

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales



Evaluación de Pérdidas de Energía en la Operación de Plantas Fotovoltaicas.

Autor: Pablo González Martínez

Tutor: Dr. D. Isidoro Lillo Bravo

**Dpto. de Ingeniería Energética
Grupo de Termodinámica y Energías Renovables**

**Escuela Técnica Superior de Ingenieros
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2016



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Evaluación de Pérdidas de Energía en la Operación de Plantas Fotovoltaicas

Autor:

Pablo González Martínez

Tutor:

Dr. D. Isidoro Lillo Bravo

Dpto. de Ingeniería Energética
Grupo de Termodinámica y Energías Renovables

Escuela Técnica Superior de Ingenieros
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016

Trabajo Fin de Grado: Evaluación de Pérdidas de Energía en la Operación de Plantas Fotovoltaicas

Autor: Pablo González Martínez

Tutor: Dr. D. Isidoro Lillo Bravo

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2016

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

A mis amigos

Agradecimientos

Es en este momento cuando puedo agradecer a mis amigos, compañeros de clase y a mi familia el apoyo incondicional que me han dado en todo momento para poder sacar esta carrera adelante, asignatura tras asignatura, año tras año, haciéndome ver que todo esfuerzo tarde o temprano acaba teniendo su recompensa. Quiero hacer una mención especial a mis padres, quienes siempre han querido lo mejor para mí aunque pensara que estaban equivocados y darme cuenta que al final tenían razón, por haberme dado esta oportunidad en la vida, es por todo ello que siempre les estaré eternamente agradecidos.

Pablo González Martínez

Sevilla, 2016

En cuanto al contenido del presente proyecto, en primer lugar y a modo de preámbulo, en el capítulo 1 se presenta una breve introducción a la energía solar fotovoltaica, seguido del capítulo 2, en el que se describe el objeto de estudio del proyecto. En el capítulo 3 se presentan de forma general las características de las instalaciones fotovoltaicas, atendiendo a componentes, configuraciones existentes y tipologías, centrándose por último mediante el capítulo 4 en la descripción de las centrales o plantas fotovoltaicas, objeto de estudio de este proyecto.

A continuación se establecerán los criterios para llevar a cabo la contabilización y clasificación de fallos e incidencias en el capítulo 5. En el capítulo 6 se describirán las características de los parques y plantas FV analizadas para posteriormente proceder al correspondiente análisis de los fallos e incidencias registradas en el capítulo 7, en el que se realizará dos estudios en paralelos acerca de las incidencias registradas durante la operación de las plantas. En el capítulo 8 se procederá a evaluar las pérdidas de energía asociadas a dichas incidencias que se han registrados, para acabar con un análisis comparativo de ambos estudios en el capítulo 9. En el capítulo 10 se intentará aplicar la metodología GAMM que consiste en un sistema de gestión de mantenimiento de equipos. Finalmente, en el capítulo 11 se recogerán de forma resumida las conclusiones y resultados más importantes, terminando con la descripción de posibles líneas de futuro trabajo relacionadas con este estudio en el capítulo 12.

Índice

Agradecimientos	i
Resumen	iii
Índice	v
Índice de Tablas	vii
Índice de Ilustraciones	ix
Notación	xiii
1 Introducción a la Energía Solar Fotovoltaica	1
2 Objeto del Proyecto	3
3 Instalaciones Fotovoltaicas	5
3.1 <i>Instalaciones Fotovoltaicas Aisladas</i>	5
3.2 <i>Instalaciones Fotovoltaicas de Conexión a Red</i>	7
3.2.1 Centrales Fotovoltaicas	8
3.2.2 Instalaciones Fotovoltaicas de Autoconsumo	9
4 Centrales Fotovoltaicas. Componentes	13
4.1 <i>Componentes de las Centrales Fotovoltaicas</i>	14
4.1.1 Generador Fotovoltaico: Campo Solar	14
4.1.1.1 Célula Solar	14
4.1.1.2 Módulo o Panel Fotovoltaico	17
4.1.1.3 Sistema Mecánico de Seguimiento Solar	19
4.1.1.4 Strings y Cajas de Conexión	19
4.1.2 Sistema de conversión de Potencia: Inversor	20
4.1.3 Centro de Transformación	23
4.1.4 Otros Elementos	24
4.1.4.1 Sistema de Monitorización	24
4.1.4.2 Estación Meteorológica	25
5 Clasificación de Fallos e Incidencias	27
5.1 <i>Incidencias en el Campo Solar</i>	29
5.2 <i>Incidencias en el Inversor</i>	30
5.3 <i>Incidencias en el Centro de Transformación</i>	31
5.4 <i>Incidencias en la Red Eléctrica</i>	32
5.5 <i>Incidencias en el Sistema de Monitorización</i>	32
6 Descripción de las Plantas Fotovoltaicas Objeto de Estudio	35
7 Registro de Incidencias en la Operación de Plantas Fotovoltaicas	39
7.1 <i>Situación Original</i>	39
7.1.1 Campo solar	47
7.1.2 Inversor	47
7.1.3 Centro de Transformación	48
7.1.4 Red Eléctrica	49

7.2	<i>Sin Incidencias Puntuales</i>	49
7.2.1	Campo Solar	53
7.2.2	Inversor	54
7.2.3	Centro de Transformación	54
7.2.4	Red Eléctrica	55
8	Pérdidas de Energía Asociadas a las Incidencias Registradas	57
8.1	<i>Situación Original</i>	57
8.1.1	Campo Solar	58
8.1.2	Inversor	60
8.1.3	Centro de Transformación	61
8.1.4	Red Eléctrica	62
8.1.5	Atendiendo a las Tecnologías	64
8.2	<i>Sin Incidencias Puntuales</i>	65
8.2.1	Campo Solar	66
8.2.2	Inversor	67
8.2.3	Centro de Transformación	68
8.2.4	Red Eléctrica	68
8.2.5	Atendiendo a las Tecnologías	69
9	Análisis Comparativo	71
9.1	<i>Incidencias</i>	71
9.1.1	Campo Solar	75
9.1.2	Inversor	75
9.1.3	Centro de Transformación	76
9.1.4	Red Eléctrica	76
9.2	<i>Pérdidas de Energía</i>	77
9.2.1	Campo Solar	81
9.2.2	Inversor	81
9.2.3	Centro de Transformación	82
9.2.4	Red Eléctrica	82
10	Gestión de Mantenimiento de los Inversores	83
10.1	<i>Método GAMM</i>	83
10.1.1	Introducción	83
10.1.2	Diagrama de Nelson-Aalen Modificado	83
10.1.3	Análisis de los Diagramas Obtenidos	87
10.2	<i>Aplicación del Método GAMM</i>	88
11	Conclusiones	93
12	Líneas de Futuro Trabajo	95
13	Referencias	97
Anexos		99

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 6.1. Características de las plantas FV analizadas	37
Tabla 7.1. Distribución detallada de las incidencias registradas.	41
Tabla 7.2. Desglose de incidencias que afectan a la producción.	43
Tabla 7.3. Distribución del total de incidencias registradas en cada parque FV analizado.	46
Tabla 7.4. Distribución detallada de las incidencias registradas excluyendo las puntuales.	50
Tabla 8.1. Desglose de energía no producida asociado a las incidencias que afectan a la producción.	58
Tabla 8.2. Pérdidas de energía asociadas a las incidencias registradas en el campo solar.	59
Tabla 8.3. Pérdidas de energía asociadas a las incidencias registradas en el inversor.	61
Tabla 8.4. Pérdidas de energía asociadas a las incidencias registradas en los CTs.	61
Tabla 8.5. Pérdidas de energía asociadas a las incidencias registradas en la red eléctrica.	63
Tabla 8.6. Desglose de pérdidas de energía excluyendo incidencias puntuales.	66
Tabla 8.7. Desglose de pérdidas de energía en el campo solar excluyendo incidencias puntuales.	66
Tabla 8.8. Desglose de pérdidas de energía en el inversor excluyendo incidencias puntuales.	67
Tabla 8.9. Desglose de pérdidas de energía en el CT excluyendo incidencias puntuales.	68
Tabla 8.10. Desglose de pérdidas de energía en la red eléctrica excluyendo incidencias puntuales.	69
Tabla 10.1. Historial de intervenciones Nelson-Aalen modificado.	84
Tabla 10.2. Estimadores de Nelson-Aalen con MTBF.	85
Tabla 10.3. Ejemplo de la información disponible de la operación de un inversor en una planta FV.	89
Tabla 10.4. Ejemplo de la información necesaria acerca de un inversor para aplicar el método GAMM.	90
Tabla 0.1. Pérdidas de energía en el parque A.	100
Tabla 0.2. Pérdidas de energía en el parque B.	100
Tabla 0.3. Pérdidas de energía en el parque C.	101
Tabla 0.4. Pérdidas de energía en el parque CR.	101
Tabla 0.5. Pérdidas de energía en el parque D.	102
Tabla 0.6. Pérdidas de energía en el parque F.	102
Tabla 0.7. Pérdidas de energía en el parque MA.	103
Tabla 0.8. Pérdidas de energía en el parque MB.	103
Tabla 0.9. Pérdidas de energía en el parque MC.	104
Tabla 0.10. Pérdidas de energía en el parque PP.	104

Tabla 0.11. Pérdidas de energía en el parque P2.	105
Tabla 0.12 Pérdidas de energía en el parque P3.	105
Tabla 0.13. Pérdidas de energía en el parque S.	106
Tabla 0.14. Pérdidas de energía en el parque T.	106
Tabla 0.15. Pérdidas de energía en el parque TA.	107
Tabla 0.16. Pérdidas de energía en el parque TS.	107
Tabla 0.17. Pérdidas de energía en el parque V.	108

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 3.1. Esquema básico de una instalación FV para una vivienda aislada.	6
Ilustración 3.2. Esquema Instalación FV Mixta (Grupo eólico y electrógeno).	7
Ilustración 3.3. Esquema general Instalación FV conectada a la red para generación de energía (Central Fotovoltaica).	8
Ilustración 3.4. Fotografía de una planta fotovoltaica: Amanecer Solar CAP, 100 MW (Chile).	8
Ilustración 3.5. Esquema Instalación FV conectada a la red (Usuario particular).	9
Ilustración 3.6. Esquema Instalación FV conectada a la red con autoconsumo en forma de Balance Neto.	10
Ilustración 4.1. Esquema de una central fotovoltaica.	13
Ilustración 4.2. Curva Característica (I-V) de una célula solar.	14
Ilustración 4.3. Influencia de la Irradiancia en la curva I-V (T cte).	15
Ilustración 4.4. Influencia de la Temperatura en la curva I-V (I cte).	16
Ilustración 4.5. Módulo fotovoltaico comercial.	17
Ilustración 4.6. Componentes constructivos de un módulo FV.	18
Ilustración 4.7. Esquema básico del conexionado de un string a una caja de conexión (String box).	20
Ilustración 4.8. Centro de Transformación (Transformador y celdas de protección).	23
Ilustración 5.1. Visión telescópica de las incidencias.	27
Ilustración 5.2. Zonificación interna y externa de una instalación FV.	29
Ilustración 5.3. Esquema del sistema de monitorización de una planta FV.	32
Ilustración 6.1. Localización de las plantas/instalaciones FV objeto de estudio.	35
Ilustración 7.1. Distribución de incidencias registradas asociadas a los diferentes elementos de una instalación FV.	40
Ilustración 7.2. Distribución de los diferentes tipos de incidencias registradas.	41
Ilustración 7.3. Distribución de incidencias registradas que no afectan a la producción.	42
Ilustración 7.4. Distribución de incidencias registradas que afectan a la producción.	42
Ilustración 7.5. Probabilidad de fallo de los diferentes elementos de una planta FV en función de la tecnología.	44
Ilustración 7.6. Probabilidad de fallo de los diferentes elementos atendiendo a las incidencias registradas que no afectan a la producción en función de la tecnología.	44
Ilustración 7.7. Probabilidad de fallo de los diferentes elementos atendiendo a las incidencias registradas que afectan a la producción en función de la tecnología.	45
Ilustración 7.8. Distribución de incidencias registradas asociadas al campo solar.	47
Ilustración 7.9. Distribución de incidencias registradas asociadas al inversor.	48
Ilustración 7.10. Distribución de incidencias registradas asociadas al centro de transformación.	48

Ilustración 7.11. Distribución de incidencias registradas asociadas a la red eléctrica.	49
Ilustración 7.12. Distribución de incidencias registradas asociadas a cada elemento excluyendo las incidencias puntuales.	50
Ilustración 7.13. Distribución de incidencias que no afectan a la producción excluyendo las incidencias puntuales.	51
Ilustración 7.14. Distribución de incidencias que afectan a la producción excluyendo las incidencias puntuales.	51
Ilustración 7.15. Probabilidad de fallo de los diferentes elementos de una planta FV en función de la tecnología excluyendo incidencias puntuales.	52
Ilustración 7.16. Probabilidad de fallo de los diferentes elementos atendiendo a las incidencias registradas que afectan a la producción excluyendo las incidencias puntuales en función de la tecnología.	53
Ilustración 7.17. Probabilidad de fallo de los diferentes elementos atendiendo a las incidencias registradas que no afectan a la producción excluyendo las incidencias puntuales en función de la tecnología.	53
Ilustración 7.18. Distribución de incidencias asociadas al campo solar excluyendo las incidencias puntuales.	54
Ilustración 7.19. Distribución de incidencias asociadas al inversor excluyendo las incidencias puntuales.	54
Ilustración 7.20. Distribución de incidencias asociadas al CT excluyendo las incidencias puntuales.	55
Ilustración 7.21. Distribución de incidencias asociadas a la red eléctrica excluyendo las incidencias puntuales.	55
Ilustración 8.1. Distribución de pérdidas de energía asociadas al elemento de origen.	57
Ilustración 8.2. Distribución de energía no producida asociada a las incidencias del campo solar.	59
Ilustración 8.3. Distribución de energía no producida asociada a los diferentes fallos del inversor.	60
Ilustración 8.4. Distribución de energía no producida en los CTs.	62
Ilustración 8.5. Distribución de energía no producida a causa de las incidencias en la red eléctrica.	63
Ilustración 8.6. Distribución de pérdidas de energía atendiendo a las tecnologías de las incidencias.	64
Ilustración 8.7. Distribución de pérdidas de energía excluyendo incidencias puntuales.	65
Ilustración 8.8. Distribución de pérdidas de energía en el campo solar excluyendo incidencias puntuales.	67
Ilustración 8.9. Distribución de pérdidas de energía en el inversor excluyendo incidencias puntuales.	67
Ilustración 8.10. Distribución de pérdidas de energía en el CT excluyendo incidencias puntuales.	68
Ilustración 8.11. Distribución de pérdidas de energía en la red eléctrica excluyendo las incidencias puntuales.	69
Ilustración 8.12. Distribución de pérdidas de energía atendiendo a las tecnologías de las incidencias excluyendo las incidencias puntuales.	69
Ilustración 9.1. Distribución de incidencias de cada parque FV atendiendo a la producción.	71
Ilustración 9.2. Comparación de incidencias registradas atendiendo al elemento causante.	72
Ilustración 9.3. Comparación de incidencias registradas que no afectan a la producción.	72
Ilustración 9.4. Comparación de incidencias que afectan a la producción.	73

Ilustración 9.5. Comparación entre incidencias registradas atendiendo a la tecnología errante.	74
Ilustración 9.6. Comparación entre incidencias registradas que afectan a la producción atendiendo a la tecnología errante.	74
Ilustración 9.7. Comparación entre las distribuciones de incidencias registradas en el campo solar.	75
Ilustración 9.8. Comparación entre las distribuciones de incidencias registradas en el inversor.	75
Ilustración 9.9. Comparación entre las distribuciones de incidencias registradas en el CT.	76
Ilustración 9.10. Comparación entre las distribuciones de incidencias registradas en la red eléctrica.	76
Ilustración 9.11. Distribución de pérdidas de energía de cada parque FV en función del elemento afectado.	77
Ilustración 9.12. Porcentajes de pérdidas de energía de cada parque FV respecto a la energía producida.	78
Ilustración 9.13. Comparación de distribución de pérdidas de energía asociadas a cada elemento.	79
Ilustración 9.14. Comparación entre las pérdidas de energía atendiendo a la tecnología errante.	80
Ilustración 9.15. Comparación entre la distribución de pérdidas de energía asociadas a las incidencias ocurridas en el campo solar.	81
Ilustración 9.16. Comparación entre la distribución de pérdidas de energía asociadas a las incidencias ocurridas en el inversor.	81
Ilustración 9.17. Comparación entre la distribución de pérdidas de energía asociadas a las incidencias ocurridas en el CT.	82
Ilustración 9.18. Comparación entre la distribución de pérdidas de energía asociadas a las incidencias ocurridas en la red eléctrica.	82
Ilustración 10.1. Diagrama de Nelson-Aalen original.	84
Ilustración 10.2. Diagrama de Nelson-Aalen modificado (GAMM 1).	85
Ilustración 10.3. Diagrama de GAMM 2	86
Ilustración 10.4. Diagrama de GAMM 3 (Representación Fiabilidad Estimada)	87
Ilustración 10.5. Comparación cualitativa entre las pérdidas de energía de cada elemento y número de incidencias registradas en cada uno (caso original).	91
Ilustración 10.6. Comparación cualitativa entre las pérdidas de energía de cada elemento y número de incidencias registradas en cada uno (caso modificado).	91

Unidades físicas

KW	Kilovatio
MW	Megavatio
Wp	Vatio pico
W/m ²	Vatios por metro cuadrado
W/cm ²	Vatios por centímetro cuadrado
°C	Grado Celsius
nm	Nanómetro
KWh	Kilovatio hora
MWh	Megavatio hora
KVA	Kilo Volt-Amperio

Símbolos

%	Tanto por ciento
‰	Tanto por mil
<	Menor que
>	Mayor que
=	Igual
↔	Si y sólo si

Abreviaturas

BOE	Boletín Oficial del Estado
RD	Radiación
FV	Relativo a fotovoltaico/a
MPP	Punto de Máxima Potencia
I _{sc}	Intensidad de cortocircuito
V _{oc}	Tensión de circuito abierto
P _p – P _{MPP}	Potencia pico
I _M	Intensidad en el punto de máxima potencia
V _M	Tensión en el punto de máxima potencia
AM	Masa de aire
TFSC	<i>Thin film solar cell</i>
DSC	Celdas solares sensibilizadas por colorante
UV	Ultra Violeta
EVA	Etilen Vinil Acetato
CSI	Inversores en Fuente de Corriente
VSI	Inversores en Fuente de Tensión
CT	Centro de Transformación

BT	Baja Tensión
AT	Alta Tensión
CA	Corriente Alterna
CC / DC	Corriente Continua
O&M	Operación y Mantenimiento
PR	Performance Ratio
RE	Rendimiento Energético
a-Si	Silicio amorfo
TF-Si	Película fina de Silicio
CdTe	Teluro de Cadmio
GHI	Radiación Global Horizontal
GSM	Global System for Mobile

1 INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR FOTVOLTAICA

La *energía solar fotovoltaica* es una fuente de energía que produce electricidad de origen renovable (1), obtenida directamente a partir de la radiación solar, la cual es aprovechada mediante un conjunto de componentes (eléctricos, electrónicos y mecánicos fundamentalmente) y que constituyen en su conjunto a los sistemas o instalaciones fotovoltaicas.



En términos generales, el elemento principal de un sistema fotovoltaico es el **generador fotovoltaico**, compuesto por agrupaciones de módulos fotovoltaicos y cuyo tamaño dependerá de una aplicación (potencia) determinada. Los módulos fotovoltaicos (también conocidos como paneles solares) están formados a su vez por un conjunto de celdas (células fotovoltaicas), compuestas de materiales semiconductores capaces de generar corrientes eléctricas a partir de la radiación solar (luz) que incide sobre las mismas y cuyo fundamento teórico se basa en el efecto fotovoltaico, un fenómeno físico conocido como una variante del famoso efecto fotoeléctrico.

Las corrientes eléctricas generadas en una célula fotovoltaica son de intensidad constante (corriente continua), por lo que si en una determinada aplicación se requiriese corriente alterna, se necesitaría la incorporación de otro elemento de gran importancia en los sistemas fotovoltaicos: el **inversor**, cuya función es precisamente la de convertir la corriente continua en corriente alterna haciendo uso de la electrónica de potencia.

Entre las principales ventajas de la energía solar fotovoltaica, además de provenir de una fuente de energía inagotable como es el Sol y no generar contaminación alguna durante su operación ya que no produce emisiones de CO₂ u otros gases nocivos para el medio ambiente, hay que citar la simplicidad que presentan los sistemas fotovoltaicos debido a la sencilla conversión energética que tiene lugar frente a otros procesos. En particular, si se realiza una comparación con la energía termosolar, la cual se basa en la concentración de la energía solar para obtener energía térmica y que a su vez, ésta es convertida en energía mecánica y eléctrica mediante un ciclo de potencia, resulta un proceso con mayor número de conversiones energéticas y por tanto más complejo, ya que en los sistemas fotovoltaicos se obtiene la energía eléctrica directamente a partir de la energía solar.

Esto hace que la tecnología fotovoltaica, al ser más simple, no requiera importantes esfuerzos económicos y humanos para su operación y mantenimiento, ya que además pueden ser perfectamente automatizables e independientes. Por otro lado, hay que reconocer que en la práctica, los sistemas termosolares presentan

rendimientos energéticos mayores que los sistemas fotovoltaicos, debido fundamentalmente al mejor aprovechamiento de la energía solar mediante los sistemas de concentración y a la existencia del ciclo de potencia, sin embargo, la tecnología utilizada para dicho aprovechamiento de la energía solar es más costosa debido a como se dijo anteriormente, la complejidad del proceso.

Todo lo comentado anteriormente y junto con el hecho de que en los últimos años se haya reducido considerablemente el coste asociado a la tecnología de los componentes fotovoltaicos, hace que actualmente la energía fotovoltaica sea más rentable desde el punto de vista económico y operativo.

Los motivos argumentados anteriormente demuestran el hecho de porqué en España, que posee unas condiciones climatológicas idóneas para el aprovechamiento de la energía solar ya que es uno de los países europeos con índices de irradiación más elevados, ha aumentado considerablemente la potencia instalada de este tipo de instalaciones en los últimos años.

Si se analizan los datos, España fue en el año 2008 uno de los países con más potencia fotovoltaica instalada del mundo, con 2708 MW instalados en un sólo año. Sin embargo, posteriores modificaciones en la legislación del sector (2) ralentizaron la construcción de nuevas plantas fotovoltaicas, de tal forma que en 2009 se instalaron tan sólo 19 MW, en 2010, 420 MW, y en 2011 se instalaron 354 MW, correspondiendo al 2% del total de la Unión Europea (3). A finales de 2014 la potencia fotovoltaica instalada en España ascendía a 4672 MW (4), lo que supone un aumento de prácticamente un 73% de la potencia fotovoltaica instalada en un transcurso de seis años(5).

Aunque las instalaciones fotovoltaicas son bastante fiables, todavía su disponibilidad no es del 100%. Por ello, con objeto de aumentar la disponibilidad es de mucho interés aprender de la experiencia que sobre todo desde el año 2008, se ha adquirido en España y en otros países. Con esta experiencia se podrán mejorar los protocolos de diseño de instalaciones, selección de equipos y planificación del mantenimiento.

2 OBJETO DEL PROYECTO

El objeto del presente proyecto es desarrollar una de las líneas de futuro desarrolladas en el Proyecto Fin de Carrera de Antonio Palomo Hijano titulado: Análisis Estadístico de Incidencias en la Operación de Plantas Fotovoltaicas. El objeto de estudio de este proyecto consiste en evaluar las pérdidas de energía asociadas a las incidencias y fallos registrados de una serie de plantas con tipologías diferentes, a partir de los datos de seguimiento de O&M reales de las mismas. Para ello se procederá al estudio de 218 instalaciones (inversores), repartidas en 24 plantas contenidas a su vez en 17 parques fotovoltaicos de diferentes potencias (40 MWp en total aproximadamente). Se ha tomado como horizonte temporal para dicho análisis y evaluación el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2014 y el 31 de marzo de 2015 (15 meses).

La selección de parques se ha realizado teniendo en cuenta la rigurosidad del seguimiento durante la operación de los mismos de acuerdo a los procedimientos y directrices establecidas en la empresa en cuestión. De esta manera, se abordará un análisis general en el que además quedará reflejada la fiabilidad ante la posibilidad de fallo de la tecnología fotovoltaica y su influencia en las pérdidas registradas.

Una de las diferentes formas de emprender un análisis de fallos de este tipo de sistemas, se tiene considerando el histórico de alarmas registradas por el sistema telemático de monitorización de diferentes parques o plantas FV. Sin embargo, es cierto que una gran proporción de las alarmas que registran estos sistemas son falsas, ya que suelen detectar anomalías o pequeños defectos en la operación de determinados equipos en función de los rangos en los que se mueven una serie de parámetros de control, que en ocasiones no manifiesta una incidencia o fallo real de dicho componente. Por tanto, el enfoque de este proyecto se diferencia del anterior, ya que se centra en analizar dichas incidencias o fallos que realmente se manifiestan y que afectan de forma parcial o total al funcionamiento normal de la planta FV.

Por tanto, tras el tratamiento de toda la información y datos disponibles, se realizará una clasificación de los fallos, distinguiendo a que elemento de la instalación compete y si afectan o no a la producción. A partir de la clasificación de la información surge la necesidad de realizar un estudio en paralelo respecto al original excluyendo las incidencias puntuales que no son representativas del comportamiento general de las instalaciones fotovoltaicas pero si pueden tener lugar como es el caso. Una vez clasificadas las incidencias, se procederá a evaluar las pérdidas asociadas a las mismas de ambos estudios, concluyendo con un análisis comparativo de los mismos. Por último se intentará a aplicar la metodología GAMM a los equipos que componen una instalación fotovoltaica, siendo el método una metodología de gestión del mantenimiento de equipos.

3 INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Una *instalación fotovoltaica* tiene como objeto producir electricidad directamente a partir de la radiación solar (6).

Como se comentó en el apartado anterior, los módulos fotovoltaicos están formados por células solares asociadas entre sí. Las células solares son los dispositivos encargados de la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica en forma de corriente continua, y es el principal componente de una instalación fotovoltaica.

En el módulo, mientras más radiación solar incida y menor sea su temperatura de operación, mayor es su eficiencia y en consecuencia, su producción. En su ubicación hay que procurar que no reciba sombras ya que en estos casos su rendimiento disminuye considerablemente.

Algunas instalaciones fotovoltaicas incluyen sistemas de seguimiento solar que permiten aumentar considerablemente la producción, ya que optimizan en todo momento el ángulo de incidencia (posición relativa módulos-Sol) dependiendo de la orientación. La orientación del módulo que más produce en posición fija es la Sur. En las instalaciones fotovoltaicas pueden existir otros componentes como por ejemplo, el inversor que sería el dispositivo que transforma la corriente continua en corriente alterna, la batería que se encargaría de almacenar la energía y el regulador de tensión que es un dispositivo básicamente para el control y protección de la batería.

Las instalaciones fotovoltaicas se agrupan en dos grandes grupos en función del objeto de la misma y por tanto de su configuración:

- Instalaciones FV aisladas.
- Instalaciones FV de conexión a la red eléctrica.

3.1 Instalaciones Fotovoltaicas Aisladas

Las *instalaciones fotovoltaicas aisladas* de la red, tienen como objeto cubrir las necesidades de energía eléctrica en un lugar determinado normalmente aislado de la red eléctrica convencional. Entre las instalaciones fotovoltaicas aisladas las aplicaciones más frecuentes son:

- Suministro eléctrico para *bombeo de agua* para riego, ganado o abastecimiento humano.
- *Electrificación rural* para casas en el campo.
- Suministro eléctrico para instalaciones de *telecomunicaciones, señalización e iluminación*, tanto terrestres (carreteras, túneles, etc.) como marítimas (faros, boyas y balizas).
- Pequeños suministros eléctricos en *juguetería, relojería*, etc.

Estas instalaciones aisladas disponen de módulos fotovoltaicos o células solares y además suelen incluir otros equipos como baterías, inversores y reguladores de tensión.

La existencia de estos equipos en una instalación aislada depende fundamentalmente de la aplicación a la que se destina, por lo que hace posible que se den diferentes configuraciones. Teniendo en cuenta, entre otras consideraciones, el tipo de corriente que se requiere (continua, alterna o ambas) será o no necesaria la incorporación de un inversor. Otro aspecto importante es analizar la autonomía de la instalación, que determinará si es necesario el uso de acumuladores o baterías.

Por ejemplo si se tiene una instalación aislada para dar energía eléctrica a una vivienda, se incluirán baterías y si es para bombear agua no es necesario incluir una batería ya que se almacena el agua en lugar de la energía.



Ilustración 3.1. Esquema básico de una instalación FV para una vivienda aislada.

Las baterías son un sistema de almacenamiento de energía que no es muy eficiente (se pierde del orden del 35-40% de la energía), y además requieren de un excelente diseño y mantenimiento para que duren mucho tiempo, es decir, son delicadas. Sin embargo, se utilizan porque técnicamente el ser humano aún no ha descubierto ningún procedimiento de almacenar la electricidad en cantidades adecuadas.

En las instalaciones para viviendas aisladas, la acumulación de energía mediante baterías es estrictamente necesaria para el consumo de energía en instantes o intervalos en los que la radiación solar sea escasa (nubosidad, lluvia, adversas condiciones atmosféricas en general) o nula (periodos nocturnos).

Por ello durante el diseño, es necesario dimensionar la instalación de forma que durante el periodo de insolación permita alimentar las cargas conectadas al sistema a la vez que se produce la recarga de los acumuladores o baterías existentes.

Además el uso de baterías permite poder inyectar una intensidad de corriente superior a la que los propios paneles solares puedan entregar, si la instalación interior de la vivienda lo requiere.

Por otro lado, el regulador o controlador de carga tiene un papel fundamental en este tipo de instalaciones, ya que es el encargado de controlar la carga de las baterías desde los módulos o paneles generadores, así como de su descarga hacia el circuito de alimentación interior de la vivienda, evitando además que se produzcan cargas o descargas excesivas del conjunto de baterías (7). El correcto funcionamiento de este equipo garantiza que las baterías alcancen en buenas condiciones su vida útil.

Debido a que la radiación solar es una fuente de energía variable y en ocasiones aleatoria a causa de la climatología, para garantizar un suministro de energía eléctrica totalmente fiable y evitar que las baterías se queden sin energía, se puede combinar una instalación fotovoltaica aislada con otra tecnología de apoyo, dando lugar a las **instalaciones fotovoltaicas mixtas**. En este sentido, dos de las alternativas más interesantes son la instalación de un sistema eólico, y/o bien un grupo electrógeno de apoyo.

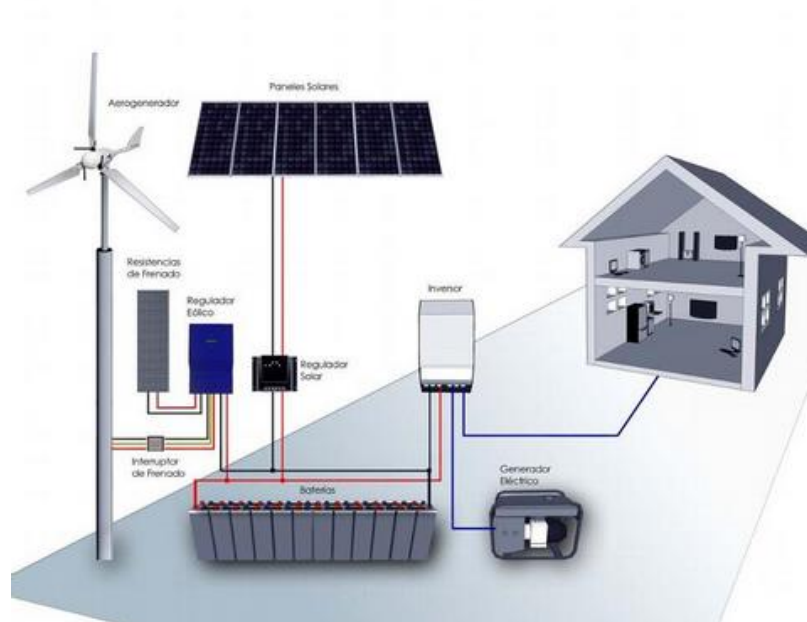


Ilustración 3.2. Esquema Instalación FV Mixta (Grupo eólico y electrógeno).

Por último señalar que estos sistemas constituyen una gran alternativa para aquellos usuarios que no tienen acceso a la energía eléctrica (aproximadamente una cuarta parte de la población mundial), por lo que es de vital importancia su continuo desarrollo e innovación.

Debido a que las instalaciones fotovoltaicas aisladas no son el objeto de estudio del presente documento, no se profundizará más en su descripción.

3.2 Instalaciones Fotovoltaicas de Conexión a Red

Por otro lado, se tienen las *instalaciones fotovoltaicas de conexión a red*, en las cuales existe la presencia de la red eléctrica convencional. A su vez, en este grupo se puede distinguir entre dos tipos de instalaciones:

3.2.1 Centrales Fotovoltaicas

Dentro de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, la tipología más importante es la utilizada por las plantas de generación de energía, es decir, las **centrales o plantas fotovoltaicas**, las cuales son el objeto de estudio de este documento y se describirán con más detalle el apartado 4.

El principio de generación es exactamente el mismo, pero a diferencia de las instalaciones fotovoltaicas aisladas, están conectadas a la red eléctrica, inyectando la energía generada.

Su esquema unifilar (véase la Ilustración 3.3) está regulado por la Resolución de 31 de mayo de 2001 de la Dirección General de Política Energética y Minas (BOE N° 148/2001). Por este motivo, está prohibida tanto la incorporación de baterías como de generadores eléctricos dentro de la instalación (6).

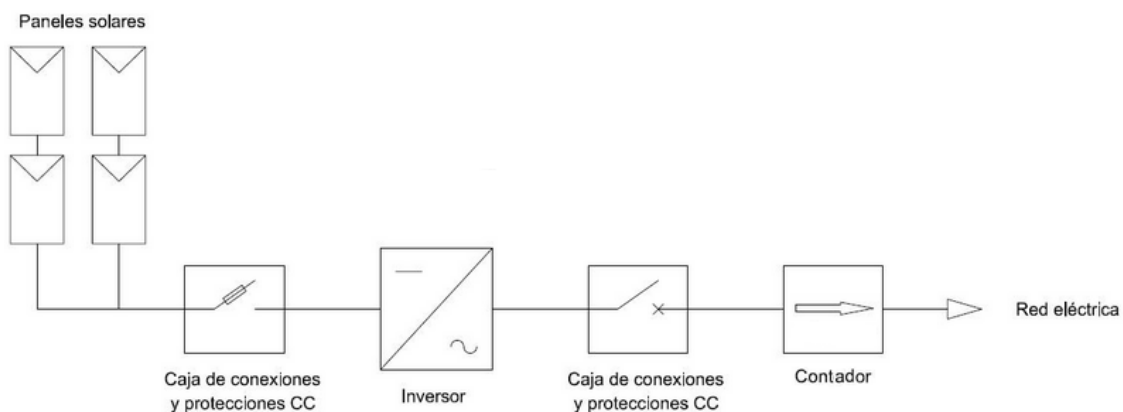


Ilustración 3.3. Esquema general Instalación FV conectada a la red para generación de energía (Central Fotovoltaica).

En cuanto a la instalación en sí, es mucho más sencilla ya que posee menor número de elementos, por lo que además de los módulos fotovoltaicos se componen de un inversor (o varios), unas protecciones eléctricas y contadores. No obstante en la práctica, dicha sencillez se pierde debido al inmenso tamaño que adoptan la mayoría de estas instalaciones debido a las grandes potencias para las que son diseñadas.



Ilustración 3.4. Fotografía de una planta fotovoltaica: Amanecer Solar CAP, 100 MW (Chile).

3.2.2 Instalaciones Fotovoltaicas de Autoconsumo

Por otro lado, otro tipo de instalaciones fotovoltaicas de conexión a red son las denominadas **instalaciones de autoconsumo**. Este tipo de instalaciones está muy regulado por la legislación, y el objeto de la misma ha ido variando a lo largo del tiempo.

En España, la generación de energía estaba reservada a las centrales eléctricas, entre las cuales se encuentran las plantas fotovoltaicas, y cuya distribución compete a las compañías eléctricas y sólo podían recurrir al autoconsumo las viviendas y empresas sin conexión a la red (instalaciones FV aisladas).

Más tarde, la liberalización del mercado eléctrico permitió que cualquier usuario particular pudiera producir electricidad, pero sólo para inyectarla a la red, no para autoabastecerse (véase la Ilustración 3.5) (8) ya que toda la energía que producían tenía que ser vendida obligatoriamente a la red eléctrica, recibiendo el titular una cantidad de dinero por esa venta.

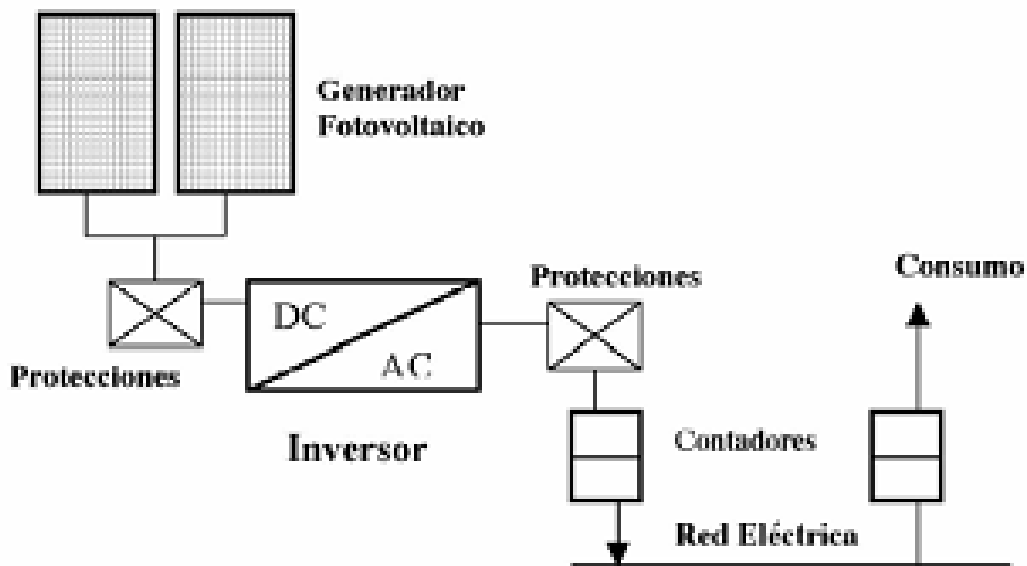


Ilustración 3.5. Esquema Instalación FV conectada a la red (Usuario particular).

