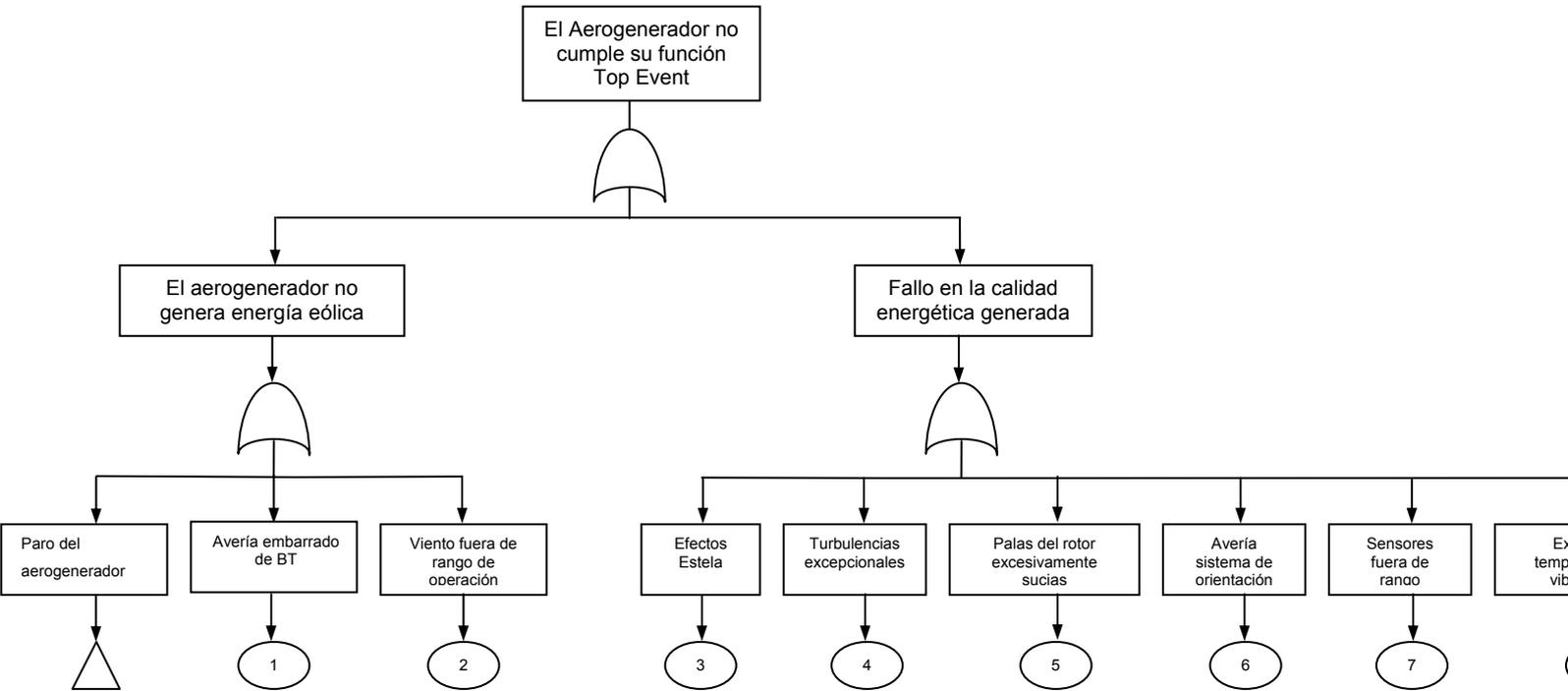


Figura 4. Árbol de fallos para el subsistema aerogenerador (Parte I)

PARTE II:

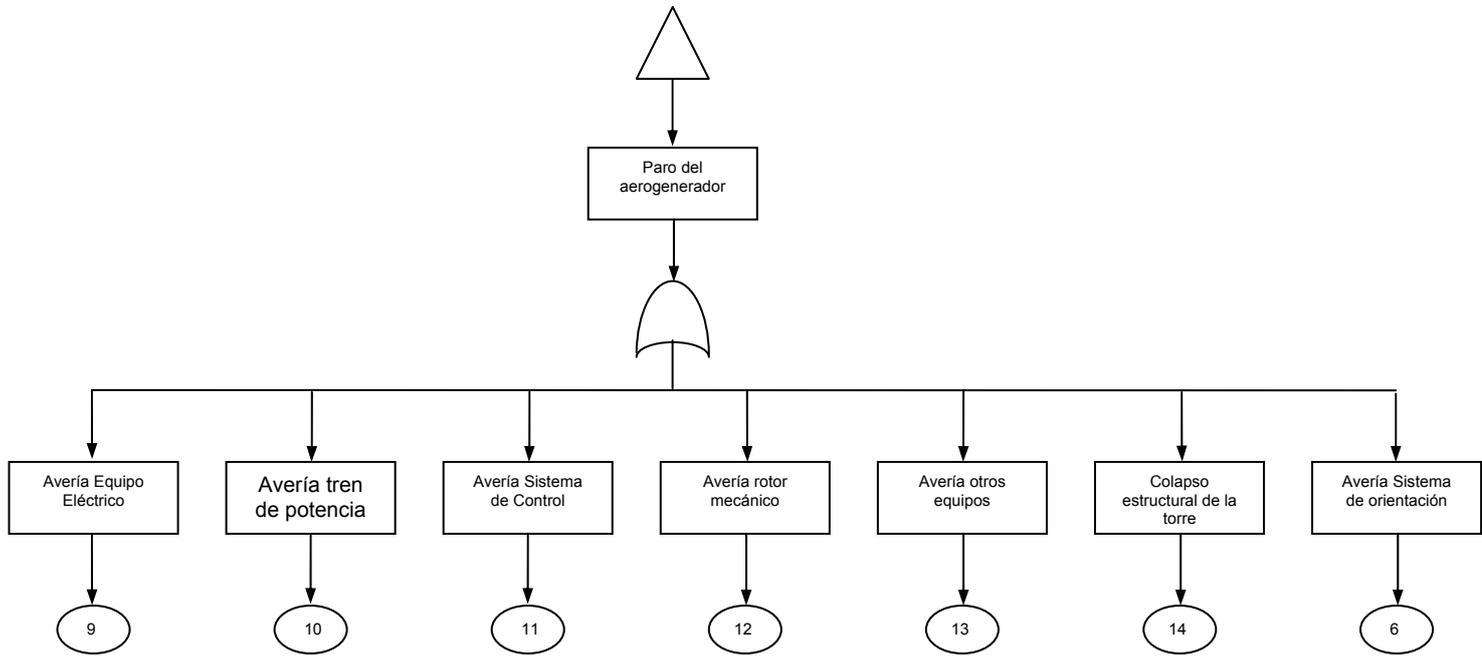


Figura 5. Árbol de fallos para el subsistema aerogenerador (Parte II)

3. Análisis de los árboles de fallos con el software Relex

El análisis de árbol de fallos es un método deductivo que permite obtener información cualitativa y cuantitativa de un sistema bajo estudio. Este análisis se realiza sobre el denominado árbol de fallos.

3.1 Árbol de fallos del sistema parque eólico Los Lances con estrategia de mantenimiento

Los pasos para la realización y aplicación del método de análisis del árbol de fallos para calcular una estimación de la fiabilidad esperada y la disponibilidad del parque eólico por medio del programa  son:

3.1.1 Pantallas iniciales

Para empezar a trabajar con el programa hay que seleccionar en el menú principal **File>New>Project** para acceder a la pantalla general:

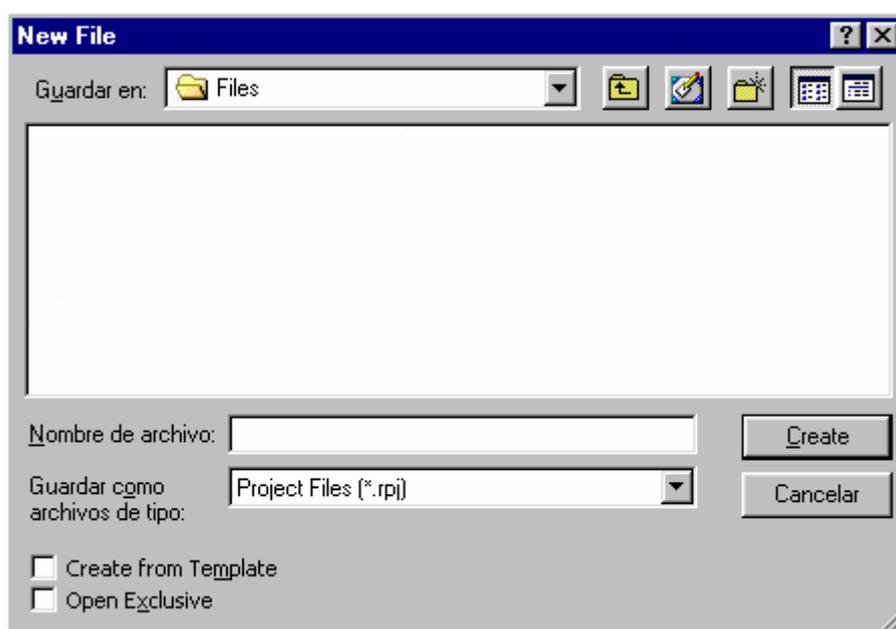


Figura 6. Pantalla principal para creación de un nuevo proyecto

Se introduce la siguiente información:

- ✓ Nombre del archivo: PE Tarifa con mant.RPJ.

pulsando a continuación **<Create>** para acceder a las siguientes etiquetas:

- **Project Options** (Opciones del proyecto)

Para realizar un análisis de árboles de fallos se marca la casilla **Fault Tree** (árbol de fallos).

