



Evaluación de los riesgos de incendios en plantas fotovoltaicas y elaboración de planes de seguridad que minimicen los riesgos.

Traducción del Manual. „Bewertung des Brandrisikos in Photovoltaik-Anlagen und Erstellung von Sicherheitskonzepten“

Manual

Evaluación de los riesgos de incendios en plantas fotovoltaicas y elaboración de planes de seguridad que minimicen los riesgos.

Encargados del proyecto

Dr.-Ing. Klaus Prume, proyecto de gestión Jülich

Dipl.-Ing. Jochen Viehweg, proyecto de gestión Jülich

Socios

TÜV Rheinland Energía y Medioambiente Ltda.

Instituto Fraunhofer para sistemas de energía solar ISE

Socios en el proyecto

Escuela técnica superior Berna en técnica y computación

Cuerpo profesional de bomberos de Múnich

Currenta Ltda &Co.OHG

Sociedad alemana para energía solar e.V Berlín.

Construcción energética y sistemas solares de corrientes Ltda

TÜV Rheinland LGA Products GmbH

1° Edición –Marzo 2015

Patrocinado por:

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie



TÜVRheinland®
Genau. Richtig.



Fraunhofer
ISE

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Según una resolución del Congreso Alemán

Edición:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40
53113 Bonn • Alemania

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn • Alemania

Nombre del proyecto:

Energía Solar para la Generación de Electricidad y Calor

Ministerio de Energía de Chile
Alameda 1449, Pisos 13 y 14, Edificio Santiago Downtown II
Santiago de Chile
T +56 22 367 3000
I www.minenergia.cl

Responsable:

Matthias Grandel

En coordinación:

Marchant Pereira 150
7500654 Providencia
Santiago • Chile
T +56 22 30 68 600
I www.4echile.cl

Título:

Evaluación de los riesgos de incendios en plantas fotovoltaicas y elaboración de planes de seguridad que minimicen los riesgos.

Aclaración:

Esta traducción en español ha sido preparada por encargo del proyecto “Proyecto Energía Solar para la Generación de Electricidad y Calor” implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de la Iniciativa Internacional para la Protección del Clima (IKI) del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza, Obras Públicas y Seguridad Nuclear (BMUB). Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

Esta traducción en español es solamente para propósitos informativos de referencia y no es sustituto de la versión original. Si hay discrepancias entre la versión original en alemán y la versión traducida en español, la versión original en alemán va a prevalecer siempre. La versión original es la única versión oficial y definitiva.

La GIZ no da garantías explícitas o implícitas respecto a la exactitud, fiabilidad, integridad o validez de esta traducción. A pesar de que se realizaron importantes esfuerzos para entregar una traducción adecuada, puede haber fracciones del texto incorrectas. Cualquier persona o entidad que utilice la información, lo hace bajo su propio riesgo.

Santiago de Chile, Noviembre 2015

Aviso legal.

El manual industrial presente, incluido el material gráfico usado, está protegido por los derechos de autor.

No está autorizado reproducir parte alguna de este manual (a través de fotografía, microfilmaciones u otro método) sin el consentimiento escrito del editor, ni tampoco su reproducción, elaboración o copia por medios electrónicos. El archivo PDF puede ser conseguido a través del siguiente contacto.

TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH

Am Grauen Stein

51105 Köln

Teléfono

+49 221/806-5222

E-Mail:

solarenergie@de.tuv.com

Fax:

+49 221/806-1350

Autores.

TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH:

Annett Sepanski, Florian Reil, Willi Vaaßen, Dr. Eckart Janknecht, Uwe Hupach, Dr. Nicolas Bogdanski, Bettina van Heeckeren.

Instituto Fraunhofer para sistemas de energía solar ISE:

Dr. Heribert Schmidt, Georg Bopp, Hermann Laukamp, Robin Grab, Severin Philipp

Dirección de bomberos, München

Horst Thiem, Josef Huber

DGS–Sociedad alemana para la energía solar e.V.

Ralf Haselhuhn

Escuela técnica superior Berner BFH

Prof.em.Dr. Heinrich Häberlin

Construcción energética y sistemas solares de corriente Sociedad Limitada.

Andreas Krutzke, Benedikt Neu, Armin Richter

Currenta GmbH&Co.OHG

Dr. Björn Bansemer, Michael Halfmann.

Agradecimientos

El equipo del proyecto agradece especialmente al Encargado del proyecto Jülich por el apoyo en la investigación. A través del trabajo comprometido de los responsables competentes del PTJ, los señores Jochen Viehweg y Dr. Klaus Prume, se pudo realizar el amplio tratamiento del tema riesgos y seguridad contra incendios en instalaciones PV, que culmina con el presente manual, que resume los trabajos y las conclusiones correspondientes.