Sin embargo, a finales de 2011, España aprobó un Real Decreto que autoriza el autoconsumo y abre enormes expectativas, aunque falta por ver si la normativa técnica estará a la altura esperada.

El autoconsumo eléctrico es un planteamiento que permite a los consumidores producir parte de la electricidad que consumen en sus hogares o negocios. Se trata por tanto, de un tipo de instalaciones con las que generar electricidad, para autoconsumo y/o para inyectarla a la red eléctrica.

Esto supone una evolución radical desde el modelo actual de *generación centralizada* (la energía se produce en grandes plantas como centrales hidroeléctricas o nucleares y recorre largas distancias hasta consumirla) a la *generación distribuida* (la electricidad se produce en muchas centrales pequeñas situadas muy cerca de donde se consume).

Uno de los esquemas más interesantes, y quizá el de mayor futuro, es el conocido como medición neta, saldo neto o balance neto (Net Metering). Es un modelo de conexión entre un pequeño productor de energía eléctrica renovable para autoconsumo (eólica o fotovoltaica) y la red eléctrica general, en el cual hay un intercambio de electricidad (véase la Ilustración 3.6).

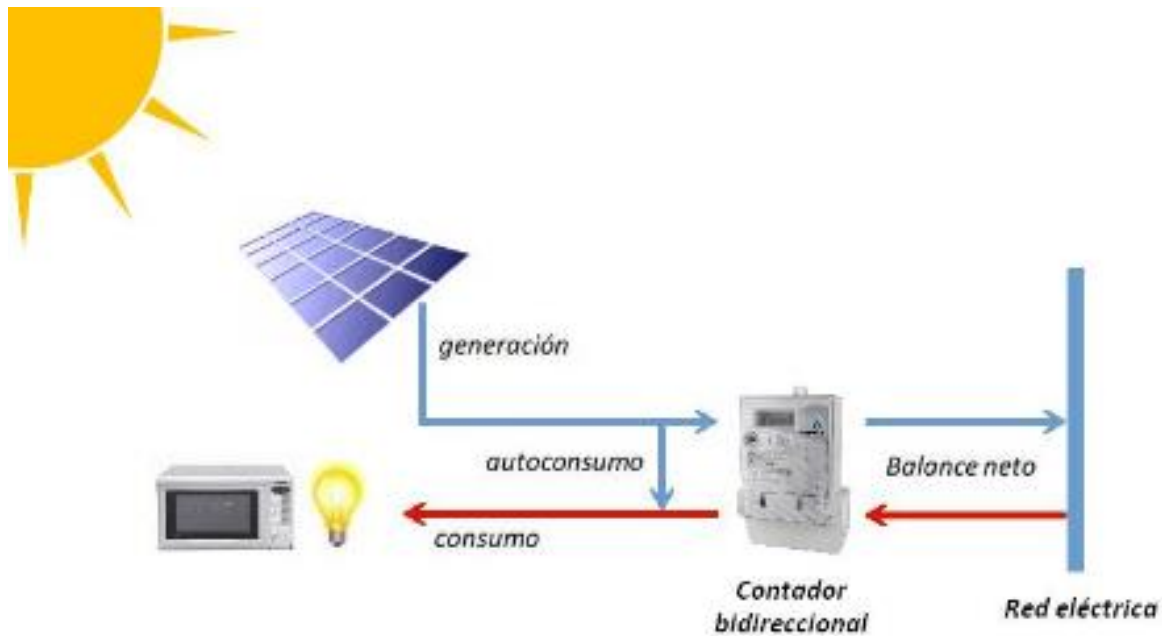


Ilustración 3.6. Esquema Instalación FV conectada a la red con autoconsumo en forma de Balance Neto.

Bajo este esquema, un pequeño productor instala paneles solares fotovoltaicos en su hogar o empresa para producir un volumen de electricidad que consume directamente en su casa. En el momento en el que sus paneles solares fotovoltaicos produzcan más electricidad de la que consume, el pequeño productor vuelca los excedentes a la red eléctrica general. Por otro lado, en los momentos en los que necesite energía eléctrica y los paneles fotovoltaicos no estén funcionando o bien no estén produciendo el total de energía demandada, el pequeño productor puede tomar de la red eléctrica la energía que necesita.

En este esquema, el pequeño productor no cuenta con una batería donde almacena la energía, sino que emplea la red eléctrica como soporte para los momentos en los que no puede generar electricidad él mismo. Todas las inyecciones de electricidad a la red por parte del pequeño productor, así como la cantidad que este toma de la red son contabilizadas por un contador de doble sentido.

Finalizado cada día (o el periodo establecido) se contabiliza la diferencia entre la energía que ha inyectado el pequeño productor a la red y la que ha tomado de la misma. Si el pequeño productor ha consumido más energía de la red que la que ha inyectado, la compañía eléctrica cobrará la diferencia, con un recibo normal. En cambio, si es el pequeño productor fotovoltaico el que ha inyectado más electricidad de la que ha consumido, la compañía eléctrica deberá compensarle de manera adecuada, ya sea “guardando” el saldo favorable de energía para que, en los periodos menos favorables de producción eléctrica del año, el pequeño productor pueda recuperarla, compensándolo así económicamente. Será cada legislación o el acuerdo alcanzado con la compañía eléctrica la que determine estos puntos (9).

En definitiva, de acuerdo al RD 1699/2011, es posible en España realizar instalaciones de autoconsumo, que como se dijo anteriormente, son instalaciones fotovoltaicas, que estando la red presente, puedan

contribuir a satisfacer la demanda de una vivienda, edificio o industria. A día de hoy, no se ha desarrollado completamente el RD 1699/2011 por lo que se desconocen las condiciones que finalmente regirán este tipo de instalaciones. No se sabe si se permitirá el balance neto, o si se impondrán impuestos o peajes al uso de la red eléctrica.

A día de hoy, ha sido publicado recientemente el RD 900/2015 del 9 de octubre de 2015 en el que finalmente se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y producción con autoconsumo, aunque no se podrá aplicar de inmediato, ya que las diferentes Comunidades Autónomas, en el ámbito de sus competencias, tendrán que adaptar e implementar sus propias normas para facilitar su aplicación.

Tras la aprobación del Real Decreto se asientan las bases de un nuevo marco regulatorio que asegure un desarrollo de la actividad de autoconsumo para puntos de suministro eléctrico. Cabe destacar que el real decreto afecta a todos los puntos de suministro conectados a la red de distribución eléctrica quedando exentas de aplicación las instalaciones aisladas de la red, es decir, que no comparten ningún punto físico de conexión a red. A su vez se han establecido dos tipos de autoconsumo, que pueden resumirse básicamente en un primer tipo sólo para autoconsumir y un segundo tipo para autoconsumir y vender. Además se normaliza el uso de baterías para acumulación de energía. En cuanto a las condiciones económicas y tarifas, el consumidor que decida autogenerar acogiéndose tanto a la modalidad tipo 1 como a la modalidad tipo 2 tendrá que continuar contribuyendo a los peajes de acceso de la parte de consumo tal y como estaba haciendo hasta ahora. Asimismo tendrá que sufragar los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico y los cargos por otros servicios del sistema por la parte de generación. De forma transitoria estos cargos se dividen en dos tipos: fijos en función de la potencia y variables en función de la energía autoconsumida.

También hay que destacar que existen, de forma transitoria, excepciones a la contribución de los costes de sistema:

- Para consumidores cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10 kW están exentos del pago de los cargos variables por la energía autoconsumida.
- Las instalaciones de producción de energía eléctrica con cogeneración quedan exentas del pago de cualquier cargo hasta el 31 de diciembre de 2019.
- Para los sistemas extrapeninsulares el cargo fijo será de aplicación de igual forma pero el cargo variable por energía autoconsumida tiene reducciones para el sistema Mallorca-Menorca y exenciones totales para Canarias, Ceuta y Melilla y el sistema eléctrico Ibiza-Formentera.

Finalmente indicar que las instalaciones que actualmente se engloben en alguna de las dos modalidades de autoconsumo definidas anteriormente tendrán seis meses para adecuarse técnicamente a los requerimientos que plantea dicho RD (10).

No se profundizará más en cuanto a las condiciones y limitaciones del nuevo RD de autoconsumo ya que no se trata del objeto del presente proyecto.

4 CENTRALES FOTOVOLTAICAS. COMPONENTES

Las *centrales o plantas fotovoltaicas* son instalaciones de conexión a red de aplicación industrial, que pueden ser instaladas en zonas rurales o sobrepuestas en grandes cubiertas de áreas urbanas (aparcamientos, centros comerciales, áreas deportivas, etc.) no aprovechadas para otros usos, y cuyo objetivo principal es generar electricidad para cubrir parte de la demanda de energía eléctrica existente.

El funcionamiento de una central fotovoltaica puede resumirse de la siguiente forma:

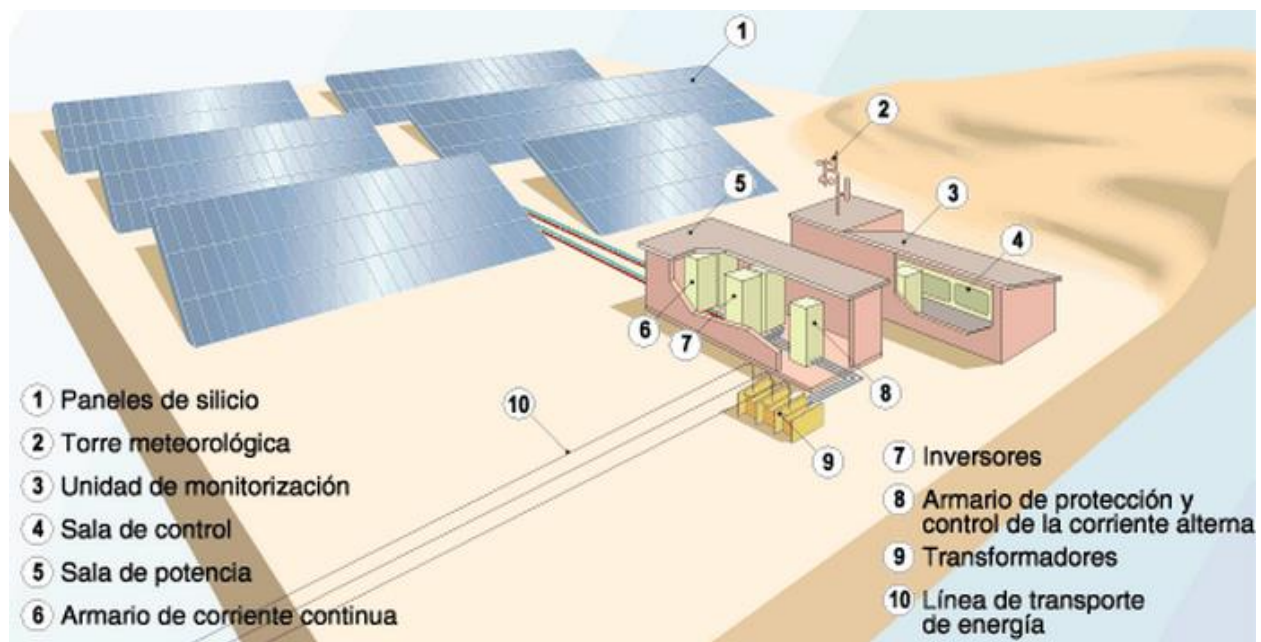


Ilustración 4.1. Esquema de una central fotovoltaica.

El elemento básico de una central fotovoltaica es el conjunto de células fotovoltaicas, que captan la energía solar, transformándola en corriente eléctrica continua mediante el efecto fotoeléctrico. Están integradas, primero, en módulos y luego se forman con ellos los paneles fotovoltaicos (1). Lógicamente, la producción de electricidad de dichas células depende de las condiciones meteorológicas existentes en cada momento, —fundamentalmente de la insolación—. Dichas condiciones son medidas y analizadas con la ayuda de una torre meteorológica (2).

Como la energía eléctrica que circula por la red de transporte lo hace en forma de corriente alterna, la corriente continua generada en los paneles solares debe ser transformada a corriente alterna. Es conducida, entonces, primeramente a un armario de corriente continua (4), para ser convertida en corriente alterna por medio de un inversor (5) y ser finalmente transportada a un armario de corriente alterna (6).

Posteriormente, la energía eléctrica producida pasa por un centro de transformación (7) donde se adapta a las condiciones de intensidad y tensión de las líneas de transporte (8) para su utilización en los centros de consumo.

El funcionamiento de todos los equipos de la central se supervisa desde la sala de control (3), en la que se recibe información de los distintos sistemas de la instalación: torre meteorológica, inversor, armarios de corriente continua y alterna, centro de transformación, etc. (10)

4.1 Componentes de las Centrales Fotovoltaicas

4.1.1 Generador Fotovoltaico: Campo Solar

El generador fotovoltaico es el dispositivo encargado de transformar la radiación solar en electricidad. Está constituido por una asociación serie-paralelo de módulos que, a su vez, son el resultado de una agrupación serie-paralelo de células solares. La célula solar es el dispositivo básico de conversión de energía (6).

4.1.1.1 Célula Solar

La célula solar es un dispositivo formado por una lámina de un material semiconductor y que transforma la radiación solar en energía eléctrica. El proceso por el cual se realiza esta conversión se denomina efecto fotovoltaico.

Curva característica de una célula

La representación más útil del comportamiento eléctrico de una célula solar la proporciona su curva característica, que contiene los posibles puntos de operación en intensidad y tensión para un determinado valor de la radiación incidente y la temperatura de la célula.

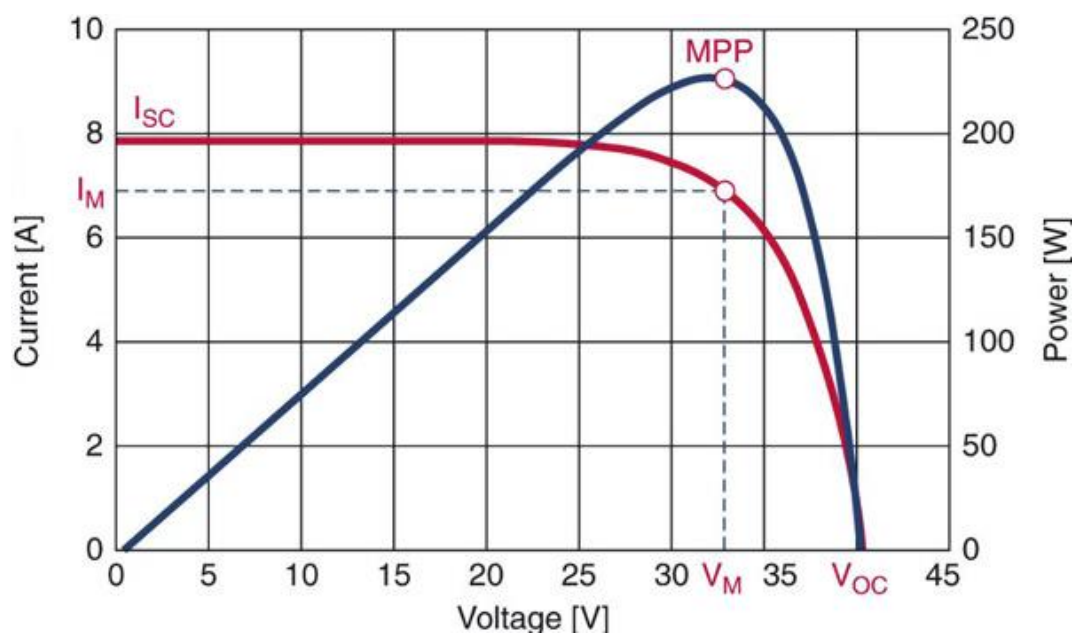


Ilustración 4.2. Curva Característica (I-V) de una célula solar.

Para facilitar la comparación de distintas células o módulos fotovoltaicos entre sí se fijan unas condiciones climáticas de referencia, denominadas “condiciones estándar”, establecidas por la norma ICE 60904, que consisten en:

- Nivel de irradiancia $E = 1000 \text{ W/m}^2$.
- Temperatura de la célula = 25°C , con una tolerancia de $\pm 2^\circ$.
- Espectro de radiación definido (distribución espectral de un nivel de radiación de referencia según IEC 60904-3) con una masa de aire, $AM = 1.5$.

En la curva característica de una célula fotovoltaica, pueden distinguirse tres puntos de interés:

- **Corriente de cortocircuito (I_{sc}):** Máxima corriente que puede entregar un dispositivo bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura correspondiendo a tensión nula y consecuentemente a potencia nula.
- **Tensión de circuito abierto (V_{oc}):** Máxima tensión que puede entregar un dispositivo bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura correspondiendo a circulación de corriente nula y consecuentemente a potencia nula.
- **Potencia Pico (P_{mpp}):** Es el máximo valor de potencia que puede entregar el dispositivo. Corresponde al punto de la curva en el cual el producto $V \cdot I$ es máximo, por tanto: $P_{mpp} = (V_{mpp} \cdot I_{mpp})$. Se define como aquella potencia que produciría una célula solar en condiciones estándar a la tensión del punto de máxima potencia, por lo que da una idea del máximo potencial de una célula.

Efecto de factores ambientales sobre la característica de salida del dispositivo

Efecto de la intensidad de radiación solar

El resultado de un cambio en la intensidad de radiación es una variación en la corriente de salida para cualquier valor de tensión. La corriente varía con la radiación en forma directamente proporcional. La tensión se mantiene prácticamente constante.

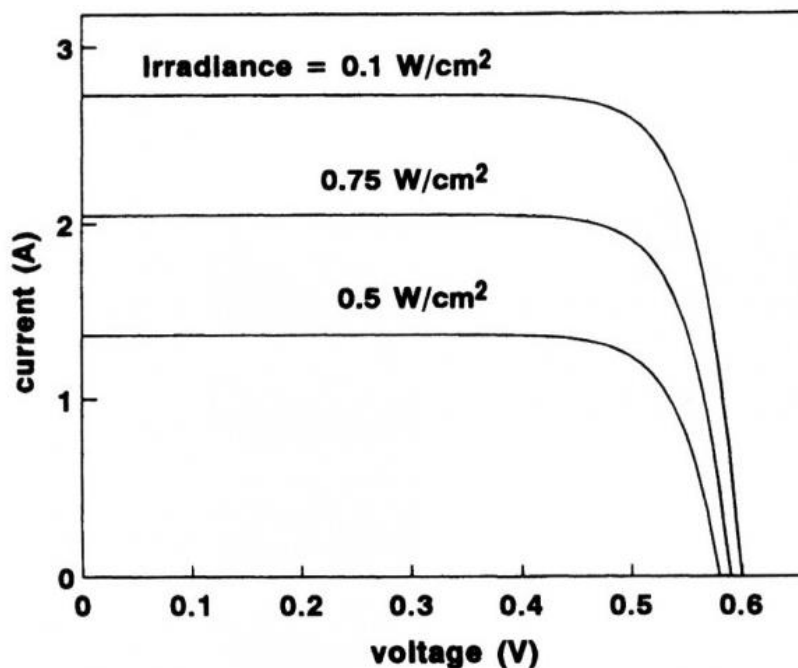


Ilustración 4.3. Influencia de la Irradiancia en la curva I-V (T cte).

Efecto de la temperatura

El principal efecto provocado por el aumento de la temperatura del módulo es una reducción de la tensión en forma directamente proporcional. Existe un efecto secundario dado por un pequeño incremento de la corriente para valores bajos de tensión.

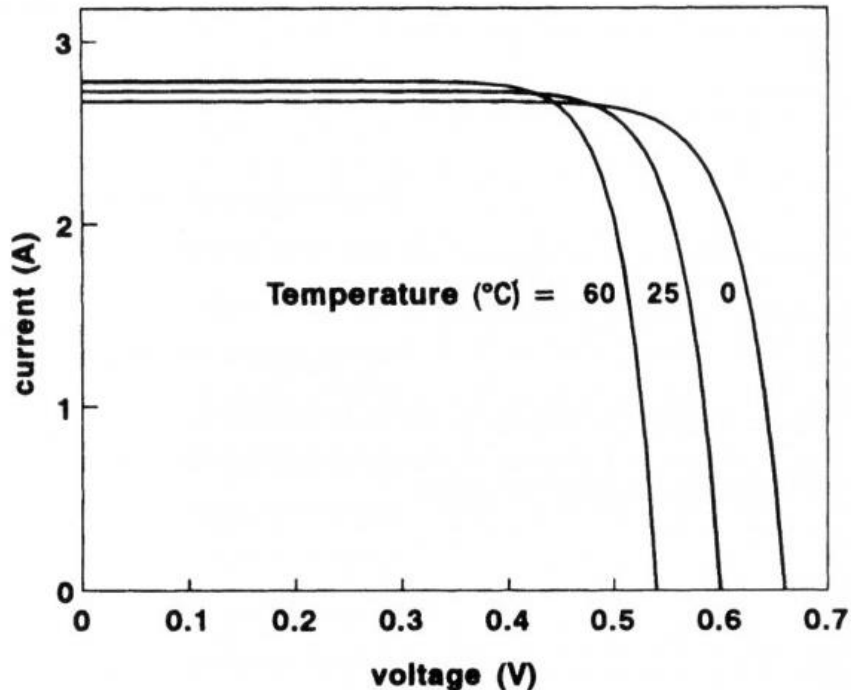


Ilustración 4.4. Influencia de la Temperatura en la curva I-V (I cte).

Existen tres coeficientes α , β y γ que representan la variación de los parámetros fundamentales de la característica I-V del generador fotovoltaico con la temperatura. Así, α expresa la variación de la corriente de cortocircuito con la temperatura, β la variación del voltaje de circuito abierto y γ la variación de la potencia máxima. En general, los fabricantes de módulos FV incluyen en sus hojas de características técnicas los valores de estos tres coeficientes: (11)

$$\alpha = \frac{\partial I_{SC}}{\partial T} \quad \beta = \frac{\partial V_{OC}}{\partial T} \quad \gamma = \frac{\partial P_{mpp}}{\partial T}$$

Tipos de células

En cuanto a los materiales utilizados, el silicio es actualmente el material más comúnmente usado para la fabricación de células fotovoltaicas. Se obtiene por reducción de la sílice, compuesto más abundante en la corteza de la Tierra, en particular en la arena o el cuarzo. Los tipos de células de silicio son diferentes en la medida del tipo de silicio que se utilice:

- Monocristalino: El rendimiento de las células de silicio monocristalino suele variar entre el 15% y el 18%. Es difícil fabricarlas, lo que aumenta su precio. La estructura atómica es muy ordenada.
- Policristalino: Su rendimiento varía entre el 12% y el 15%. La estructura atómica no es tan ordenada como en el caso anterior, lo que hace que su rendimiento sea menor.

- Amorfo: Su rendimiento es inferior al 10%. La estructura atómica es bastante desordenada, pero su fabricación es más sencilla, lo que disminuye su coste.

Otro tipo de células solares que se han desarrollado en los últimos años son las celdas solares de película fina (*thin-film solar cell*, abreviadamente TFSC, en inglés), también denominada celda fotovoltaica de película delgada, es una celda solar que se fabrica mediante el depósito de una o más capas delgadas (película delgada) de material fotovoltaico en un sustrato. El rango de espesor de esta capa es muy amplio y varía desde unos pocos nanómetros a decenas de micrómetros.

Muchos de los materiales fotovoltaicos se fabrican con métodos de depósito diferentes en una variedad de sustratos.

Las celdas solares de película delgada suelen clasificarse según el material fotovoltaico utilizado:

- Silicio amorfo (a-Si) y otros silicios de película delgada (TF-Si)
- Teluro de cadmio (CdTe)
- Cobre indio galio y selenio (CIS o CIGS)
- Celdas solares sensibilizadas por colorante (DSC) y otras celdas solares orgánicas.

4.1.1.2 Módulo o Panel Fotovoltaico

Se trata del dispositivo comercial ya acabado y formado a partir de una asociación de células fotovoltaicas siguiendo una configuración serie-paralelo determinada y preparado para su instalación en el exterior.



Ilustración 4.5. Módulo fotovoltaico comercial.

De la misma forma que las células fotovoltaicas se asocian para formar el módulo, los módulos se asocian entre sí, en serie y en paralelo, hasta obtener agrupaciones llamadas, en la práctica “*strings*”, los cuales se asocian entre sí para generar la potencia.

El módulo FV consiste en la conexión eléctrica de células FV en serie-paralelo hasta obtener unos valores de voltaje y corriente deseados. El conjunto así definido es encapsulado de forma que quede protegido de los agentes atmosféricos que le puedan afectar cuando esté trabajando en la intemperie, dándole a la vez rigidez mecánica y aislándolo eléctricamente del exterior.

Tradicionalmente los módulos fotovoltaicos más utilizados en aplicaciones autónomas de pequeña potencia estaban constituidos por 33 ó 36 células de silicio monocristalino o policristalino, asociadas en serie. No obstante en la actualidad, con la amplia gama de aplicaciones fotovoltaicas existentes y el

incremento de nuevas aplicaciones como la integración de sistemas fotovoltaicos en edificios o los módulos fotovoltaicos de alta concentración, el tamaño y características de los módulos presenta una gran variación, pudiendo encontrarse desde el módulo convencional con cubierta convencional transparente, encapsulado en Tedlar y con 36 células conectadas en serie, hasta módulos semitransparentes coloreados especialmente para su integración en edificios, o los llamados “AC-modules”, que incorporan un pequeño inversor en la caja de conexiones generando por tanto en corriente alterna.

Existen diferentes tipos de paneles solares en función de los materiales empleados, los métodos de fabricación que se empleen y la forma final de las células que los componen tal y como se vio en el apartado anterior.

Elementos de un módulo fotovoltaico

Cubierta frontal

Ha de poseer una elevada transmisión en el rango de longitudes de onda que puedan ser aprovechadas por una célula solar fotovoltaica (350 a 1200 nm en caso de células de silicio), y una baja reflexión de la superficie frontal, para aprovechar al máximo la energía solar incidente. Además, el material ha de ser impermeable al agua, deberá tener una buena resistencia al impacto, deberá ser estable a la exposición prolongada de rayos UV y contará con una baja resistividad térmica. Si se diera el caso de que penetrara agua en el interior del módulo, ésta corroería los contactos metálicos contribuyendo a reducir drásticamente la vida útil del módulo. En la mayoría de los módulos la superficie frontal se utiliza para dar rigidez y dureza mecánica al mismo.

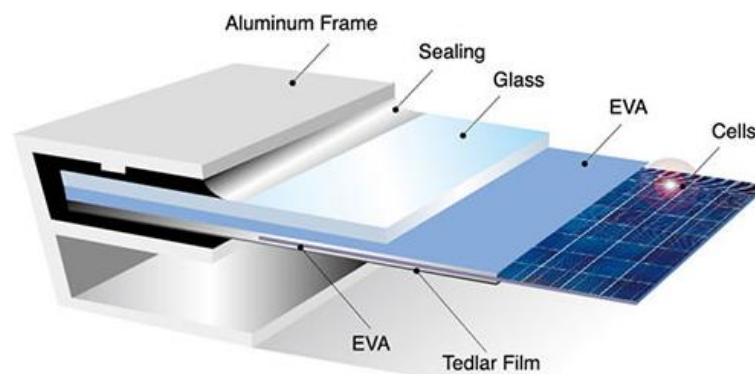


Ilustración 4.6. Componentes constructivos de un módulo FV.

Entre los materiales para la superficie frontal más empleados podemos encontrar acrílicos, polímeros y cristal. El más empleado suele ser el cristal templado con bajo contenido en hierro por sus características de bajo coste, elevada transparencia y estabilidad, impermeabilidad al agua y los gases y buenas propiedades de autolimpado.

Encapsulante

Se utiliza para dar adhesión entre las células solares, la superficie frontal y la posterior del módulo. Deberá ser impermeable al agua y resistente a la fatiga térmica y la abrasión. Se trata de polímeros transparentes y el más utilizado es el EVA (etilen-vinil-acetato).

Cubierta posterior

Debe ser impermeable y con baja resistencia térmica. Normalmente se utiliza una película de Tedlar adosada en toda la superficie del módulo, aunque también existen modelos que emplean una nueva capa de Tedlar y un segundo vidrio.

Células solares y sus conectores

Las cintas de interconexión eléctrica suelen ser de aluminio o acero inoxidable, y se sueldan de forma redundante, con dos conductores paralelos para aumentar la recolección de portadores en ambas caras de la célula. Los bordes del bloque así laminado se protegen de la posible exfoliación con una junta de neopreno, y todo el conjunto va incrustado en un marco de aluminio adherido normalmente con silicona, que le proporciona resistencia mecánica y está preparado para permitir su instalación y ensamblaje en cualquier estructura. Se incorpora también una caja de conexiones externa (normalmente adherida con silicona a la parte posterior) que cuenta con dos bornes de salida positiva y negativa, para permitir el conexionado de módulos. Éste ha de ser de cierre hermético y resistente a la intemperie para proteger las conexiones del módulo, y en algunos casos lleva incorporados diodos de protección.

El tiempo de vida útil de los módulos debe ser superior a los 20 años, y el sistema ha de ser fiable incluso en las condiciones climatológicas más adversas. Para poder predecir esta fiabilidad a tan largo plazo, los módulos son sometidos a ensayos de cualificación de sus características eléctricas y físicas. Algunos fabricantes poseen su propio Sistema de Aseguración de Calidad y realizan algunos de estos ensayos en muestras obtenidas de sus cadenas de producción, no obstante, existen normativas nacionales e internacionales de homologación de módulos fotovoltaicos que, si bien no son de obligado cumplimiento, son de una excelente garantía de durabilidad.

4.1.1.3 Sistema Mecánico de Seguimiento Solar

Los sistemas de seguimiento aumentan la producción energética de la luz del sol dependiendo de la duración del día y la época del año. Mientras que los sistemas convencionales tienen un rendimiento máximo de unas dos horas al día, los sistemas de seguimiento crean mucha más energía a partir de la luz del sol disponible. Los sistemas de seguimiento solar mejoran la eficacia operativa al seguir la posición del sol a lo largo del día.

En los sistemas de paneles de seguimiento fotovoltaico, se combinan varios módulos solares en una gran superficie de recepción. Los sistemas de seguimiento de un solo eje siguen la ruta del sol durante el día cambiando su ángulo acimut. Sin embargo, el ángulo de inclinación es fijo. Los sistemas de seguimiento de doble eje pueden seguir la ruta del sol además de las variaciones estacionales a lo largo del año.

4.1.1.4 Strings y Cajas de Conexión

En una planta fotovoltaica el objetivo principal es generar energía eléctrica a gran escala. Debido a que la potencia pico de los módulos fotovoltaicos es pequeña (generalmente entre 70 y 300 Wp) es necesario realizar sucesivas agrupaciones serie-paralelo de gran cantidad de módulos, para alcanzar los niveles requeridos de tensión e intensidad de entrada al inversor.

Dichas agrupaciones serie-paralelo de módulos se denominan strings y no son más que el cableado que existe en el interior del campo solar. A su vez, en función del tamaño de la planta, se realizan agrupaciones de strings en cajas de conexión, dónde se canaliza la energía eléctrica generada en los paneles asociados,

de forma que permite un mejor control de los niveles de tensión e intensidad que entran en el inversor.

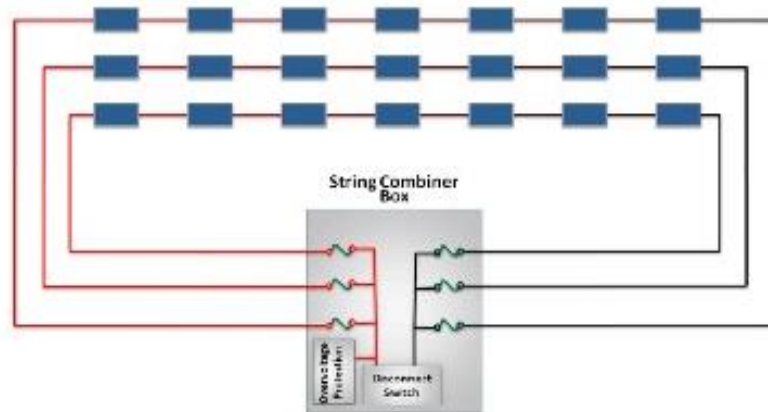


Ilustración 4.7. Esquema básico del conexionado de un string a una caja de conexión (String box).

4.1.2 Sistema de conversión de Potencia: Inversor

El inversor o convertidor CC-CA tiene objetivo principal transformar la corriente continua en corriente alterna. Funciona como interfase entre el generador fotovoltaico y la red eléctrica.

El inversor debe seguir la frecuencia a la tensión correspondiente de la red a la que se encuentre conectado. La forma de onda de la corriente de salida del inversor deberá ser lo más senoidal posible para minimizar el contenido en armónicos inyectados a red. Se recomiendan los valores incluidos en la norma CEI 555/1/2/3 (Comité Electrotécnico Internacional) equivalente a la norma CENELEC EN 60 555/1/2/3 (Comité Europeo de Normalización Electrotécnica) y equivalente a su vez a la norma AENOR UNE- 806-90/1/2/3. El contenido de esta norma incluye la distorsión armónica máxima en corriente, en % sobre la fundamental, dependiendo del número de orden del armónico, producida por un receptor conectado a la red. Por supuesto, estos valores se consideran válidos cuando no existe distorsión armónica en la onda de tensión proveniente de la red.

Ya que la potencia disponible del generador fotovoltaico varía con la irradiancia y temperatura de trabajo de las células que lo componen, el inversor deberá extraer la máxima potencia posible del generador fotovoltaico. Esto se consigue con un dispositivo que normalmente suelen incorporar este tipo de equipos, denominado “seguidor del punto de máxima potencia” (*Maximum Power Point Tracker – MPPT*), dispositivo electrónico incorporado en el inversor y que varía cada determinado tiempo, de uno o varios minutos, la tensión de entrada del inversor (o tensión de salida del generador fotovoltaico) hasta que el producto $V \cdot I$ de salida, potencia de salida, del generador fotovoltaico se hace máximo.

En resumen, los inversores al utilizar sistemas fotovoltaicos conectados a red deben reunir las siguientes características generales: Alta eficiencia en condiciones nominales ($> 90 \%$), así como en condiciones de baja insolación ($> 80 \%$ para valores de irradiancia $\geq 150 \text{ MW/cm}^2$); bajo contenido en armónicos de intensidad ($\text{THD} < 5 \%$); gran fiabilidad, peso reducido, bajo nivel de emisión acústica, etc.

El rendimiento de un inversor se define como la relación, expresada en porcentaje, entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor y depende de las características del inversor, el semiconductor de potencia utilizado, los filtros, los transformadores, el estado de carga en el que opere (es decir, la potencia que le demande la carga) y la tensión e intensidad de entrada en continua. Cuanto más se

aproxime la potencia demandada por la carga a la potencia nominal del inversor normalmente mejor rendimiento presentará.

Requerimientos de los inversores conectados a red

Para la compañía eléctrica la seguridad y la calidad de la potencia son los puntos más importantes. El flujo de energía eléctrica normalmente siempre va en el sentido de las cargas, cuando un consumidor deja de consumir, no suele ser normal que comience a inyectar energía a red.

A continuación se detallan los requerimientos normalmente exigidos a estos últimos:

- El sistema fotovoltaico parte como un componente de la red eléctrica.
- El inversor debe cumplir las especificaciones de la red eléctrica.
- La seguridad de los operadores debe tenerse siempre en cuenta (pueden existir partes activas desconocidas).
- Los sistemas fotovoltaicos no deberán entregar energía a una línea sin protecciones.
- La desconexión del inversor debe ser automática en cuando aparezca un fallo.
- Deberá existir un punto de fácil desconexión (contactos) que sea accesible a los empleados de la compañía eléctrica.
- Los inversores deberán operar con factor de potencia unidad.
- Se deberá efectuar aislamiento eléctrico entre los sistemas fotovoltaicos y la red.

En la mayoría de los casos el inversor deberá estar desconectado en segundos a partir de la detección de alguna falta. La mayoría de los inyectores no están preparados para operar sin tensión de red (modo isla), por ello la mayoría de las compañías solo permiten conectar un sistema fotovoltaico a la red si se instala una relé de tensión trifásico. El inversor deberá desconectarse de la red a través del relé si la tensión crece o disminuye por encima de unos límites predefinidos. El rango recomendado es del 80 – 110 % de la tensión nominal.

Las tres fases deberán ser monitorizadas de cara a detectar pérdidas de la tensión de red. Así si un inversor monofásico puede mantener la tensión estable en una fase (modo isla) el relé de tensión deberá detectar el fallo en las otras dos fases y desconectar el inversor.

También si la señal de salida del inversor excede de las condiciones predefinidas para la operación (sobre/subtensión, sobre/subfrecuencia) el inversor debe desconectarse automáticamente de la red. Se posibilitará la nueva conexión después de un cierto tiempo (3 minutos normalmente), tiempo que el sistema de control y protección de red espera para intentar una nueva conexión. (12)

Tipos de inversores

Actualmente existen dos grandes grupos de inversores, el conmutado de línea y el autoconmutado:

Inversores conmutados de línea

Son inversores que usan interruptores tiristores, capaces de controlar el tiempo de activación de la conducción, pero no el tiempo de parada. Para detener la conducción, precisan de una fuente o circuito adicional que reduzca hasta cero la corriente que lo atraviesa.