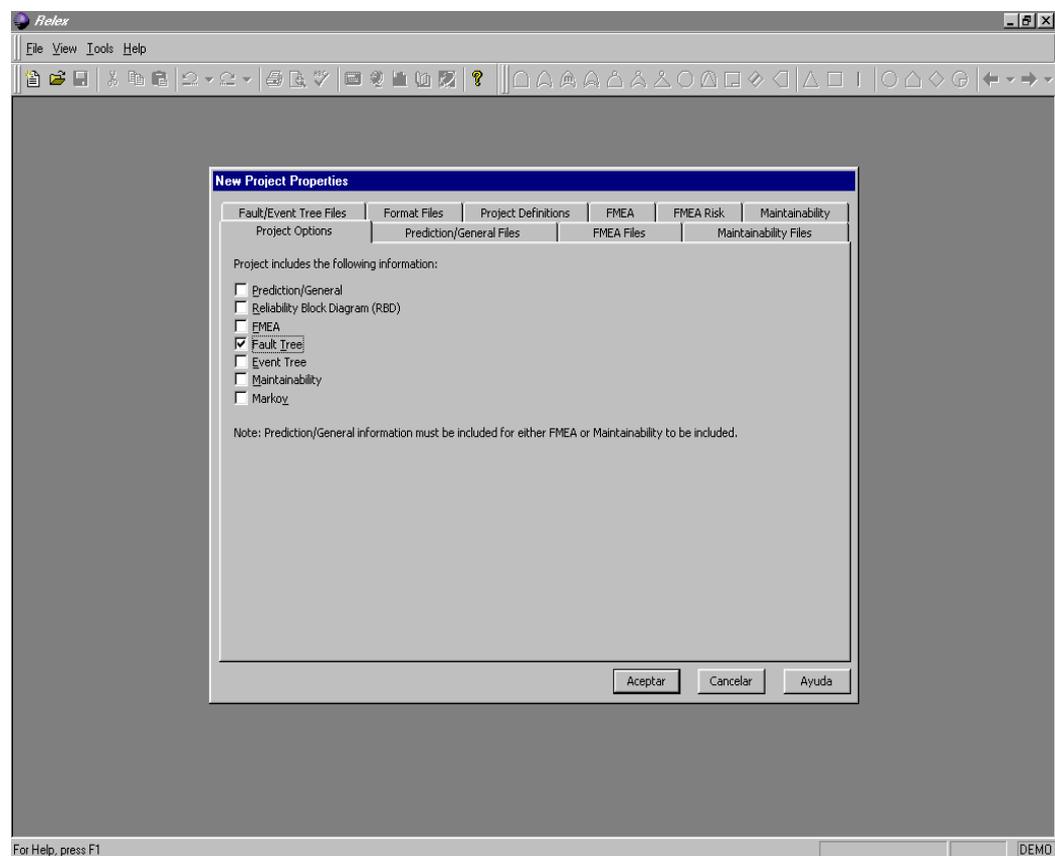


Figura 7. Pantalla para la elección del tipo de análisis

- **Format Files** (Formato de los ficheros)

Los diferentes formatos de las ventanas de entrada y de los informes de resultados del análisis de árbol de fallos se pueden seleccionar con el botón **<Browse>**. No se escogerá ningún informe específico de salida de resultados porque se realizan archivos personalizados para cada caso en estudio.

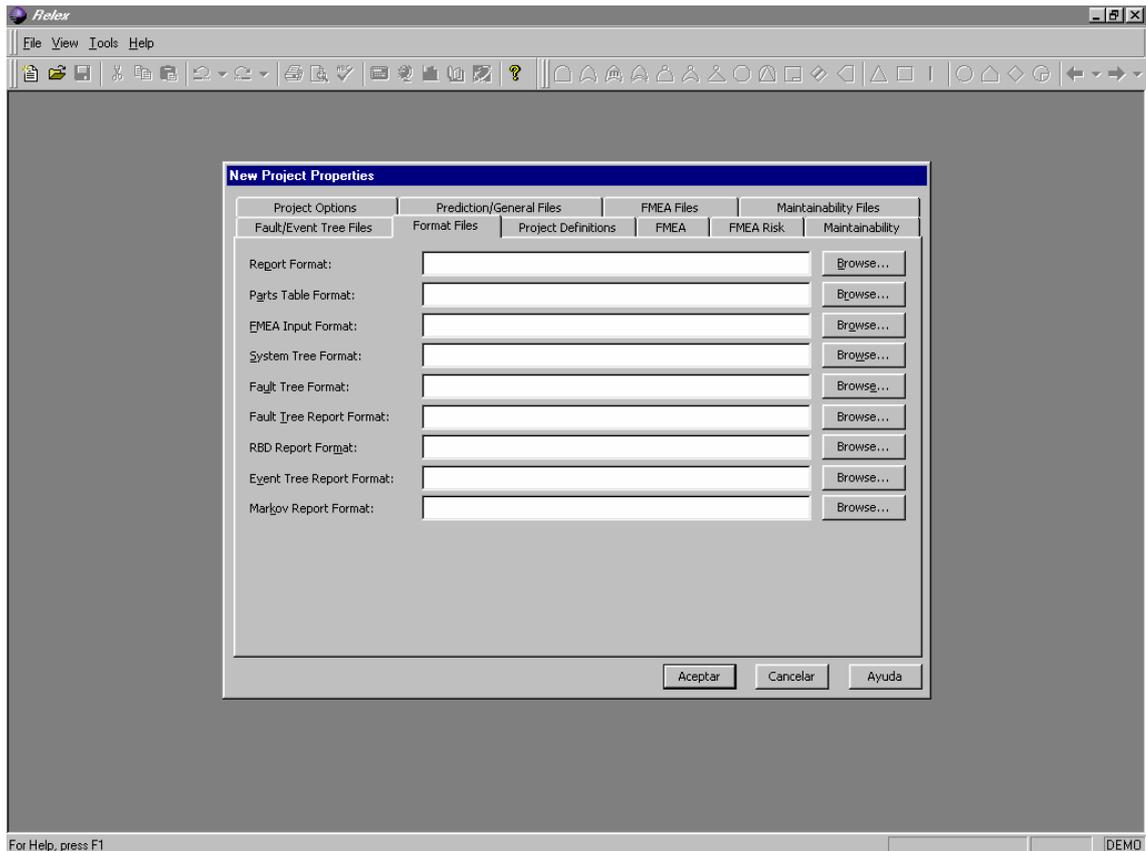


Figura 8. Pantalla para la personalización de ficheros

- **Project Definitions** (Definición del proyecto)

Esta etiqueta contiene toda la información específica y global que se aplicará en el proyecto. Se completan los siguientes campos:

- **Failure Rate Multiplier** (Multiplicador de la tasa de fallo): hay que especificar las unidades para el cálculo de la proporción de fallo

Para el proyecto que nos ocupa, los parques eólicos y sus aerogeneradores, el valor del campo *Failure Rate Multiplier* tiene que ser 1, al estar las unidades de las tasas de fallos a introducir en h^{-1} y el programa tener definido este campo en horas.

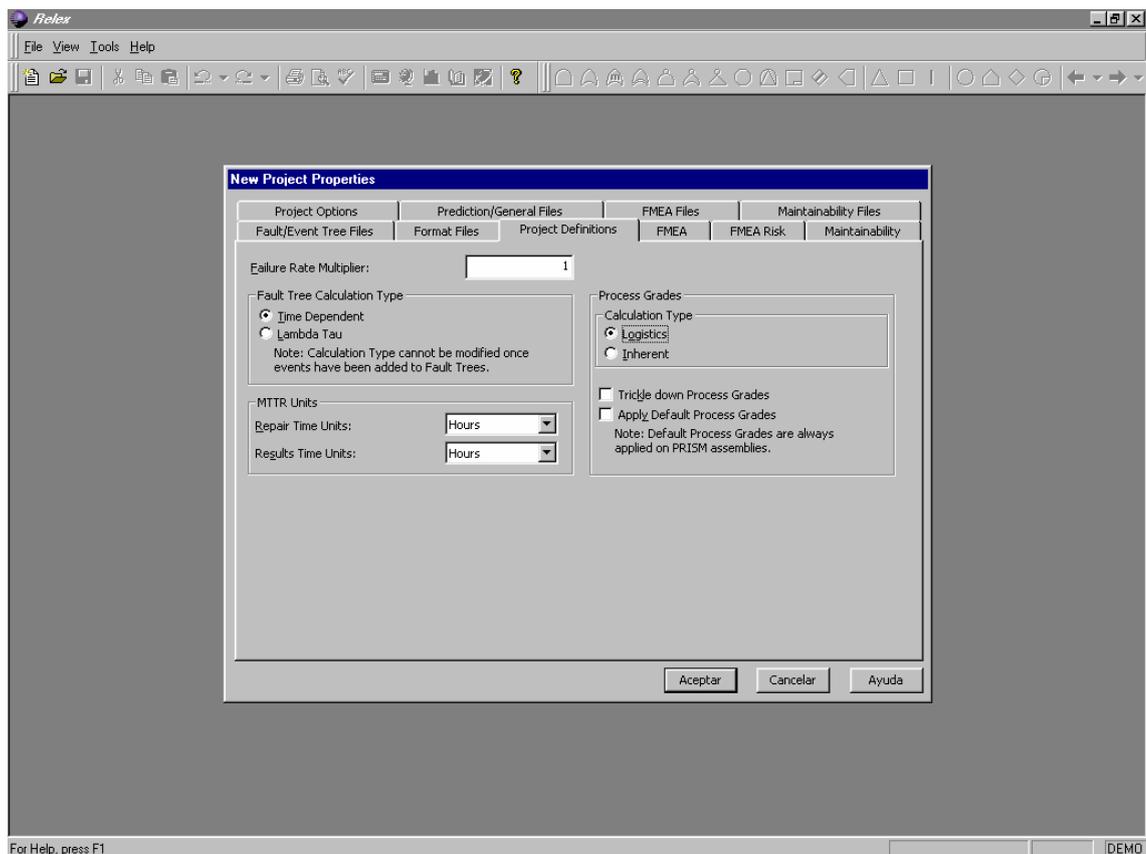


Figura 9. Pantalla para la definición del proyecto

- **Fault Tree Calculation Type** (Tipo de cálculo para el árbol de fallos): este campo se utiliza solamente en el cálculo de los árboles de fallos. Se usan cálculos de tiempos dependientes (**Time Dependent**) para obtener resultados en diferentes tiempos.

- **MTTR Units** (unidades de la media de tiempo de reparación): se eligen las unidades más convenientes. Por lo general horas.
- **Calculation Type** (Tipo de cálculos): se selecciona el tipo de cálculo logístico (**logistics**), el que por defecto proporciona el programa. Este campo no afecta a nuestro método de análisis.