El equipo de proyecto agradece también el fluido intercambio profesional con los colegas de las empresas e instituciones de los socios cooperadores, y con los representantes de las industrias solares alemanas, a la Sociedad Alemana para la energía solar DGS, y a la confederación de la economía solar, por sus actividades variadas en el marco de la investigación del proyecto.

También queremos expresar un cordial agradecimiento a nuestros estudiantes, que con gran compromiso adquirieron conocimientos técnicos sólidos y apoyaron con muchas buenas ideas y con ganas de trabajar nuestra serie de ensayos, en el marco de los semestres de prácticas y en los trabajos de tesis.

El apoyo personal y profesional, especialmente del departamento de bomberos de Múnich, y el apoyo personal y de equipos técnicos del cuerpo profesional de bomberos de Colonia, del cuerpo de bomberos voluntarios de Colonia, del grupo especializado en apagar incendios de Porz-Langel, y de la sección local de Siegburg permitieron realizar elaboradas series de ensayos prácticos. Por ello, agradecemos expresamente una vez más.

Por la facilitación de herramientas y materiales en forma de préstamos para nuestras series de ensayos vaya nuestro agradecimiento especial a las siguientes empresas: Clausen OHG-Treble-Light Special-Lighting, SETOLITE Lichttechnik GmbH, Schmidt-Strahl GmbH, Karl Meister GmbH, Hella Fahrzeugteile Austria GmbH y Dönges GmbH & Co.KG.

Además, agradecemos a los participantes de nuestra encuesta online, que nos proporcionaron informaciones y conocimientos detallados de los últimos acontecimientos de siniestros por incendio con participación de plantas fotovoltaicas (FV), incluyendo los componentes afectados. Aquí quisiéramos destacar al cuerpo profesional de bomberos de Alemania, que realizó una encuesta en sus propias filas. En este contexto queremos agradecer especialmente a la empresa de seguros Mannheimer, que nos apoyó de manera decisiva con datos estadísticos de los casos de seguros en relación a plantas fotovoltaicas FV).

Por último, pero no por eso menos importante, queremos agradecer de todo corazón a los participantes en nuestros 3 eventos de talleres en Colonia y Friburgo, que nos han dado impulsos nuevos y confirmación con su interés profesional, conocimiento en la materia y experiencias propias.

Willi Vaaßen, TÜV Rheinland y Heribert Schmidt, Fraunhofer ISE, también en nombre del equipo del proyecto.

Contenido del informe

1	ESTADO DE LA CONSTITUCIÓN Y EXIGENCIAS PARA PLANTAS FV.	13
1.1	CONSTITUCIÓN DE SISTEMAS FV	13
1.2	CATEGORIZACIÓN DE LAS DISTINTAS PLANTAS FV	14
1.3	ESTADO DE LAS EXIGENCIAS PARA ELEMENTOS, SISTEMAS Y LA INSTALACIÓN	15
1.3.1	Normas, reglamentos y directrices	16
1	Exigencias para la configuración de la planta FV.	16
1.3.2	Exigencias para los módulos FV.	19
2	Exigencias para inversores FV.	21
3	Requisitos para sistemas de montaje.	22
4	Exigencias para componentes CC y sistemas de almacenamiento solar.	23
1.3.3	Instrucciones de instalación por los fabricantes.	24
5	Módulos Fotovoltaicos	25
6	Inversores.	27
7	Cables CC y conectores enchufables.	29
8	Sistemas de montajes.	30
1.3.4	Exigencias de instalación de los operadores de redes de distribución.	32
9	Conexión a la red.	32
10	Tecnología de medición	33
11	La tecnología de telecontrol y de conmutación.	33
12	Compensación de potencia reactiva.	33
13	Repercusiones sobre la red.	34
1.4	SITUACIÓN DEL MANTENIMIENTO Y ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD.	34
1.4.1	Estipulaciones de responsabilidades y garantías del fabricante.	34
14	Módulos FV.	35
15	Inversores.	37
16	Sistemas de montaje.	39
1.4.2	Instituciones para asegurar la calidad y mantenimiento.	40
17	Garantía de calidad de los elementos	40
18	Aseguramiento de la calidad de los montajes y pruebas de aceptación.	41
19	Mantenimiento.	42
1.4.3	Exigencias de legisladores e instituciones (VDS, GDV, BSW)	43
2	ARCO ELÉCTRICO: FUNDAMENTOS Y PROBLEMÁTICA CC.	44
2.1	DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICA DE UN ARCO ELÉCTRICO.	44
2.2	EXTINCIÓN DEL ARCO ELÉCTRICO.	46
2.2.1	Arcos por fallas en los sistemas de corriente alterna y continua.	47
2.2.2	Característica del arco eléctrico con fuentes CC diversas	47
3	SEGURIDAD Y CALIDAD EN PLANTAS FOTOVOLTAICAS – RIESGOS Y FALLAS.	48
3.1	EL COMPORTAMIENTO DE LOS MÓDULOS ANTE FUEGO	49
3.1.1	Pruebas de incendios (resistencia a llamaradas y al calor).	50
3.1.2	Inflamabilidad y propagación del fuego.	51
3.2	EVALUACIÓN DEL RIESGO DE ARCO ELÉCTRICO EN PLANTAS FV.	55
3.3	ANÁLISIS DE INCENDIOS Y DAÑOS EN PLANTAS FV.	57
3.3.1	Introducción.	57
3.3.2	Análisis estadístico de las causas de siniestros.	59
20	Influencia del tipo de sistema en la frecuencia de siniestros.	60
21	Causas del daño	62
22	Componentes desencadenantes de fallas.	64
23	Antigüedad de las plantas	66