Inversores autoconmutados

Son los más utilizados en instalaciones con aplicaciones de energía distribuida a red, ya que cumplen las especificaciones técnicas establecidas por las compañías eléctricas. Están basados en el uso de transistores IGBT y MOSFET, con el uso de dispositivos de conmutación que controlan libremente los estados de conducción y no conducción de los transistores.

Estos inversores usan la modulación de ancho de pulso PWM, e incluyen transformación de línea o de alta frecuencia, pudiendo controlar libremente la forma de onda de la tensión y la corriente en la parte de alterna, ajustan el factor de potencia y reducen la corriente armónica, siendo resistentes a las distorsiones procedentes de la red.

Los inversores auto conmutados se subdividen en inversores en fuente de corriente CSI y en inversores en fuente de tensión VSI. Los inversores CSI disponen de una fuente de corriente prácticamente constante a la entrada de continua, mientras que en los inversores VSI, la fuente constante de entrada es de tensión.

Convertidores multinivel

La tecnología multinivel está basada en la síntesis de la tensión alterna de salida a partir de la obtención de varios niveles de tensión del bus de continua; cuanto mayor es el número de niveles de tensión de entrada de continua, más escalonada es la forma de la onda de la tensión de salida, de modo que la onda tienda más a una señal sinusoidal pura, minimizándose la distorsión.

Gracias al continuo aumento de niveles de potencia en los equipos fotovoltaicos, cada vez se tiende más hacia la conexión en serie de paneles solares con niveles medios de tensión. Las tecnologías de tres niveles son especialmente interesantes en este tipo de sistemas, ya que permiten incrementar el nivel de potencia a partir del uso de dispositivos de baja tensión.

Compatibilidad con la red

En la conexión en alterna de un inversor conmutado por red, no hace falta un control directo. En control de la demanda de energía reactiva y quizá inyección armónica viene dado, debido esencialmente a la independencia del inversor y su control. En el caso de un inversor autoconmutado, la tensión de alterna del inversor puede ser controlada independientemente de las condiciones de la entrada en continua si la demanda de reactiva (o entrega) está controlada, y el control de flujo de potencia activa es perfecto mediante el ajuste de las fases de voltaje respecto de la red. Así, el parámetro más importante del lado de continua, la potencia del campo fotovoltaico, se puede controlar en la conexión alterna del convertidor de potencia autoconmutado.

Calidad de la señal

Las dos principales cuestiones técnicas a tener en cuenta en un inversor desde el punto de vista de calidad de la señal son el factor de potencia y la distorsión armónica. Normalmente, los inversores conmutados por red, operan con factores de potencia significativamente menores de la unidad, cosa que en las conexiones a red se debe evitar. La cuestión es que con factores de potencia bajos el inversor demandará a la red energía reactiva (VAR), afectando a la tensión del sistema, lo cual puede degradar la calidad del servicio eléctrico de los demás consumidores conectados a ella. Además, esto es poco deseable para la compañía eléctrica ya que no puede ser razonable que se espere que ésta cargue con los costes de suministrar potencia reactiva

mientras no se le compra potencia activa, o quizá incluso tener que comprar potencia activa si es un autogenerador.

La demanda de energía reactiva ya sea debido a cargas o inversores, puede ser aceptada si la compañía eléctrica cobra dinero al propietario de la instalación autogeneradora por el consumo de la potencia reactiva. Las leyes que regulan los contratos entre la compañía eléctrica y el consumidor no permiten hacer esto. Por ello, un factor de potencia unidad en el punto de conexión y la salida del convertidor es lo que las compañías eléctricas desean.

El contenido armónico en la señal de salida de un inversor para uso fotovoltaico es difícil de fijar debido a que no hay mucha información disponible. Las regulaciones prevén alguna forma de aislamiento. Segundo, el autogenerador y la compañía eléctrica deberán utilizar protecciones que logren interrumpir corrientes de fallo en continua. En tercer lugar, un fallo en el inversor con niveles de continua puede saturar el transformador de distribución y causar mal funcionamiento del servicio a otros abonados, así que tanto en el mismo transformador como en la misma línea, los dispositivos de protección se deben disparar inmediatamente. Todas estas áreas conciernen sobre todo a la compañía eléctrica.

La detección y señalización de fallos en la conexión campo fotovoltaico al inversor es difícil ya que normalmente se producen pequeñas corrientes de cortocircuito y los dispositivos de interrupción ante faltas en continua como contactores son caros y tienen una vida útil corta. Así, como el campo fotovoltaico no daña al inversor, es éste mismo el que se ocupa a menudo de detectar y señalizar la mayoría de los fallos en el lado de continua. Esto último no quiere decir que no se puedan producir fallos irremediables en el inversor, un corto entre los terminales del campo a través de los dispositivos de conmutación por ejemplo. Existen plantas piloto que han convertido esta posible situación en una operación de desconexión normal (13).

4.1.3 Centro de Transformación

En caso de no ser posible conectar en baja tensión, o siempre y cuando la potencia a evacuar sea superior a 100 kVA, será necesario implementar un centro de transformación en nuestra instalación.

Un centro de transformación (abreviado CT) es una instalación eléctrica que recibe energía en alta tensión (30 kilovoltios) o en media tensión (10, 15 o 20 kilovoltios) y la entrega en media o baja tensión para su utilización por los usuarios finales, normalmente a 400 voltios en trifásica y 230 en monofásica.



Ilustración 4.8. Centro de Transformación (Transformador y celdas de protección).

El número de centros de transformación para realizar un suministro en baja tensión, será determinado por la compañía eléctrica, de acuerdo al artículo 13 del reglamento electrónico de baja tensión en función del suministro solicitado y la red existente en la zona.

La realización de cada centro de transformación deberá justificar y cumplir todas las características de diseño y construcción, especialmente en lo que respecta al calentamiento, ventilación, nivel sonoro y tensiones de paso y contacto.

El montaje de los centros de transformación de BT constará de los siguientes elementos:

- Celdas necesarias para la entrada y salidas de cables de alta tensión. Cada cual equipada con interruptores seccionadores y seccionadores de puesta a tierra.
- Una celda de protección por cada transformador a instalar, equipada con interruptor seccionador, fusible limitador, y seccionador de puesta a tierra.
- Una celda con iguales características para el esquema de línea, incluyendo un seccionador de puesta a tierra en la entrada de la línea.
- Uno o dos transformadores para atender la demanda de suministro. Se trata del elemento principal del centro de transformación, o en algunos casos, autotransformador. Un centro de transformación puede tener uno o más transformadores, no existiendo limitación en la potencia total del centro. Generalmente, cada transformador alimenta a un conjunto de líneas, siendo raros los casos en los que las máquinas trabajan en paralelo.
- Un cuadro de baja tensión por cada transformador.
- En zonas rurales, es posible la instalación a la intemperie de centros de transformación de sobre apoyo, indicado en los casos en los que el transformador de potencia no supere los 100kV A; también es posible la instalación de tipo intemperie compacta, limitado a una potencia de transformador que no supere los 250 kVA.

4.1.4 Otros Elementos

4.1.4.1 Sistema de Monitorización

El sistema de monitorización y visualización de datos tiene la función de adquirir los datos proporcionados por los inversores, las estaciones meteorológicas y los contadores, para controlar la producción, alarmas e incidencias más relevantes durante la fase de explotación de la planta.

La monitorización de datos se realiza en pequeños intervalos de tiempo (minutario o 10-minutario por ejemplo), lo que permite extrapolar la información a datos horarios, diarios, mensuales, etc.

El software informático de monitorización y gestión de datos permite que se pueda visualizar en tiempo real los parámetros de inversores (potencia de salida, tensiones e intensidades a la salida y a la entrada, alarmas, etc...), estaciones meteorológicas y contadores; y que ante cualquier alarma e incidencia envíe un SMS o email al personal designado para el mantenimiento de la planta. Asimismo permite la elaboración de informes y visualización de forma gráfica de los parámetros registrados.

El conjunto de inversores de la planta está interconectado mediante conexión por un bus de campo (generalmente RS 485), formando un anillo. Cada conjunto de inversores forma un anillo independiente, el

cual acaba en una puerta RS485/Ethernet, la cual se conecta a un PC, que recopila y trata toda la información de la planta.

El PC a su vez se puede conectar a Internet, vía GSM, con lo cual se puede hacer la lectura remota de los equipos.

4.1.4.2 Estación Meteorológica

Para el adecuado control de la operación de la planta es necesario registrar los datos meteorológicos, ya que permiten conocer los valores de radiación (GHI) en el emplazamiento con exactitud, lo que a su vez, permite obtener de forma más precisa parámetros de gran importancia como el rendimiento energético o PR (Performance Ratio).

Para ello existe una estación meteorológica, la cual se compone de una serie de sensores de medida. Para medir los niveles de radiación existe una célula o módulo fotovoltaico calibrado de tecnología equivalente a los módulos existentes en la planta y colocada en el mismo plano de inclinación. Sin embargo, es posible que en lugar de medir la radiación con un módulo calibrado se mida con un piranómetro. Además la estación incluye sensor de temperatura de célula y sensor de temperatura.

Las estaciones meteorológicas están conectadas al sistema de monitorización para el registro de datos y supervisión.

5 CLASIFICACIÓN DE FALLOS E INCIDENCIAS

Antes de realizar el análisis estadístico objeto de este proyecto, es necesario clasificar los diferentes fallos e incidencias que pueden aparecer en una planta fotovoltaica(17). Existen numerosas formas de establecer esta clasificación en función del objeto y alcance de estudio. Sin embargo para este proyecto, se seguirán una serie de pautas para realizar dicha clasificación, de forma que se adapten de la mejor manera posible a los datos e información disponibles en cuanto al seguimiento de la operación de las diferentes plantas analizadas. Este seguimiento se refiere al modo de llevar a cabo el control de fallos e incidencias correspondiente. Dichas pautas y consideraciones se definen a continuación:

- Se realizará una **clasificación genérica de incidencias** de forma que sea válida y homogénea para cualquier tipología, ya que se analizarán plantas con tipologías diferentes en cuanto a tamaño y fabricante de inversor, tipo de módulos fotovoltaicos, emplazamiento, etc.
- El estudio **no tendrá en cuenta el origen de los fallos** registrados, debido a que en la mayoría de los casos, éste es indeterminado o no se tiene constancia del mismo. Por tanto, el análisis de incidencias presente se ceñirá en determinar cuáles son los elementos o componentes que presentan anomalías en su funcionamiento y en consecuencia, determinar la frecuencia e índice de fallo de los mismos.
- Se tendrá en cuenta una **visión telescópica** de los diferentes elementos a la hora de contabilizar un fallo o incidencia en una planta fotovoltaica.

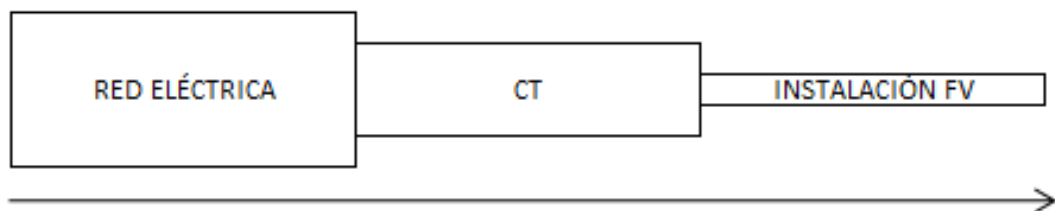


Ilustración 5.1. Visión telescópica de las incidencias.

Es decir, un fallo que aparece en un elemento de la instalación afecta al funcionamiento del resto de componentes en el sentido indicado tal y como se observa en la Ilustración 5.1. Es decir, si por ejemplo se produce una caída de tensión en la red eléctrica, siendo ésta el elemento que ha fallado, saltarían de forma automática las celdas de los centros de transformación haciendo que los inversores se paren, dejando de producir energía.

Por tanto, aunque en la práctica se detecte que los inversores de la instalación no se encuentran operativos, no significa que hayan fallado en su funcionamiento, sino que se trata de una incidencia provocada por el fallo en un nivel superior de la instalación.

Esta consideración es imprescindible, ya que si no se tiene en cuenta, puede llevar a contabilizar incidencias por partida doble, o bien asociar un fallo a un determinado elemento o equipo, el cual que depende a su vez de otras incidencias.

Por otro lado es necesario destacar que en este proyecto no se analizará el histórico de alarmas registradas por un sistema telemático de detección de fallos como se ha llevado a cabo en otros estudios, lo cual puede conducir a error debido a que un gran porcentaje de las alarmas registradas son falsas, ya que en muchas ocasiones la detección por parte de dicho sistema automático, de cualquier anomalía puntual en los parámetros que determinan el rango de funcionamiento de los diferentes equipos o elementos de la instalación, no genera ningún tipo de fallo real en el mismo que afecte de manera relevante a su operación.

Para este análisis se recopilarán y clasificarán todos los fallos e incidencias reales registradas durante el seguimiento diario del conjunto de plantas. Dicho seguimiento se realizaba contrastando los datos recogidos por el sistema de monitorización con la información proporcionada por parte de la compañía o empresa responsable de los servicios O&M, que normalmente se desplazaba hasta el emplazamiento para comprobar el estado real del componente afectado. Asimismo, los técnicos de mantenimiento realizaban las correspondientes revisiones e inspecciones de las instalaciones, por lo que en caso de detectar cualquier defecto o fallo, éste era comunicado de forma inmediata. Por tanto se asegura la fiabilidad de la información analizada.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se procederá a continuación a describir la clasificación de fallos e incidencias establecida.

En primer lugar se tendrá en cuenta su localización, es decir, determinar el punto o elemento de la instalación en el que aparece dicho fallo o incidencia. Sería interesante desde el punto de vista técnico realizar una diferenciación entre las incidencias internas que pueden aparecer en una instalación, es decir, las asociadas a los elementos internos existentes y las incidencias externas a la instalación.

Como se ha visto anteriormente, en una instalación fotovoltaica de conexión a red pueden distinguirse los siguientes elementos básicos:

- Campo solar
- Inversor
- Centro de Transformación

Aunque teóricamente el centro de transformación no forma parte de una instalación FV, puede considerarse como un elemento de la misma si se tiene en cuenta el concepto de central o planta de generación de energía eléctrica, ya que se trata del punto terminal de ésta. Por tanto, dichos elementos definen la parte interna de la planta. Por otro lado, se sabe que a partir del segundo devanado del centro de transformación donde se dispone de alta tensión, se tiene la conexión con la red eléctrica convencional, por lo que a partir de dicho punto se considerará la parte externa de la planta.

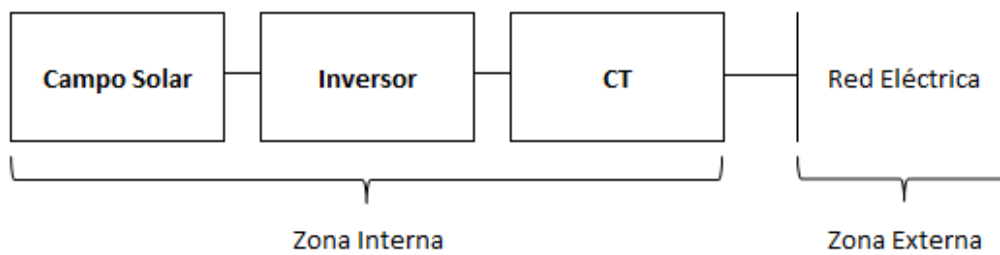


Ilustración 5.2. Zonificación interna y externa de una instalación FV.

A continuación se analizarán las posibles incidencias que pueden aparecer en cada elemento por separado.

5.1 Incidencias en el Campo Solar

Son varias las incidencias que pueden aparecer en el campo solar de una planta fotovoltaica, ya que se trata de la parte de la instalación que se encuentra a la intemperie. A continuación se analizarán los diferentes componentes del mismo:

- Módulos fotovoltaicos:

Los fallos más comunes en módulos FV se deben a la aparición de puntos calientes y la rotura de la cubierta frontal del módulo, debido esto último a diversos motivos tales como la existencia de dilataciones térmicas de la estructura, defectos de fabricación, acciones de viento extremo o incluso vandalismo, entre otros. Además pueden darse situaciones de robo de módulos. Sin embargo, debido a la gran cantidad de módulos existentes en una instalación fotovoltaica de tamaño medio, estos fallos apenas repercuten en la operación, por lo que resulta muy difícil detectar el momento de su aparición, ya que para ello, la empresa encargada de la O&M tendría que realizar inspecciones visuales del campo solar con una alta frecuencia y en la práctica, esa medida resulta inviable debido a la inmensidad de campo solar en algunas plantas.

Hay que destacar que debido a que la información analizada se corresponde con datos reales recogidos en la práctica sobre el seguimiento de las instalaciones, únicamente se tiene constancia de sustituciones de módulos, así como la existencia de incidencias relevantes, tales como casos de rotura por vandalismo y robo de módulos.

Es trivial que por el hecho de que un módulo haya sido sustituido, sea señal de que ha tenido un problema o fallo en su funcionamiento, y que probablemente se deba a la existencia de puntos calientes considerables o roturas del vidrio debidas a las causas comentadas anteriormente. Por tanto con el fin de sacar el mayor partido posible a la información analizada, resulta lógico asociar las sustituciones de módulos a la existencia de este tipo de fallos en los mismos.

Por otro lado, en el caso de que se den incidencias más graves asociadas a situaciones de vandalismo, robo o accidentes por viento, se considerarán como una sola incidencia independientemente del número de módulos que afecte dicha incidencia.

– **Cableado (Strings):**

Se contabilizarán de forma global el conjunto de fallos que se den en el cableado que conecta las diferentes agrupaciones de módulos, debidos fundamentalmente a la existencia de roedores o el deterioro de la superficie aislante, entre algunas causas. Por tanto se incluirán en un mismo grupo todo tipo de defectos y roturas que se detecten en los cables y strings del campo solar.

Al igual que ocurre con las incidencias en módulos FV, la mayoría de fallos originados en el cableado del campo solar apenas afectan a la instalación, a no ser que el fallo aparezca en líneas principales. Además se tendrán en cuenta situaciones de robo, ya que por tratarse de elementos compuestos por cobre, se han recogido algunos casos.

– **Cajas de Conexión:**

De acuerdo a los datos analizados, el total de incidencias asociadas a las cajas de conexión (string boxes), se deben a saltos de fusibles e interruptores magnetotérmicos. Estos saltos se deben fundamentalmente a fallos de origen eléctrico, tales como cortocircuitos y sobrecargas, originados por la presencia de humedad en el interior de la caja, calentamiento excesivo debido a altas temperaturas o defectos de aislamiento principalmente.

La activación de los sistemas de protección eléctricos suponen una pérdida de producción relevante, ya que anulan alguna o algunas fases de corriente que entran a la caja, afectando por tanto a la potencia de entrada del inversor correspondiente, lo que afecta a la producción de forma considerable.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores y a modo de resumen, para las incidencias localizadas en el campo solar se contabilizarán:

- **Sustituciones de módulos FV:** Asociadas a roturas del vidrio y la existencia de puntos calientes importantes, lo que ha originado la baja del componente.
- **Incidencias en cableado y strings:** Incluyen cualquier fallo o defecto detectado en el cableado del campo solar (roedores, deterioro del aislante, etc.).
- **Incidencias en cajas de conexión:** Se contabilizarán los saltos de los elementos de protección de las cajas de conexión, los cuáles indican la existencia de algún fallo eléctrico (generados por humedad, altas temperaturas, defectos de aislamiento, etc.).
- **Robos:** Se incluirán casos de robo de módulos FV y cableado.
- **Vandalismo:** Se incluirán aquellos casos de rotura de módulos FV en los que se tenga constancia que han sido originados por vandalismo.
- **Accidentes por viento:** Fenómeno atmosférico que puede afectar al campo solar, fundamentalmente a los módulos FV.

5.2 Incidencias en el Inversor

El inversor es sin duda el elemento más importante en el análisis de una planta fotovoltaica, ya que de ellos depende la cantidad de energía eléctrica que se inyecta en la red.

Debido a que se tratan de equipos fundamentalmente electrónicos, existe una gran cantidad de fallos que pueden afectar al correcto funcionamiento de los inversores, entre los cuales se han contabilizado fallos del relé de conmutación, fallos del transformador interno, defectos en la toma de tierra, fallos de aislamiento, problemas de calentamiento debido al fallo del sistema de ventilación (filtros), fallos de la tarjeta de comunicaciones, entre otros. Sin embargo, como se comentó anteriormente, el origen del fallo en el estudio es irrelevante debido a su indeterminación en algunos casos.

Por tanto, con la idea de tener una idea global de cómo afecta un determinado fallo en los inversores a la instalación, se clasificarán en tres grupos como se explica a continuación:

- Fallos de operación: se incluirán en este grupo las situaciones en las que alguno de los fallos comentados anteriormente origine paradas del equipo, tanto puntuales (aquellas que duren varios minutos) como prolongadas (aquellas que duren varias horas o incluso más de un día).
- Fallos en arranques y paradas: aquí se contabilizarán las ocasiones en las que un inversor ha presentado problemas en el arranque (retrasos del arranque) y en la parada (adelantos de la parada).
- Fallos de monitorización y comunicación: en este grupo se tendrán en cuenta las incidencias asociadas al sistema de comunicación y monitorización del propio inversor, es decir, como por ejemplo, fallos relativos al cable (bus) o la tarjeta de comunicaciones. Es necesario destacar que hay que diferenciar este tipo de incidencias, propias del inversor, con los fallos producidos en el sistema de monitorización de la planta.

Por último, decir que al contrario que en los dos primeros grupos, este tipo de incidencias no afectan a la producción, ya que los inversores se encuentran operando correctamente y su aparición únicamente supone la pérdida de información relativa a los datos de operación que se monitorizan para el correcto control y seguimiento.

5.3 Incidencias en el Centro de Transformación

La forma en la que se evaluará cuando se produce una incidencia en el centro de transformación de acuerdo a la información que se dispone, será mediante las ocasiones en las que se han producido cortes en las diferentes celdas de protección, lo que indica que se ha producido algún fallo eléctrico importante en la instalación.

Con el fin de identificar el elemento afectado, habrá que diferenciar si el motivo del corte es debido a un fallo del propio centro de transformación, o bien es debido a otro factor, en el que el caso más común será cuando se produzcan anomalías en la red eléctrica. Además se contemplarán situaciones en las se hayan producido saltos en las celdas de los CTs debido a factores meteorológicos, tales como la existencia de tormentas o nevadas que ocasionen problemas de aislamiento. Estos casos tendrán un tratamiento aparte, ya que no suponen que dichos CTs hayan fallado.

5.4 Incidencias en la Red Eléctrica

Aquí se contabilizarán las incidencias asociadas a la red eléctrica de distribución a la que se conecta la planta. Estos fallos pueden darse por la existencia de inestabilidades en la red debidas a cualquier causa externa, y por tanto, ajena a la instalación, como por ejemplo, existencia de armónicos, variaciones de tensión. Asimismo se distinguirán aquellos casos en los que se den condiciones meteorológicas adversas (tormentas o nevadas) que generen problemas en la red.

Este tipo de fallos son de gran importancia, ya que cualquier perturbación de la red genera el salto de las celdas de los centros de transformación produciendo en consecuencia la parada total de la planta.

Como se ha dicho anteriormente, el conjunto de incidencias y fallos ocurridos en la red eléctrica se considerarán como externos a la planta fotovoltaica, y por lo tanto, toda consecuencia que afecte a la producción podrá ser excluida por parte de la empresa encargada de la O&M; por otro lado, el resto de incidencias comentadas serán de carácter interno a la instalación.

5.5 Incidencias en el Sistema de Monitorización

En este bloque se contabilizarán todos los fallos e incidencias que aparezcan en las plantas fotovoltaicas objeto de estudio asociadas a su correspondiente sistema de monitorización.

El esquema de un sistema de monitorización típico puede observarse en la Ilustración 5.3, por lo que se incluirán todos los fallos relativos a cableado y buses comunes de comunicaciones, fallos de señal e internet (ADSL, cobertura 3G, GSM, etc.), problemas de software, paradas o resets espontáneos de dataloggers, etc.

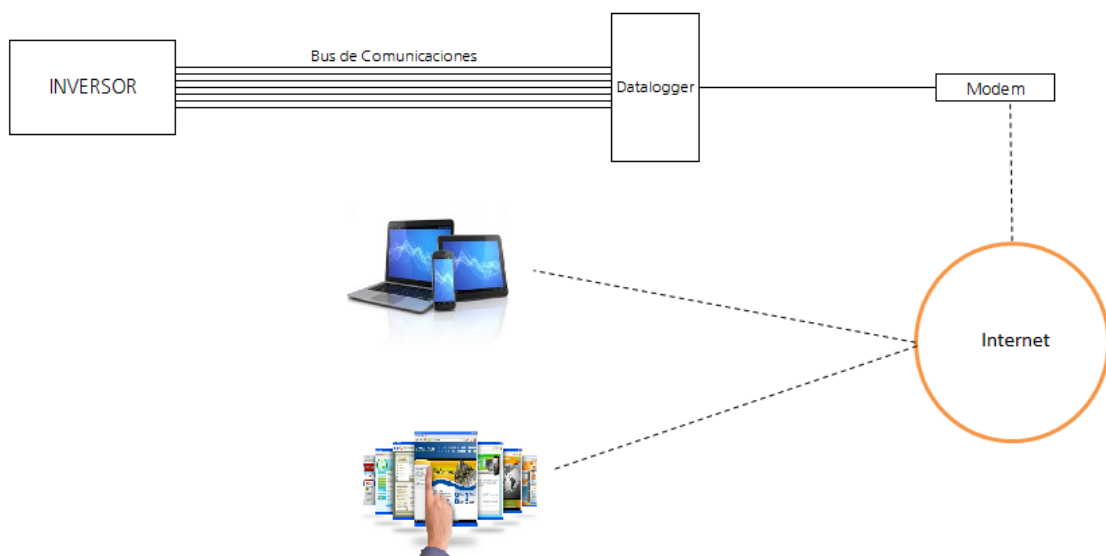


Ilustración 5.3. Esquema del sistema de monitorización de una planta FV.

Como se comentó anteriormente, hay que diferenciar este tipo de incidencias de aquellas de la misma naturaleza, es decir, incidencias de comunicación y monitorización, relativas al inversor.

Esto permite, según lo establecido en las pautas de clasificación de fallos e incidencias, identificar el elemento que falla, es decir, diferenciar en qué casos el fallo (de comunicación o monitorización) se produce en el inversor o bien en el sistema de monitorización.

Es importante identificar correctamente ambos tipos de incidencias, ya que no suponen una pérdida de producción en la planta.

6 DESCRIPCIÓN DE LAS PLANTAS FOTOVOLTAICAS OBJETO DE ESTUDIO

En este capítulo se describirán las instalaciones que han sido objeto de estudio para realizar el análisis de fallos e incidencias establecido en el capítulo 5. Para ello, se han seleccionado una serie de parques y plantas FV, las cuales presentaban un seguimiento de fallos e incidencias más riguroso.

Finalmente, se han analizado un total de 17 parques fotovoltaicos, divididos a su vez en 24 plantas fotovoltaicas de diferentes potencias (40 MWp en total aproximadamente) situadas en numerosos emplazamientos localizados en España e Italia (véase la Ilustración 6.1), las cuales presentan características constructivas y tipologías diferentes. Esto permite que el análisis realizado sea de carácter general, sin atender especialmente a particularidades determinadas.



Ilustración 6.1. Localización de las plantas/instalaciones FV objeto de estudio.

Una característica común que presentan todas las plantas analizadas es que ninguna posee sistema de seguimiento, siendo por tanto instalaciones fijas. Sin embargo, un aspecto en el que difieren es la superficie sobre la que se encuentran, ya que se analizarán plantas fotovoltaicas convencionales instaladas sobre el terreno

y por otro lado, instalaciones sobre cubiertas (generalmente de menor tamaño). Esto puede ser un factor importante a la hora de extraer conclusiones del análisis realizado, ya que se podrá observar la fiabilidad de cada tipología.

Respecto al campo solar, se tienen en total más de 400.000 módulos fotovoltaicos, sin embargo un factor importante a tener en cuenta a la hora de analizar los resultados, será el tipo de panel fotovoltaico, ya que difieren tanto en el valor de la potencia pico, como del material de las células de las que se componen, ya que se tienen instalaciones con módulos de silicio (Si), tanto monocristalino como policristalino, y telurio de cadmio (CdTe), también conocidos estos últimos como paneles de película fina. En cuanto a los inversores, se han analizado un total de 218, existiendo toda una gama de potencias nominales, desde 5 KW a 1 MW, lo que permitirá determinar la fiabilidad de dichos equipos, incluso en función de la potencia nominal. A su vez, se tiene un total de 45 centros de transformación en los que se podrá analizar la frecuencia con la que se producen saltos en las celdas de protección interrumpiendo la inyección de energía eléctrica.

Con esta información, puede realizarse un análisis estadístico de incidencias desde un punto de vista global de la planta, así como considerando cada equipo inversor como una instalación fotovoltaica teórica independiente.

También hay que destacar que todas las plantas comenzaron su operación entre los años 2009 y 2011, lo que es de especial interés, ya que en ningún caso se está analizando el funcionamiento durante los primeros meses de operación, en los cuales es lógico que aparezcan un mayor número de fallos y problemas técnicos asociados a la puesta en marcha de la instalación, debido fundamentalmente a que se ponen de manifiesto aspectos que no se tuvieron en cuenta durante el diseño.

A continuación se presenta la Tabla 6.1 (17), dónde se recogen las características de todas las plantas analizadas y en la que puede observarse de forma resumida todos los aspectos comentados anteriormente. Asimismo, debido a que se tratan de instalaciones reales, se ha preferido omitir el nombre de las mismas ya que no aporta nada esencial a la hora de abordar el presente análisis.

Parque FV	Planta FV	CARACTERÍSTICAS				CAMPO SOLAR PANELES FV/CABLEADO										INVERSOR		CT		PLANTA	
		Año Inicio	Provincia	Terreno/cubierta	Nº paneles	Nº paneles en serie	Nº strings	Fabricante módulos	Tipo	Material	Tamaño (m ²)	Coefficiente Temp. (α)	Potencia pico (Wp)	Nº Inversores	Potencia nominal (kW)	Nº CTs	Potencia pico (kWp)	Potencia nominal (kW)			
S	S-1	2010	Valencia	Cubierta	3266		BP Solar	BP3230T	Si PC	1,67	0,005	230	1	630	1	751,2	630				
	S-2	2010		Cubierta	3266		BP Solar	BP3230T	Si PC	1,67	0,005	230	1	630	1	751,2	630				
C	C-1	2010	Zamora	Terreno	57888	9	First Solar	FS-275	CdTe	0,72	0,0025	75	4	1000	4	4341,6	4000				
	V-1	2010		Terreno	29106	9	First Solar	FS-275	CdTe	0,72	0,0025	75	21	90	3	2183,0	1890				
	V-2	2010	Cádiz	Terreno	29106	9	First Solar	FS-275	CdTe	0,72	0,0025	75	21	90	3	2183,0	1890				
V	V-3	2010		Terreno	26334	9	First Solar	FS-275	CdTe	0,72	0,0025	75	19	90	3	1975,1	1710				
	A-1	2010	Mallorca	Terreno	44928	9	First Solar	FS-275/277	CdTe	0,72	0,0025	75/77,5	2	500	3	3425,8	3160				
MA	MA-1	2011	Murcia	Terreno	25812	9	First Solar	FS-280	CdTe	0,72	0,0025	80	4	500	3	2065,0	2000				
MB	MB-1	2011	Murcia	Terreno	9540	20	Yingli Solar	YL235P-29b	Si PC	1,63	0,0045	235	4	500	4	2241,9	2000				
MC	MC-1	2011	Murcia	Terreno	13680	20	Yingli Solar	YL230P-29b	Si PC	1,63	0,0045	230	6	500	3	3146,4	3000				
	B-1	2011	Castellón	Cubierta	3465	15	SUNPOWER	SPR-238E-WHT-D	Si MC	1,23	0,0038	238	7	100	1	824,7	700				
B	B-2	2011		Cubierta	2590	10	SUNPOWER	SPR-305E-WHT-D	Si MC	1,23	0,0038	305	7	100	1	789,9	700				
	T-1	2011	Tarragona	Cubierta	5374	20/21	REC SOLAR	215/225/235PE	Si PC	1,65	0,0046	215-235	10	100	1	1218,6	1000				
TS	TS-1	2011	Lérida	Cubierta	1587	17-24	REC SOLAR	215PE/220AE	Si PC	1,65	0,0046	215-235	22	15	1	354,6	330				
	TS-2	2011		Cubierta	1560	21/22	REC SOLAR	235PE	Si PC	1,65	0,0046	215-235	24	15	1	366,1	360				
TA	TA-1	2010		Cubierta	520	13	REC SOLAR	SCM 220	Si PC	1,65	0,00452	220	5	1	1	114,4	100				
	TA-2	2009	Lérida	Cubierta	520	13	REC SOLAR	SCM 220	Si PC	1,65	0,00452	220/225	14	5	1	81,3	70				
	TA-3	2010		Cubierta	5139	9	First solar	FS 277	CdTe	0,72	0,0025	77,5	4	100	1	398,0	400				
F	F-1	2011	Lérida	Cubierta	3754	18-20	REC Solar	235PE	Si PC	1,65	0,0046	235	8	100	1	880,1	800				
	CR-1	2011	Cremona	Terreno	34080	10	First Solar	FS 277	CdTe	0,72	0,0025	77,5	2	500	2	2641,2	2520				
D	D-1	2011	Cremona	Terreno	16200	10	First Solar	FS 277	CdTe	0,72	0,0025	77,5	2	630	1	1255,5	1260				
PP	PP-1	2011	Palazzo P.	Terreno	46200	10	First Solar	FS 277	CdTe	0,72	0,0025	77,5	2	800	3	3580,5	3490				
P2	P2-1	2011	Parmense	Terreno	20520	10	First Solar	FS 277	CdTe	0,72	0,0025	77,5	2	800	1	1590,3	1600				
	P3-1	2011	Parmense	Terreno	16680	10	First Solar	FS 277	CdTe	0,72	0,0025	77,5	2	630	1	1292,7	1260				
T O T A L				Terreno					Si					MAX							
				13	401115				12,2%				218	1000	45	38452	35500				
				Cubierta					CdTe					MIN							
				11					87,8%					5							

Tabla 6.1. Características de las plantas FV analizadas

7 REGISTRO DE INCIDENCIAS EN LA OPERACIÓN DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS

En este capítulo se va a proceder a realizar un análisis general de las incidencias registradas, en el cual se observarán los diferentes tipos de fallo e incidencias que han ocurrido, según la clasificación del capítulo 5. Además se visualizará la distribución de los diferentes tipos de incidencias que han tenido lugar en los parques fotovoltaicos que son objetos de estudio, distinguiendo entre las que afecten a la producción y las que no.

Al ser este proyecto el desarrollo de una de las líneas de futuro del proyecto mencionado en el capítulo 2, se va a proceder a realizar un estudio en paralelo respecto al proyecto original excluyendo aquellas incidencias puntuales y parques con anomalías en algunos de sus componentes que han tenido lugar pero no son representativas del comportamiento general del resto de parques fotovoltaicos.

La información de las incidencias registradas proviene del seguimiento a diario de operación y mantenimiento de una empresa que se dedica a la gestión técnica de este tipo de instalaciones. Con esta información acerca de las incidencias registradas, se podrá obtener información acerca de la probabilidad de fallo en una instalación fotovoltaica atendiendo a las diferentes tecnologías que la componen.

7.1 Situación Original

En primer lugar se procede a estudiar la totalidad de las incidencias del proyecto original (17). Para ellos se ha tomado como horizonte temporal el período comprendido entre el 1 de enero de 2014 y el 31 de marzo de 2015 (15 meses), en el que se han registrado un total de 674 incidencias en 218 instalaciones FV pertenecientes a 24 plantas agrupadas a su vez a 17 parques fotovoltaicos, situadas en diferentes localizaciones de España e Italia, como ya se comentó en el capítulo anterior.

Una vez contabilizadas las incidencias, se procede a realizar una clasificación de las mismas atendiendo a la clasificación en función de los diferentes elementos que componen una instalación fotovoltaica (véase Ilustración 7.1). Con esta información, se determinará en qué proporción los distintos elementos de la instalación han fallado o se ha detectado alguna incidencia.

■ Campo Solar ■ Inversor ■ CT ■ Red Eléctrica ■ Sistema de Monitorización

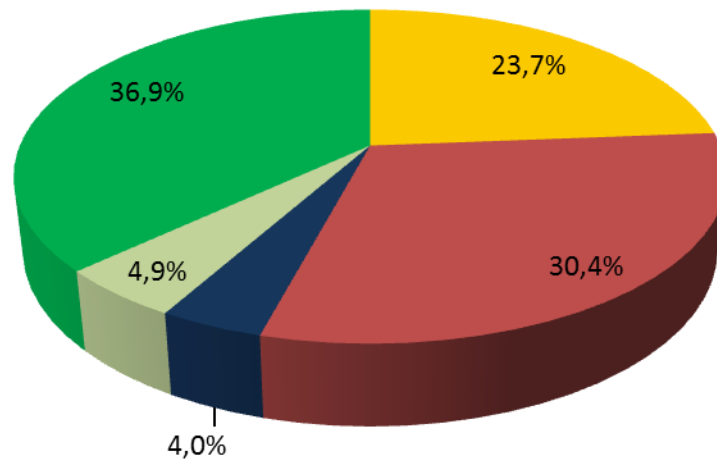


Ilustración 7.1. Distribución de incidencias registradas asociadas a los diferentes elementos de una instalación FV.

Se observa que el elemento que más incidencias ha registrado con carácter global (con un 36,9% de las incidencias registradas), ha sido el sistema de monitorización, el cual se puede considerar un elemento externo a la planta debido a que es un sistema que funciona en paralelo, pudiendo funcionar la planta sin la necesidad del mismo. Sin embargo, para el adecuado seguimiento de la operación y control de la planta es un elemento de vital importancia. De cara al objeto de estudio de este proyecto este tipo de incidencias no afectan a la producción, ya que al no tener información acerca de la producción de energía por un fallo en este elemento no significa que la producción haya cesado. Por este motivo, no se profundizará en mayor detalle en el origen de los fallos en este elemento de la instalación.