Después de haber seleccionado las características iniciales del proyecto, se pulsa **<Aceptar>** y aparece la pantalla de trabajo:

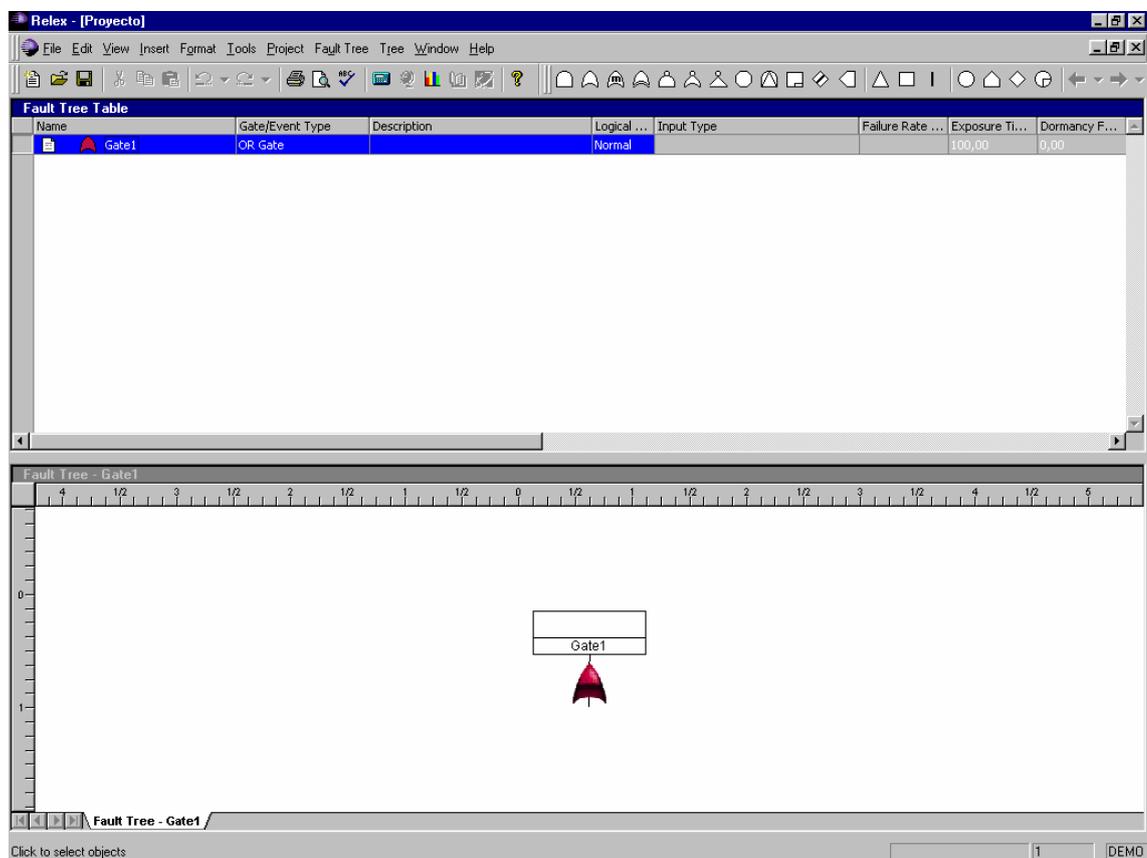


Figura 10. Pantalla principal para realizar el análisis

3.1.2 Construcción del árbol de fallos

En la parte superior de la pantalla principal del programa (figura 10) se introducen las distintas puertas lógicas (**Insert>Gate>Type**) y sucesos básicos

(*Insert>Event>Type*) de forma que se vaya dibujando el árbol de fallos representado en la figura 3. Se comienza a realizar desde el suceso top y se irán completando las distintas ramas del árbol. Según se van insertando las puertas y sucesos en la pantalla superior, el programa va dibujando automáticamente el árbol de fallos en la parte inferior.

El resultado de este paso es el siguiente:

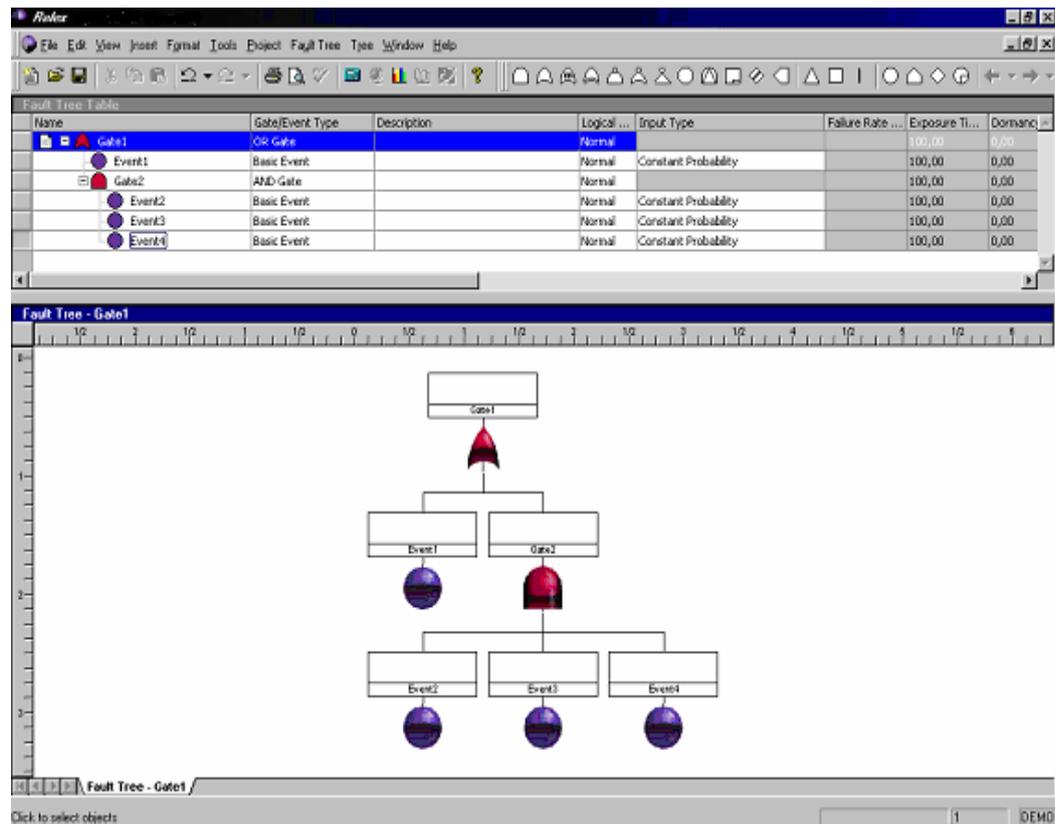


Figura 11. Pantalla principal con la representación del árbol de fallos

3.1.3 Personalización del árbol de fallos

Una vez realizado el árbol de fallos se procede a elegir el formato de las puertas y sucesos. Para ello, se accede a través del menú principal en *Format>Gates/Event Types*. La elección es: fuente arial, tamaño 8 y con justificación centrada, tanto para las puertas lógicas como para los sucesos.

Se coloca una etiqueta indicando la representación de dicho árbol (árbol de fallos para el parque eólico con estrategia de mantenimiento) a través del menú

principal **Insert>Label**. La elección es: fuente arial, tamaño 11 en bastardilla y justificación centrada. El color de la fuente violeta.

3.1.4 Introducción de datos para el análisis del árbol de fallos

La información cualitativa más importante en un análisis de árboles de fallos está constituida por la identificación de aquellos conjuntos mínimos de fallos que conducen a la aparición del fallo no deseado. La información cuantitativa más relevante es la no fiabilidad y la disponibilidad del sistema.

Para la evaluación cuantitativa de este árbol de fallos se utilizan los valores reflejados en la tabla siguiente:

Suceso	Suceso Básico	Prob. de fallo (%)	Tasa de fallos (h ⁻¹)
1	Fallo de los aerogeneradores (100 uds.)		
2	Avería embarrado MT/AT (x líneas)		
3	Avería en el trafo de MT/AT		
4	Avería en el sistema de conexión		

Tabla 1. Tasas de fallos para la evaluación del árbol de fallos para el P.E de Tarifa.

Las tasas de fallos son básicamente un número anticipado en tiempo donde se va a producir el fallo del sistema en estudio.

Las tasas de fallos (tabla 1) son básicamente un número anticipado en tiempo donde se va a producir el fallo del sistema en estudio.

Con los parámetros de mantenimiento de la tabla 2 se realiza el estudio del árbol de fallos, considerando el valor del intervalo óptimo de inspección θ_{opt} (h) para la estrategia de mantenimiento.

Nº suceso	Suceso Básico	θ_{opt} (h)
1	Fallo de los aerogeneradores (uds.)	-
2	Avería embarrado MT/AT (líneas)	
3	Avería en el trafo de MT/AT	
4	Avería en el sistema de conexión (conex.)	

Tabla 2. Parámetros de mantenimiento para cada componente técnico del sistema parque eólico de Tarifa

El procedimiento para la introducción de los datos en la pantalla superior (figura 11) para una puerta lógica y para un suceso básico, extendiéndose de forma análoga para los demás es:

- ✓ Puerta lógica Gate:

Name	Gate/Event...	Description	Logic...	Input Type	Input Value
Gate 1	OR Gate		Normal		
Event1	Basic Event		Normal	Constant...	0,000000

Figura 12. Pantalla de datos de entrada para una puerta lógica

Se completan los campos siguientes:

- **Name** (Nombre): se introduce el nombre de la puerta que aparecerá en el árbol de fallos. Por ejemplo, Top Event.

- **Gate/Event Type** (Tipo de puerta o suceso): el programa nombra el tipo de puerta - OR Gate -.
- **Description** (Descripción): se introduce una pequeña descripción de lo que representa la puerta lógica. Por ejemplo, el parque eólico no cumple su función.
- **Logical Condition** (Condición lógica): se asigna la condición lógica a cada puerta. Se escoge la condición *normal* al operar la puerta lógica normalmente.

✓ Suceso Básico Event:

Name	Gate/Event...	Description	Logic...	Input Type	Input Value
Gate 1	OR Gate		Normal		
Event1	Basic Event		Normal	Constant...	0,000000

Figura 13. Pantalla de datos de entrada para un suceso básico

- **Name** (Nombre): se introduce el nombre del suceso básico que aparecerá en el árbol de fallos. Por ejemplo, Avería embarrado MT/AT.
- **Gate/Event Type** (Tipo de puerta o suceso): el programa nombra el tipo de suceso - Basic Event -.
- **Description** (Descripción): pequeña descripción de lo que representa el suceso. Por ejemplo, se ha producido una avería en el embarrado de MT/AT.
- **Logical Condition** (Condición lógica): se asigna la condición lógica a cada suceso básico. Se escoge la condición *normal* al operar normalmente.
- **Input Type** (Tipo de dato de entrada): se escoge el tipo de dato de entrada. Para este suceso será *Failure with Periodic Inspection* al ser el dato de introducción $\theta_{opt}(h)$.
- **Input Value** (Entrada del valor): se introduce el valor de entrada. Estos valores son los representados en tabla 1.

- **Input Value 2** (Segundo valor): corresponde al valor del intervalo óptimo de inspección θ_{opt} (h) de la tabla 2.
- **Units** (Unidades): horas.