24.	Instante de la falla.	68
25.	Conclusiones finales de los análisis de daños.	70
3.3.3	Patrones de daños con fallas particulares.	70
26.	Conectores enchufables CC.	70
27.	Interruptor CC.	71
28.	Manejo no profesional de módulos.	76
29.	Bornes sueltos.	77
30.	Propagación de incendios a través del manojo de cables.	79
31.	Desacato de las exigencias para “dependencias con peligro de incendios”	80
3.3.4	Incendios grandes.	82
3.3.5	Conclusiones finales y recomendaciones.	83
3.4	ANÁLISIS DE DAÑOS DE UNA EMPRESA DE SISTEMAS.	83
3.4.1	Daños en la inspección de entrada.	83
3.4.2	Daños en los reclamos.	86
3.5	PUNTOS POTENCIALES DE RIESGOS DE UN ARCO ELÉCTRICO EN PLANTAS FV.	88
3.5.1	Módulo	88
32.	Conector de celdas	88
33.	Cajas de conexión del módulo.	91
34.	Diodo de bypass.	96
3.5.2	Conexiones enchufables y cableado.	98
35.	Conectores.	98
36.	Conductores y cableados.	99
3.5.3	Fusibles.	100
3.5.4	Interruptores y puntos de separación CC	101
3.5.5	Caja de conexiones del generador.	102
3.5.6	Inversor	105
3.5.7	Instalación de la corriente alterna.	110
3.6	ANÁLISIS DE RIESGOS.	111
3.6.1	Metodología.	111
3.6.2	Evaluación de los puntos riesgosos en la planta FV.	113
3.6.3	Conclusiones.	117
4	RIESGOS A LOS QUE SE VE EXPUESTO EL EQUIPO DE RESCATE EN CASO DE SINIESTRO.	118
4.1	ANÁLISIS DE RIESGOS PARA LOS EQUIPOS DE RESCATE.	118
4.2	PELIGROS ELÉCTRICOS PARA LOS EQUIPOS DE RESCATE.	122
4.2.1	Escenarios generales.	122
37.	Despeje de cables bajo tensión.	123
38.	Daños de módulos FV (por ejemplo, con el canasto giratorio de la escala)	123
39.	Acceso al techo.	124
40.	Formación de arcos eléctricos.	124
41.	Inundación.	125
4.2.2	Extinción de incendios.	125
42.	Aplicación de agua.	125
43.	Apertura de la cubierta del techo.	125
44.	Incendio de una planta FV independiente, al aire libre.	126
4.2.3	Asistencia técnica.	126
45.	Daños en edificios o en las plantas FV aún en funcionamiento, o parcialmente en funcionamiento.	127
46.	La remoción de objetos, vehículos y retiro de escombros.	127
4.3	LOS RIESGOS MECÁNICOS PARA LOS EQUIPOS DE RESCATE.	128
4.3.1	El Colapso de partes del edificio o de partes de las plantas.	128
4.3.2	Caídas de rescatistas.	128
4.3.3	Tensiones térmicas en el módulo.	129