El siguiente elemento que tiene el mayor porcentaje de incidencias registradas es el inversor, con un total de 30,4% de incidencias asociadas al mismo. Como se vio en el capítulo 5, los fallos e incidencias relativas a este elemento de la instalación se clasificaron en tres grupos diferentes y en función del tipo de fallo podría afectar o no a la producción, como se verá posteriormente.

Para tener una visión más detallada acerca de las incidencias registradas, se describe mediante la Tabla 7.1 el número de incidencias registradas asociada a cada componente de los diferentes elementos principales que componen una planta fotovoltaica.

Puede comprobarse que los porcentajes mostrados en la Ilustración 7.1 se corresponden con los correspondientes porcentajes que han tenido lugar en cada elemento de la Tabla 7.1. Además se ha señalado de manera visual en color rojo aquellas incidencias que afectan a la producción y en color azul las que no.

Incidentes		Nº de incidencias (n_i)	n_i/N
Campo Solar	Sustitución de módulos FV	137	20,3%
	Fallo en cableado (strings)	2	0,3%
	Fallos en cajas de conexión	11	1,6%
	Incidentes por robo y vandalismo	8	1,2%
	Incidentes por acciones del viento	2	0,3%
		160	23,7%
Inversor	Fallos de operación	89	13,2%
	Fallos en arranques y paradas	73	10,8%
	Fallos de monitorización y comunicación	43	6,4%
		205	30,4%
Centros de Transformación	Incidentes en CTs	22	3,3%
	Inclemencias meteorológicas	5	0,7%
		27	4,0%
Red Eléctrica	Incidentes en la red	30	4,5%
	Inclemencias meteorológicas	3	0,4%
		33	4,9%
Sistema de monitorización		249	36,9%
Total (N)		674	100%

Tabla 7.1. Distribución detallada de las incidencias registradas.

A continuación en la Ilustración 7.2 se muestra de manera visual la información reflejada en la Tabla 7.1.

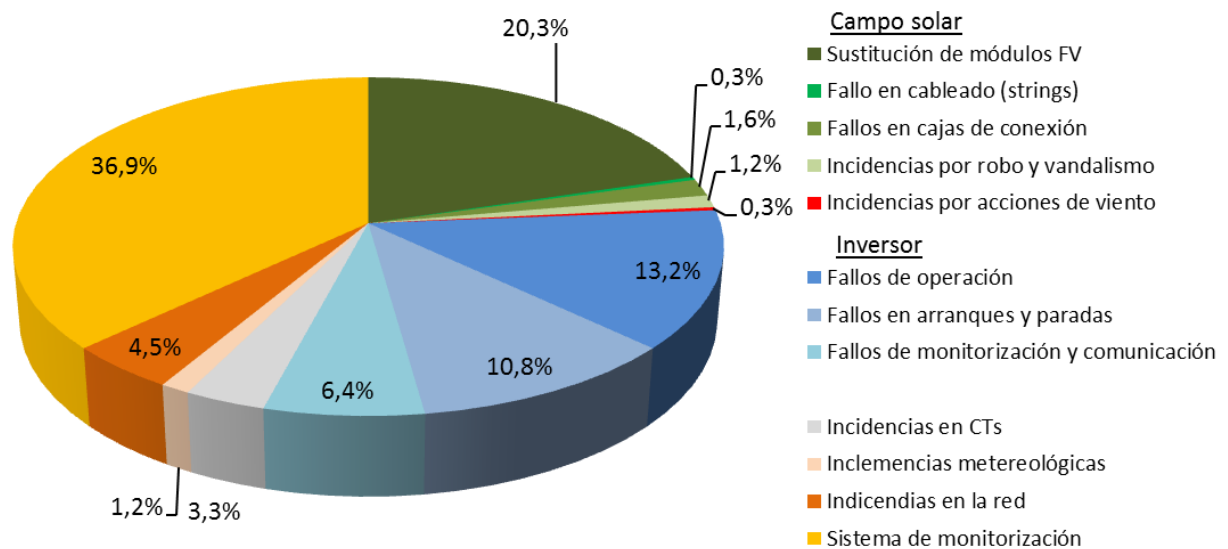


Ilustración 7.2. Distribución de los diferentes tipos de incidencias registradas.

Se procede a realizar una división entre las incidencias que afectan a la producción y las que no. En primer lugar se procede a estudiar cómo se distribuyen las incidencias que no afectan a la producción (véase Ilustración 7.3).

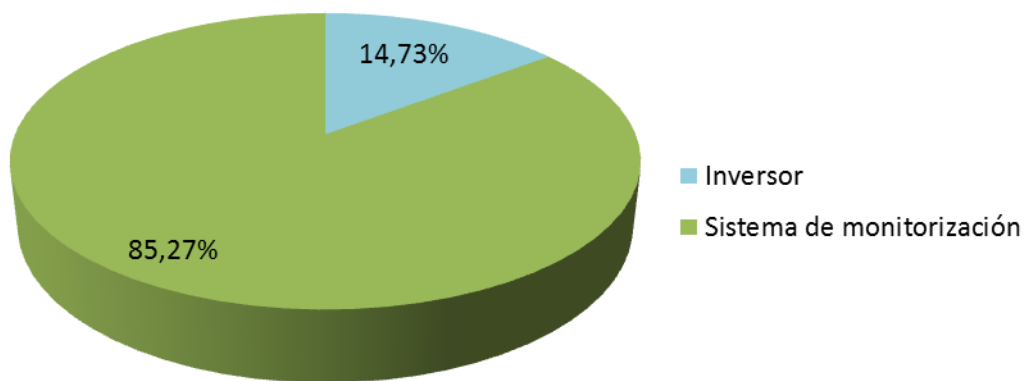


Ilustración 7.3. Distribución de incidencias registradas que no afectan a la producción.

Se puede observar en la Ilustración 7.3 como predominan las incidencias asociadas al sistema de monitorización de los datos, a partir de los cuales se obtiene la información reflejada en los archivos de seguimiento a diario de una instalación. Las incidencias registradas en el inversor se corresponden con los fallos de monitorización y comunicación.

Al ser el objeto de estudio de este proyecto la evaluación de las pérdidas de energía asociadas a las incidencias registradas durante la operación de un conjunto de parques fotovoltaicos, a partir de la Tabla 7.1 se puede elaborar un gráfico (véase Ilustración 7.4) en el cual se visualiza los porcentajes de incidencias que afectan a la producción dependiendo del elemento de la instalación al que estén asociados.

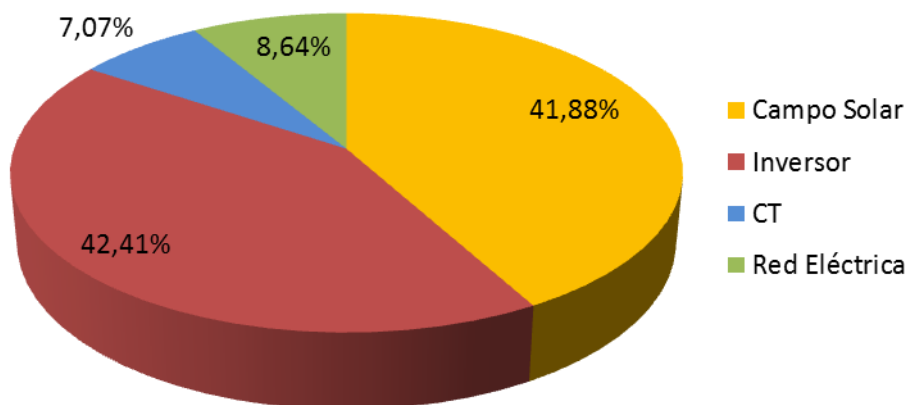


Ilustración 7.4. Distribución de incidencias registradas que afectan a la producción.

Para la posterior evaluación de las pérdidas, se ha procedido a separar las pérdidas asociadas a las incidencias por vandalismo y robo y las de viento (véase Tabla 7.2) del campo solar debido a que a pesar de ser el elemento afectado por las mismas, no es representativo de la tecnología fotovoltaica dando lugar a una interpretación

errónea de los resultados. Las incidencias se evaluarán por separado para observar cómo influyen ciertos factores sobre los que no se tiene un completo control sobre ellos.

Fundamentalmente, de la Ilustración 7.4 se puede deducir que el elemento que más incidencias ha registrado durante el horizonte temporal estudiado ha sido el inversor con un 42,41% de las incidencias registradas. Este valor es razonable debido a la flota de inversores que están funcionando en los 17 parques fotovoltaicos estudiados. En consecuencia, el segundo elemento que más registra incidencias es el campo solar con un 41,48% de las incidencias ya que posee cientos de miles de módulos FV, kilómetros de cableados y múltiples cajas de conexiones.

Por este motivo, estadísticamente, la probabilidad de que se registre un fallo en algún componente del campo solar o inversor es muchísimo más alta que en la red eléctrica donde sólo se puede registrar un tipo de incidencia, si está disponible para verter energía o no. En el caso de los centros de transformación, la probabilidad de que tenga lugar alguna incidencia también es muy pequeña respecto al campo solar e inversor, debido a que existen en menos proporción, un centro de transformación engloba a varios inversores.

Incidencias		Nº de incidencias (n_i)		n_i/N	
Campo Solar	Sustitución de módulos FV	137	160	35,86%	41,88%
	Fallo en cableado (strings)	2		0,52%	
	Fallos en cajas de conexión	11		2,88%	
	Incidencias por robo y vandalismo	8		2,09%	
	Incidencias por acciones del viento	2		0,52%	
Inversor	Fallos de operación	89	162	23,30%	42,41%
	Fallos en arranques y paradas	73		19,11%	
Centros de Transformación	Incidencias en CTs	22	27	5,76%	7,07%
	Incidencias meteorológicas	5		1,31%	
Red Eléctrica	Incidencias en la red	30	33	7,85%	8,64%
	Incidencias meteorológicas	3		0,79%	
Total (N)		382		100%	

Tabla 7.2. Desglose de incidencias que afectan a la producción.

A partir de la Ilustración 7.2 se puede determinar la probabilidad de fallo, no solo del elemento que falla sino atendiendo a la tecnología a la que pertenecen dichos elementos. Es decir, si el 30,42% de las incidencias registradas son asociadas a fallos de inversores, puede afirmarse que dicho 30,42% del total de las incidencias registradas se corresponde a la tecnología electrónica. Del mismo modo, el 20,33% de las incidencias son relativas a fallos en módulos FV, por lo que se correspondería con el índice de fallo relativo de la tecnología fotovoltaica. Por otro lado, si se considera de forma conjunta los fallos registrados en el cableado del campo solar y en las cajas de conexión, así como las incidencias en los centros de transformación, obteniéndose un 5,93% de incidencias en componentes eléctricos, lo que se corresponde con la probabilidad de que falle un componente de naturaleza eléctrica. Al ser la red eléctrica un elemento externo de la instalación, sus incidencias se computarán como causas externas de la instalación, correspondiéndole un 6,38%.

Por último, el sistema de monitorización puede englobarse dentro del área de las telecomunicaciones y, por tanto, se tendría aproximadamente un 36,94% de probabilidades de fallo de componentes asociados a la tecnología de telecomunicaciones. La distribución de porcentajes de fallos asociados a las diferentes tecnologías existentes en una instalación fotovoltaica viene reflejada en la Ilustración 7.5.

Con estos resultados se puede deducir que una quinta parte de las incidencias que han sido analizadas se corresponden con la tecnología fotovoltaica, lo que supone un porcentaje bajo teniendo en cuenta que en este proyecto el conjunto de módulos fotovoltaicos supera las 400.000 unidades. Esto pone de manifiesto la

inapreciable pérdida de producción si aparece un fallo o defecto en un módulo FV que implique su completa inoperatividad.

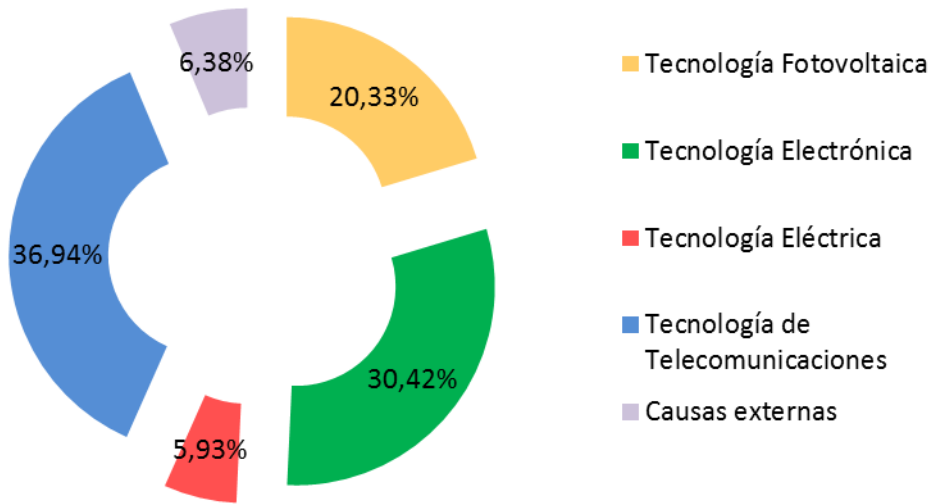


Ilustración 7.5. Probabilidad de fallo de los diferentes elementos de una planta FV en función de la tecnología.

Como se realizó previamente, se procede a estudiar cómo se distribuyen las incidencias atendiendo a la tecnología a la que pertenecen. En primer lugar se estudiará el caso de las incidencias que no afectan a la producción (véase Ilustración 7.6).

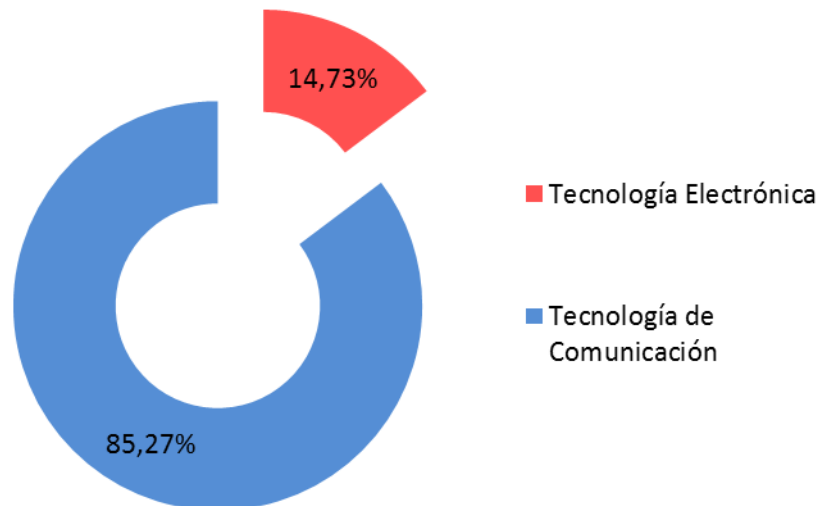


Ilustración 7.6. Probabilidad de fallo de los diferentes elementos atendiendo a las incidencias registradas que no afectan a la producción en función de la tecnología.

En la Ilustración 7.6 se observa que la probabilidad de fallo atendiendo a la tecnología a la que pertenecen se corresponde con las de la Ilustración 7.3. Esto se debe a que solamente existen dos tipos de incidencias que no afectan a la producción, siendo ambas originadas por elementos diferentes de la instalación.

En la Ilustración 7.7 se puede observar la distribución de incidencias que afectan a la producción atendiendo a la tecnología del elemento de origen.

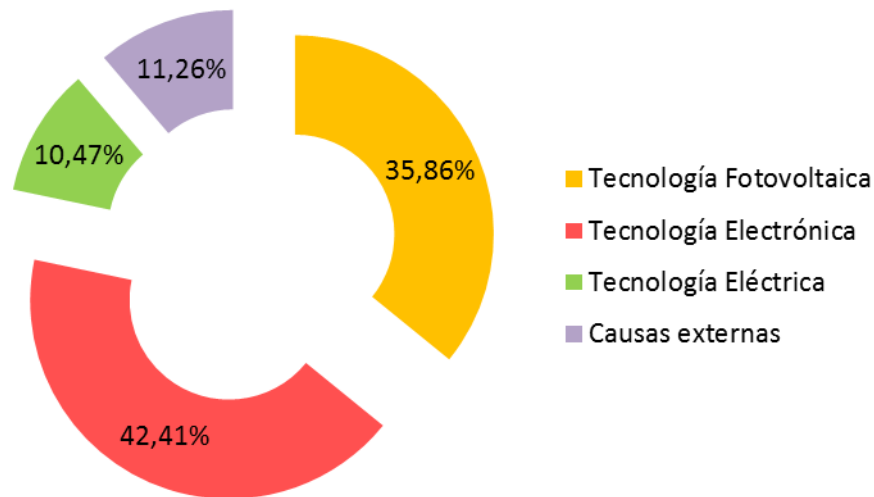


Ilustración 7.7. Probabilidad de fallo de los diferentes elementos atendiendo a las incidencias registradas que afectan a la producción en función de la tecnología.

Se muestra a continuación la Tabla 7.3, donde se recoge la distribución de las incidencias contabilizadas en cada parque fotovoltaico:

CARACTERÍSTICAS PARQUES FV										FALLOS E INCIDENCIAS																
Parque FV	EMPLAZAMIENTO	TIPO	CAMPO SOLAR				INVERSOR	S# MONIT.	CAMPO SOLAR								CT		Red Eléctrica							
			Nº strings	Material	Potencia pico (Wp)	Nº Inversores			Potencia nominal (kW)	INVERSOR	S# MONIT.	Fallos de operación	Fallos en arañques	Y paradas	Fallos de monitorización	Y comunicación	Incidencias Totales	%	Incidencias Totales	%	Incidencias Totales	%	Incidencias Totales	%		
Provincia	Terreno/Cubierta	Nº paneles	Nº strings	Material	Potencia pico (Wp)	Nº Inversores	Potencia nominal (kW)	INVERSOR	CT	PLANTA																
											MAX	MIN														
S-1	Valencia	Cubierta	3266	Si PC	230	1	630	1	751,2	630																
S-2		Cubierta	3266	Si PC	230	1	630	1	751,2	630																
C	Zamora	Terreno	57888	Cdfe	75	4	1000	4	4841,6	4000																
V-1		Terreno	29106	Cdfe	75	21	90	3	2183,0	1890																
V-2	Cádiz	Terreno	29106	Cdfe	75	21	90	3	2183,0	1890																
V-3		Terreno	26334	Cdfe	75	19	90	3	1975,1	1710																
A	Mallorca	Terreno	44928	Cdfe	75/77,5	2	500	3	3425,8	3160																
MA	Murcia	Terreno	25812	Cdfe	80	4	500	3	2065,0	2000																
MB	Murcia	Terreno	9540	Si PC	235	4	500	4	2241,9	2000																
MC	Murcia	Terreno	13680	Si PC	230	6	500	3	3146,4	3000																
B-1	Castellón	Cubierta	3465	Si MC	238	7	100	1	824,7	700																
B-2		Cubierta	2590	Si MC	305	7	100	1	789,9	700																
T	Tarragona	Cubierta	5374	260/270	Si PC	215-235	10	100	1	1218,6	1000															
TS-1	Lérida	Cubierta	1587	Si PC	215-235	22	15	1	354,6	330																
TS-2		Cubierta	1560	Si PC	235	24	15	1	366,1	360																
TA-1		Cubierta	520	Si PC	220	20	5	1	114,4	100																
TA-2	Lérida	Cubierta	520	Si PC	220/225	14	5	1	81,3	70																
TA-3		Cubierta	5139	141/148	Cdfe	77,5	4	100	1	398,0	400															
F	Lérida	Cubierta	3754	22,24,25	Si PC	235	8	100	1	880,1	800															
CR	Cremona	Terreno	34080	Cdfe	77,5	2	500	2	2641,2	2520																
D	Cremona	Terreno	16200	Cdfe	77,5	2	630	1	1255,5	1260																
PP	Palazzo P.	Terreno	46200	Cdfe	77,5	2	800	3	3580,5	3490																
P2	Parmense	Terreno	20520	Cdfe	77,5	2	800	1	1590,3	1600																
P3	Parmense	Terreno	16680	Cdfe	77,5	2	630	1	1292,7	1260																
TOTAL		Terreno	401115	Si	12,2%	Cdfe	87,8%				MAX	MIN														
		13	401115			218	1000	45	38452	35500																
		11				5																				
		17	24			89	73	43	205	30,4%	249	36,9%	137	2	11	4	4	2	160	23,7%	22	3,3%	8	1,2%	30	4,5%

Tabla 7.3. Distribución del total de incidencias registradas en cada parque FV analizado.

7.1.1 Campo solar

Respecto a las incidencias del campo solar se han contabilizado un total de 160 incidencias, entre las cuales, 137 son relativas a módulos fotovoltaicos, 11 asociadas a cajas de conexión (string boxes), 2 asociadas al cableado de strings, 8 a las incidencias por vandalismo y robo y 2 a las incidencias por acciones del viento. Este desglose se puede apreciar de manera más efectiva en la Ilustración 7.8 que se muestra a continuación.

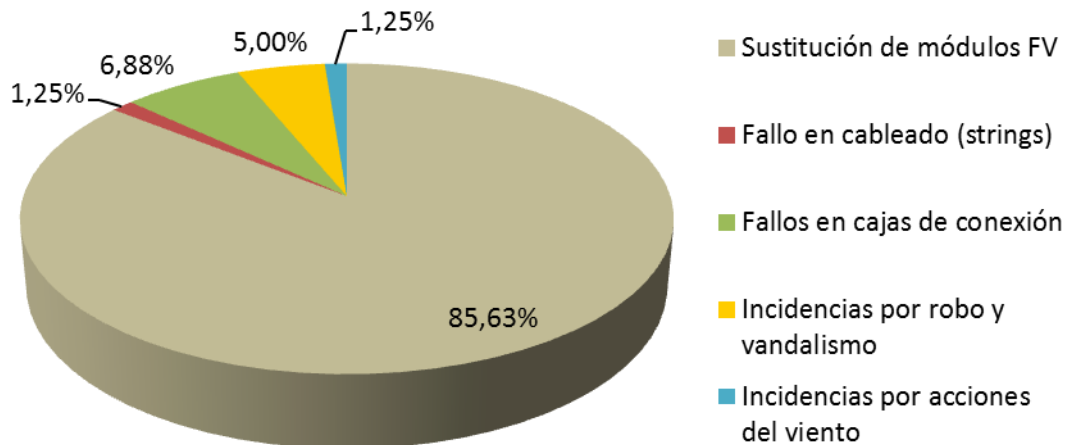


Ilustración 7.8. Distribución de incidencias registradas asociadas al campo solar.

Como era de esperar, el 85,63% de las incidencias registradas en el campo solar se corresponden con incidencias asociadas a la sustitución de módulos FV debido a que los 17 parques engloban un total de 400.000 unidades. El resto de incidencias registradas en el campo solar presentan un porcentaje de un orden magnitud menor como se observa en la Ilustración 7.8.

7.1.2 Inversor

De las incidencias registradas que corresponden con el inversor, 89 se deben a fallos de operación de los mismos, 73 a fallos de arranques y paradas y 43 a fallos de monitorización y comunicación. Solamente las dos primeras categorías de fallo afectan a la producción de las plantas. En la Ilustración 7.9 se observa el desglose de las incidencias asociadas al inversor que afectan a la producción.

Al contrario que en el caso del campo solar, las incidencias asociadas al inversor que afectan a la producción ocurren aproximadamente con la misma probabilidad mientras que en el campo solar predominan las incidencias asociadas a los módulos fotovoltaicos.

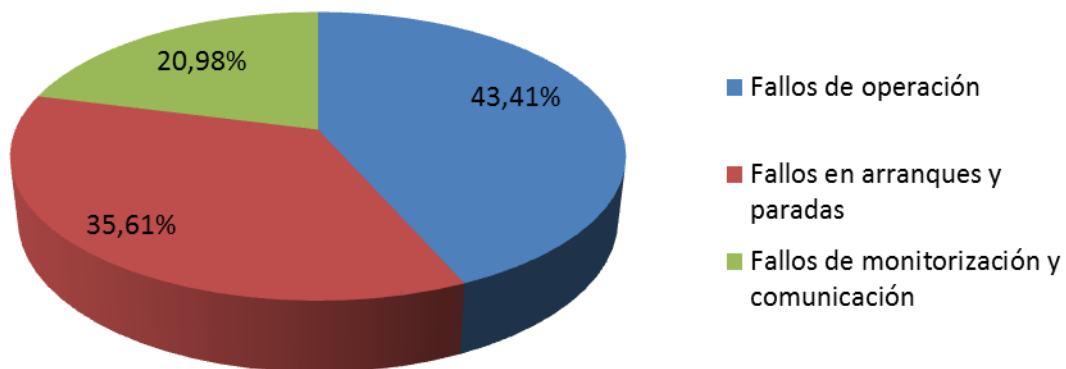


Ilustración 7.9. Distribución de incidencias registradas asociadas al inversor.

7.1.3 Centro de Transformación

En los centros de transformación se han registrado un total de 27 incidencias asociadas a saltos de las diferentes celdas de protección. Los saltos de las celdas de protección se han clasificado en dos tipos: si ha tenido lugar una incidencia en el centro de transformación, a la cual se le ha asociado 22 incidencias y saltos de las celdas de protección asociadas a las inclemencias meteorológicas, al que le corresponden 5 incidencias (véase Ilustración 7.10).

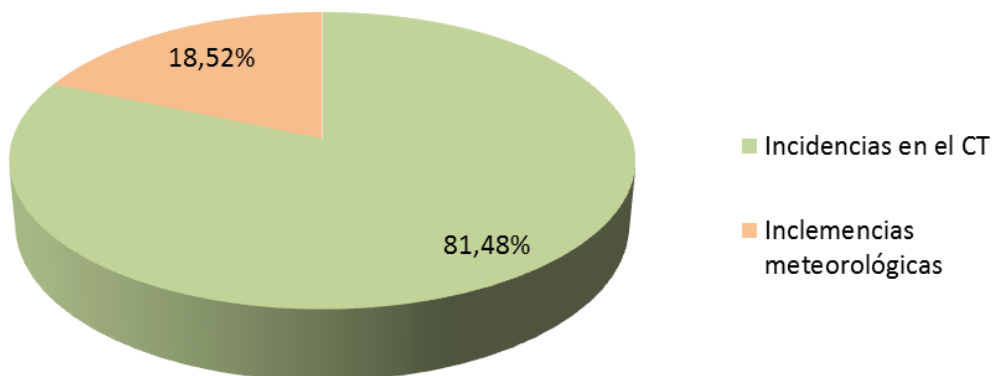


Ilustración 7.10. Distribución de incidencias registradas asociadas al centro de transformación.

Las inclemencias meteorológicas solo representan un 18,52% de las incidencias, mientras que el 81,48% se deben a fallos propios del centro de transformación. Las inclemencias meteorológicas tienen lugar debido a fuertes lluvias o a nevadas.

7.1.4 Red Eléctrica

En el caso de los parques estudiados en el proyecto original, de las 24 plantas analizadas, sólo 7 de ellas presentan incidencias en la red. Se registraron un total de 33 incidencias asociadas a la red, de las cuales 30 se corresponde con alguna incidencia inherente a la red y 3 a inclemencias climatológicas (véase Ilustración 7.11). Cabe destacar lo comentado previamente, en 6 de las plantas afectadas por esta incidencias, solo se vieron afectadas en una o dos ocasiones, pero existe el caso de un parque fotovoltaico (V) en la que ocurrieron 22 incidencias asociadas a la red. Este hecho pone de manifiesto la necesidad de disponer de una red estable a la cual verte la energía.

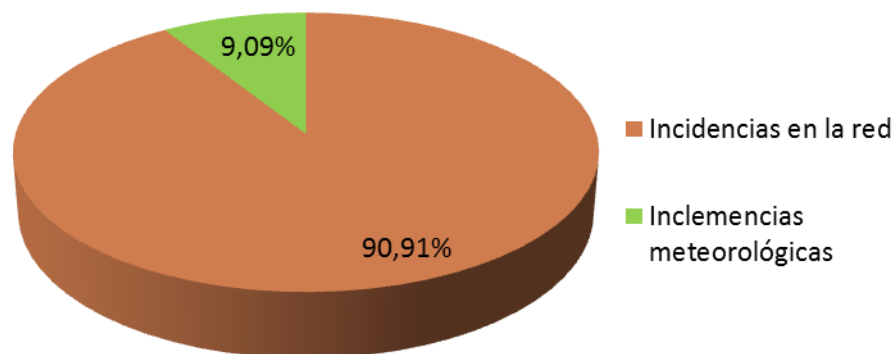


Ilustración 7.11. Distribución de incidencias registradas asociadas a la red eléctrica.

7.2 Sin Incidencias Puntuales

En este apartado se procede a realizar el mismo estudio que en el apartado anterior pero excluyendo los parques fotovoltaicos V y CR debido a las anomalías presentadas en alguno de los elementos de sus instalación. Además, se han excluido las incidencias por acciones de viento y vandalismo y robo debido a que son incidencias que pueden tener lugar (y se contabilizarán sus pérdidas en el capítulo 8) pero no son representativas de las incidencias registradas con carácter general en las instalaciones FV.

El horizonte temporal del estudio seguirá siendo el mismo (15 meses) pero el número de parques fotovoltaicos analizados se reducirá a 15. Durante la operación de los mismos se han registrado 478 incidencias en 15 instalaciones FV. En la Ilustración 7.12 se muestra el porcentaje de incidencias asociado a los diferentes elementos de la instalación.

■ Campo Solar ■ Inversor ■ CT ■ Red Eléctrica ■ Sistema de Monitorización

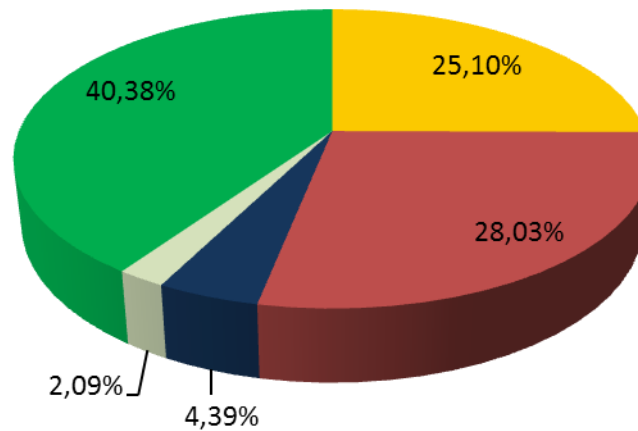


Ilustración 7.12. Distribución de incidencias registradas asociadas a cada elemento excluyendo las incidencias puntuales.

Se observa que las incidencias registradas asociadas al sistema de monitorización suponen el 40% de las mismas, pero como se comentó en el apartado anterior, no se profundizarán más en ellas debido a que no tienen repercusión sobre la producción. Los porcentajes de incidencias asociados al campo solar y al inversor son muy parecidas y componen el 53% de las incidencias registradas, siendo elemento que si afectan a la producción cuando experimentan alguna incidencia (excepto un tipo de fallo asociado al inversor como se mencionó previamente).

A continuación se muestra en la Tabla 7.4 las incidencias registradas de manera más detallada, pudiéndose observar las incidencias asociadas a cada tipo de fallo que se puede dar en cada elemento.

INCIDENCIAS		Nº de incidencias (n_i)		n_i/N	
Campo Solar	Sustitución de módulos FV	113	120	23,64%	25,10%
	Fallo en cableado (strings)	2		0,42%	
	Fallos en cajas de conexión	5		1,05%	
Inversor	Fallos de operación	58	134	12,13%	28,03%
	Fallos en arranques y paradas	57		11,92%	
	Fallos de monitorización y comunicación	19		3,97%	
Centros de Transformación	Incidencias en CTs	16	21	3,35%	4,39%
	Incidencias meteorológicas	5		1,05%	
Red Eléctrica	Incidencias en la red	8	10	1,67%	2,09%
	Incidencias meteorológicas	2		0,42%	
Sistema de monitorización		193	249	40,38%	40,38%
TOTAL (N)		478		100%	

Tabla 7.4. Distribución detallada de las incidencias registradas excluyendo las puntuales.

En primer lugar se procede a realizar un gráfico donde se observa la distribución de incidencias que no afectan a la producción, tal como se hizo en el apartado anterior (véase Ilustración 7.13).

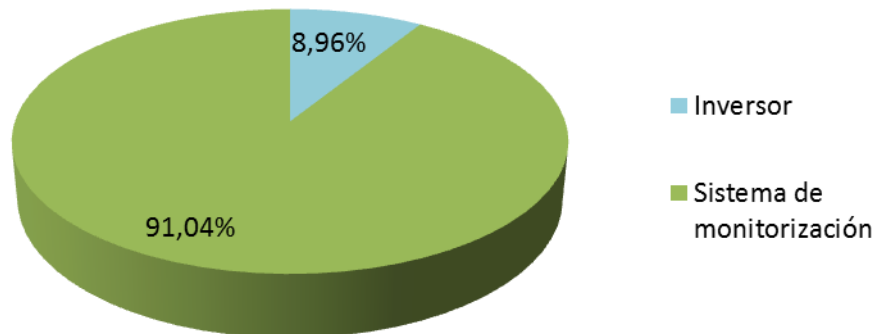


Ilustración 7.13. Distribución de incidencias que no afectan a la producción excluyendo las incidencias puntuales.

Una vez analizada la distribución de las incidencias que no afecta a la producción, se procede con aquellas incidencias que si afectan a la producción (véase Ilustración 7.14).

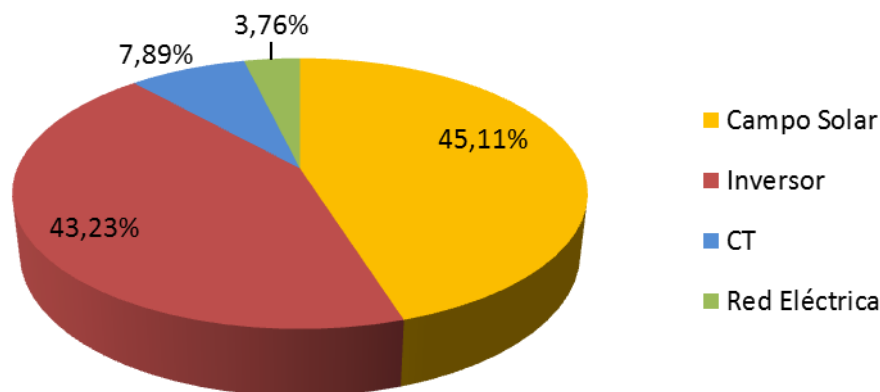


Ilustración 7.14. Distribución de incidencias que afectan a la producción excluyendo las incidencias puntuales.

Las incidencias que afectan a la producción del campo solar e inversor componen aproximadamente el 88% de las incidencias. Este valor tan elevado se debe a la cantidad de equipos que componen ambos elementos y, por ende, la probabilidad de que se registre alguna incidencia en ellos es mayor que en el centro de transformación que existen menos componentes susceptibles de sufrir algún fallo o incidencia, o en el caso de la red eléctrica, de desconectarse de la misma.

Asimismo, a partir de la información obtenida de la Tabla 7.4 se puede deducir la probabilidad de fallo no solo del elemento que falla, sino también la probabilidad de fallo de la instalación atendiendo a las diferentes tecnologías que la conforman (véase Ilustración 7.15). Respecto a los inversores se han registrado un 28,03% de las incidencias, que se pueden asociar a la tecnología electrónica. Del mismo modo, el 23,64% de los fallos

asociado a la sustitución de módulos FV se asocian a la tecnología fotovoltaica. Los fallos e incidencias registradas asociadas al sistema de monitorización se corresponden con fallos en la tecnología de telecomunicación. Las incidencias meteorológicas se asocian a causas externas debido a que no son originadas por el fallo de ninguna tecnología. Por último el resto de incidencias son de carácter eléctrico, siendo asociadas a la tecnología eléctrica.

Aproximadamente un quinto de las incidencias registradas se corresponden a la tecnología fotovoltaica, esto pone de manifiesto la fiabilidad de la misma debido a que el proyecto es estudio engloba una flota de módulos FV del orden de 400.000.

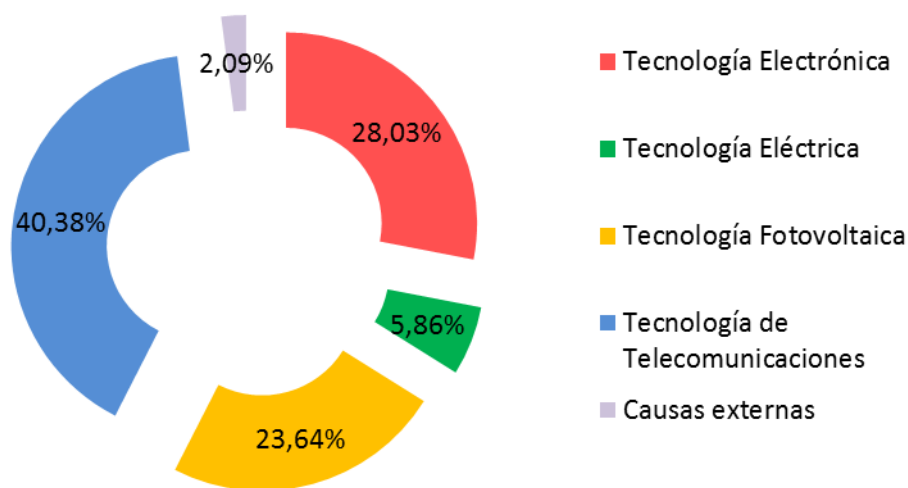


Ilustración 7.15. Probabilidad de fallo de los diferentes elementos de una planta FV en función de la tecnología excluyendo incidencias puntuales.

Al igual que se realizó en el apartado anterior, se procede a realizar esta clasificación atendiendo a las diferentes tecnologías distinguiendo entre las incidencias que afectan a la producción (véase Ilustración 7.16) y las que no afectan a la producción (véase Ilustración 7.17).