Después de completar todos los campos, tanto para todas las puertas lógicas como para los sucesos básicos, se obtiene la siguiente representación:

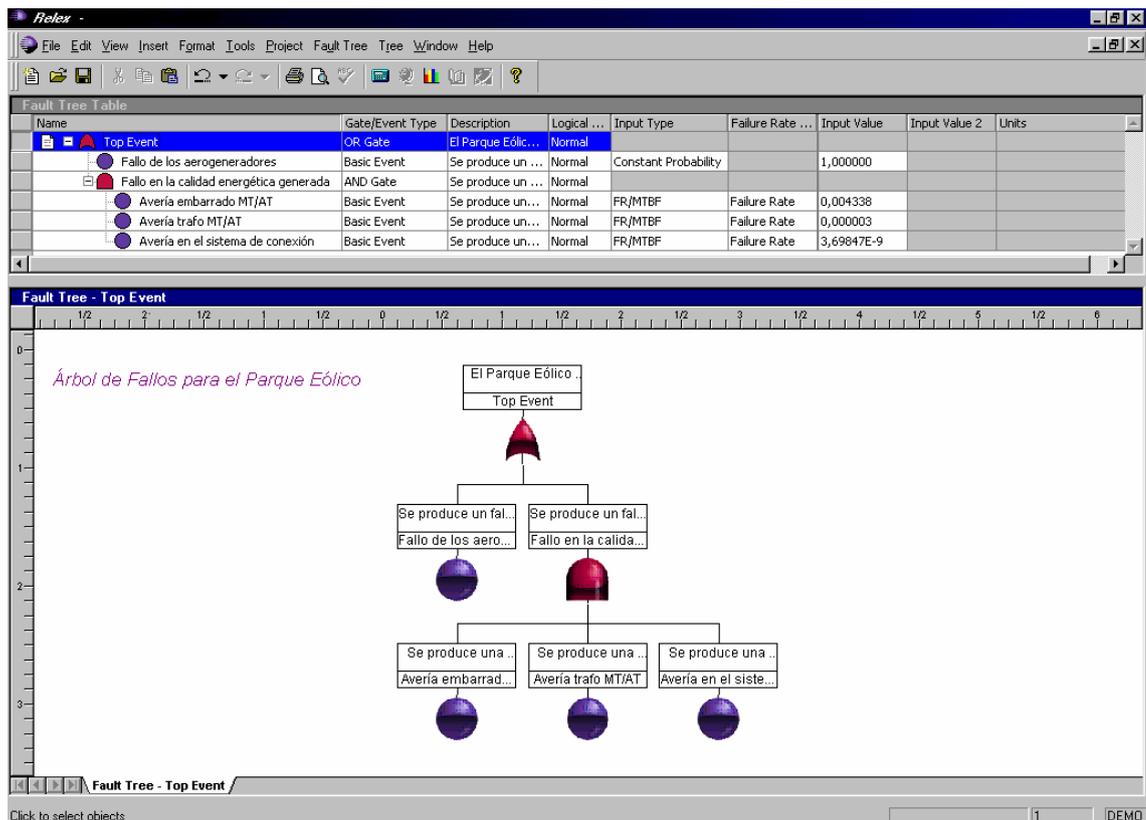


Figura 14. Pantalla principal con la representación del árbol de fallos y la introducción de todos los datos

3.1.5 Cálculo del árbol de fallos

Antes de realizar el cálculo del árbol de fallos (grupos de corte, no fiabilidad y disponibilidad) hay que considerar el color en el que se representarán los grupos de corte cuando se realice el análisis cualitativo: se eligen diferentes colores para los

grupos de corte coherentes (cuando no aparecen negaciones de sucesos básicos) y los no coherentes (cuando aparecen sucesos básicos y sus negaciones). Para ello, se accede a través del menú principal **Tools>Options>Fault Tree** y se escoge el color azul para la representación de los grupos de corte coherentes (**Cut Set Highlight – Coherent Paths**) y el rojo para los grupos de corte no coherentes (**Cut Set Highlight – Non-Coherent Paths**).

Para realizar el análisis se procede a través del menú principal en **Project>Calculate**. Aparece la pantalla **Calculate** y se completan en la pestaña **Fault Tree** los siguientes campos:

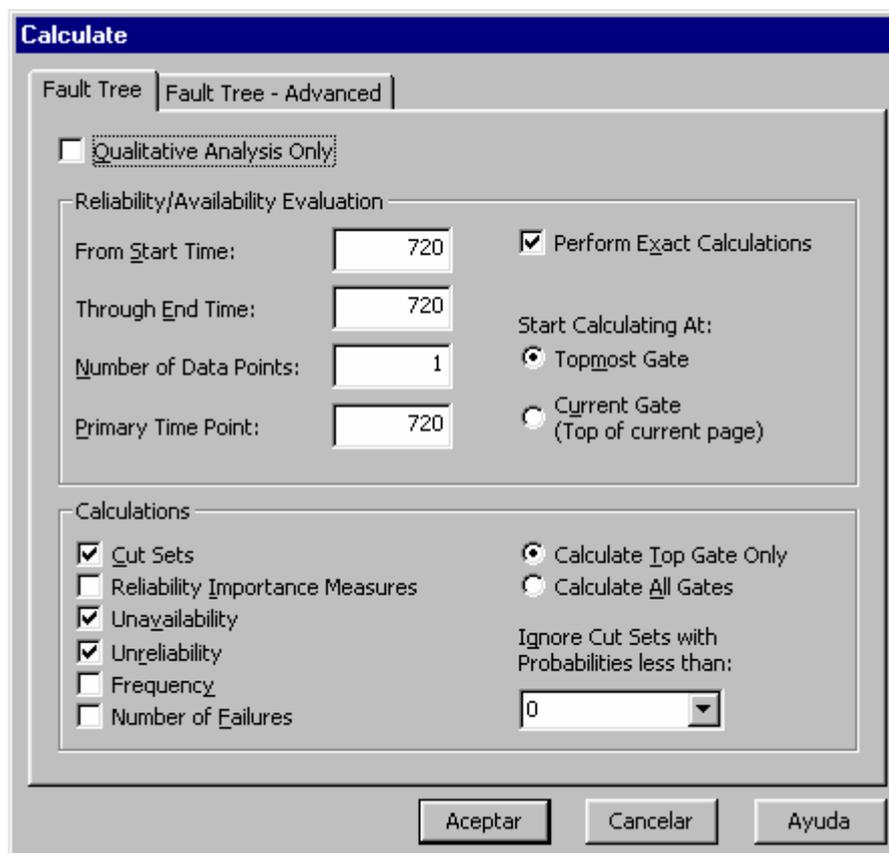


Figura 15. Pantalla para el cálculo del proyecto

- ✓ **Reliability/Availability Only**

- **From Start Time** (Tiempo de salida): valor de salida para los cálculos.
 - **Through End Time** (Tiempo final): punto final en horas.
 - **Number of Data Point** (Número de puntos con datos): número de datos entre el punto de salida y el final.
 - **Primary Time Point** (Punto de tiempo primario): resultado que aparecerá en el árbol de fallos.
 - **Start Calculating At** (Comienzo del cálculo): se escoge la opción **Topmost Gate** (puerta más alta). Esta opción hace que se empiece el cálculo del árbol de fallos por la puerta más alta, o sea, por la puerta Top Event.
 - **Perform Exact Calculations** (Realización del cálculo exacto): se activa este campo para obtener el resultado exacto.
- ✓ **Calculations** (Cálculos): se realizan los siguientes cálculos para obtener la información más importante tanto del análisis cualitativo como del análisis cuantitativo:
- **Cut Sets**: los grupos de corte.
 - **Unavailability**: No disponibilidad.
 - **Unreliability**: No fiabilidad.
 - **Calculate Top Gate Only**: cálculo de la puerta Top.

En la pestaña **Fault Tree Advanced** se marca:

- ✓ **Calculation Method** (Método de cálculo): al elegir en la pestaña **Fault Tree** la realización del método exacto, el programa por defecto elige el método exacto **Exact**.

El estudio del proyecto se realiza con un tiempo representativo de 720 horas (figura 15) que corresponde a un mes de funcionamiento del parque eólico, a

excepción del estudio de la no fiabilidad y disponibilidad que se tomarán diferentes tiempos.

Una vez completados todos los campos se pulsa **<Aceptar>** para ejecutar el programa, apareciendo una pantalla que da la no fiabilidad y la no disponibilidad de la puerta lógica calculada.

3.1.6 Valoración de los resultados

Al ser el Relex un programa general para la aplicación de métodos de fiabilidad, se han personalizado archivos para los parques eólicos que se estudian en este proyecto. Los archivos para el parque eólico son los siguientes:

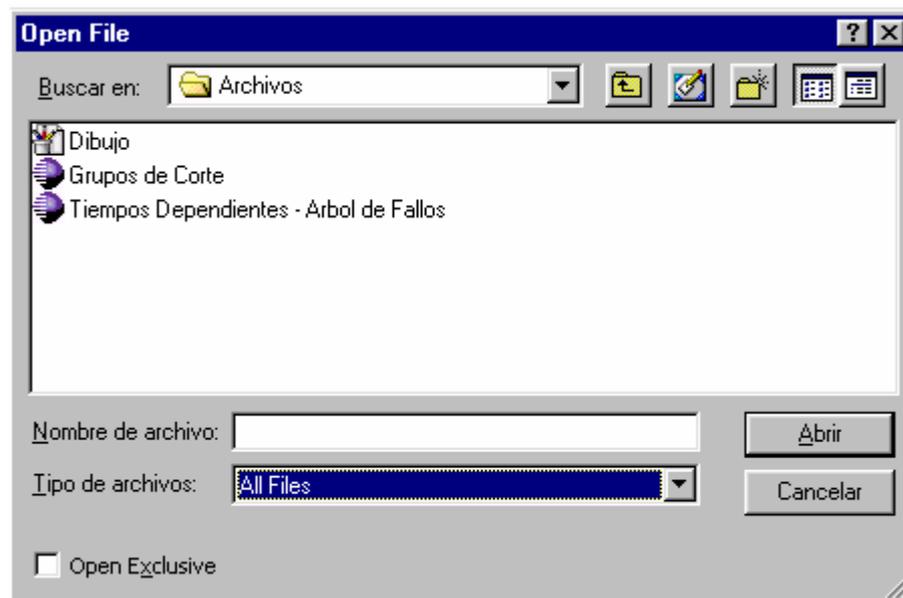


Figura 16. Pantalla con los archivos personalizados para el parque eólico de Tarifa

Cada uno de estos archivos se personalizan para recoger tanto los datos que se introducen como base para el estudio del proyecto, como los resultados proporcionados por el programa.