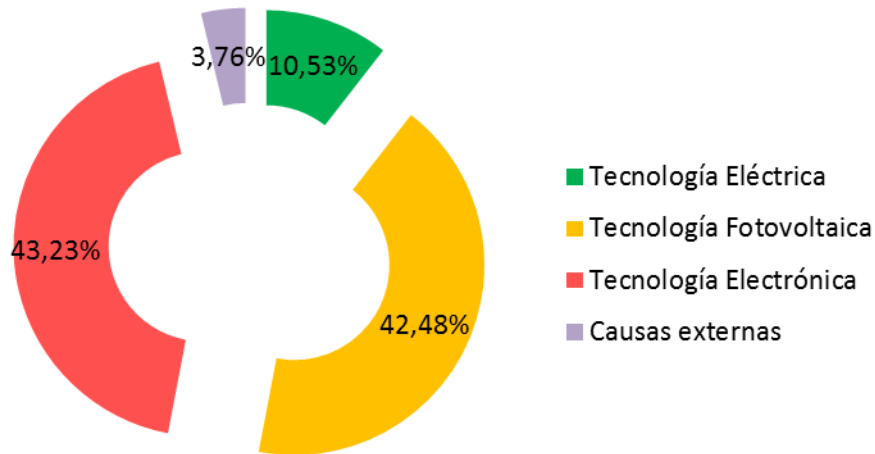


Ilustración 7.16. Probabilidad de fallo de los diferentes elementos atendiendo a las incidencias registradas que afectan a la producción excluyendo las incidencias puntuales en función de la tecnología.

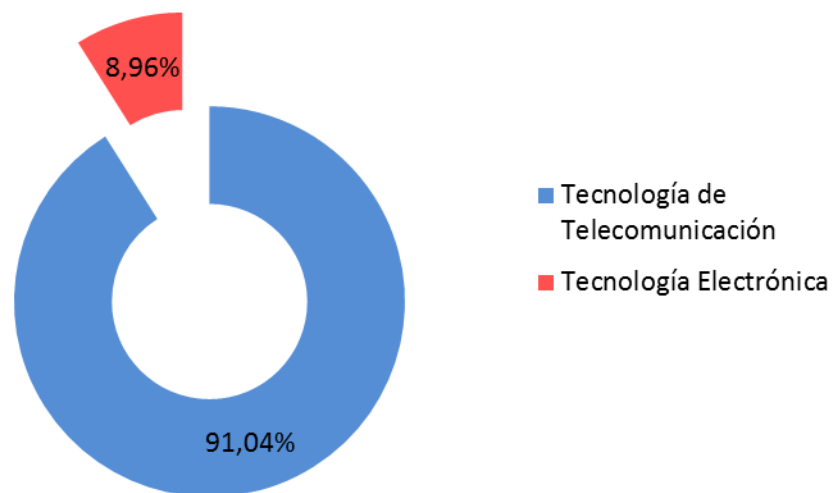


Ilustración 7.17. Probabilidad de fallo de los diferentes elementos atendiendo a las incidencias registradas que no afectan a la producción excluyendo las incidencias puntuales en función de la tecnología.

7.2.1 Campo Solar

En el nuevo caso estudiado, se han registrado un total de 120 incidencias. Los fallos en cableado (strings) han tenido lugar en 2 ocasiones, los fallos en cajas de conexión 5 veces y las 113 incidencias restantes se corresponden con sustituciones de módulos FV. A continuación se muestra en la Ilustración 7.18 la distribución de las mismas.

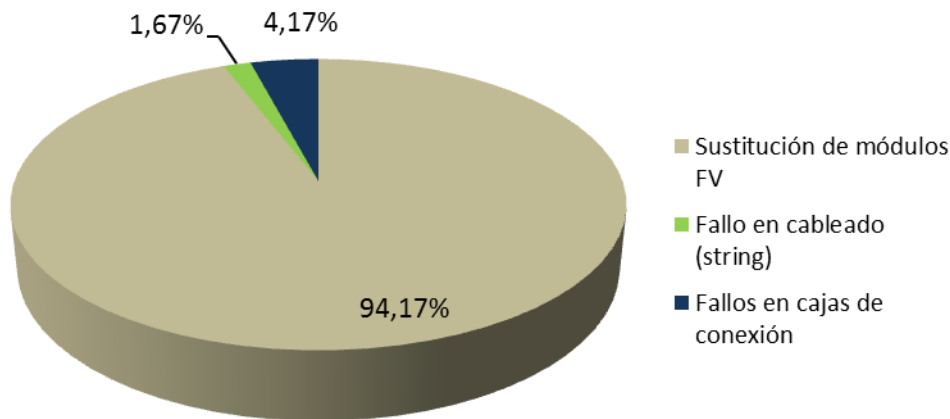


Ilustración 7.18. Distribución de incidencias asociadas al campo solar excluyendo las incidencias puntuales.

7.2.2 Inversor

Ahora se tiene que en el inversor se han registrado un total de 134 incidencias de las cuales 58 están asociadas a fallos en la operación, 57 a fallos durante el arranque y parada de los mismos y 19 a fallos en la comunicación y monitorización. En la Ilustración 7.19 se observa la distribución de las incidencias mencionadas.

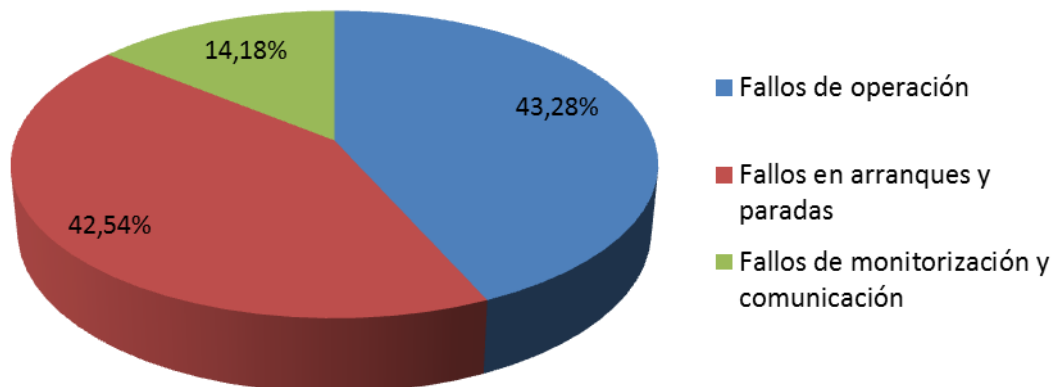


Ilustración 7.19. Distribución de incidencias asociadas al inversor excluyendo las incidencias puntuales.

7.2.3 Centro de Transformación

En el centro de transformación se han registrado un total de 21 incidencias. De las 21 incidencias registradas, 16 se corresponden a incidencias originadas por algún fallo interno de la instalación mientras que las 5 restantes han sido originadas debido a inclemencias meteorológicas. En la Ilustración 7.20 se observa la distribución de las incidencias mencionadas correspondiente al elemento.

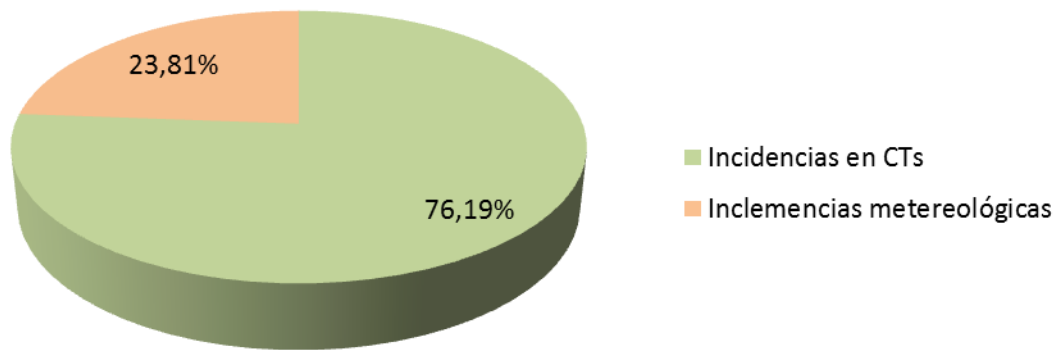


Ilustración 7.20. Distribución de incidencias asociadas al CT excluyendo las incidencias puntuales.

7.2.4 Red Eléctrica

Se han registrado 10 incidencias asociadas con la red eléctrica. De estas 10, 8 se corresponden con inestabilidades que han tenido lugar en la red, mientras que las 2 restantes se han originado a causa de las inclemencias meteorológicas. A continuación se muestran porcentualmente en la Ilustración 7.21.

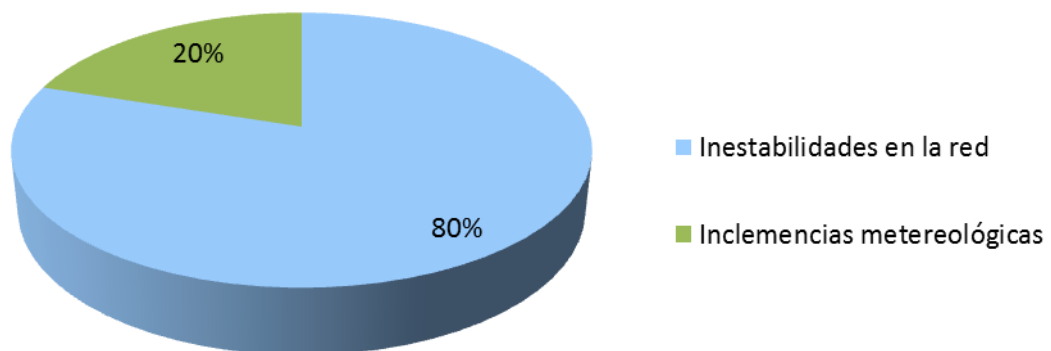


Ilustración 7.21. Distribución de incidencias asociadas a la red eléctrica excluyendo las incidencias puntuales.

8 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ASOCIADAS A LAS INCIDENCIAS REGISTRADAS

En este capítulo se procede a evaluar las pérdidas de energía asociadas a las incidencias registradas en el capítulo anterior. Para ello se harán una serie de suposiciones e hipótesis que se desarrollarán en el primer apartado de este capítulo y se mantendrán para el siguiente. Como se mencionó en el capítulo 2, las pérdidas de energía que se evalúan son debido a los fallos e incidencias registradas durante la operación de una planta y no debida a la ineficiencia de los equipos.

8.1 Situación Original

Del capítulo anterior se obtuvo que el 57% de las pérdidas registradas afectaban a la producción. Es por ello que es necesario evaluarlas para tener una visión acerca de cuáles son los elementos que afectan en mayor proporción a las pérdidas de energía originadas. Sin embargo, antes de entrar a evaluar las pérdidas de energía asociadas a cada elemento de la instalación se procede a mostrar la Ilustración 8.1 donde se representa una distribución global de las pérdidas de energía registradas asociadas a los diferentes elementos de la instalación.

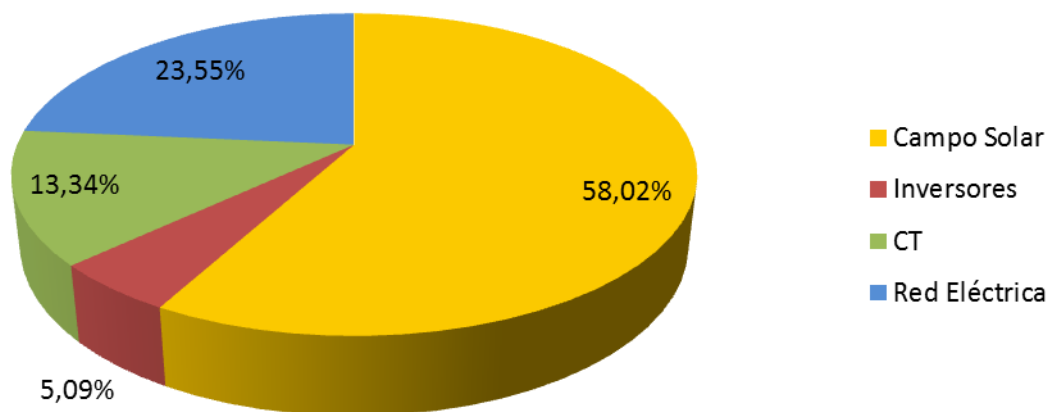


Ilustración 8.1. Distribución de pérdidas de energía asociadas al elemento de origen.

En primer lugar, resalta el bajísimo valor del porcentaje de pérdidas de energía asociado al inversor respecto al porcentaje de incidencias registradas que afectaban a la producción del inversor (véase Ilustración 7.4). Este hecho se debe a la considerable cantidad de inversores que existen en todo el proyecto de estudio, es por ello que cuando se registra un fallo o incidencia en alguno de ellos, el tiempo durante el cual no se está produciendo o la potencia nominal del inversor es tan baja respecto a la cantidad de energía producida que se obtiene un valor muy pequeño de pérdidas de producción respecto a la de los otros elementos.

Por otro lado, el porcentaje de pérdidas de energía del campo solar parece estar en relativa concordancia con el porcentaje de incidencias registradas asociadas que afectan a la producción del campo solar. Sin embargo, como se verá posteriormente de manera más detallada, este valor no es del todo representativo debido a que las incidencias por robo y vandalismo y las incidencias por acciones del viento están incluidas en este elemento de la instalación y al haber tenido lugar en ciertas instalaciones han supuesto una importante pérdida de producción durante un periodo aumentando de forma sustancial el valor de las pérdidas del campo solar.

En la Tabla 8.1 se muestra el desglose de los valores numéricos de las pérdidas de energía asociadas a cada componente y la energía producida durante el periodo de funcionamiento del proyecto para tener un orden de magnitud de las pérdidas de energía de los diferentes elementos y componentes de la instalación antes de entrar en cada uno de ellos.

ENERGIA NO PRODUCIDA (kWh)				
Campo Solar	Sustitución de módulos FV	1 441,69	0,00%	0,13%
	Fallo en cableado (strings)	4 161,2	0,01%	0,37%
	Fallo en cajas de conexión	4 415	0,01%	0,39%
	Incidencias por vandalismo y robo	534 509,72	0,85%	47,16%
	Incidencias por acciones de viento	113 116,7	0,18%	9,98%
Inversor	Fallo operación	53 573,1	0,09%	4,73%
	Fallo A/P	4 115,28	0,01%	0,36%
CT	Incidencias en CTs	138 917,52	0,22%	12,26%
	Incidencias metereológicas	12 279	0,02%	1,08%
Red Eléctrica	Inestabilidades en la red	254 136,78	0,41%	22,42%
	Incidencias metereológicas	12780	0,02%	1,13%
Total		1 133 445,99	1,81%	100%
ENERGIA PRODUCIDA (kWh)		62 541 570,59		

Tabla 8.1. Desglose de energía no producida asociado a las incidencias que afectan a la producción.

La primera columna de porcentajes está referida a la energía producida durante el horizonte temporal definido, mientras que la segunda hace referencia a la energía no producida. Se puede observar que aunque la energía no producida sea aproximadamente un 2% de lo producido, no hay que quitarle importancia a las pérdidas ya que suponen un aspecto de vital importancia en el ámbito económico de las instalaciones.

A continuación se procede a ver de manera más detallada la pérdida de energía de cada elemento, así como las hipótesis realizadas para evaluar las mismas.

8.1.1 Campo Solar

El campo solar es el elemento de la instalación que más porcentaje de pérdidas de energía tiene asociado, con un 58,02% del total. A raíz de este elevado valor, se procede a establecer las hipótesis que han permitido obtener los valores de pérdidas de energía asociado a cada tipo de incidencias que puede darse en este elemento.

A la hora de valorar las pérdidas por sustituciones de módulos fotovoltaicos, se ha intentado establecer el tiempo de no funcionamiento de los módulos para cuantificar de forma precisa lo que no ha producido. No obstante, en el registro del seguimiento a diario de las plantas en las cuales se han registrado alguna incidencia de este tipo, no viene estipulado el día en el que deja de producir un panel por algún, sólo viene reflejado cuando se ha realizado una sustitución de un conjunto de módulos en un día concreto y se supone que todos se sustituyen en el mismo día. Ante la ausencia de datos que permitiría hacer una valoración más precisa de las pérdidas, se ha procedido a cuantificar las pérdidas como si cada módulo sustituido ese día inutilizara un string completo de la instalación.

Respecto a los fallos en cableado y en cajas de conexión, estas incidencias han provocado en algún momento la inutilización de uno o varios inversores y al tener en el seguimiento a diario de las plantas estudiadas la energía producida por cada inversor durante cada hora, se ha asociado las pérdidas de energía de estos componentes a la energía que han dejado de verter a la red eléctrica dichos inversores afectados.

Las incidencias por vandalismo y robo han sido las incidencias que más pérdidas han ocasionado en todo el proyecto debido a la magnitud del robo de cableado que tuvo lugar en el parque fotovoltaico V con la consiguiente inutilización de hasta el 75% de la planta durante algunos periodos y el desprendimiento de la mitad de los módulos fotovoltaicos del parque FV S (véase Ilustración 8.2). Para evaluar las pérdidas de energía, al disponer de un registro histórico de los meses afectados previos al año en el que tuvieron lugar los robos, se ha procedido a comparar aquellos días del mismo mes que tuvieran radiaciones similares evaluando así lo que se ha dejado de producir debido al robo. En el caso del parque S donde se desprendieron los módulos FV, se aplicó la misma metodología y se concluyó que la producción se había reducido a la mitad.

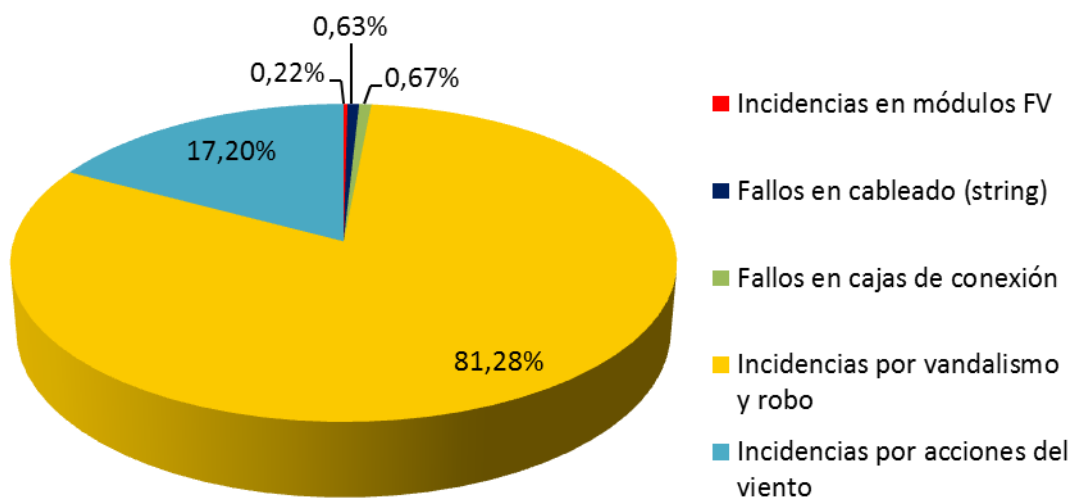


Ilustración 8.2. Distribución de energía no producida asociada a las incidencias del campo solar.

A continuación en la Tabla 8.2 se muestra las pérdidas de energía del campo solar de manera detallada.

INCIDENCIAS EN EL CAMPO SOLAR		
Incidentes en módulos FV	1 441,69	0,13%
Fallos en cableado (string)	4 161,2	0,37%
Fallos en cajas de conexión	4 415	0,38%
Incidentes por vandalismo y robo	534 509,72	47,16%
Incidentes por acciones del viento	113 116,7	9,98%
TOTAL NO PRODUCIDO (kWh)	657 644,31	58,02%

Tabla 8.2. Pérdidas de energía asociadas a las incidencias registradas en el campo solar.

De la Tabla 8.2 se puede concluir que a pesar del elevado porcentaje de incidencias registradas asociadas a la sustitución de módulos fotovoltaicos (véase Ilustración 7.2), las pérdidas de energía originadas son de un valor muy pequeño respecto a las pérdidas totales registradas. La hipótesis que se estableció fue el cese de producción de un string durante un día pero si se estableciera como el cese de producción del string durante 15 días por cada módulo sustituido, las pérdidas de energía asociadas a los módulos tan solo serían del 2%. Este valor es despreciable frente a las pérdidas de energía del campo solar, pero no es un valor despreciable en el ámbito económico de la instalación.

A pesar de las incidencias por robo, vandalismo y las acciones de viento que son acciones externas que no se pueden controlar durante el funcionamiento de una planta, las pérdidas de los componentes intrínsecos del campo solar tienen un orden de magnitud parecido lo que destaca fiabilidad de los componentes del campo solar y las pérdidas de energía respecto a las demás incidencias son de un orden o dos de magnitud inferior (véase Tabla 8.1).

Respecto al campo solar se puede concluir que las pérdidas de energía asociadas a los componentes propios del mismo sólo representan el 0,88% de las pérdidas totales, mientras que las pérdidas asociadas a incidencias por el viento representan aproximadamente el 10% y las asociadas al vandalismo y robo el 47%.

8.1.2 Inversor

Las pérdidas de energía asociadas a las incidencias registradas en el inversor suponen el 5,01% del total. Para evaluar las pérdidas de energía asociadas a los dos tipos de fallos, se han obtenido directamente de los ficheros Excel del seguimiento a diario de los parques fotovoltaicos debido a que en ellos viene la producción de cada uno de los inversores durante cada hora del día. Con esta información se puede elaborar la Tabla 8.3 donde vienen reflejadas las pérdidas del inversor en función del tipo de fallo registrado y la Ilustración 8.3 donde se observa la distribución de las pérdidas de energía asociadas a las incidencias propias del inversor.

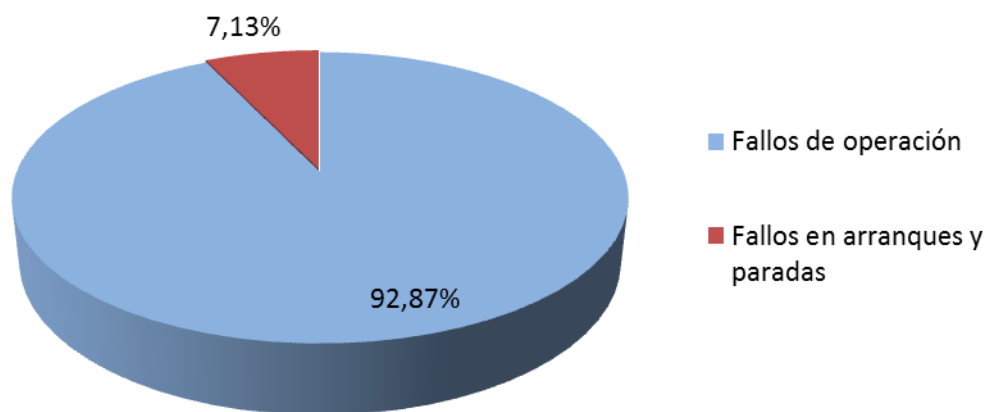


Ilustración 8.3. Distribución de energía no producida asociada a los diferentes fallos del inversor.

INCIDENCIAS EN EL INVERSOR		
Fallos de operación	53 573,1	4,73%
Fallos en arranques y paradas	4 115,28	0,36%
TOTAL NO PRODUCIDO (kWh)	57 688,38	5,09%

Tabla 8.3. Pérdidas de energía asociadas a las incidencias registradas en el inversor.

De la Ilustración 7.9 se deducía que la probabilidad de que ocurriera un fallo de operación o un fallo en la parada o el arranque del inversor era aproximadamente la misma. Este hecho podría llevar a una errónea conclusión acerca de que las pérdidas de energía asociadas a dichos fallos deberían tener un orden de magnitud parecido al tener la misma probabilidad de ocurrir. Sin embargo, como se observa en la Ilustración 8.3, las pérdidas de energía asociadas a los fallos de operación del inversor son aproximadamente el 93% de las pérdidas de energía asociadas a este elemento. La causa de este desequilibrio se debe a la naturaleza de cada uno de los fallos:

- El fallo de operación inutiliza el inversor a cualquier hora del día tanto al comienzo o final de la producción, como en aquellas horas en las que la radiación es más alta y se produce mayor cantidad de energía. Además, el fallo puede hacer que el inversor quede inutilizado durante varias horas, días e incluso hasta una semana entera como se ha tenido lugar en alguna de las plantas estudiadas.
- El fallo de arranque y/o parada solo tiene lugar en aquellas horas del día donde la radiación tiene unos valores inferiores a los de las horas centrales del día, lo que origina que las pérdidas sean notablemente inferiores debido a que el fallo de arranque o parada que dure 3 o 4 horas puede equivaler a una hora de fallo de operación en la hora donde se tiene mayor radiación en todo el día. Normalmente este tipo de fallo no suelen durar más una hora, cuando la radiación tiene valores bajos.

8.1.3 Centro de Transformación

Para evaluar las pérdidas de energía en el centro de transformación, se ha determinado el tiempo durante el cual parte de la planta o la totalidad de ella ha cesado su producción observando la información acerca de la producción de los inversores que se dispone en el seguimiento a diario de los mismos. Debido a que un salto de la celda de protección origina la parada de los inversores, se ha estimado de la manera más precisa disponible las pérdidas de energía asociadas a los saltos de las celdas identificando la hora a la que se produjo el salto de la celda y la hora a la que se rearmó.

A continuación en la Tabla 8.4 se muestran las pérdidas de energía diferenciando si se deben a algún fallo interno del centro de transformación o a una incidencia climatológica.

INCIDENCIAS EN EL CT		
Incidencias en CTs	138 917,52	12,26%
Incidencias meteorológicas	12 279	1,08%
TOTAL NO PRODUCIDO (kWh)	151 196,52	13,34%

Tabla 8.4. Pérdidas de energía asociadas a las incidencias registradas en los CTs.

Las pérdidas asociadas al centro de transformación suponen el 13,34% del total de las pérdidas registradas,

siendo un elemento de la instalación que repercute de forma notable en la producción de la instalación cuando sufre alguna incidencia. Cuando tiene lugar alguna incidencia, esta provoca el cese parcial o total de los inversores de la instalación, lo que conlleva un plan de mantenimiento exhaustivo sobre este elemento para evitar posibles incidencias que puedan ser prevenidas tales como la revisión mensual del cableado.

En la Ilustración 8.4 se muestra la distribución de energía no producida debido a las incidencias ocurridas en el centro de transformación

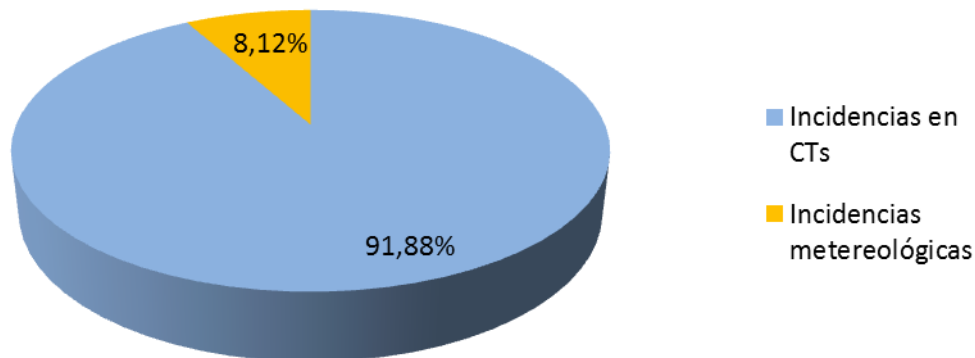


Ilustración 8.4. Distribución de energía no producida en los CTs.

Las incidencias meteorológicas suponen el 8% de las incidencias registradas, siendo un valor coherente debido a que las inclemencias meteorológicas como nevadas o lluvias intensas sólo tienen lugar durante unos meses del año. El grueso de las incidencias se corresponde con fallos que tuvieron lugar debido a problemas de aislamientos, fallos eléctricos o debido a otras causas que provocaron el salto de la celda de protección. No se ha podido realizar una clasificación más exhaustiva atendiendo al origen del salto de la celda debido a que se desconocen en la mayoría de las ocasiones el origen de las mismas, al no estar reflejados en los ficheros del seguimiento a diario de las plantas.

Observando la Tabla 7.3 se observa que las incidencias asociadas a centros de transformación solo tuvieron lugar en 7 de las 24 plantas analizadas, por lo que en un 30% de las plantas se produjo un corte que afectó a la producción. Asimismo, en 6 de ellas se tienen inversores de potencias relativamente altas (superiores a 500MW). Por lo tanto, se puede deducir que este tipo de incidencias, de acuerdo al presente estudio, pueden atribuirse a plantas de gran tamaño situadas sobre el terreno, debido a que no ha tenido lugar incidencia alguna en ningún centro de transformación de instalaciones sobre cubiertas (posiblemente a su baja potencia). Además se tiene constancia de que estas 27 incidencias son asociadas a 9 de los 45 centros de transformación existentes, por lo que se tiene un índice de aparición de incidencias o probabilidad de fallo del 20% de los mismos.

8.1.4 Red Eléctrica

A pesar de que la red eléctrica no es un elemento propiamente dicho de la instalación debido a que no se instala ni opera por las empresas encargadas de la construcción y operación del parque fotovoltaico, es el elemento más crítico a la hora de operar una central fotovoltaica ya que es preciso que esté disponible cuando se produce energía sino todo lo producido se pierde.

Sin embargo, aunque no sea una instalación que dependa de la central fotovoltaica, si se puede elegir con qué compañía eléctrica a la que se vierte la energía producida. Si ésta opera una red en la que se dan inestabilidades

en la red que hacen que la central fotovoltaica se desconecte de la red con una cierta frecuencia, y por consiguiente parando la producción de la planta, sería conveniente buscar otra compañía que asegurara una estabilidad en la red mejor que la anterior.

A continuación se muestra en la Tabla 8.5 las pérdidas de energía asociadas a las incidencias en la red eléctrica, distinguiendo si fueron originadas por algún fallo de la propia red o por incidencias climatológicas.

INCIDENCIAS EN LA RED		
Inestabilidades en la red	254 136,78	22,42%
Incidencias metereológicas	12780	1,13%
TOTAL NO PRODUCIDO (kWh)	266 916,78	23,55%

Tabla 8.5. Pérdidas de energía asociadas a las incidencias registradas en la red eléctrica.

En la Ilustración 8.5 se muestra la distribución de energía no producida debido a las incidencias ocurridas en la red eléctrica.

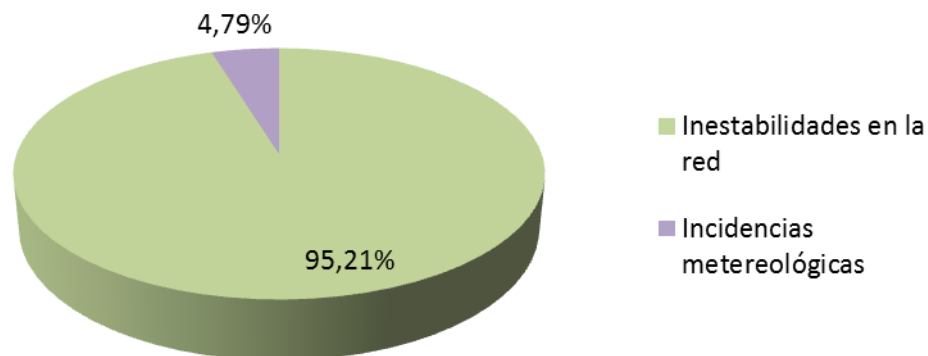


Ilustración 8.5. Distribución de energía no producida a causa de las incidencias en la red eléctrica.

Como se puede observar en la Ilustración 8.5, aproximadamente el 95% de las pérdidas registradas en la red eléctrica se han debido a inestabilidades en la misma. El 5% de las pérdidas restantes se corresponden con las 3 incidencias debidas a las inclemencias meteorológicas que han originado inestabilidades en la red pero no a causa de la compañía eléctrica.

En total, las pérdidas de energía registradas asociadas a la red suponen el 23,55% del total de pérdidas de energía. Esto pone de manifiesto el papel fundamental que supone la red eléctrica en una instalación fotovoltaica debido a que un fallo en la misma supone la parada total o parcial de la instalación. Esto se observa si se comparan las incidencias que han tenido lugar en los inversores, que fueron un total de 162 incidencias que supusieron el 5,1% de las pérdidas totales, mientras que en el caso de la red eléctrica solo tuvieron lugar 33 incidencias y suponen casi 5 veces las pérdidas asociadas a los inversores.

8.1.5 Atendiendo a las Tecnologías

Por último, al igual que se realizó una clasificación de las incidencias en función de las tecnologías que componen una instalación fotovoltaica, se va a proceder a realizar un análisis de las pérdidas de energía atendiendo a dicha clasificación.

Las pérdidas de energía asociadas a la tecnología fotovoltaica se corresponderá con las pérdidas asociadas a las sustituciones de los módulos FV, asimismo las de la tecnología electrónica se corresponderán con las pérdidas de los fallos de operación y arranque y parada de los inversores. Las pérdidas asociadas a las incidencias por acciones del viento y vandalismo al no ser causadas por una tecnología se computaran como causas externas, al igual que la red eléctrica al no ser un elemento propio de la instalación FV. El resto de pérdidas se contabilizarán en la tecnología eléctrica (donde se engloba a fallos en el cableado, cajas de conexión y centros de transformación).

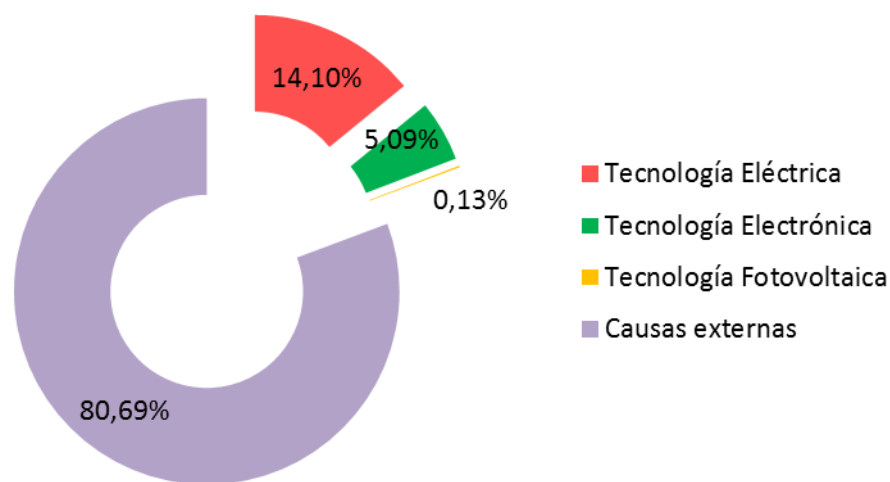


Ilustración 8.6. Distribución de pérdidas de energía atendiendo a las tecnologías de las incidencias.

En la Ilustración 8.6 se puede observar cómo se distribuyen las pérdidas de energías ocurridas durante la operación de las diferentes plantas, atendiendo a la tecnología que ha originado la incidencia o fallo. Las pérdidas de energía por incidencias que son originadas por elementos externos a la planta o por incidencias que no se consecuencias del fallo de algún componente del campo solar, inversor o centro de transformación, han originado el 80,69% de las pérdidas de energía registradas. Este elevado valor pone de manifiesto que las pérdidas de energía registradas en los parques considerados en el proyecto original de Antonio Palomo, se han originado por causas externas a la misma, deduciéndose que solo un quinto de las pérdidas de energía se han debido a la instalación fotovoltaica.

Sin embargo, esta distribución de pérdidas de energía en función de las tecnologías no representa el comportamiento general de las instalaciones fotovoltaica debido a que en el proyecto original existen una serie de incidencias puntuales las cuales originan pérdidas de gran consideración, por ello la necesidad de realizar el estudio en paralelo donde se excluyen para obtener una información lo más objetiva y exacta posible.

8.2 Sin Incidencias Puntuales

Como se mencionó previamente en el apartado 7.2, se han excluido del proyecto original las incidencias asociadas a las acciones por viento y vandalismo, que a pesar de ser hechos que suelen tener lugar de forma puntual, no representan el comportamiento general de las instalaciones FV. Además, se han obviado dos parques FV: V y CR debido a la presencia de anomalías en alguno de los elementos de la instalación o contienen la incidencias por vandalismo o viento.

Con las consideraciones realizadas, se elabora la Ilustración 8.7 donde viene reflejada la distribución de pérdidas asociadas a cada elemento de la instalación.

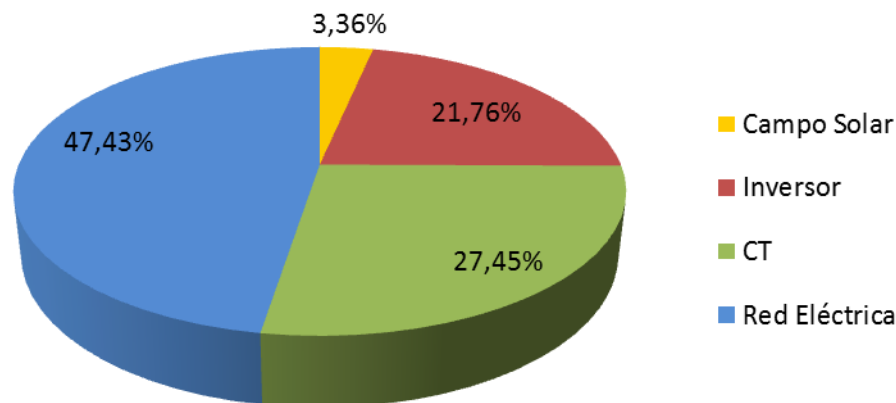


Ilustración 8.7. Distribución de pérdidas de energía excluyendo incidencias puntuales.