Los resultados al ejecutar el programa Relex son los siguientes:

3.1.7 Introducción de datos – árbol de fallos

Para poder imprimir los informes, con todos los datos introducidos en el programa y el árbol de fallos correspondiente, se accede a través del menú principal a **File>Print**

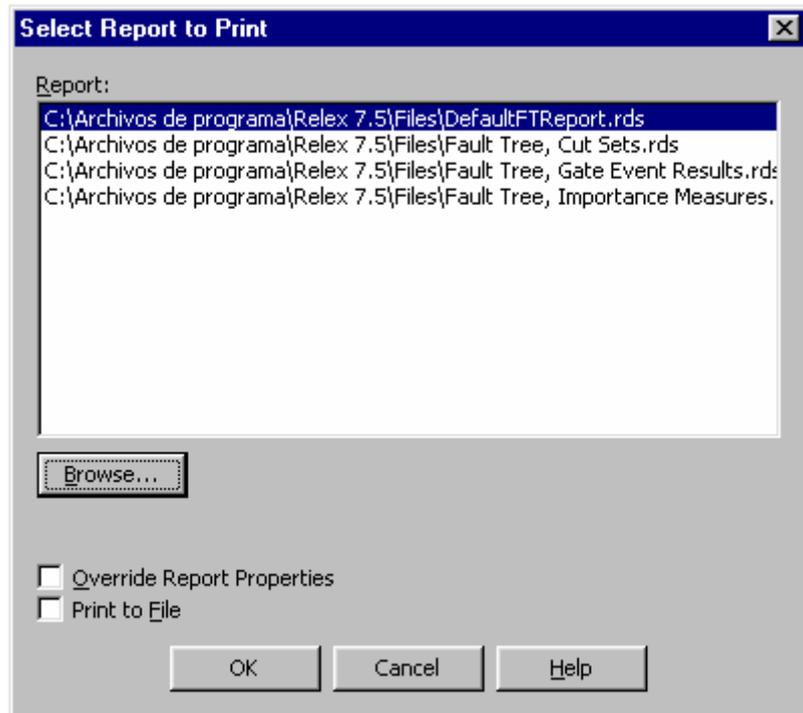


Figura 17. Pantalla para la búsqueda de archivos personalizados

A través del **<Browse>** se busca la carpeta *Archivos de Tarifa* y se escoge el archivo *Tiempos Dependientes – Árbol de Fallos Tarifa.rds* (figura 16) obteniendo los siguientes resultados:

Grupos de corte

La mejor manera de comprender como falla un sistema, o sea, como se representa el suceso Top no deseado, es encontrar aquellas combinaciones mínimas de sucesos básicos que son suficientes para ello. Estas combinaciones son las componentes de una de las representaciones posibles de la función de estructura (función booleana de n variables indicadoras binarias del suceso Top). Esta función contiene cualitativa y cuantitativamente toda la información que encierra el árbol de fallos acerca del suceso Top no deseado. Las funciones de estructura son de dos tipos:

- ✓ No coherentes: cuando aparecen sucesos básicos y sus negaciones (en el programa Relex se representan en color rojo).
- ✓ Coherentes: cuando no aparecen negaciones de sucesos básicos (en el programa Relex se representan en color azul).

Estas funciones booleanas tienen múltiples representaciones. Desde el punto de vista cualitativo, aquellas combinaciones suficientes para que ocurra el suceso Top son de evidente interés. Estas combinaciones están presentes en una de las expresiones de la función que se denomina Forma Disyuntiva Normal (FDN). En el caso de funciones *No Coherentes* se denominan *Primeros Implicantes (PI's)*, si son *Coherentes* se denominan *Grupos de Corte Mínimo (GCM)*.

El Relex ofrece la posibilidad de ver los grupos de corte mínimos en una pantalla accediendo a través del menú principal a **View>Cut Sets...**

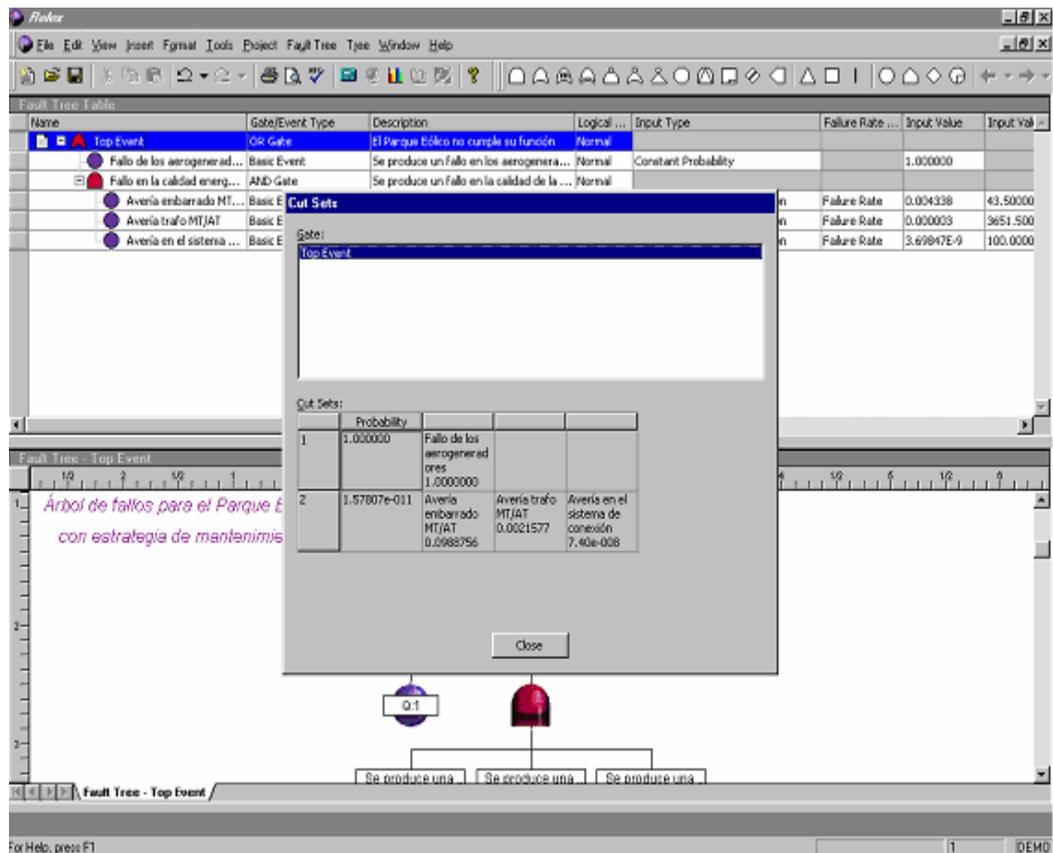


Figura 18. Pantalla de representación de los grupos de corte para el parque eólico de Tarifa con estrategia de mantenimiento

Los grupos de corte mínimos en pantalla a través del menú principal **Tools>Highlight Cut Sets** y accediendo a través del archivo personalizado *Grupos de Corte Tarifa.rds*, para un tiempo de 720 horas, se presentan a continuación:

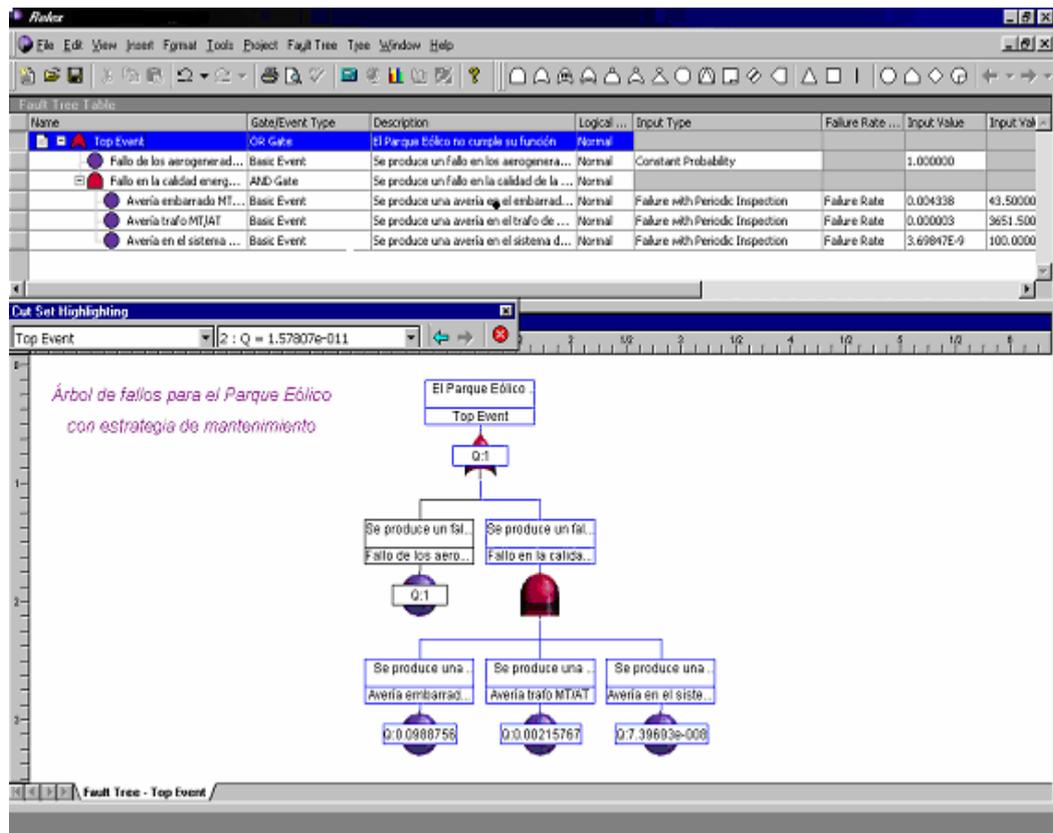


Figura 19. Pantalla representativa de los grupos de corte mínimos para el parque eólico de Tarifa con estrategia de mantenimiento.

No fiabilidad y disponibilidad

Los valores de los tiempos para los que se obtienen los resultados de no fiabilidad y la disponibilidad se han escogido de la siguiente manera:

- ✓ Valores al azar: 2 horas y 100 horas.
- ✓ Valores más comunes de revisión en las estrategias de mantenimiento preventivo:

120 horas = 5días; 168 horas = 7días;

720 horas = 30 días = 1 mes; 2160 horas = 90 días = 3 meses;

4320 horas = 180 días = 6 meses; 8760 horas = 365 días = 1 año.