La red eléctrica es el elemento de la instalación que más pérdidas de energía ha generado con un 47,43% de las mismas. Esto se debe al cese de la producción total o parcial de una instalación cuando tiene lugar una incidencia en este elemento, como se explicó anteriormente. Atendiendo a la misma causa que en la red eléctrica, el centro de transformación es el siguiente elemento de la instalación que más importancia tiene en las pérdidas con un 27,45%. Sin embargo, los inversores aunque supongan unas pérdidas de pequeña importancia, debido a la gran cantidad de incidencias registradas suponen el 21,79% de las pérdidas registradas. Por último, las pérdidas asociadas al campo solar tienen poca importancia, siendo solamente el 3,36% de las mismas.

Para tener una visión numérica y porcentual de las pérdidas asociadas a cada elemento se adjunta la Tabla 8.6. La primera columna de porcentajes está referida a la energía producida mientras que la segunda hace referencia a las pérdidas totales. En este estudio en paralelo que se está realizando se ha obtenido que las pérdidas de energía respecto a la energía producida sólo suponen el 0,42%.

ENERGIA NO PRODUCIDA (kWh)				
Campo Solar	Sustitución de módulos FV	1365,27	0,00%	0,68%
	Fallo en cableado (strings)	1006,1	0,00%	0,50%
	Fallo en cajas de conexión	4 415	0,01%	2,19%
Inversor	Fallo operación	40 709,55	0,09%	20,17%
	Fallo A/P	3 210,49	0,01%	1,59%
CT	Incidencias en CTs	43 110,42	0,09%	21,36%
	Incidencias metereológicas	12 279	0,03%	6,08%
Red Eléctrica	Inestabilidades en la red	82 925,95	0,17%	41,09%
	Incidencias metereológicas	12780	0,03%	6,33%
Total		201 801,78	0,42%	100%
ENERGIA PRODUCIDA (kWh)		47 867 595,59		

Tabla 8.6. Desglose de pérdidas de energía excluyendo incidencias puntuales.

A continuación se va a proceder a ver en mayor detalle las pérdidas originadas por cada elemento de la instalación pero sin entrar en el mismo nivel de detalle que en el apartado anterior debido a que las hipótesis para realizar los cálculos y los principios siguen siendo los mismos.

8.2.1 Campo Solar

El campo solar es responsable del 3,36% de las pérdidas de energía que se han producido. Como se definió en el apartado anterior, las pérdidas de energía asociadas a la sustitución de módulos fotovoltaicos se evalúan como el cese de producción de un string por cada módulo afectado el día de la sustitución. Con esta hipótesis y las pérdidas de energía registrada en los inversores en el seguimiento a diario de las plantas, se obtiene la Tabla 8.7.

INCIDENCIAS EN EL CAMPO SOLAR		
Incidencias en módulos FV	1 365,27	0,68%
Fallos en cableado (string)	1 006,1	0,50%
Fallos en cajas de conexión	4 415	2,19%
TOTAL NO PRODUCIDO (kWh)	6 786,37	3,37%

Tabla 8.7. Desglose de pérdidas de energía en el campo solar excluyendo incidencias puntuales.

Como se observa en la Ilustración 8.8, las pérdidas de energía dominantes son las asociadas a los fallos en cajas de conexión, mientras que las pérdidas asociadas a la sustitución de módulos FV y a fallos en el cableado suponen un tercio y un cuarto respectivamente de las pérdidas asociadas a los fallos en las cajas de conexión.

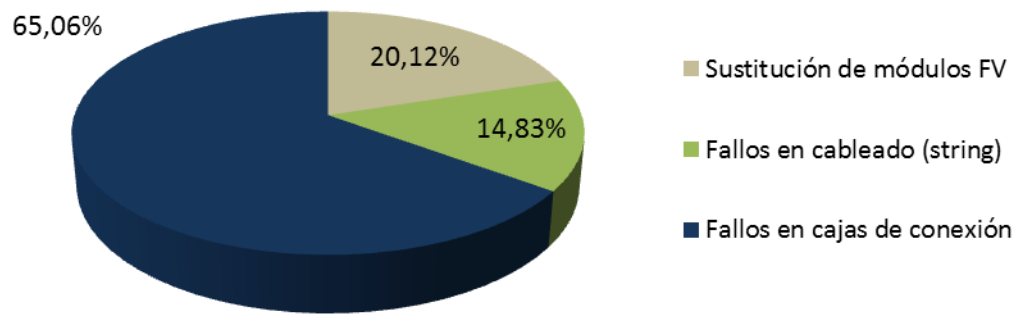


Ilustración 8.8. Distribución de pérdidas de energía en el campo solar excluyendo incidencias puntuales.

8.2.2 Inversor

Un 21,76% de las pérdidas de energía registradas han tenido su origen en el inversor. Para ver en más detalle estas pérdidas de energía, en la Ilustración 8.9 se muestra la distribución de las pérdidas de energía de este elemento y en la Tabla 8.8 el desglose de las mismas.

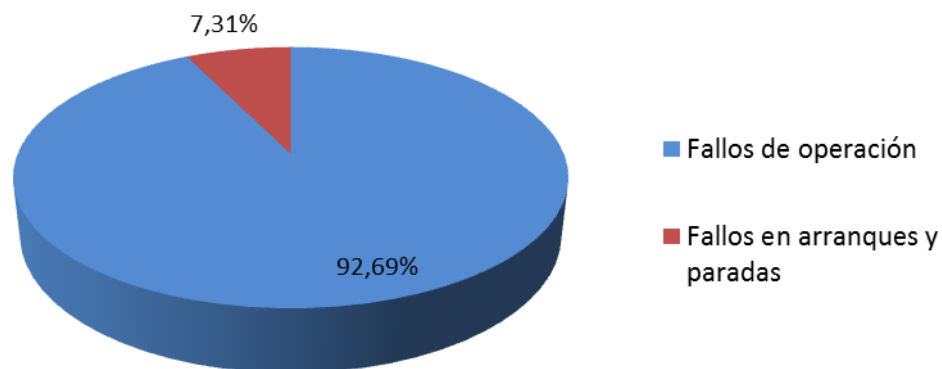


Ilustración 8.9. Distribución de pérdidas de energía en el inversor excluyendo incidencias puntuales.

INCIDENCIAS EN EL INVERSOR		
Fallos de operación	40 709,55	20,17%
Fallos en arranques y paradas	3 210,49	1,59%
TOTAL NO PRODUCIDO (kWh)	43 920,42	21,76%

Tabla 8.8. Desglose de pérdidas de energía en el inversor excluyendo incidencias puntuales.

Como era de esperar, las pérdidas asociadas a los fallos de operación componen el grueso de las pérdidas del inversor debido a que tienen normalmente una duración mayor a las de arranque y parada y pueden tener lugar a cualquier hora del día (incluyendo horas de máxima radiación) mientras que los fallos de arranque y parada se dan a primeras o últimas horas del día donde la radiación es muy baja.

8.2.3 Centro de Transformación

En el centro de transformación tienen lugar 27,45% de las pérdidas de energía. Como consecuencia del elevado valor se procede a ver en más detalle estas pérdidas de energía (véase Tabla 8.9).

INCIDENCIAS EN EL CT		
Incidentes en CTs	43 110,42	21,36%
Incidentes meteorológicos	12 279	6,08%
TOTAL NO PRODUCIDO (kWh)	55 389,42	27,45%

Tabla 8.9. Desglose de pérdidas de energía en el CT excluyendo incidencias puntuales.

En la Tabla 8.9 se muestra el desglose de las pérdidas en el centro de transformación, donde se observa que el valor predominante se debe a las incidencias originadas por el propio centro de transformación pero las incurridas a causa de las inclemencias climatológicas suponen un cuarto del total, teniendo un peso importante en las mismas. Para ver mejor la distribución de las pérdidas en el centro de transformación se adjunta la Ilustración 8.10.

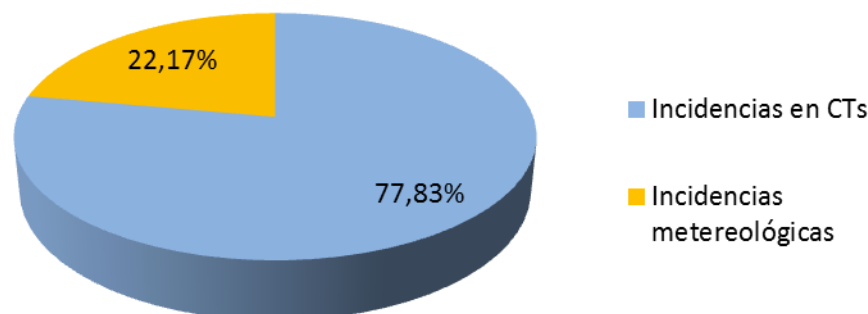


Ilustración 8.10. Distribución de pérdidas de energía en el CT excluyendo incidencias puntuales.

8.2.4 Red Eléctrica

La red eléctrica es el elemento con un 47,43% de las pérdidas de energías totales, siendo casi el doble de las pérdidas del segundo elemento de la instalación que más pérdidas de energía que ha generado, siendo necesaria una visión más detallada acerca de cuáles de las incidencias de este elemento generan la mayor cantidad de pérdidas de energía (véase Tabla 8.10).

INCIDENCIAS EN LA RED		
Inestabilidades en la red	82 925,95	41,09%
Incidencias metereológicas	12780	6,33%
TOTAL NO PRODUCIDO (kWh)	95 725,95	47,43%

Tabla 8.10. Desglose de pérdidas de energía en la red eléctrica excluyendo incidencias puntuales.

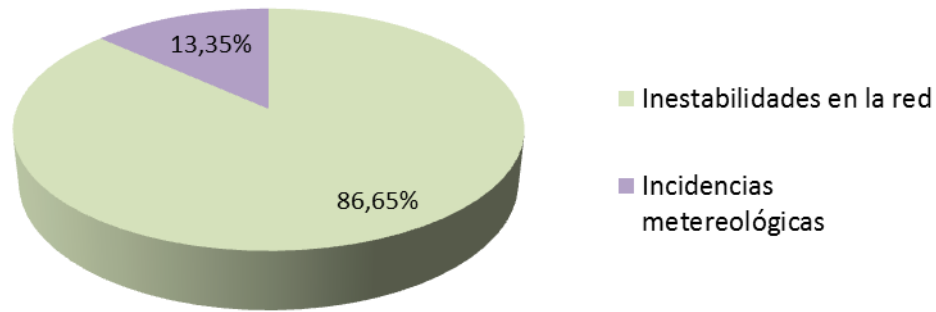


Ilustración 8.11. Distribución de pérdidas de energía en la red eléctrica excluyendo las incidencias puntuales.

8.2.5 Atendiendo a las Tecnologías

Por último se va a estudiar cómo se distribuyen las pérdidas de energía registradas en función de la tecnología a la que pertenezcan. Es por ello que se ha realizado un gráfico en el cual viene la distribución de las pérdidas de energía en función de las tecnologías que la hayan causado.

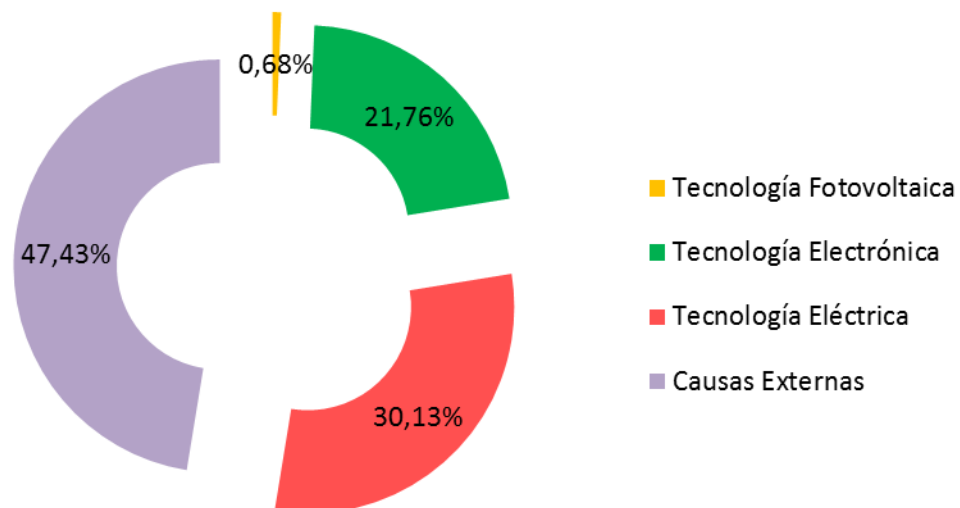


Ilustración 8.12. Distribución de pérdidas de energía atendiendo a las tecnologías de las incidencias excluyendo las incidencias puntuales.

En primer lugar, de la Ilustración 8.12 se puede deducir que el 47,43% de las pérdidas de energía que han tenido lugar en las instalaciones han sido originadas por causas externas a ellas (se han debido a la red eléctrica que es un elemento externo a la instalación). En segundo lugar se encuentra la tecnología eléctrica con un 30,13% de las pérdidas registradas, que engloban las pérdidas de energía por el cableado, las cajas de conexión y los centros de transformación. En segundo lugar le sigue la tecnología electrónica con aproximadamente el 22% que está asociada a los inversores. Las pérdidas de energía asociadas a la tecnología electrónica tienen asociado un 21,76%, el cual se corresponde con las pérdidas de energía asociada a los inversores.

Por último cabe destacar el reducido valor de la importancia en las pérdidas de energía de la tecnología fotovoltaica, siendo un 0,68% de las pérdidas registradas, poniendo de manifiesto la gran fiabilidad de la tecnología fotovoltaica frente a las demás tecnologías que componen una instalación FV.

9 ANÁLISIS COMPARATIVO

En este capítulo se va a proceder a realizar un análisis comparativo entre los dos estudios en paralelo que se han ido llevando a cabo a lo largo del proyecto. En este estudio se van a comparar 2 aspectos fundamentalmente: las incidencias registradas y las pérdidas de energía asociadas a dichas incidencias.

9.1 Incidencias

En este apartado se va a proceder a realizar una comparación entre las incidencias registradas en el proyecto original en el cual se basa este proyecto y las incidencias registradas tras excluir incidencias puntuales para obtener una visión más objetiva del verdadero comportamiento de una planta fotovoltaica.

Antes de proceder a realizar la comparación entre las incidencias registradas en ambos casos estudiados, se adjunta la Ilustración 9.1 donde se observa las incidencias que han tenido lugar en cada parque FV analizado, distinguiendo si han afectado a la producción o no, siendo el total la suma de las dos.

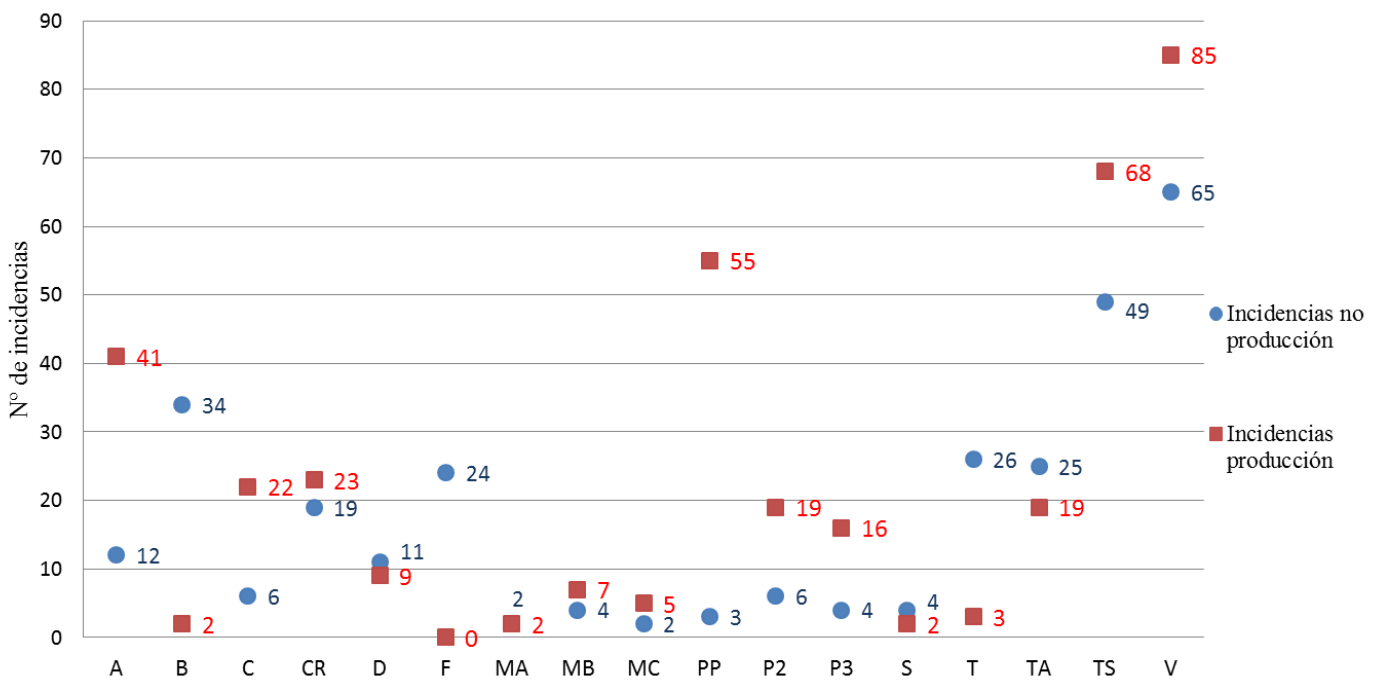


Ilustración 9.1. Distribución de incidencias de cada parque FV atendiendo a la producción.

Se puede observar que existe una tendencia en las incidencias registradas en los diferentes parques FV, existiendo una gran mayoría que no han registrado más de 50 incidencias durante 15 meses de operación. Si cabe destacar que predominan las incidencias que afectan a la producción sobre las que no, teniendo su repercusión como se verá posteriormente. Aproximadamente, se obtiene que tienen lugar 40 incidencias por cada parque FV, 32 en el caso modificado.

En la Ilustración 9.2 se realiza la comparación entre cómo se distribuyen las incidencias registradas en ambos estudios planteados en función del elemento al que esté asociado a la incidencia registrada.

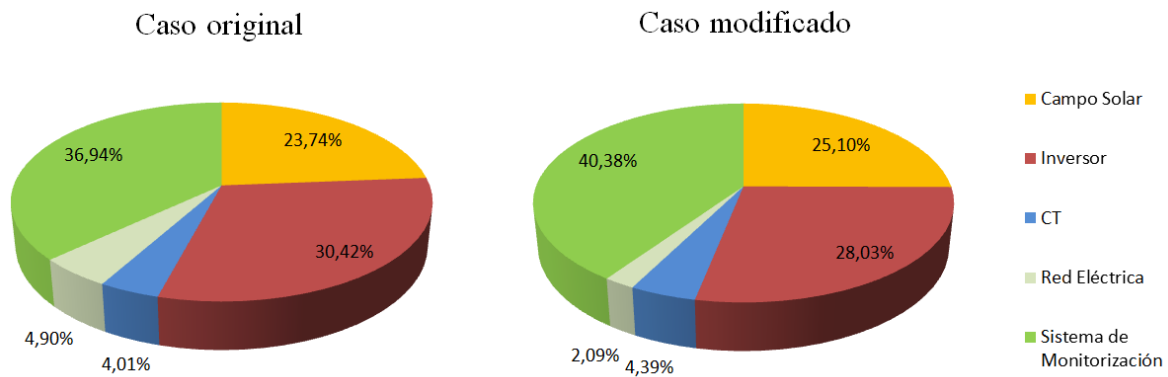


Ilustración 9.2. Comparación de incidencias registradas atendiendo al elemento causante.

Para facilitar la comprensión de la comparación entre ambos estudios, se vuelve a comentar que el caso modificado consiste en la extracción del estudio de las incidencias originadas por las acciones del viento y el vandalismo, además de los parques fotovoltaicos V y CR debido a la presencia de anomalías en alguno de sus elementos que hacían que las pérdidas de ese elemento adquirieran un valor de gran consideración. Es por ello que en el caso original de estudio se registraron un total de 674 incidencias asociados a 17 parques FV mientras que en el caso modificado se registraron un total de 478 incidencias en 15 parques fotovoltaicos. Este primer hecho pone de manifiesto la gran cantidad de incidencias registradas asociadas a solamente dos parques FV que hacían que los datos no fueran completamente representativos del comportamiento de las instalaciones fotovoltaicas.

A pesar de tener aproximadamente un 30% menos de incidencias que en el caso original, se observa que la distribución de incidencias asociada a los diferentes elementos de la instalación no se diferencian demasiado. Cabría destacar que las incidencias de la red eléctrica se reducen a la mitad, siendo el motivo la extracción de una del parques FV donde se registraron numerosas incidencias en este elemento y un pequeño aumento del porcentaje de incidencias asociadas al sistema de monitorización, que para el objeto de estudio de este proyecto supondría un beneficio debido a que se tendrían mayor cantidad de incidencias que no afectarían a la producción.

Al igual que se realizó en el capítulo 7, en primer lugar se va a proceder a comparar la distribución de las incidencias registradas que no afectan a la producción (véase Ilustración 9.3).

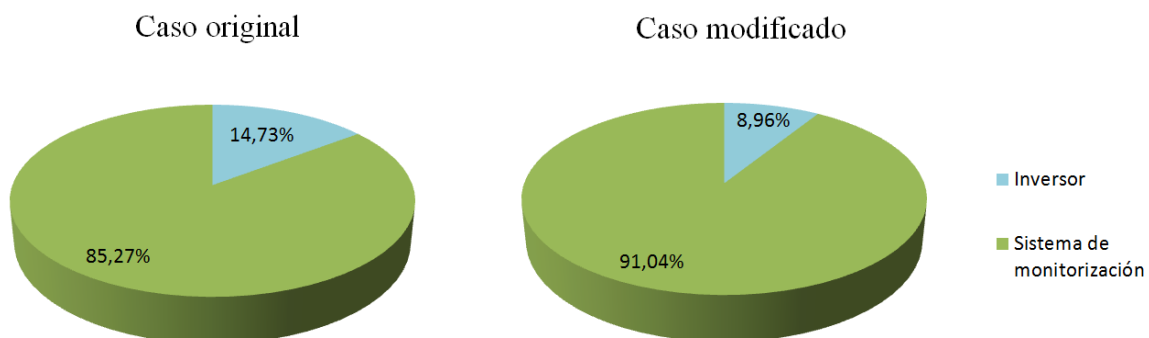


Ilustración 9.3. Comparación de incidencias registradas que no afectan a la producción.

Se puede observar en la Ilustración 9.3 que existe una disminución del porcentaje de incidencias asociadas a los fallos de comunicación y monitorización del inversor. Esto se debe a que en el caso original existían 43 incidencias registradas a este fallo del inversor, reduciéndose su valor a 19 en el caso modificado. Respecto a las incidencias en el sistema de monitorización se reducen de 249 a 193. A pesar de esta disminución, no existe una variación brusca de los porcentaje pudiendo concluir que aproximadamente uno de cada diez fallos que no afecten a la producción se han originado en la comunicación y monitorización del inversor, siendo los 9 restantes fallos en el sistema de monitorización de la planta.

A continuación, al ser el objeto de estudio las pérdidas de energía asociadas a las incidencias registradas durante la operación de una serie de parques fotovoltaicos, se procede a realizar la comparación entre las incidencias registradas que afectan a la producción (véase Ilustración 9.4).

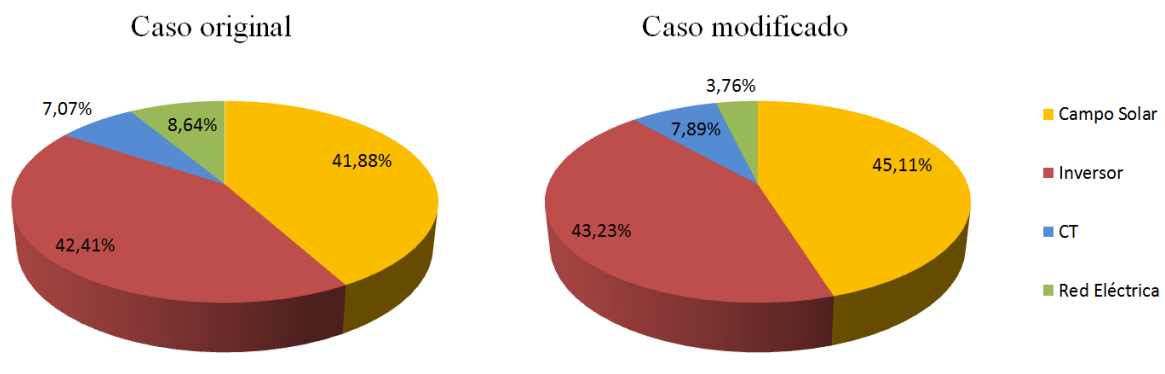


Ilustración 9.4. Comparación de incidencias que afectan a la producción.

Destaca la gran disminución de incidencias de la red que afectan a la producción por lo comentado previamente, al extraer el parque FV se han extraído del estudio una cantidad importante de incidencias asociadas a este elemento. También se refleja un aumento del porcentaje de incidencias que afectan a la producción del campo solar, esto es debido a que al extraer ambos parques fotovoltaicos, las incidencias asociadas al centro de transformación y las de los inversores han disminuido en mayor medida que en las del campo solar. Se puede concluir que más del 80% de las incidencias registradas que afectan a la producción son originadas a los componentes del campo solar y de los inversores, siendo relegados a un segundo plano el porcentaje de las incidencias que afectan a la producción.

Para completar el análisis comparativo de incidencias, se procede a realizar la comparación de incidencias atendiendo a las diferentes tecnologías presentes en las instalaciones FV, tal como se observa en la Ilustración 9.5.

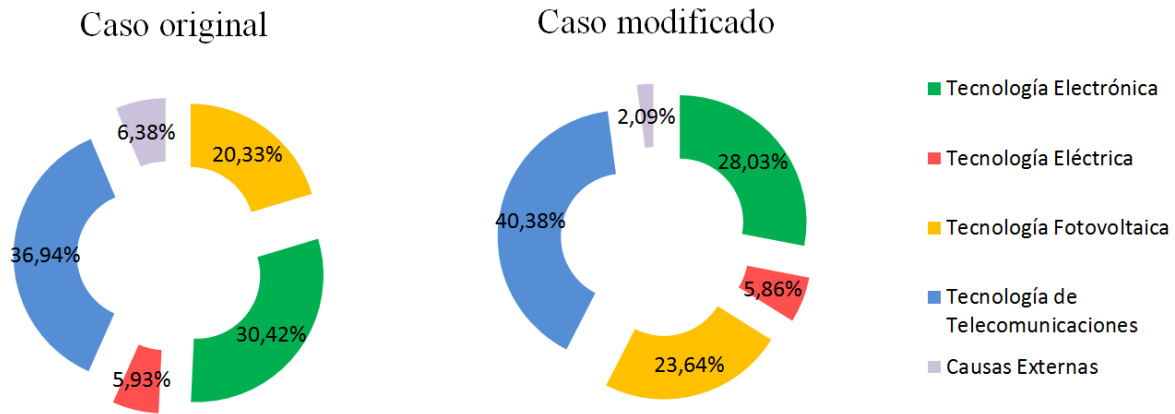


Ilustración 9.5. Comparación entre incidencias registradas atendiendo a la tecnología errante.

Atendiendo a las tecnologías se observa una disminución del porcentaje de incidencias asociado a las causas externas. Esto se debe primordialmente a la reducción del número de incidencias asociadas a la red eléctrica al extraer el parque fotovoltaico V y las incidencias asociadas a las acciones por viento y vandalismo y robo. Esto provoca que los porcentajes de las demás tecnologías varíen un poco pero las proporciones entre ellas se mantienen.

No se va a ilustrar la comparación entre incidencias que no afectan a la producción atendiendo a las tecnologías que componen esas incidencias debido a que ya se encuentra representado en la Ilustración 9.3. Los fallos asociados al inversor se corresponden con la tecnología electrónica mientras que los fallos asociados al sistema de monitorización se corresponden con la tecnología de telecomunicaciones.

No obstante, si es necesario realizar la comparación entre incidencias que afectan a la producción de energía debido a la variación de los porcentajes asociados a las diferentes tecnologías presentes en las instalaciones. Como se puede visualizar en la Ilustración 9.6, se produce un aumento significativo del número de incidencias registradas a la tecnología fotovoltaica y reducciones importantes en la tecnología eléctrica y en las causas externas. Con esta información se puede decir que aproximadamente el 85% de las incidencias que afectan a la producción ocurridas durante la operación de una instalación fotovoltaica se deben a la tecnología electrónica y fotovoltaica.

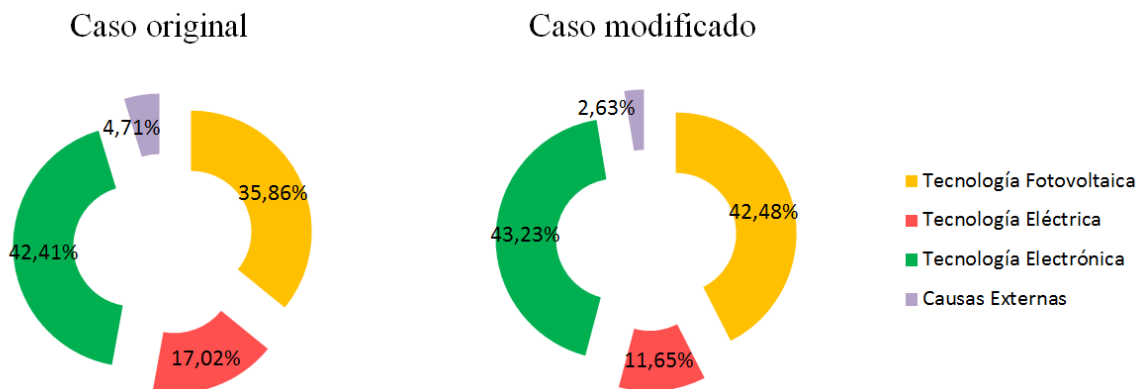


Ilustración 9.6. Comparación entre incidencias registradas que afectan a la producción atendiendo a la tecnología errante.

9.1.1 Campo Solar

En el campo solar se produce una reducción de incidencias registradas de 160 (23,74% del total) en el caso original a 120 (25,10%) en el caso planteado en el presente proyecto. Asimismo, en la distribución de incidencias registradas asociadas al campo solar desaparecen las incidencias por acciones del viento y vandalismo al haberse extraído en el caso modificado, quedando la distribución de incidencias de la siguiente forma (véase Ilustración 9.7) Se puede observar que se produce un aumento del porcentaje de incidencias asociadas a la sustituciones de los módulos FV dentro del campo solar.

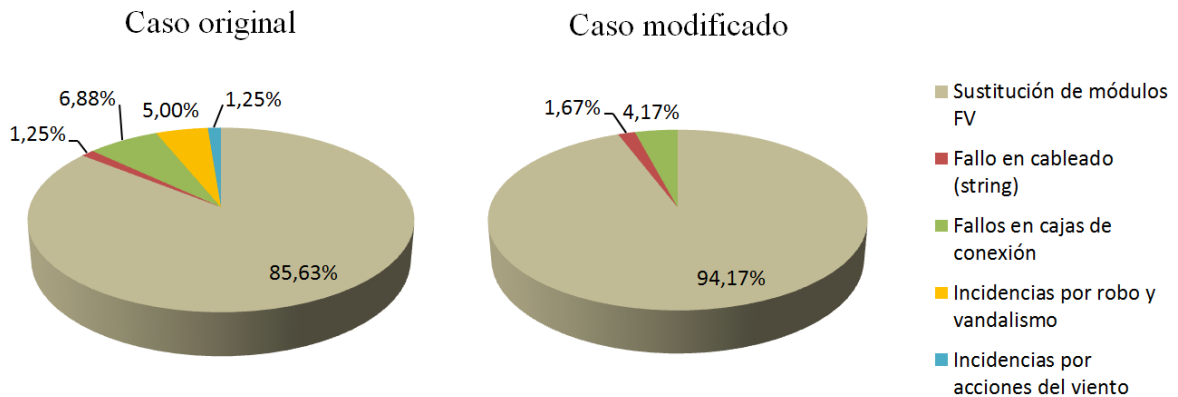


Ilustración 9.7. Comparación entre las distribuciones de incidencias registradas en el campo solar.

9.1.2 Inversor

En el inversor también tiene lugar una reducción de incidencias asociadas a este elemento. En el caso original se registraron un total de 205 (30,42%) mientras que en el caso modificado se han registrado 134 (28,03%). Se puede observar que en el caso modificado se reducen el porcentaje de incidencias están asociadas a los fallos de monitorización y comunicación a coste de aumentar los fallos en arranques y paradas, deduciéndose que la probabilidad de fallo del inversor afectando a la producción del mismo es del 85% aproximadamente (véase Ilustración 9.8).

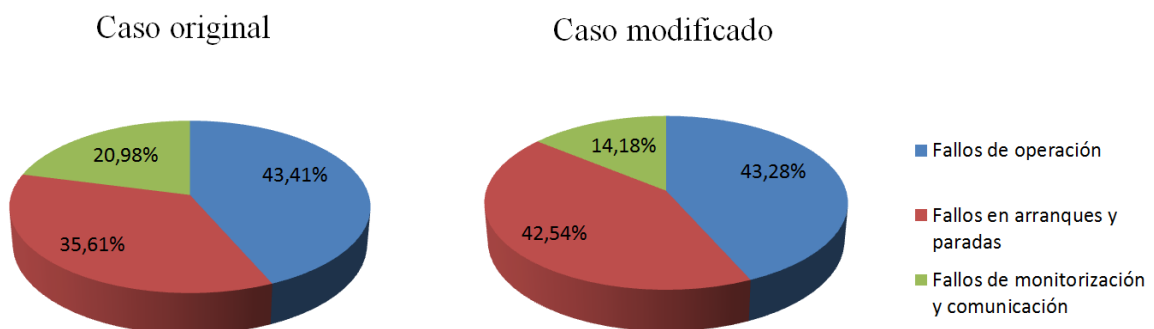


Ilustración 9.8. Comparación entre las distribuciones de incidencias registradas en el inversor.

9.1.3 Centro de Transformación

En el centro de transformación se reducen las incidencias registradas de 27 (4,01%) en el caso original a 21 (4,39%) en el caso modificado. La única incidencia del centro de transformación que sufre una reducción son las asociadas a las que se dan por fallos del propio elemento, manteniéndose las incidencias por inclemencias meteorológicas constantes (véase Ilustración 9.9).

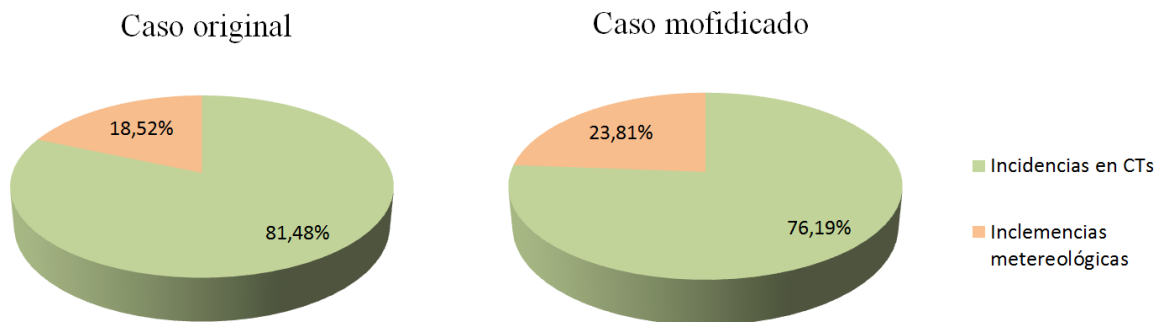


Ilustración 9.9. Comparación entre las distribuciones de incidencias registradas en el CT.

9.1.4 Red Eléctrica

Por último, en la red eléctrica es donde se produce la reducción de incidencias más importantes. Se registraron en el caso original 33 incidencias (4,90%) mientras que en el caso modificado 10 incidencias (2,09%). La principal disminución de incidencias asociadas a este elemento se debe del paso de 30 incidencias asociadas a las inestabilidades en la red a 8 como consecuencia de extraer un parque FV donde se dieron un elevadísimo número de incidencias asociadas a esta causa. Respecto a las inclemencias meteorológicas sólo provocaron 3 incidencias en el caso original mientras que en el modificado 2 (véase Ilustración 9.10).

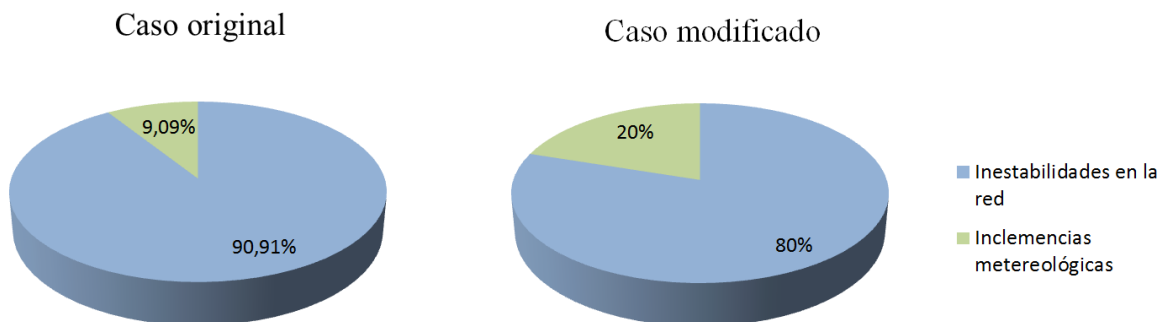


Ilustración 9.10. Comparación entre las distribuciones de incidencias registradas en la red eléctrica.

9.2 Pérdidas de Energía

En este apartado se procede a realizar una comparación entre las pérdidas de energía asociadas a las incidencias registradas que afectan a la producción. Al igual que se realizó en el apartado anterior, en primer lugar se procede a ilustrar las pérdidas de energía asociadas a cada parque fotovoltaico (véase Ilustración 9.12) con el desglose de cómo influye cada elemento en las pérdidas de energía. Además, también se representan el número de incidencias que afectan a la producción para tener un orden de magnitud asociado a las pérdidas de energía en cada parque.