Ejecutando el programa para cada tiempo de misión se obtiene a través del archivo *Tiempos Dependientes - Árbol de Fallos Tarifa.rds* los siguientes resultados:

Los resultados de no fiabilidad y disponibilidad para diferentes valores de tiempo se obtienen ejecutando el programa para cada tiempo de misión y visualizando los resultados en la pantalla que ofrece el programa:

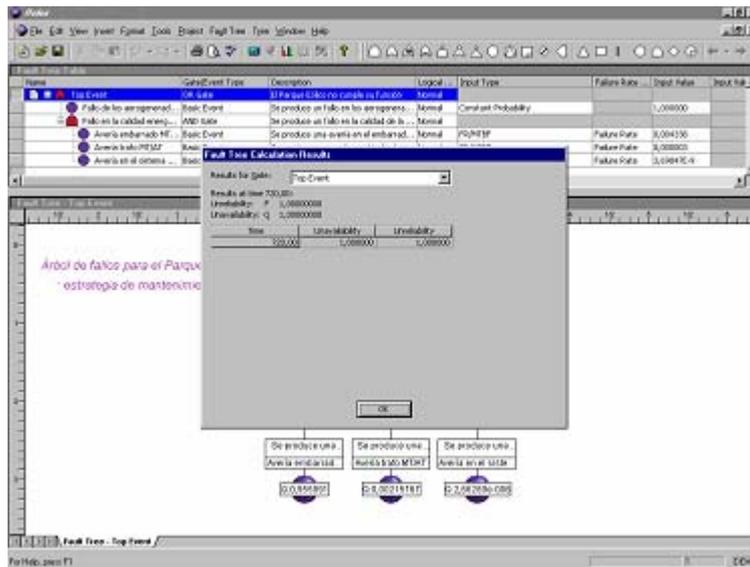


Figura 20. Pantalla de resultados de no fiabilidad y no disponibilidad para el parque eólico

Estos resultados se pueden ver a través del archivo personalizado *Tiempos Dependientes - Árbol de Fallos.rds*.

En la tabla 3 se recogen los resultados obtenidos de no fiabilidad y disponibilidad.

Tiempo (h)	No fiabilidad	Disponibilidad
2		
100		
120		
168		
720		
2160		
4320		
8760		

Tabla 3. Resultados del sistema parque eólico con estrategia de mantenimiento

Recordar que la no fiabilidad se define como la probabilidad de que el suceso Top ocurra antes de t y la disponibilidad se define como la probabilidad de que el suceso Top no exista al tiempo t .

3.2 Árbol de fallos del subsistema aerogenerador con estrategia de mantenimiento

Los pasos para la realización y aplicación del método de análisis del árbol de fallos para calcular una estimación de la fiabilidad esperada y la disponibilidad del subsistema aerogenerador por medio del programa  son:

3.2.1 Pantallas iniciales

Para empezar a trabajar con el programa hay que seleccionar en el menú principal **File>New>Project** para acceder a la pantalla general:

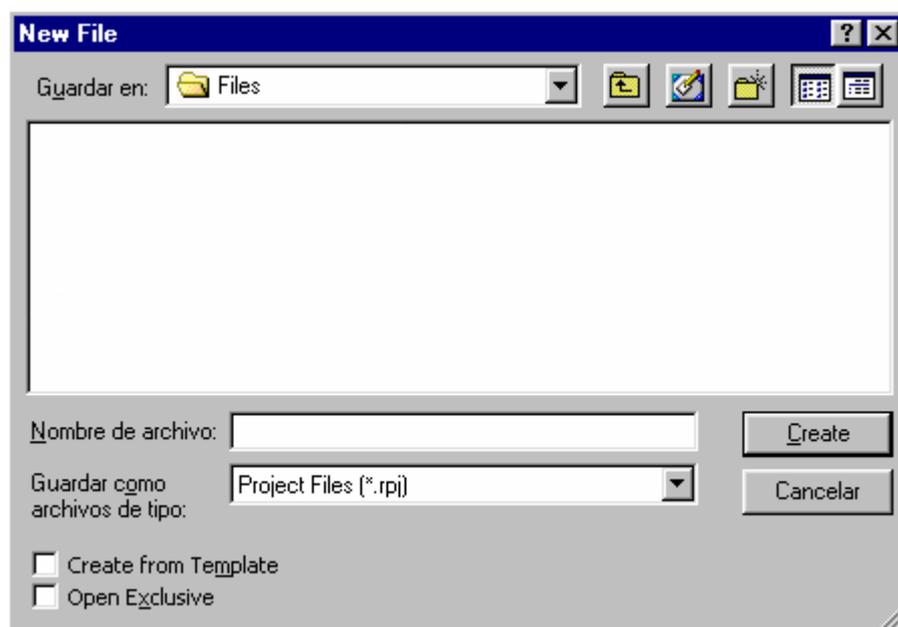


Figura 21. Pantalla principal para creación de un nuevo proyecto

Se introduce la siguiente información:

- *Nombre del archivo:* AERO Tarifa con mant.RPJ.

Pulsando **<Create>** para que aparezcan las etiquetas **Project Options**, **Format Files** y **Project Definitions** que se completan de la misma forma que para el apartado 3.1. A continuación **<Aceptar>** para crear la pantalla de trabajo.

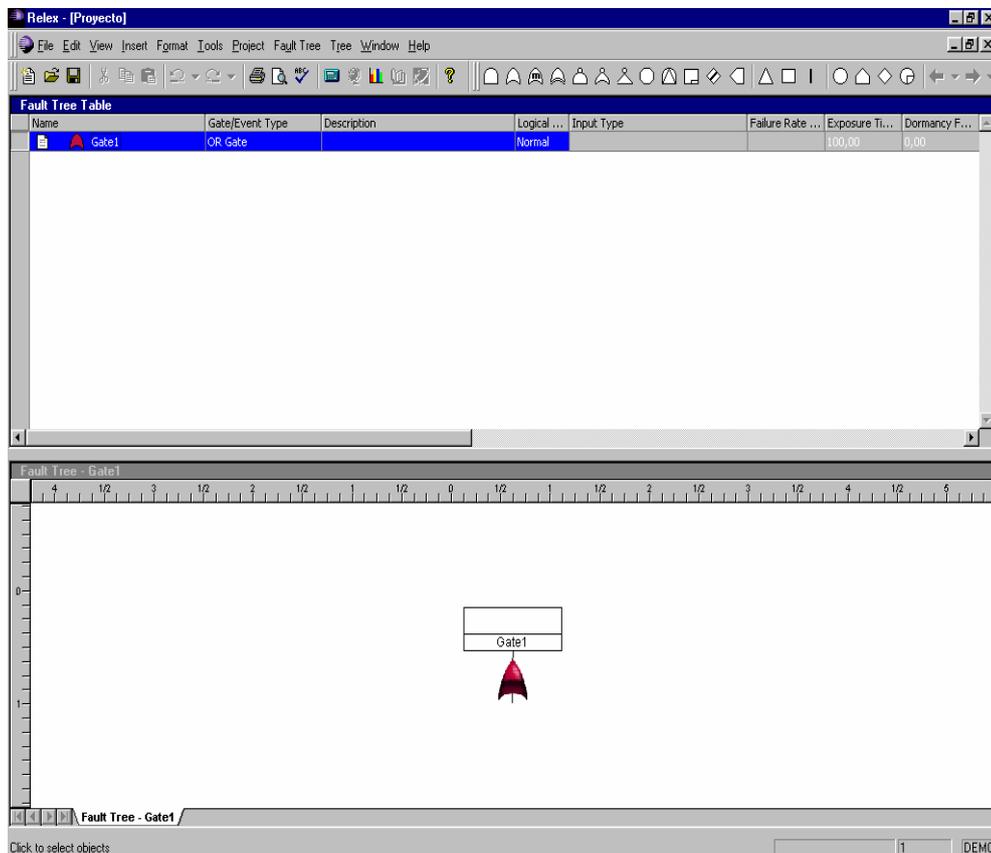


Figura 22. Pantalla principal para realizar el análisis

3.2.2 Construcción del árbol de fallos

En la parte superior de la pantalla principal de programa (figura 22.) se introducen las distintas puertas lógicas (*Insert>Gate>Type*) y sucesos básicos (*Insert>Event>Type*) de forma que se vaya dibujando el árbol de fallos representado en las figuras 22 y 23. Se comienza a realizar desde el suceso top y se van completando las distintas ramas del árbol. Según se van insertando las puertas y sucesos en la pantalla superior, el programa Relex va dibujando automáticamente en la parte inferior el árbol de fallos.

El resultado de este paso es el siguiente:

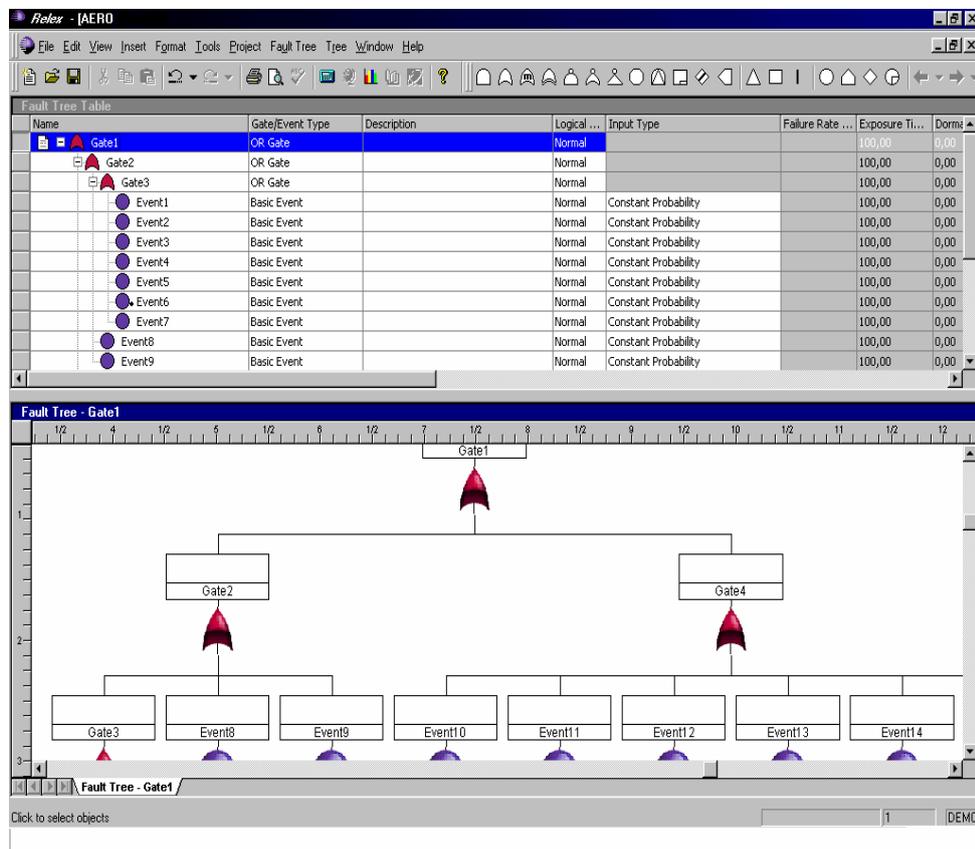


Figura 23. Pantalla principal con la representación del árbol de fallos

3.2.3 Personalización del árbol de fallos

Se coloca una etiqueta indicando la representación de dicho árbol (árbol de fallos para el aerogenerador con estrategia de mantenimiento) a través del menú principal *Insert>Label*. La elección es: fuente arial, tamaño 11 en bastardilla y justificación centrada. El color de la fuente violeta.

El formato de las puertas y sucesos se mantiene como el apartado 3.1.