En la Ilustración 9.12, los valores que se encuentran debajo de la letra correspondiente a cada parque FV son las pérdidas de energía asociadas a las incidencias registradas en MWh. Con este valor y el porcentaje de las pérdidas de energía respecto a la energía producida por cada uno de ellos, se obtiene de forma inmediata la energía producida durante la operación de cada parque.

Además del porcentaje de pérdidas de energía registrado en cada parque, también viene representado el porcentaje de energía no producida de cada elemento de los parques FV, siendo la suma de las columnas de los elementos el valor representado numéricamente. En la Ilustración 9.11 se representa la distribución de las pérdidas de energía de cada parque FV respecto al total de pérdidas de energía registradas en cada parque, viendo cuales son los elementos o elemento que más han repercutido en las pérdidas de energía. Asimismo, a pesar de parecer que todos los elementos generan los mismo órdenes de magnitud de pérdidas de energía, se puede comprobar que las pérdidas de energía de un elemento en dos plantas diferentes, tienen diferentes repercusiones sobre la producción tal y como se muestra en la Ilustración 9.12.

Para obtener los porcentajes de pérdidas de energía asociado a los diferentes elementos de la instalación, se han obtenido de la suma de todas las pérdidas de energía registradas en lugar de la suma de los porcentajes de las pérdidas mostradas debido a que los porcentajes no son comparables debido a los diferentes tamaños de los parques FV.

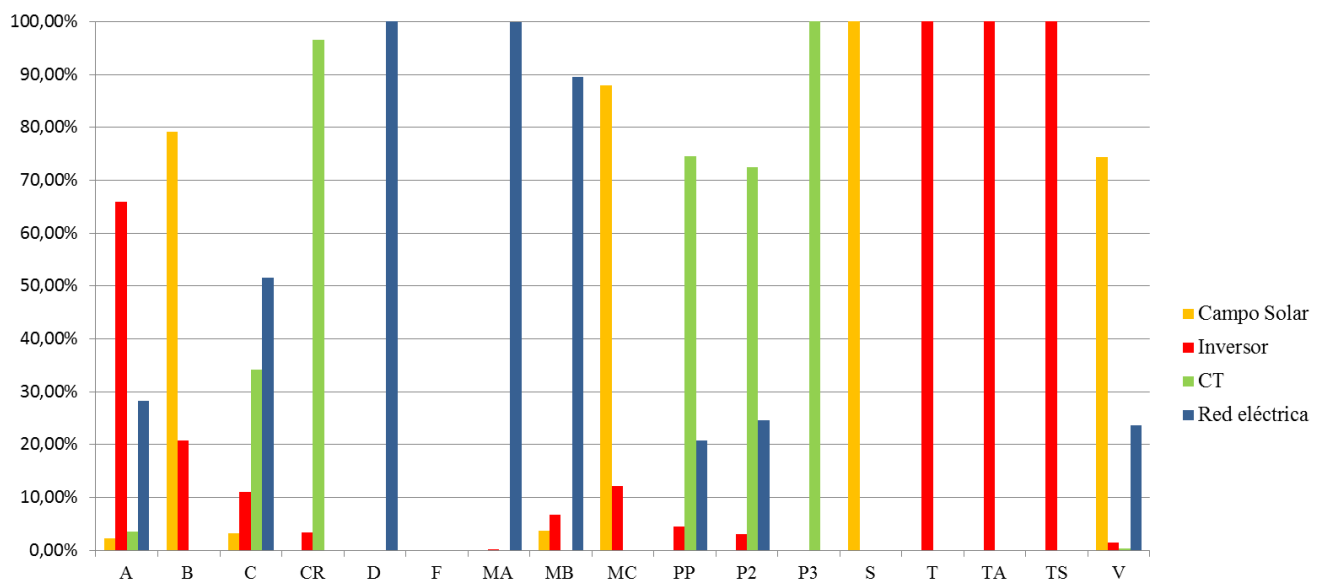


Ilustración 9.11. Distribución de pérdidas de energía de cada parque FV en función del elemento afectado.

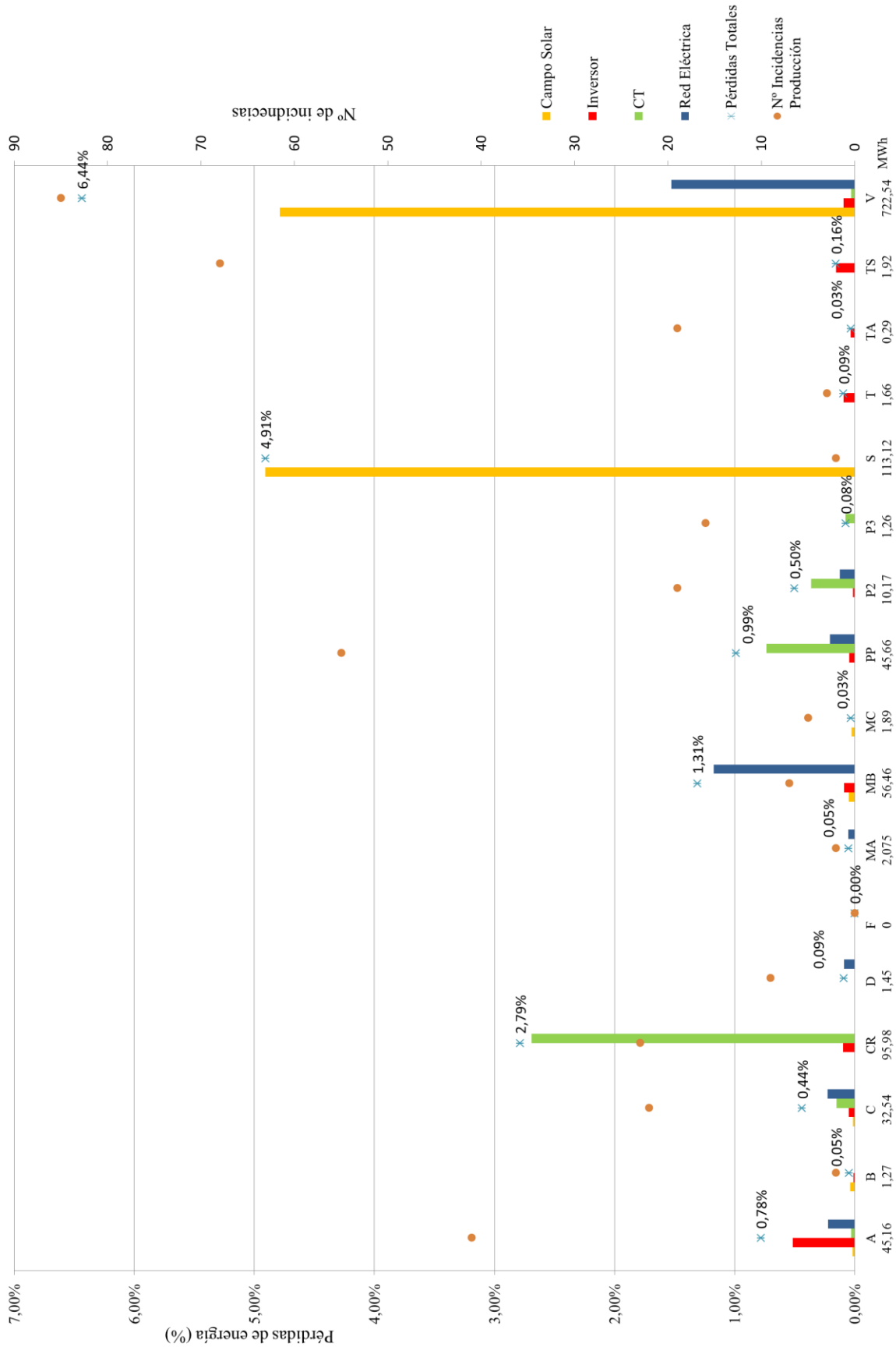


Ilustración 9.12. Porcentajes de pérdidas de energía de cada parque FV respecto a la energía producida.

A continuación, se realiza una comparación entre la distribución de las pérdidas de energía asociadas a los diferentes elementos (véase Ilustración 9.13).

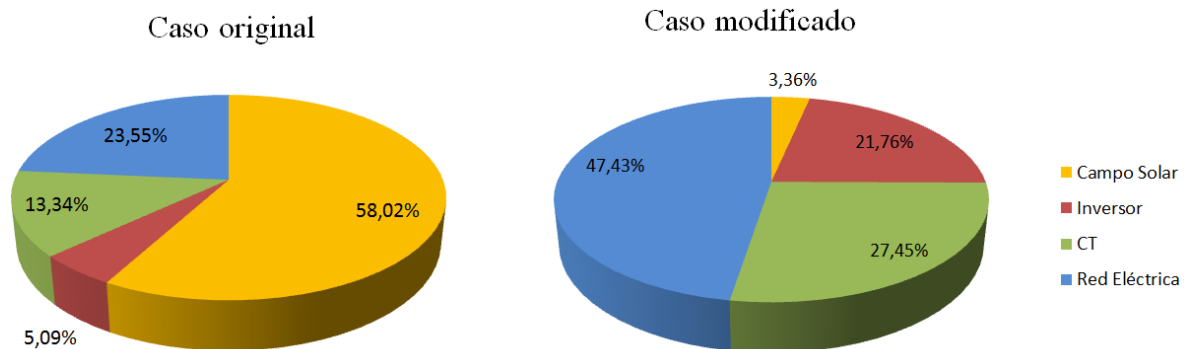


Ilustración 9.13. Comparación de distribución de pérdidas de energía asociadas a cada elemento.

Es en las pérdidas de energía donde se observa realmente la diferencia entre el caso original y el modificado. En el caso original se observa que las pérdidas de energía del campo solar casi el 60% del total. Sin embargo, aproximadamente el 88% de las pérdidas de energía registradas en el campo solar se han debido a las incidencias por acciones del viento y por vandalismo y robo, que aun pudiendo tener lugar, como es el caso del proyecto de partida, no son representativas del comportamiento general de las instalaciones fotovoltaicas debido a que han sido casos aislados.

Como consecuencia, en el caso modificado se tiene una visión más objetiva de cómo afecta cada elemento en las pérdidas de la instalación. El elemento que más pérdidas de energía genera en la instalación es la red eléctrica con casi el 50% de la energía no producida, siguiéndole los CTs y los inversores, abarcando la totalidad de las pérdidas registradas. Como contrapartida, en este caso se obtiene que las pérdidas de energía asociadas al campo solar solamente representan el 3% de las pérdidas registradas, siendo un valor más coherente con la naturaleza de los diferentes fallos e incidencias que se pueden registrar afectando a la producción.

También hay que destacar que las pérdidas registradas en la situación inicial suponen el 1,81% de la energía producida, siendo este valor elevado debido a las incidencias por las acciones del viento y vandalismo y las anomalías de 2 parques FV. Sin embargo en el caso modificado de estudio, se obtienen que las pérdidas de energía registradas referidas a la energía producida solamente suponen el 0,42%, siendo un valor considerablemente menor que el registrado en el caso original de estudio. Es por ello que este estudio realizado en paralelo respecto al original permite observar que a pesar de ser correcto el estudio realizado debido a que la distribución de incidencias que afectan a la producción en ambos casos son similares, no es completamente representativo de las pérdidas de energía registradas en una instalación FV.

A continuación se desarrollará una comparación entre las pérdidas de energía registradas atendiendo a las diferentes tecnologías que comprenden una instalación FV (véase Ilustración 9.14).

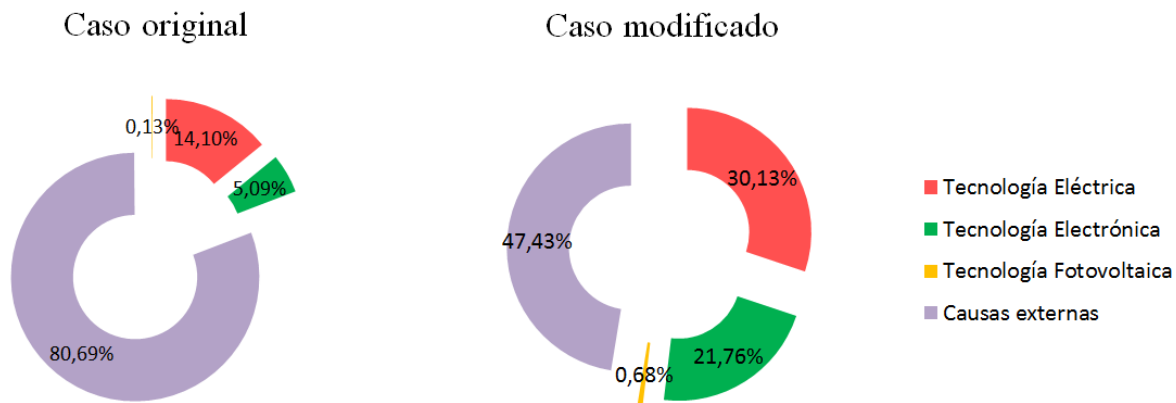


Ilustración 9.14. Comparación entre las pérdidas de energía atendiendo a la tecnología errante.

La principal diferencia que existe entre las gráficas mostradas en la Ilustración 9.14 es la variación del porcentaje de pérdidas de energía asociadas a las causas externas al sólo englobar en el caso modificado a la red eléctrica por ser el único elemento externo de la instalación. En el caso original en las causas externas estaban incluidas también las incidencias por acciones del viento y vandalismo pero a pesar de que son incidencias que pueden tener lugar durante la operación de una planta, no son representativas del comportamiento general de aquellas instalaciones fotovoltaicas donde no tienen lugar este tipo de incidencias.

En general, como se puede observar una incidencia de este tipo hace que la planta quede inoperativa de forma casi global generando unas pérdidas que superan al resto de pérdidas que tienen lugar. Es por ello que se ha analizado el caso original sin quitar las pérdidas de energía para resaltar la importancia que tienen las mismas en las producciones, pero también es verdad que no se suelen dar de manera frecuente, motivo por el cual se ha procedido al estudio de un caso modificado del proyecto inicial que si es más representativo de las pérdidas de energía que tienen lugar durante la operación de una planta FV.

Destacan el porcentaje de pérdidas asociadas a la tecnología eléctrica la cual había registrado una décima parte de las incidencias registradas que afectan a la producción. Esto se debe a que a pesar de englobar a las pérdidas por fallos en el cableado y cajas de conexión, también engloban al centro de transformación y a la red eléctrica que cuando sufren una incidencia generan unas pérdidas muchísimas mayores que las asociadas a los fallos en el cableado y en las cajas de conexión.

De la Ilustración 9.14 se puede concluir que el 47,43% de las pérdidas de energía originadas durante la operación de una instalación FV son debidas a fallos o incidencias de la tecnología eléctrica, el 21,76% se asocian a fallos en la tecnología electrónica y un 30,13% a la tecnología eléctrica. Es por ello que el 0,68% restante de pérdidas de energías se asocian a la tecnología fotovoltaica, la cual es el principio que rige la instalación y, a pesar de ello, es la tecnología que menos pérdidas genera en la misma. Por lo tanto, desde el punto de vista de las pérdidas de energía, es una tecnología muy segura que genera pérdidas de energía como cualquier tecnología, ya que ninguna tecnología es plenamente segura, pero en comparación con las demás pérdidas de energía de las otras tecnologías de una instalación FV son completamente despreciables. No obstante, a pesar de representar un valor muy pequeño del total de pérdidas de energía tienen su importancia en el ámbito económico de la instalación.

Por último se procede a comparar las pérdidas de energía de cada elemento de la instalación.

9.2.1 Campo Solar

Respecto a las pérdidas de energía registradas en el campo solar existen notables diferencias entre los dos casos estudiados en este proyecto. En el caso original se tiene que las pérdidas de energía asociadas a este elemento suponen el 58,02% del total mientras que en el caso modificado un 3,36%. Este hecho tiene lugar al extraer del caso modificado las pérdidas de energía asociadas a las incidencias que más pérdidas de energía generan en la instalación. Por otro lado, las pérdidas de energía asociadas a los componentes propiamente dichos de este elemento, como son las sustitución de módulos FV, fallos en cableado y cajas de conexión, mantienen la proporción en cómo afectan al global de pérdidas de energía de ambos casos, exceptuando los fallos en cableado que disminuye su proporción en el caso modificado respecto al original (véase Ilustración 9.15).

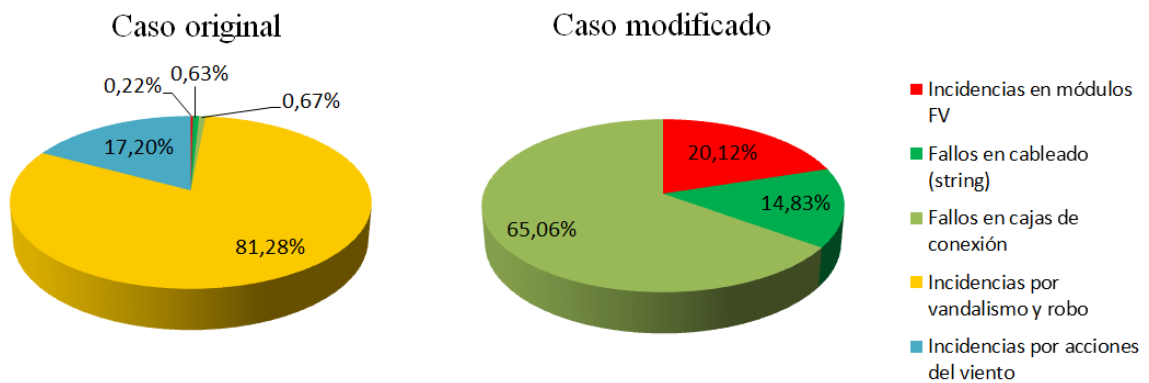


Ilustración 9.15. Comparación entre la distribución de pérdidas de energía asociadas a las incidencias ocurridas en el campo solar.

9.2.2 Inversor

Este elemento toma un papel fundamental en las pérdidas de energía de la instalación como se puede observar en la Ilustración 9.13. En el caso original sólo suponían el 5,09% de las pérdidas de energía registradas mientras que en el caso modificado suponen el 21,76%. A pesar de este aumento del peso en las pérdidas de energía totales, las distribuciones de las pérdidas asociadas a los fallos propios del inversor apenas varían de un caso a otro (véase Ilustración 9.16), lo que permite deducir que de forma aproximada, de cada 10 kWh no producidos, 9 se corresponden con fallos de operación y 1 con los fallos de arranque y parada, poniéndose de manifiesto que los fallos de arranque y parada del inversor son despreciables frente a los del inversor, pero no por ello dejan de ser significativos.

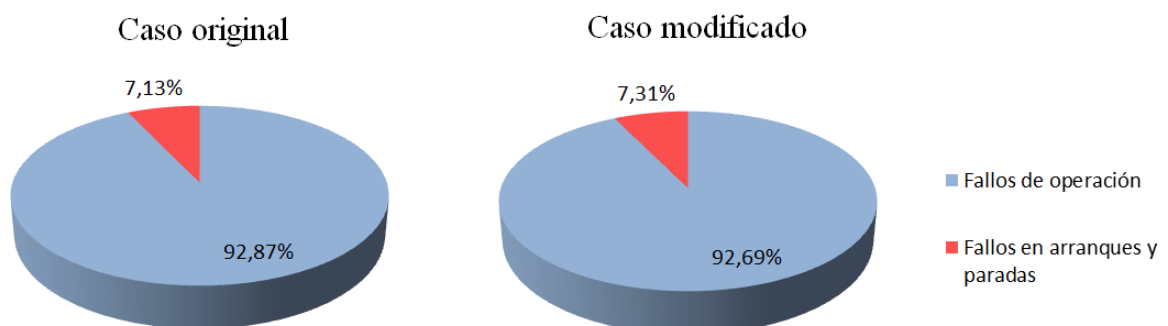


Ilustración 9.16. Comparación entre la distribución de pérdidas de energía asociadas a las incidencias ocurridas en el inversor.

9.2.3 Centro de Transformación

En el centro de transformación también se observa una variación del porcentaje pérdidas de energía de un caso a otro. En el caso original suponen un 13,34% de las pérdidas de energía mientras que en el caso modificado un 27,45%. Respecto a la distribución de las pérdidas de energía dentro de este elemento existe una disminución del peso de las incidencias en el centro de transformación debido a la extracción del parque fotovoltaico CR al contener unas pérdidas de energía asociadas a dicha incidencia excesivamente grandes (véase Ilustración 9.17).

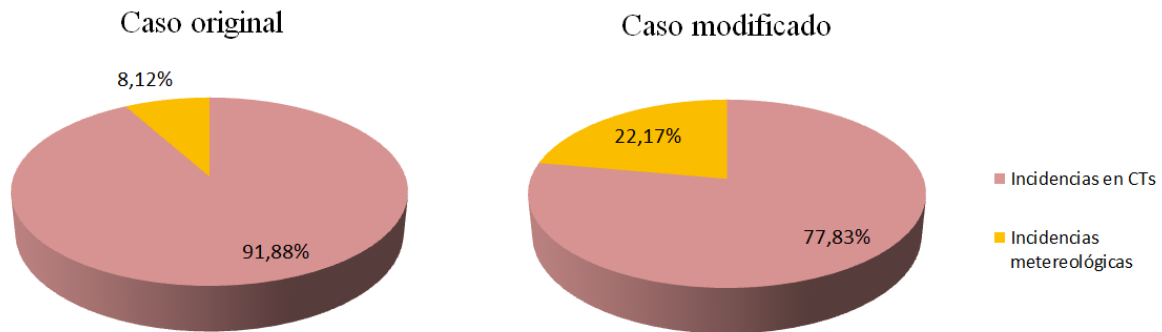


Ilustración 9.17. Comparación entre la distribución de pérdidas de energía asociadas a las incidencias ocurridas en el CT.

9.2.4 Red Eléctrica

La red eléctrica pasa tener un papel de vital importancia en el caso modificado. En el caso original suponían el 23,55% siendo aproximadamente un cuarto de las pérdidas de energía totales. Sin embargo, en el modificado pasan a suponer el 47,43% de las pérdidas de energía, duplicándose y suponiendo aproximadamente la mitad de las pérdidas de energía registradas en un campo fotovoltaico. Respecto a la distribución de las pérdidas de energía dentro de este elemento (véase Ilustración 9.18), se observa un aumento del peso de las inclemencias meteorológicas pero la incidencias por inestabilidades en la red sigue siendo el la incidencia predominante en cuanto a pérdidas de energía.

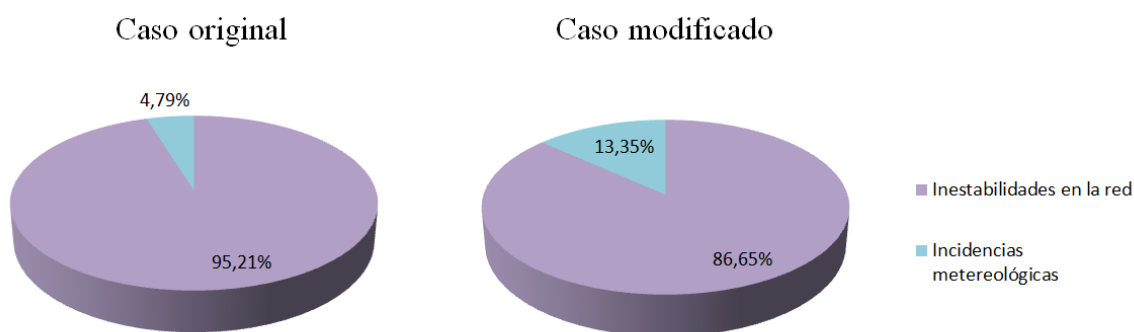


Ilustración 9.18. Comparación entre la distribución de pérdidas de energía asociadas a las incidencias ocurridas en la red eléctrica.

10 GESTIÓN DE MANTENIMIENTO DE LOS INVERSORES

A raíz de la enorme cantidad de inversores y módulos FV que se han estudiado en este proyecto y la elevada cantidad de fallos asociados a la operación y al arranque y parada y las pérdidas originadas como consecuencia de estos fallos, se procede a evaluar la gestión del mantenimiento de los mismos para poder observar donde se encuentran ciertas anomalías que permitan justificar este elevado valor de incidencias. En los ficheros Excel de seguimiento a diario de los parques fotovoltaicos estudiados vienen ciertas anotaciones acerca del mantenimiento y reparaciones que han ido ocurriendo a lo largo del periodo estudiado. Es por ello que se ha procedido al uso del método GAMM para evaluar la gestión del mantenimiento de los inversores y paneles fotovoltaicos.

10.1 Método GAMM

10.1.1 Introducción

El uso de herramientas gráficas para ayudar en la gestión y toma de decisiones en el campo de la fiabilidad operacional es una tarea clave para poder administrar los recursos de una organización de la manera más eficiente posible.

El método que se presenta cuya siglas “GAMM” corresponden a “Graphical Analysis for Maintenance Management” es una herramienta de carácter gráfico que se basa en los datos recogidos en las revisiones de mantenimiento realizadas en los diferentes equipos que intervienen en un determinado proceso productivo (15).

Algunos ejemplos de los datos que permiten realizar la metodología GAMM son:

- Número de revisiones de mantenimiento realizadas en un determinado periodo.
- Tipo de mantenimiento aplicado (correctivo o preventivo).
- Duración de la revisión.
- Fallos durante el tiempo de servicio del equipo.

Con todos estos datos, el método GAMM facilita una representación visual de las acciones correctivas y preventivas realizadas a un equipo durante un determinado periodo, obteniendo diferentes patrones de análisis que permitirán tomar decisiones respecto a los planes de mantenimiento de los equipos.

10.1.2 Diagrama de Nelson-Aalen Modificado

Para proceder con la metodología, se parte del diagrama de Nelson-Aalen original. Este diagrama representa el número acumulado de intervenciones N frente al tiempo t_i . Este diagrama es básico para empezar cualquier análisis de fiabilidad, ya que permite observar la distribución temporal y la tendencia de las intervenciones en función del tiempo $N(t_i)$ (16).

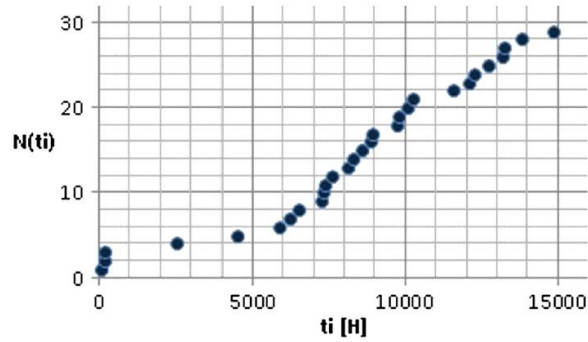


Ilustración 10.1. Diagrama de Nelson-Aalen original.

Para poder profundizar en el comportamiento de los equipos, el diagrama que se propone integra las siguientes variables del diagrama original: tipo de intervención, duración de la intervención y estado del equipo durante la intervención.

En la Tabla 10.1 se muestra el historial de intervenciones con las nuevas variables introducidas.

$N(t_i)$	T_i [H]	Δt [H]	Det
1*	311	1	1
2	504	1	1
3	663	1	0
4*	1481	4	1
5*	2153	1	1
6*	2824	1	0
7*	3975	1	1
8	4027	1	0
9	4138	20	0
10*	4289	1	1

Tabla 10.1. Historial de intervenciones Nelson-Aalen modificado.

- “ $N(t_i)$ ”: número de intervenciones. Los datos con asterisco representan intervenciones preventivas y sin asterisco son correctivas.
- “ t_i ”: tiempo acumulado expresado en horas. Es el tiempo total sin descontar tiempo de intervenciones.
- “ Δt ”: duración de la intervención, expresado en horas.
- “Det”: indica si el equipo se ha parado (1) o no (0) durante la intervención.

Teniendo en cuenta las nuevas variables, se obtiene el nuevo diagrama de Nelson-Aalen en el que se reemplaza la gráfica de dispersión por una gráfica con burbujas, siguiendo las siguientes consideraciones:

- La dispersión de las burbujas sigue exactamente el mismo patrón que en el diagrama de Nelson-Aalen original.

- Con el diámetro de las burbujas se representa la duración de la intervención, a mayor diámetro, mayor tiempo de intervención.
- Dependiendo de la línea de contorno esta sombreada o no, se puede determinar si ha tenido lugar parada del equipo durante la intervención. Se puede deducir que si tiene borde sombreado equivale a $Det=1$ y si no lo tiene a $Det=0$.

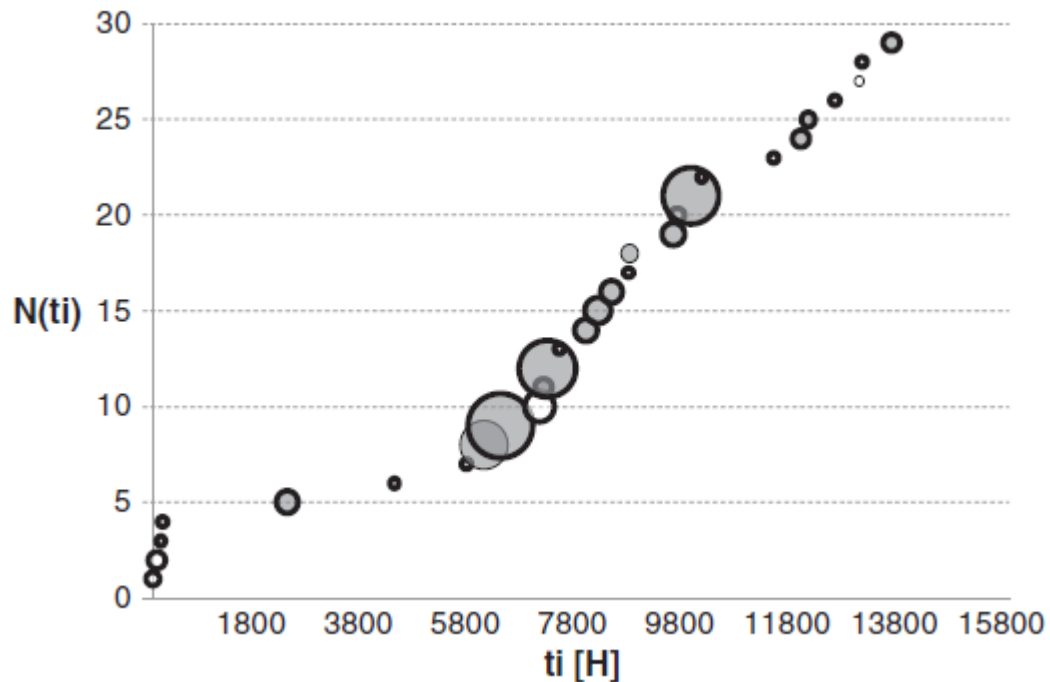


Ilustración 10.2. Diagrama de Nelson-Aalen modificado (GAMM 1).

La Ilustración 10.2 muestra el primero de los diagramas que se puede obtener con la metodología GAMM. Para proceder con los siguientes diagramas es necesario calcular el tiempo de funcionamiento entre fallos (MTBF).

En la Tabla 10.2 se puede observar un ejemplo de datos de intervenciones con el MTBF calculado. El MTBF es simplemente la diferencia de tiempo entre una intervención y la siguiente producida.

i	TBF [H]	$1/(n-i+1)$	$Z(ti)$	$R(ti)$
1*	1	0,02	0	1
2*	3	0,021	0	1
3*	4	0,021	0	1
4	9	0,022	0,022	0,978
5	20	0,022	0,044	0,957
6*	22	0,023	0,044	0,957
7*	29	0,023	0,044	0,957
8	52	0,024	0,068	0,934
9	61	0,024	0,092	0,912
10	65	0,025	0,117	0,889

Tabla 10.2. Estimadores de Nelson-Aalen con MTBF.

Gracias a este MTBF y aplicando el estimador de Nelson-Aalen se puede calcular la tasa de fallos acumulada y la función de fiabilidad mediante las ecuaciones [1] y [2].

El estimador de Nelson-Aalen responde a la siguiente formula:

$$\frac{1}{n - i + 1}$$

- “n” es el número total de intervenciones registradas en el histórico.
- “i” representa el orden secuencial numérico de cada intervención.

Este número es una estimación del parámetro λ , siendo necesario para calcular la tasa de fallos acumulada, teniendo en cuenta que si la intervención es preventiva no se sumará a la anterior $Z(t)$. Para aplicar el estimador de Nelson-Aalen, en primer lugar hay que ordenar las intervenciones en base a su MTBF, teniendo en cuenta que si la intervención es preventiva la tasa de fallos acumulada no aumentará.

$$Z(t) = \sum_v \frac{1}{n-v+1} \quad [1] \quad R(t) = e^{-Z(t)} \quad [2]$$

- “Z(t)” es la tasa de fallos acumulada.
- “N” es el número total de intervenciones registradas en el histórico.
- “v” es igual al parámetro “i”, que representa el orden secuencial numérico de cada intervención.
- “R(t)” es la función de fiabilidad.

Para realizar el segundo diagrama de GAMM, se asumirá que cuando se realiza una intervención de mantenimiento al equipo, este recupera la máxima fiabilidad, es decir $R(t)=1$. Con estos datos se puede elaborar el segundo diagrama de GAMM (véase Ilustración 10.3), en el que se observa la fiabilidad de un equipo justo antes de la intervención además del tipo de intervención realizada.

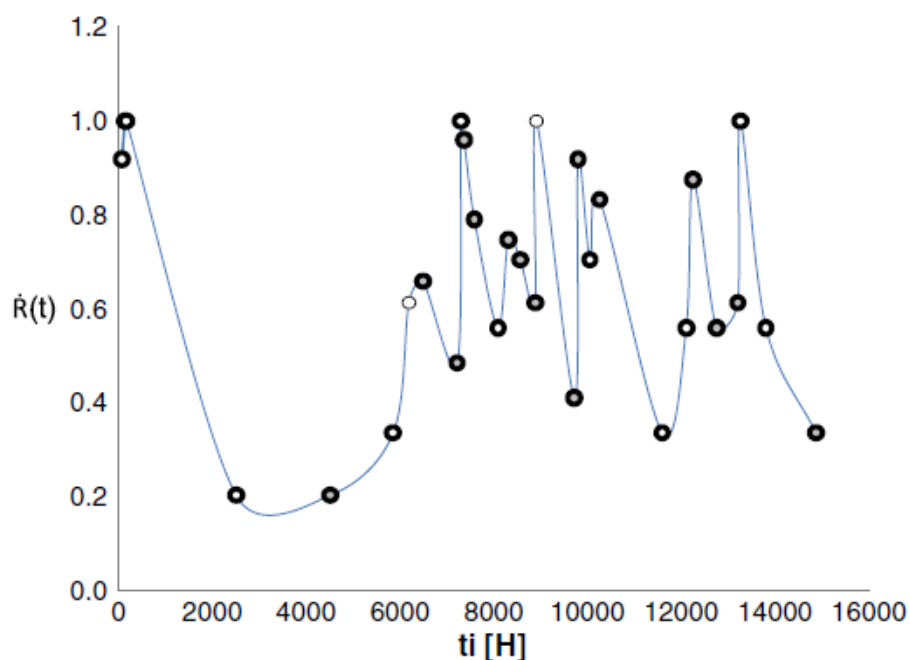


Ilustración 10.3. Diagrama de GAMM 2

Se puede deducir que para el equipo representado en la Ilustración 10.3 tiene unos valores de fiabilidad muy cambiantes a lo largo del tiempo. Esto se puede deber a una mala planificación del plan maestro de los equipos encargado de determinar las acciones preventivas en los mismo. Además existen otros motivos que introducen dispersión en los valores temporales de la fiabilidad de un equipo, como por ejemplo, las intervenciones correctivas. Dichas intervenciones no son programables, si bien es cierto que pueden minimizarse sustancialmente con un programa de mantenimiento preventivo optimizado.

Por último, para la obtención del tercer grafico que es capaz de proporcionar el método GAMM se representa la fiabilidad $R(t)$ frente al MTBF(tiempo de funcionamiento entre fallos). Esto permite observar como la fiabilidad va disminuyendo conforme avanza el tiempo de funcionamiento del equipo (véase Ilustración 10.4).

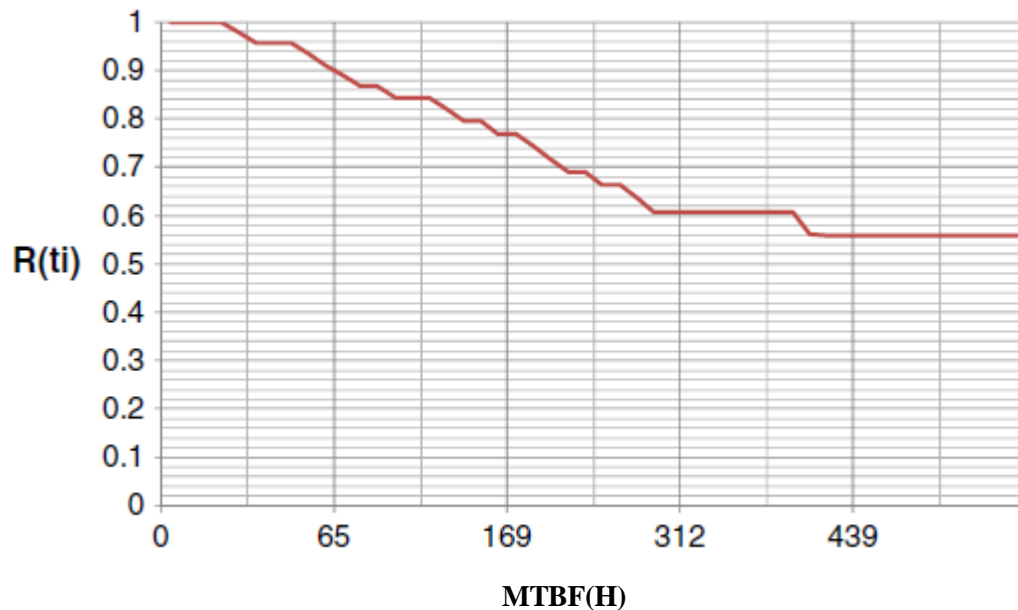


Ilustración 10.4. Diagrama de GAMM 3 (Representación Fiabilidad Estimada)

10.1.3 Análisis de los Diagramas Obtenidos

Una vez obtenido los gráficos de la metodología, se procede a analizarlos siguiendo las reglas diseñadas para el método:

- **Regla 1:** si el gráfico 1 del método de GAMM muestra un comportamiento del número de intervenciones $N(t_i)$ vs tiempo (t) con una pendiente aproximadamente constante y un rango de R entre 1 y 0,7, se puede determinar que el programa de mantenimiento es adecuado.
- **Regla 2:** si se producen intervenciones correctivas en periodos de alta fiabilidad ($R > 0,85$) o muy cercanas a otras intervenciones de mantenimiento preventivo, podría suceder que las tareas de mantenimiento preventivo se realizan de manera incorrecta, que el fallo sea resultado de una mala operación del equipo u otras razones que necesitarían ser evaluadas.
- **Regla 3:** si las duraciones de las intervenciones de mantenimiento preventivo son constantes se puede determinar que el plan de mantenimiento está bien diseñado. Si por el contrario, se observa una alta variabilidad en las duraciones de las tareas de mantenimiento preventivo, se debe observar si la misma se debe a factores externos (falta de herramienta, tiempo de esperas de repuestos, etc).