3.2.4 Introducción de datos para el análisis del árbol de fallos

La información cualitativa más importante en un análisis de árboles de fallos está constituida por la identificación de aquellos conjuntos mínimos de fallos que conducen a la aparición del fallo no deseado. La información cuantitativa más relevante es la no fiabilidad y la disponibilidad del sistema.

Para la evaluación cuantitativa de este árbol de fallos se utilizan los valores reflejados en la tabla siguiente:

Nº suceso	Suceso Básico	Probabilidad de fallo (%)	Tasa de fallos (h⁻¹)
1	Avería embarrado de BT		
2	Viento fuera de rango de operación		
3	Efectos estela		
4	Turbulencias excepcionales		
5	Palas del rotor excesivamente sucias		
6	Avería en el sistema de orientación		
7	Sensores fuera de rango		
8	Exceso de temperatura y/o vibraciones		
9	Avería en equipo eléctrico		
10	Avería tren de potencia		
11	Avería en el sistema de control		
12	Avería en el rotor mecánico		
13	Avería en otros equipos		
14	Colapso estructural de la torre		

Tabla 4. Tasas de fallos para la evaluación del árbol de fallos para el aerogenerador con estrategia de mantenimiento

Nº suceso	Suceso Básico	θ_{opt} (h)
1	Avería embarrado de BT	Dato a aportar
2	Viento fuera de rango de operación	-
3	Efectos estela	-
4	Turbulencias excepcionales	-
5	Palas del rotor excesivamente sucias	-
6	Avería en el sistema de orientación	-
7	Sensores fuera de rango	-
8	Exceso de temperatura y/o vibraciones	-
9	Avería en equipo eléctrico	-
10	Avería tren de potencia	-
11	Avería en el sistema de control	-
12	Avería en el rotor mecánico	-
13	Avería en otros equipos	-
14	Colapso estructural de la torre	-

Tabla 5. Parámetros de mantenimiento para cada componente técnico del sistema

Las tasas de fallos (tabla 4) son básicamente un número anticipado en tiempo donde se va a producir el fallo del sistema en estudio.

Con los parámetros de mantenimiento de la tabla 5 se realiza el estudio del árbol de fallos, considerando el valor del intervalo óptimo de inspección θ_{opt} (h) para la estrategia de mantenimiento.

El procedimiento para la introducción de los datos en la pantalla superior (figura 23) para una puerta lógica y para un suceso básico se explicó en el apartado 3.1. Los datos de los campos ***Input Type - Input Value*** se añaden como en el caso anterior.

Después de completar todos los campos, tanto para todas las puertas lógicas como para los sucesos básicos, se obtiene la siguiente representación:

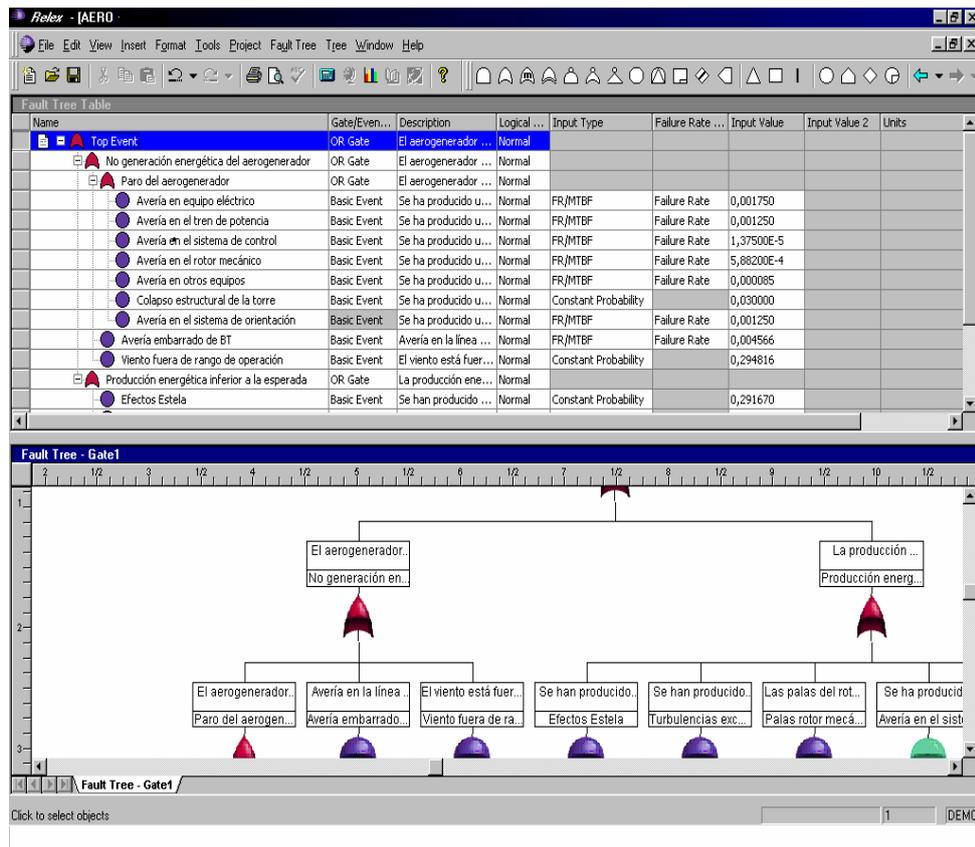


Figura 24. Pantalla principal con la representación del árbol de fallos e introducción de todos los datos

3.2.5 Cálculo del árbol de fallos

Antes de realizar el cálculo del árbol de fallos hay que considerar el color en el que se representarán los grupos de corte cuando se realice el análisis cualitativo. Este procedimiento es análogo al explicado en el apartado 3.1.

Para realizar el análisis se procede a través del menú principal en **Project>Calculate**. Aparece la pantalla **Calculate** y se completan las pestañas **Fault Tree** y **Fault Tree Advanced** como se explicó en el apartado 3.1.

Una vez realizado el paso anterior, se pulsa **<Aceptar>** para ejecutar el programa.

3.2.6 Valoración de los resultados

Al ser el Relex un programa general para la aplicación de métodos de fiabilidad, se han personalizado archivos para los parques eólicos que se estudian en este proyecto.

Los resultados obtenidos al ejecutar el programa Relex son los siguientes:

3.2.7 Introducción de datos – árbol de fallos

Para poder imprimir los informes, con todos los datos introducidos en el programa y el árbol de fallos correspondiente, se accede a través del menú principal a **File>Print** y por medio del **<Browse>** se busca la carpeta *Archivos Tarifa* y se escoge el archivo *Tiempos Dependientes – Árbol de Fallos Tarifa.rds*

Grupos de corte

La mejor manera de comprender como falla un sistema, o sea, como se representa el suceso Top no deseado, es encontrar aquellas combinaciones mínimas de sucesos básicos que son suficientes para ello.

El Relx ofrece la posibilidad de ver los grupos de corte mínimos en una pantalla, accediendo a través del menú principal: **View>Cut Sets...**

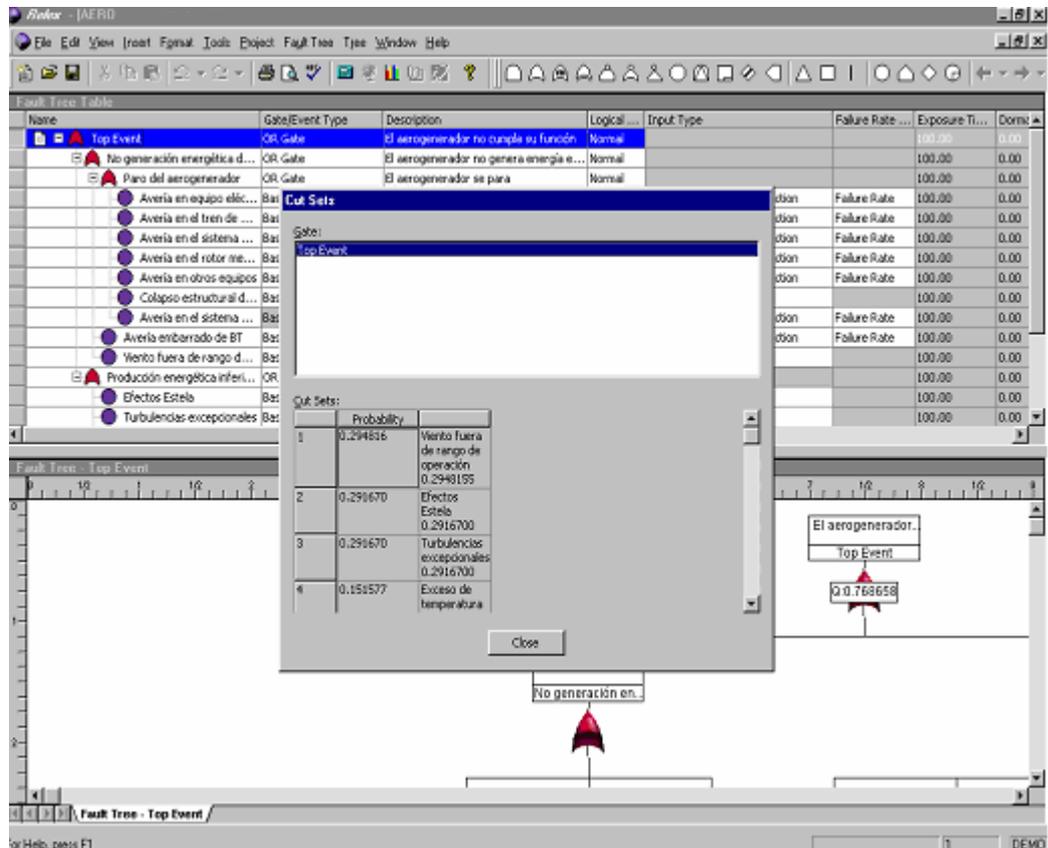


Figura 25. Pantalla de representación de los grupos de corte para el subsistema aerogenerador con estrategia de mantenimiento

Los grupos de corte mínimos en pantalla a través del menú principal **Tools>Highlight Cut Sets** y accediendo a través del archivo personalizado *Grupos de Corte tarifa.rds*, para un tiempo de 720 horas, se presentan a continuación.

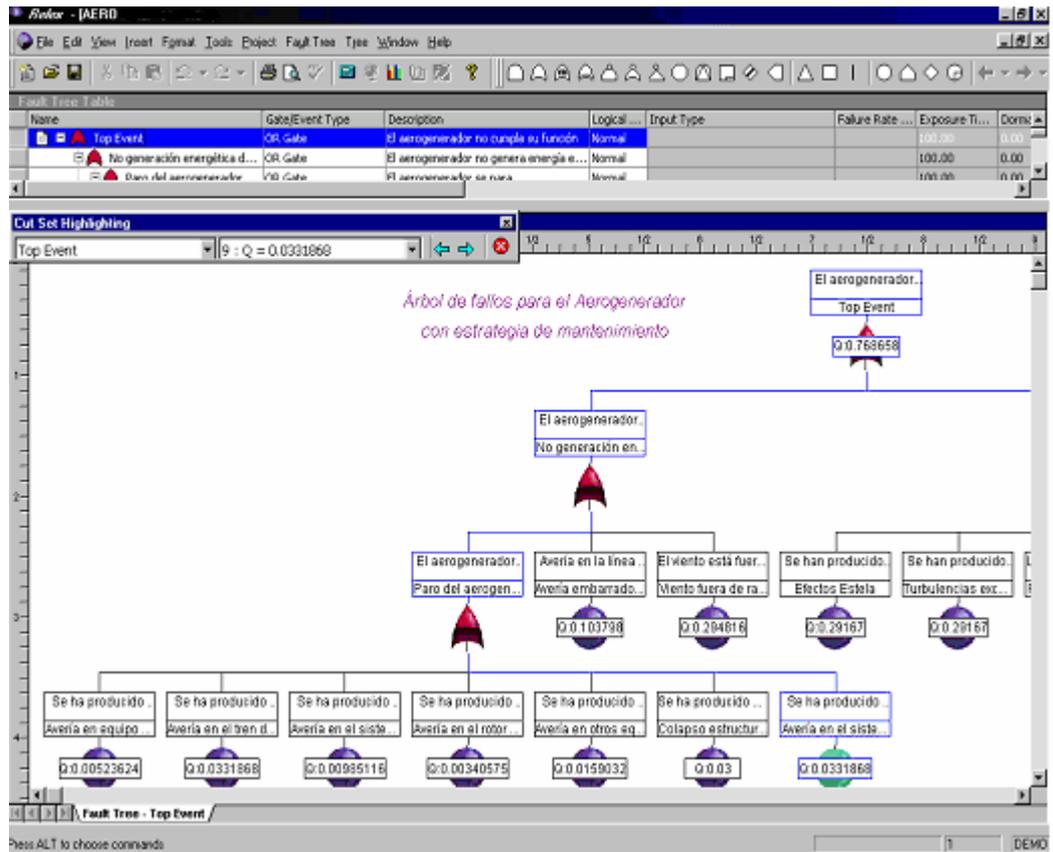


Figura 26. Pantalla representativa de los grupos de corte mínimos para el subsistema aerogenerador con estrategia de mantenimiento

Los grupos de corte mínimos (GCM) con sus respectivas probabilidades de ocurrencia para la puerta Top Event, se presentan en la tabla 6.

(GCM)	Probabilidad de ocurrencia	Sucesos constituyentes & probabilidad de ocurrencia
GCM ₁		Viento fuera de rango de operación
GCM ₂		Turbulencias excepcionales
GCM ₃		Efectos Estela
GCM ₄		Exceso de temperatura y/o vibraciones
GCM ₅		Avería embarrado de BT
GCM ₆		Avería en el sistema de orientación
GCM ₇		Avería en el tren de potencia
GCM ₈		Colapso estructural de la torre
GCM ₉		Palas rotor mecánico sucias
GCM ₁₀		Avería en otros equipos
GCM ₁₁		Avería en el sistema de control
GCM ₁₂		Avería en equipo eléctrico
GCM ₁₃		Avería en el rotor mecánico
GCM ₁₄		Sensores fuera de rango

Tabla 6. Grupos de corte mínimos para el subsistema aerogenerador con estrategia de mantenimiento

No fiabilidad y disponibilidad

Los valores de los tiempos para los que se obtienen los resultados de no fiabilidad y la disponibilidad se han escogido de la siguiente manera:

- Valores al azar: 2 horas y 100 horas.
- Valores más comunes de revisión en las estrategias de mantenimiento preventivo:

120 horas = 5 días; 168 horas = 7 días;

720 horas = 30 días = 1 mes; 2160 horas = 90 días = 3 meses;

4320 horas = 180 días = 6 meses; 8760 horas = 365 días = 1 año.

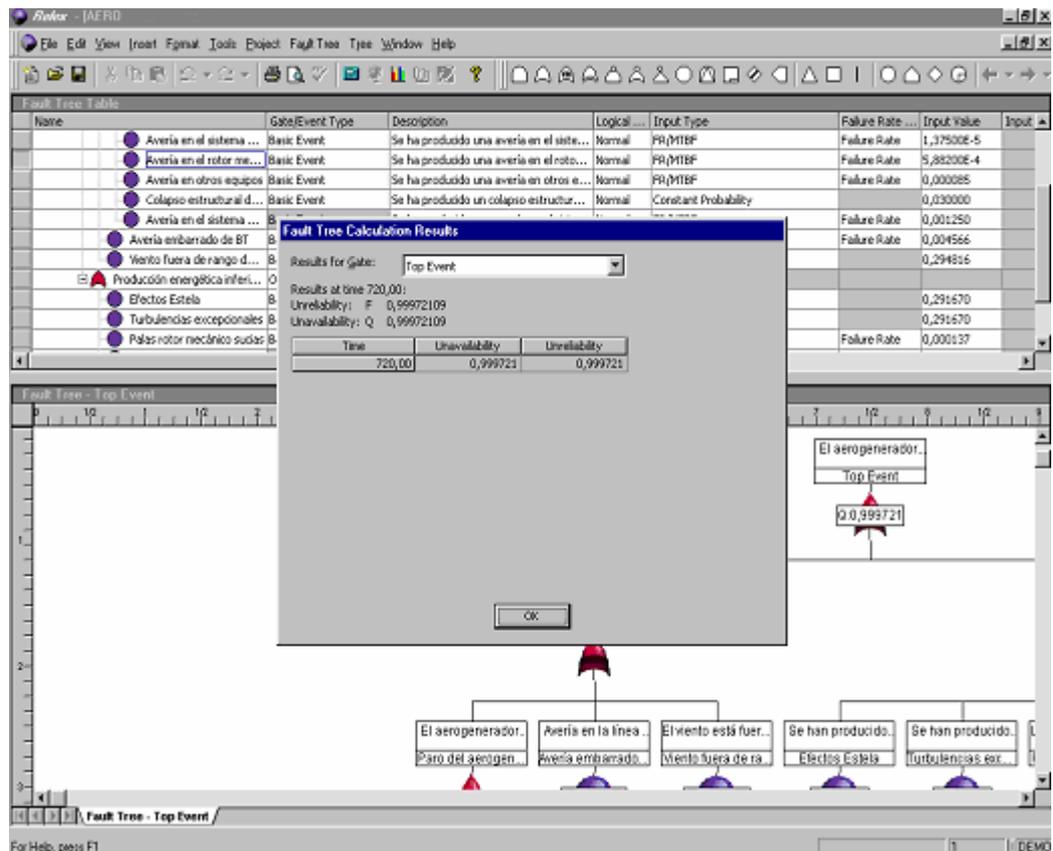


Figura 27. Pantalla de resultados de no fiabilidad y no disponibilidad para el subsistema aerogenerador

Ejecutando el programa para cada tiempo de misión se obtiene a través del archivo *Tiempos Dependientes - Árbol de Fallos Tarifa.rds* los siguientes resultados:

En la tabla 7 se recogen los resultados obtenidos de no fiabilidad y disponibilidad.

Tiempo (h)	No fiabilidad	Disponibilidad
2		
100		
120		
168		
720		
2160		
4320		
8760		

Tabla 7. Resultados del subsistema aerogenerador con estrategia de mantenimiento preventivo

Recordar que la no fiabilidad se define como la probabilidad de que el suceso Top ocurra antes de t y la disponibilidad se define como la probabilidad de que el suceso Top no exista al tiempo t .

3.3 Conclusiones de los árboles de fallos con estrategia de mantenimiento preventivo

Si se consideran los resultados obtenidos y recogidos en las tablas, podrá observarse que, si bien la fiabilidad del subsistema aerogenerador posiblemente no habrá aumentado, si lo hará, como es lógico, la disponibilidad (probabilidad de que el suceso top no exista en el tiempo t , por tanto, el sistema se encuentre disponible en el tiempo t) al llevar a cabo una estrategia de mantenimiento preventivo.

El análisis de árboles de fallos es un método sistemático para identificar las causas de un suceso no deseado dentro de un sistema y para calcular la probabilidad de que dicho suceso ocurra. A partir del suceso no deseado, se buscan de forma deductiva las conexiones lógicas entre los estados de los componentes del sistema y el citado suceso, y se representan mediante un diagrama que se denomina árbol de fallos.

Este análisis se puede emplear en la fase de diseño de sistemas y de este modo influir en su configuración definitiva, o bien utilizarse para hacer una evaluación a posteriori de su probabilidad de fallo.

Reducir la probabilidad de un sistema técnico puede producir costes, sobre todo si las medidas no se toman en la fase de diseño sino en plantas ya existentes. Por otra parte, la reducción de dicha probabilidad aumenta la seguridad de la planta y potencialmente salva vidas humanas y evita pérdidas económicas.

El análisis de árboles de fallos en el parque eólico estudiado facilitaría una visión de los mecanismos de fallos dentro de el y conduciría a modificaciones desde el punto de vista operacional. Al implantar una estrategia de mantenimiento preventivo con inspecciones periódicas de los aerogeneradores.

Para poder aplicar el método de fiabilidad, se enumeran una serie de recomendaciones para implantar:

- ✓ Recogida de todo tipo de fallos que se produzcan en el parque eólico, tanto en las instalaciones (líneas de conexión) como en los aerogeneradores que lo constituyen.
- ✓ Elaboración de una base de datos (colección de datos estructurado)
- ✓ Elaboración de árboles de fallos hasta el nivel de desagregación que se considere oportuno, utilizando el método de análisis estudiado.
- ✓ Conversión de datos para obtener tasas de fallos.

- ✓ Implantación del programa informático que permitirá la aplicación del método de fiabilidad para realizar el estudio cualitativo y cuantitativo del mismo.

BIBLIOGRAFIA

- Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica. Rodríguez Amenedo y otros. Editorial Alción Ingeniería Química.
- Ejemplares varios de la revista "Energía".
- Mantenimiento industrial eléctrico de Germán Álvarez.
- Manual de mantenimiento de instalaciones industriales. Editorial Gustavo Gili, S.A.
- Sistemas de mantenimiento. Planeación y control. Editorial Limusa, S.A.
- Mantenimiento industrial avanzado. Keller.
- Gestión del mantenimiento industrial.
- Organización y liderazgo del mantenimiento.
- La excelencia en el mantenimiento.
- Base de datos Internet.
- Informe anual 2003 de la Sociedad eólica de Andalucía.
- Curso. Energía eléctrica y problemática de las energías renovables, celebrado en San Roque y organizado por la UCA.