Gracias al análisis de gráficos se puede obtener las siguientes determinaciones:

- Tendencia del comportamiento de las revisiones técnicas.
- Desvío del plan de mantenimiento preventivo.
- Calidad de la operación y del mantenimiento preventivo.
- Función de fiabilidad.
- Eficiencia y calidad en la ejecución de las intervenciones.

Una vez obtenido los gráficos analizados con las reglas descritas, el siguiente paso es determinar las soluciones necesarias para intentar mejorar los planes de mantenimiento del equipo. Estas soluciones serán determinadas con la ayuda de varias metodologías de mantenimiento tales como RCM o FMECA en las cuales no se va a entrar en detalle.

Con esta sugerencia propuesta se alcanza el fin de la metodología GAMM, que no es otro que aportar una serie de soluciones posibles para aumentar la fiabilidad del equipo.

10.2 Aplicación del Método GAMM

Como se ha descrito en el apartado anterior, con esta metodología se puede obtener una información muy completa acerca de todo el mantenimiento realizado sobre los inversores, paneles fotovoltaicos y cualquier otro equipo instalado y comprobar si se está desviando respecto al plan de mantenimiento previsto. Además, permite observar con qué nivel de fiabilidad tienen lugar las incidencias registradas, lo que permitirá establecer un límite de fiabilidad que los equipos no deberán traspasar para asegurar el correcto funcionamiento y prevenir de esa manera posibles incidencias, reduciendo así las pérdidas de energía.

Sin embargo, se propone una utilidad alternativa al diagrama de GAMM 1 (véase Ilustración 10.2) en el que se representa el número de intervenciones realizadas al equipo a lo largo del tiempo, asociando a cada intervención un círculo cuyo radio es proporcional al tiempo que ha estado intervenido el equipo y si el mismo está delimitado por los bordes significa que se ha parado durante la intervención. Este diagrama está realizado para ver de manera rápida y visual el tiempo que el equipo ha estado parado sin funcionar, lo que permite estimar de manera rápida en la industria cuánto dinero se ha dejado de ganar debido al tiempo que el equipo ha estado parado.

Es por ello que sería interesante para las instalaciones fotovoltaicas rediseñar este diagrama de tal forma que en el eje horizontal se represente la vida del equipo y en el eje vertical las incidencias que van teniendo lugar en el mismo. A cada incidencia se le asignaría un radio proporcional a las pérdidas que ha originado el equipo debido a que el tiempo que dure la incidencia no es representativo, porque no es lo mismo que tenga lugar una incidencia en el inversor a durante una hora a primera hora de la mañana que a la hora de máxima radiación. De esta manera se tendría una visión rápida y visual de las pérdidas que se han producido en cada incidencia registrada del equipo detectando anomalía de manera rápida.

Para aplicar la metodología es necesario tener información de los equipos a estudiar:

- Fecha y hora exacta a la cual se produce una incidencia/mantenimiento.
- Fecha y hora exacta a la cual se resuelve una incidencia/mantenimiento.
- Origen detallado de la incidencia de acuerdo a una clasificación y codificación previa.

- Tipo de mantenimiento: preventivo o correctivo.
- La parada o no del equipo durante el mantenimiento.
- Fecha de instalación inicial con funcionamiento del equipo.

Sin embargo, en el seguimiento a diario de las instalaciones estudiadas sólo se dispone de parte de la información necesaria, variando el tipo de información disponible de una planta a otra. Para visualizar esta carencia de información se adjunta la Tabla 10.3 donde viene un ejemplo de la deficiencia de la información acerca de un equipo.

Equipo	Inversor	Modelo	SMA SC100 Indoor	Planta FV	M
Instalación del equipo	23/06/2010	Número	Inversor 2	Parque FV	TA
Mantenimiento					
Inicio	Final	Duración	Tipo de mantenimiento: Preventivo (P) o Correctivo (C)	Parada del equipo: sí (1) no (0)	Descripción del mantenimiento
19/07/2014	19/07/2014	-	-	-	Sustitución sunny control
01/09/2014	01/09/2014	-	-	-	Actualización software
Incidencias					
Inicio	Final	Duración	Origen	Comentarios	Tiempo acumulado
19/03/2015	19/03/2015	-	-	Fallo A/P	1736 días
07/02/2014	08/02/2014	-	Fallo de aislamiento	Fallo en la operación	1342 días

Tabla 10.3. Ejemplo de la información disponible de la operación de un inversor en una planta FV.

En los inversores, la mayoría de incidencias registradas son de origen desconocido y el mantenimiento que se ha realizado sobre los inversores es de forma general y de manera muy esporádica; puntualmente hay información acerca del mantenimiento de algún inversor. Además, no se tiene información exacta acerca de la hora inicial y su duración. Para los módulos FV, no viene información acerca de la limpieza de las superficies, comprobaciones del estado de la estructura a la cual están instalados, fecha y hora de cuando se produce la rotura de los mismos, etc.

Es por ello que viendo las deficiencias de la información recopilada de los equipos durante el funcionamiento de los mismo, se adjunta la Tabla 10.4 con toda la información que sería necesaria para obtener todas las gráficas de método de GMM y poder extraer toda la información posible acerca del plan de mantenimiento, fiabilidad y estado del equipo ante cualquier mantenimiento preventivo o correctivo.

Equipo	Inversor	Modelo	SMA SC100 Indoor	Planta FV	TS1
Instalación del equipo	23/06/2010	Número	Inversor 2	Parque FV	TA
Mantenimiento					
Inicio	Final	Duración	Tipo de mantenimiento: Preventivo (P) o Correctivo (C)	Parada del equipo: sí (1) no (0)	Descripción del mantenimiento
02/06/2014 9:00	03/06/2014 21:00	36 horas	C	1	Sustitución del aislamiento
Incidencias					
Inicio	Final	Duración	Origen	Comentarios	Tiempo acumulado
01/06/2014 12:10	03/06/2014 21:00	56 horas y 50 minutos	Fallo de aislamiento	Fallo en la operación	1439

Tabla 10.4. Ejemplo de la información necesaria acerca de un inversor para aplicar el método GAMM.

Con esta información se puede saber la fiabilidad del equipo cuando se produce una incidencias, si tiene lugar una incidencia justo después de realizar un mantenimiento preventivo, si se está cumpliendo el programa de mantenimiento establecido, etc. Esta información permite tomar las decisiones necesarias para optimizar el mantenimiento de los equipos y evitar así que la fiabilidad de los mismos alcance valores en los cuales según el histórico presentan incidencias, reduciendo así las pérdidas de energía.

Se puede concluir que es necesario establecer un sistema de seguimiento a diario en el cual venga toda la información presente en la Tabla 10.4, además de la relativa a la producción, radiación y demás parámetros de control, para poder elaborar cada cierto intervalo de tiempo un informe en el cual se observe los diagramas de GAMM de los equipos que compongan la instalación y tomar decisiones sobre ellos de una manera visual y sencilla, optimizando así la operación de la instalación.

No obstante a partir del estudio de la metodología presentada se ha procedido a realizar un diagrama se puede observar de manera rápida y visual las incidencias totales asociadas a cada elemento de la instalación y la importancia que tienen en las pérdidas de energía. En el eje vertical se han dispuesto el número de incidencias mientras que a lo largo del eje horizontal los diferentes elementos que componen la instalación Por último para observar cómo están distribuidas las pérdidas de energía de una forma visual, se ha asignado con un círculo las pérdidas de energía originadas por el elemento de tal forma que cuanto mayor sea el área del círculo mayores pérdidas de energía han tenido lugar (el área asociada al sistema de comunicación no es representativa de pérdidas de energía registradas en este elemento, es sólo para representar el número de incidencias asociadas al mismo). En primer lugar se va a representar el caso original donde se observa lo ocurrido en el proyecto original (véase Ilustración 10.5) y posteriormente el caso modificado que sería una visión más objetiva y realista del comportamiento de los parques fotovoltaicos en un periodo de funcionamiento de 15 meses (véase Ilustración 10.6).

En la Ilustración 10.6 se observa que el eje vertical, que representa el el número de incidencias registradas tiene valores negativos. Esto se debe a que es necesario establecer el mínimo valor del eje por debajo de cero incidencias (aunque no tenga sentido físico) para poder visualizar completamente las pérdidas de energía de algunos elementos de la instalación.

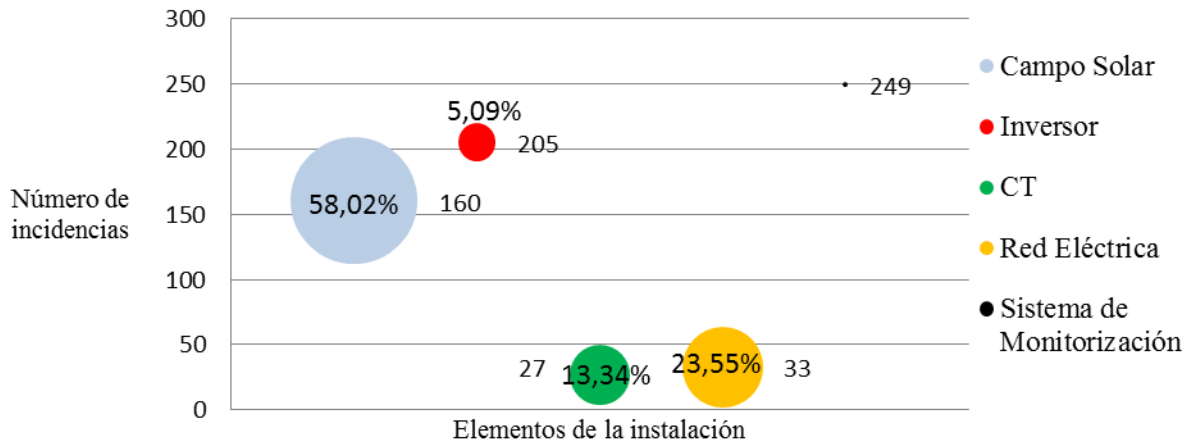


Ilustración 10.5. Comparación cualitativa entre las pérdidas de energía de cada elemento y número de incidencias registradas en cada uno (caso original).

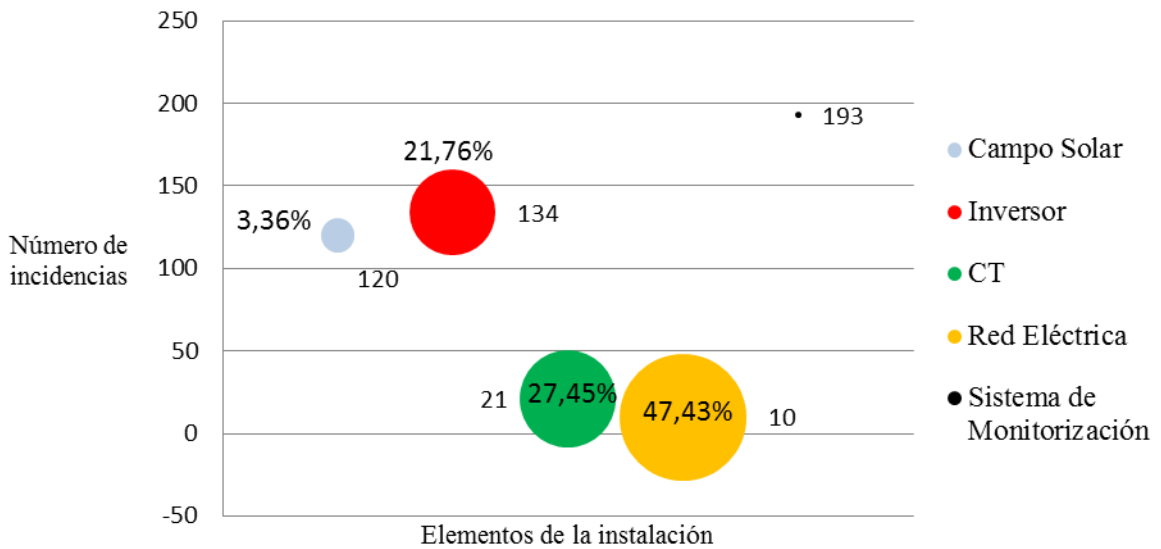


Ilustración 10.6. Comparación cualitativa entre las pérdidas de energía de cada elemento y número de incidencias registradas en cada uno (caso modificado).

11 CONCLUSIONES

De acuerdo al análisis y estudio realizado, se ha obtenido que en la operación de 15 parques FV durante un horizonte temporal de 15 meses, tuvieron lugar aproximadamente un promedio de 32 incidencias por cada parque FV y las pérdidas de energía asociadas a las incidencias registradas que afectaron a la producción han sido de un 0,42% del total de la energía producida. Las pérdidas de energía registradas se han estudiado atendiendo a las siguientes clasificaciones:

1. Atendiendo a las diferentes tecnologías que componen una central FV, se puede concluir que el 47,73% de las pérdidas de energía están asociadas causas externas, un 30,13% a la tecnología eléctrica, la tecnología electrónica le corresponde un 21,76% y el 0,68% restante a la tecnología fotovoltaica. Esta distribución de las pérdidas atendiendo a la tecnología reafirma la excelente fiabilidad de la tecnología fotovoltaica.
2. Atendiendo a los diferentes elementos que componen una central FV, se obtiene que el 47,43% de las pérdidas registradas se encuentran vinculadas con la red eléctrica, un 27,45% se deben al centro de transformación, a los inversores se les asocia un 21,76% y el 3,36% restante al campo solar de la instalación. Esto manifiesta que los equipos encargados de producir la electricidad y transformarla de corriente continua a alterna solo tienen asociados aproximadamente el 26% de las pérdidas.
3. El campo solar tiene asociado un 3,36% del total de las pérdidas registradas durante la operación del conjunto de parques FV. De este 3,36%, un 0,67% se debe a la sustitución de módulos FV, un 0,5% a fallos en el cableado (strings) y el 2,19% restante a fallos en cajas de conexión.
4. Al inversor le corresponden un 21,76% del total de pérdidas repartiéndose de la siguiente manera: un 20,17% se deben a fallos ocurridos durante la operación de los mismos y el 1,59% restante durante fallos en los arranques y paradas.
5. En el centro de transformación se han registrado el 27,45% de las pérdidas, debiéndose principalmente a incidencias ocurridas en el mismo que representan un 21,36% y el otro 6,09% a inclemencias meteorológicas.
6. Por último, en la red eléctrica se ha registrado el mayor porcentajes de pérdidas, un 47,43%. Solamente un 6,34% se han debido a inclemencias meteorológicas, siendo el 41,09% restante problemas asociados con inestabilidades en la red.

A raíz de lo descrito anteriormente se pone de manifiesto la necesidad de una buena estabilidad en la red eléctrica para reducir las pérdidas de energía, la necesidad de un buen mantenimiento de la flota de inversores para tratar de evitar posibles fallos originados por un mal mantenimiento y una revisión y mantenimiento adecuado del centro de transformación para evitar incidencias que conllevan pérdidas de

energía de gran valor. Además es necesario comprobar el estado de la estructura donde se disponen los módulos fotovoltaicos con cierta periodicidad, al igual que tomar las medidas de seguridad necesarias para evitar incidencias por acciones del viento y por vandalismo y robo, las cuales originan la inoperatividad total o parcial de una central fotovoltaica durante un periodo de funcionamiento amplio (semanas), con las consecuentes pérdidas de energía que conlleva.

Como se ha podido observar, las pérdidas de energía registradas durante la operación de los diferentes parque FV, generalmente no superan el 1%, siendo casos excepcionales los parques que han registrados pérdidas de energía de un valor superior. Asimismo, dentro del grupo de parques FV que han dejado de producir menos de 1% de la energía producida debido a las incidencias registradas, aproximadamente la mitad no han experimentado pérdidas de energía por encima del 0,1% respecto a la energía producida por cada parque, poniéndose de manifiesto la buena fiabilidad de las instalaciones fotovoltaicas.

Es por lo mencionado previamente, que se ha intentado proceder a la aplicación de la metodología GAMM, un método de gestión del mantenimiento de equipos, para los que componen una instalación fotovoltaica. Sin embargo, en la información del seguimiento a diario de las plantas, la información para la realización del método es incompleta. Es por ello que se propone un sistema de seguimiento donde, además de la información relativa a la producción, radiación, temperatura ambiente, temperatura de los paneles, etc, se recoja la siguiente información:

- Fecha y hora exacta a la cual se produce una incidencia/mantenimiento.
- Fecha y hora exacta a la cual se resuelve una incidencia/mantenimiento.
- Origen detallado de la incidencia de acuerdo a una clasificación y codificación previa.
- Tipo de mantenimiento: preventivo o correctivo.
- La parada o no del equipo durante su mantenimiento.
- Fecha de instalación inicial con funcionamiento del equipo.

Con esta información se pueden elaborar las gráficas de GAMM que permiten de manera visual y sencilla ver la fiabilidad del equipo, si se cumple el plan de mantenimiento programado, etc y tomar las medidas necesarias para optimizar la operación de los equipos de la instalación FV y reducir las pérdidas de energía.

12 LÍNEAS DE FUTURO TRABAJO

A continuación se propondrán una serie de futuras líneas de trabajo en relación al estudio llevado a cabo en el presente proyecto que permitan analizar con mayor profundidad los tipos de fallos e incidencias y las pérdidas de energía correspondiente que aparecen en la tecnología fotovoltaica.

Como se ha comentado anteriormente, el enfoque elegido a lo largo del desarrollo del presente estudio ha dependido en todo momento del tipo de información disponible, orientando el análisis de fallos e incidencias y la evaluación de las pérdidas de acuerdo a determinadas necesidades en el ámbito profesional. Por tanto, para obtener una mejor visión del objeto de estudio en cuestión, se tienen las siguientes consideraciones de cara a futuros análisis:

- Desde el punto de vista estadístico y siguiendo el mismo enfoque de este estudio, si se analizara un mayor número de parques y plantas fotovoltaicas, así como un horizonte temporal más amplio, sería posible obtener unos valores de la distribución de incidencias que tienen lugar en cada uno de los componentes que conforma una central de manera más precisa, teniendo una mayor fiabilidad los datos obtenidos. Además, se podría tener un orden de magnitud más preciso de que porcentaje de pérdidas de energía se tiene sobre la energía producida y que porcentaje le corresponde a cada tecnología que compone la instalación.
- En relación a la propia tecnología fotovoltaica, se tiene constancia de la dificultad que supone conocer de forma exacta cuándo se produce un fallo o incidencia en un módulo fotovoltaico, ya que debido a la inmensidad del campo solar, éste es inapreciable. Por tanto, si se tuviera un control más riguroso de los fallos que se producen en los módulos FV de una planta, como la detección de roturas en los vidrios o la existencia de puntos calientes, además de conocer el número de módulos que son sustituidos y por tanto resultan fallidos, el tiempo que pasa desde que se rompe el módulo hasta su sustitución, podría determinarse de forma más exacta las pérdidas de energía y la fiabilidad de los mismos durante su operación haciendo uso de la metodología GMM.
- Respecto a los equipos de inversión de potencia, para obtener mejores conclusiones acerca de la fiabilidad de los mismos sería necesario tener información acerca del origen del fallo producido, la hora exacta en la que se produce, la duración de la intervención, el mantenimiento preventivo y correctivo y una serie de parámetros que se definieron en la metodología GMM para poder obtener sus diagramas en los cuales vienen reflejado la fiabilidad del inversor en cada momento que se produce algún tipo de fallo. Con esta información se podría establecer un nivel mínimo de fiabilidad si el cual no se traspasa, los fallos asociados al inversor deberían reducirse con el consecuente aumento de energía producida.

Sería interesante establecer una metodología en el sistema de recogida de información del seguimiento a diario de una central fotovoltaica con el propósito de elaborar con carácter semanal, mensual o un periodo de tiempo determinado por la empresa de O&M, un informe en el cual viene reflejado la producción de cada uno de los inversores que componen la instalación, la radiación que ha habido en cada día, la temperatura de los paneles,

todas las incidencias que han tenido lugar con su causa de origen correspondiente, la hora a la que tuvo lugar, su duración, como afecta al equipo la intervención y todo tipo de mantenimiento que se haga sobre los equipos que componen la instalación. De esta forma se puede elaborar los diagramas de GMM con los cuales si tiene una visión rápida y sencilla de la fiabilidad de los equipos, si se está cumpliendo el plan de mantenimiento programado y si se está haciendo de manera correcta, facilitando así la operación y el mantenimiento de una instalación fotovoltaica.

Como se ha comentado anteriormente, si todas las consideraciones anteriores se llevan a cabo para un número considerable de plantas fotovoltaicas, el análisis gozaría de mayor rigor y credibilidad.

13 REFERENCIAS

1. **Pearce, Joshua.** *Photovoltaics - A Path to Sustainable Futures*. Futures 34, 663-674, Pennsylvania : s.n., 2002.
2. *Real Decreto 1578/08 de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/07*. 2008.
3. **EPIA.** *Global Market Outlook for PV until 2016*. [En línea] http://www.pv-magazine.com/fileadmin/uploads/PDFs/Global_Market_Outlook_2016.pdf.
4. **Photon.** Photon.info. *Spain added just 7 MW of PV capacity in 2014*. [En línea] 2015. http://www.photon.info/photon_news_detail_en.photon?id=90684.
5. **Sun Edison.** [En línea] <http://www.sunedison.es/energia-solar-fotovoltaica/ventajas.html>.
6. **Lillo Bravo, Isidoro.** *TEORIA, PROBLEMAS Y EXAMENES DE LA ASIGNATURA "Energías Renovables"*. Sevilla : Universidad de Sevilla.
7. **Ingemecanica.** Ingemecánica. *Tutorial Nº 192 - Instalación Solar Fotovoltaica para vivienda*. [En línea] <http://ingemecanica.com/tutorialesemanal/tutorialn192.html>.
8. **Solar Web.** Solar Web. *Autoconsumo Fotovoltaico*. [En línea] <http://www.solarweb.net/fotovoltaica/autoconsumo.php>.
9. **Sitio Solar.** Sitio Solar.com - Portal de Energías Renovables. *El autoconsumo fotovoltaico inyectado a red*. [En línea] <http://www.sitiosolar.com/el-autoconsumo-fotovoltaico-inyectado-a-red/>.
10. **Creara. Energy Experts.** *SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON AUTOCONSUMO ELÉCTRICA*. Madrid : s.n., 2015.
11. **UNESA.** UNESA-Asociación Española de la Industrial Eléctrica. *Central Fotovoltaica*. [En línea] <http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1345-central-fotovoltaica>.
12. **Alonso García, M^a del Carmen.** *Módulo: Energía Solar Fotovoltaica - El Generador Fotovoltaico*. s.l. : EOI, 2006.
13. **BOE.** *Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión*. Real Decreto 842/02. 2002.
14. **Opex Energy.** Opex Energy. [En línea] http://opex-energy.com/fotovoltaica/componentes_fotovoltaicos.html#2._INVERSOR.

15. **L. Barberá, A. Crespo, P.Viveros, A. Arata.** *The graphical analysis for maintenance management method: A quantitative graphical analysis to support maintenance management decision making.* Quality and Reliability Engineering International.29,1,77-78, ISSN:07488017.

16. **L. Barberá, A. Crespo, V.González, R. Stegmaier, P.Viveros,** *Análisis del gráfico Nelson-Aalen Modificado como soporte a la toma de decisiones en la gestión global del mantenimiento.* [En línea] <http://taylor.us.es/sim/documentos/resultados/70N-A.pdf>

17. **Palomo Hijano, Antonio.** *Análisis Estadístico de Incidencias en la Operación de Plantas Fotovoltaicas.* [En línea] http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5666/fichero/PFC-Antonio+Palomo_DEF.pdf

ANEXOS

En este anexo se recogen una serie de tablas de carácter adicional que han sido indispensables a la hora de llevar al cabo el presente análisis.

Se muestran los valores las pérdidas de energía de cada parque con las que se ha podido elaborar las tablas e ilustraciones del proyecto.

A continuación se muestran las tablas donde vienen reflejadas las pérdidas asociadas a cada tipo de incidencias o fallo registrado de cada planta que se ha estudiado en el presente proyecto.

Artá (A)				
Campo Solar	Módulos	316,7	0,005%	0,701%
	Cableado	0	0,000%	0,000%
	Cajas de Conexión	684	0,012%	1,515%
	Incidencias por acciones del viento	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por vandalismo y robo	0	0,000%	0,000%
Inversor	Fallo operación	28 715,89	0,498%	63,582%
	Fallo A/P	1 038,32	0,018%	2,299%
	Fallo M/C	0	0,000%	0,000%
CT	Incidencias en CTs	1 628,50	0,028%	3,606%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Red Eléctrica	Inestabilidades en la red	12 780	0,221%	28,297%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Sistema de monitorización		0	0,000%	0,000%
Total		45 163,41	0,783%	100,000%
Total producido (kWh)		5 769 798,59		

Tabla 0.1. Pérdidas de energía en el parque A.

Benicarló (B)				
Campo Solar	Módulos	0	0,000%	0,000%
	Cableado	1 006,10	0,039%	79,182%
	Cajas de Conexión	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por acciones del viento	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por vandalismo y robo	0	0,000%	0,000%
Inversor	Fallo operación	264,51	0,010%	20,818%
	Fallo A/P	0	0,000%	0,000%
	Fallo M/C	0	0,000%	0,000%
CT	Incidencias en CTs	0	0,000%	0,000%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Red Eléctrica	Inestabilidades en la red	0	0,000%	0,000%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Sistema de monitorización		0	0,000%	0,000%
Total		1 270,61	0,049%	100,000%
Total producido (kWh)		2 609 046		

Tabla 0.2. Pérdidas de energía en el parque B.

Corese [C]				
Campo Solar	Módulos	1 048,57	0,014%	3,222%
	Cableado	0	0,000%	0,000%
	Cajas de Conexión	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por acciones del viento	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por vandalismo y robo	0	0,000%	0,000%
Inversor	Fallo operación	3 595,29	0,048%	11,048%
	Fallo A/P	0	0,000%	0,000%
	Fallo M/C	0	0,000%	0,000%
CT	Incidencias en CTs	11 100,22	0,150%	34,110%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Red Eléctrica	Inestabilidades en la red	16798,05	0,226%	51,619%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Sistema de monitorización		0	0,000%	0,000%
Total		32 542,13	0,438%	100,000%
Total producido (kWh)		7 423 131		

Tabla 0.3. Pérdidas de energía en el parque C.

Cremano (CR)				
Campo Solar	Módulos	0	0,000%	0,000%
	Cableado	0	0,000%	0,000%
	Cajas de Conexión	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por acciones del viento	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por vandalismo y robo	0	0,000%	0,000%
Inversor	Fallo operación	3 312,80	0,096%	3,451%
	Fallo A/P	0	0,000%	0,000%
	Fallo M/C	0	0,000%	0,000%
CT	Incidencias en CTs	80 397,00	2,334%	83,757%
	Incidencias meteorológicas	12 279,00	0,357%	12,792%
Red Eléctrica	Inestabilidades en la red	0	0,000%	0,000%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Sistema de monitorización		0	0,000%	0,000%
Total		95 988,80	2,787%	100,000%
Total producido (kWh)		3 444 207		

Tabla 0.4. Pérdidas de energía en el parque CR.

Dovera (D)				
Campo Solar	Módulos	0	0,000%	0,000%
	Cableado	0	0,000%	0,000%
	Cajas de Conexión	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por acciones del viento	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por vandalismo y robo	0	0,000%	0,000%
Inversor	Fallo operación	0	0,000%	0,000%
	Fallo A/P	0	0,000%	0,000%
	Fallo M/C	0	0,000%	0,000%
CT	Incidencias en CTs	0	0,000%	0,000%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Red Eléctrica	Inestabilidades en la red	1 454,90	0,090%	100,000%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Sistema de monitorización		0	0,000%	0,000%
Total		1 454,90	0,090%	100,000%
Total producido (kWh)		1 612 565		

Tabla 0.5. Pérdidas de energía en el parque D.

Fruilar (F)				
Campo Solar	Módulos	0	0,000%	0,000%
	Cableado	0	0,000%	0,000%
	Cajas de Conexión	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por acciones del viento	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por vandalismo y robo	0	0,000%	0,000%
Inversor	Fallo operación	0	0,000%	0,000%
	Fallo A/P	0	0,000%	0,000%
	Fallo M/C	0	0,000%	0,000%
CT	Incidencias en CTs	0	0,000%	0,000%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Red Eléctrica	Inestabilidades en la red	0	0,000%	0,000%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Sistema de monitorización		0	0,000%	0,000%
Total		0	0,000%	0,000%
Total producido (kWh)		1 401 970		

Tabla 0.6. Pérdidas de energía en el parque F.

Lo Illán (MA)				
Campo Solar	Módulos	0	0,000%	0,000%
	Cableado	0	0,000%	0,000%
	Cajas de Conexión	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por acciones del viento	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por vandalismo y robo	0	0,000%	0,000%
Inversor	Fallo operación	0	0,000%	0,000%
	Fallo A/P	1,6	0,000%	0,077%
	Fallo M/C	0	0,000%	0,000%
CT	Incidencias en CTs	0	0,000%	0,000%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Red Eléctrica	Inestabilidades en la red	2 074	0,053%	99,923%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Sistema de monitorización		0	0,000%	0,000%
Total		2 075,60	0,053%	100,000%
Total producido (kWh)		3 911 204		

Tabla 0.7. Pérdidas de energía en el parque MA.

Turbinto (MB)				
Campo Solar	Módulos	0	0,000%	0,000%
	Cableado	0	0,000%	0,000%
	Cajas de Conexión	2 070	0,048%	3,666%
	Incidencias por acciones del viento	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por vandalismo y robo	0	0,000%	0,000%
Inversor	Fallo operación	3 798	0,088%	6,726%
	Fallo A/P	0	0,000%	0,000%
	Fallo M/C	0	0,000%	0,000%
CT	Incidencias en CTs	0	0,000%	0,000%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Red Eléctrica	Inestabilidades en la red	50 599	1,175%	89,608%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Sistema de monitorización		0	0,000%	0,000%
Total		56 467,00	1,311%	100,000%
Total producido (kWh)		4 307 341		

Tabla 0.8. Pérdidas de energía en el parque MB.

Contreras (MC)				
Campo Solar	Módulos	0	0,000%	0,000%
	Cableado	1 661	0,027%	87,899%
	Cajas de Conexión	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por acciones del viento	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por vandalismo y robo	0	0,000%	0,000%
Inversor	Fallo operación	0	0,000%	0,000%
	Fallo A/P	228,67	0,004%	12,101%
	Fallo M/C	0	0,000%	0,000%
CT	Incidencias en CTs	0	0,000%	0,000%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Red Eléctrica	Inestabilidades en la red	0	0,000%	0,000%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Sistema de monitorización		0	0,000%	0,000%
Total		1 889,67	0,030%	100,000%
Total producido (kWh)		6 257 894		

Tabla 0.9. Pérdidas de energía en el parque MC.

Palazzo (PP)				
Campo Solar	Módulos	0	0,000%	0,000%
	Cableado	0	0,000%	0,000%
	Cajas de Conexión	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por acciones del viento	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por vandalismo y robo	0	0,000%	0,000%
Inversor	Fallo operación	424	0,009%	0,930%
	Fallo A/P	1 664,04	0,036%	3,648%
	Fallo M/C	0	0,000%	0,000%
CT	Incidencias en CTs	34 028	0,737%	74,596%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Red Eléctrica	Inestabilidades en la red	9 500	0,206%	20,826%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Sistema de monitorización		0	0,000%	0,000%
Total		45 616,18	0,988%	100,000%
Total producido (kWh)		4 615 254		

Tabla 0.10. Pérdidas de energía en el parque PP.

Polesine II (P2)				
Campo Solar	Módulos	0	0,000%	0,000%
	Cableado	0	0,000%	0,000%
	Cajas de Conexión	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por acciones del viento	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por vandalismo y robo	0	0,000%	0,000%
Inversor	Fallo operación	306	0,015%	3,005%
	Fallo A/P	0	0,000%	0,000%
	Fallo M/C	0	0,000%	0,000%
CT	Incidencias en CTs	7 366	0,363%	72,417%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Red Eléctrica	Inestabilidades en la red	2 500	0,123%	24,578%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Sistema de monitorización		0	0,000%	0,000%
Total		10 171,70	0,501%	100,000%
Total producido (kWh)		2 030 187		

Tabla 0.11. Pérdidas de energía en el parque P2.

Polesine III (P3)				
Campo Solar	Módulos	0	0,000%	0,000%
	Cableado	0	0,000%	0,000%
	Cajas de Conexión	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por acciones del viento	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por vandalismo y robo	0	0,000%	0,000%
Inversor	Fallo operación	0	0,000%	0,000%
	Fallo A/P	0	0,000%	0,000%
	Fallo M/C	0	0,000%	0,000%
CT	Incidencias en CTs	1 267	0,075%	100,000%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Red Eléctrica	Inestabilidades en la red	0	0,000%	0,000%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Sistema de monitorización		0	0,000%	0,000%
Total		1 266,70	0,075%	100,000%
Total producido (kWh)		1 695 327		

Tabla 0.12 Pérdidas de energía en el parque P3.

Sollana (S)				
Campo Solar	Módulos	0	0,000%	0,000%
	Cableado	0	0,000%	0,000%
	Cajas de Conexión	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por acciones del viento	113 116,70	4,909%	100,000%
	Incidencias por vandalismo y robo	0	0,000%	0,000%
Inversor	Fallo operación	0	0,000%	0,000%
	Fallo A/P	0	0,000%	0,000%
	Fallo M/C	0	0,000%	0,000%
CT	Incidencias en CTs	0	0,000%	0,000%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Red Eléctrica	Inestabilidades en la red	0	0,000%	0,000%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Sistema de monitorización		0	0,000%	0,000%
Total		113 116,70	4,909%	100,000%
Total producido (kWh)		2 304 308		

Tabla 0.13. Pérdidas de energía en el parque S.

Tecnol (T)				
Campo Solar	Módulos	0	0,000%	0,000%
	Cableado	0	0,000%	0,000%
	Cajas de Conexión	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por acciones del viento	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por vandalismo y robo	0	0,000%	0,000%
Inversor	Fallo operación	1 665,40	0,093%	99,942%
	Fallo A/P	0,96	0,000%	0,058%
	Fallo M/C	0	0,000%	0,000%
CT	Incidencias en CTs	0	0,000%	0,000%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Red Eléctrica	Inestabilidades en la red	0	0,000%	0,000%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Sistema de monitorización		0	0,000%	0,000%
Total		1 666,36	0,093%	100,000%
Total producido (kWh)		1 799 178		

Tabla 0.14. Pérdidas de energía en el parque T.

Alcarrás (TA)				
Campo Solar	Módulos	0	0,000%	0,000%
	Cableado	0	0,000%	0,000%
	Cajas de Conexión	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por acciones del viento	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por vandalismo y robo	0	0,000%	0,000%
Inversor	Fallo operación	287,13	0,032%	98,660%
	Fallo A/P	3,9	0,000%	1,340%
	Fallo M/C	0	0,000%	0,000%
CT	Incidencias en CTs	0	0,000%	0,000%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Red Eléctrica	Inestabilidades en la red	0	0,000%	0,000%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Sistema de monitorización		0	0,000%	0,000%
Total		291,03	0,033%	100,000%
Total producido (kWh)		891 778		

Tabla 0.15. Pérdidas de energía en el parque TA.

Torreserona (TS)				
Campo Solar	Módulos	0	0,000%	0,000%
	Cableado	0	0,000%	0,000%
	Cajas de Conexión	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por acciones del viento	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por vandalismo y robo	0	0,000%	0,000%
Inversor	Fallo operación	1 653,59	0,134%	85,830%
	Fallo A/P	273	0,022%	14,170%
	Fallo M/C	0	0,000%	0,000%
CT	Incidencias en CTs	0	0,000%	0,000%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Red Eléctrica	Inestabilidades en la red	0	0,000%	0,000%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Sistema de monitorización		0	0,000%	0,000%
Total		1 926,59	0,156%	100,000%
Total producido (kWh)		1 238 614		

Tabla 0.16. Pérdidas de energía en el parque TS.

Villamartín (V)				
Campo Solar	Módulos	76,42	0,001%	0,011%
	Cableado	3 155,10	0,028%	0,437%
	Cajas de Conexión	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por acciones del viento	0	0,000%	0,000%
	Incidencias por vandalismo y robo	534 509,72	4,760%	73,977%
Inversor	Fallo operación	9 550,65	0,085%	1,322%
	Fallo A/P	904,79	0,008%	0,125%
	Fallo M/C	0	0,000%	0,000%
CT	Incidencias en CTs	3 131	0,028%	0,433%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Red Eléctrica	Inestabilidades en la red	171 210,83	1,525%	23,696%
	Incidencias meteorológicas	0	0,000%	0,000%
Sistema de monitorización		0	0,000%	0,000%
Total		722 538,61	6,434%	100,000%
Total producido (kWh)		11 229 768		

Tabla 0.17. Pérdidas de energía en el parque V.