4.3.4	Explosión.....	129
4.4	TOXINAS RESPIRATORIAS.....	130
4.4.1	Incendio de módulos solares.....	130
4.4.2	Daños mecánicos de acumuladores eléctricos (baterías).....	130
4.5	SERIES DE PRUEBAS PARA EVALUAR LOS RIESGOS ELÉCTRICOS EN OPERACIONES DE RESCATE.....	131
4.5.1	La conductividad eléctrica durante la extinción del fuego	131
47.	Generalidades.....	131
48.	Apoyo normativo para evaluar el efecto de la corriente en los seres humanos.....	132
49.	La intensidad de corriente y el tiempo de circulación	132
50.	La resistencia eléctrica del cuerpo.....	135
51.	Combate del fuego en el área de las plantas eléctricas.....	136
52.	Prueba1: Medición de corrientes de descarga a través del chorro de agua de extinción.....	138
53.	Características eléctricas del traje de protección	146
54.	Conductor energizado en el agua.....	150
55.	Discusión final	152
56.	Relevancia para la estandarización.....	152
4.5.2	Situación de seguridad eléctrica en la exposición a la luz artificial.....	153
57.	El peor de los casos de emparejamiento.....	155
58.	Investigaciones de homogeneidad	156
59.	Recomendación para distancias mínimas	158
60.	Revisión de los factores de admisibilidad o de seguridad:	159
61.	Conclusiones.....	159
4.6	LIBERACIÓN DE SUSTANCIAS NOCIVAS EN CASO DE INCENDIO.....	160
4.6.1	Objetivo	160
4.6.2	Estado del conocimiento	161
4.6.3	Composición de los módulos y elementos.....	167
4.6.4	Composición de los gases de incendio.....	173
4.6.5	Valores toxicológicos límite	177
62.	Gases de combustión	177
63.	Contaminantes sólidos.....	177
64.	Contaminantes en el agua de extinción.....	177
4.6.6	Pruebas de laboratorio	178
65.	Montaje experimental.....	178
66.	Procedimiento experimental.....	180
67.	Resultados de la prueba	182
4.6.7	Resumen.....	192
5	MEDIDAS DE OPTIMIZACIÓN PARA LA SEGURIDAD DEL PRODUCTO Y DE LA PLANTA	192
5.1	PROTECCIÓN PREVENTIVA CONTRA INCENDIOS	192
5.2	MEDIDAS DE CONTROL DE CALIDAD EN LA PRODUCCIÓN Y SU IMPACTO EN LA EVALUACIÓN DEL RIESGO.....	195
5.2.1	Proceso de producción.....	195
5.2.2	Los cambios de diseño (de módulo y sistema)	198
5.2.3	Calificación de la seguridad de módulos y componentes.....	199
5.2.4	Medidas de seguridad en el transporte.....	218
5.3	OPERACIÓN SEGURA DE LA PLANTA.....	219
5.3.1	Evitar la formación de arcos eléctricos/sobrecalentamiento. Selección y dimensionamiento de componentes	219
68.	Selección de componentes adecuados	219
69.	Planificación orientada a los arcos eléctricos	219
70.	Instalación correcta	221
71.	Pruebas de aceptación y mantenimiento regular.....	222

5.3.2	Especificaciones de la planta (diseño de la planta, incluyendo planificación de la protección contra incendios)	228
5.3.3	Plantas sobre o en edificios	230
5.3.4	Plantas instaladas al aire libre	235
5.3.5	Detección de arcos eléctricos	236
5.3.6	Baterías y reguladores de carga	239
5.4	REQUISITOS ESPECIALES CONTRA INCENDIO PARA PLANTAS FV SOBRE Y JUNTO A TECHOS 240	
5.5	PUESTA EN MARCHA Y FUNCIONAMIENTO	246
5.5.1	Recepción	248
5.5.2	Mantenimiento e inspección	251
5.5.3	Dispositivos para conectar y separar	252
5.5.4	Vigilancia automática de la planta (monitoreo)	254
5.6	INSTALACIONES PARA LA DESCONEXIÓN DE LOS MÓDULOS SOLARES Y GENERADORES ...	256
5.6.1	Planteamiento de tareas	256
5.6.2	Exigencias generales a los sistemas para la interrupción de un generador solar o de un módulo solar	257
5.6.3	Instalaciones técnicas para la desconexión de módulos solares y generadores	259
5.6.4	Resumen	261
5.7	OBLIGACIONES DE ETIQUETADO E INFORMACIÓN	262
6	MEDIDAS PARA EL AUMENTO DE LA SEGURIDAD DE LOS EQUIPOS DE RESCATE	263
6.1	ETIQUETADO DE PLANTAS	263
6.2	PLANO PARA BOMBEROS, TENDIDO DE CONDUCTORES Y DISPOSITIVOS TÉCNICOS	264
6.3	DIRECTRIZ A USAR EN CASO DE INCENDIO	266
6.4	DIRECTRIZ EN INUNDACIÓN DE LAS PLANTAS FV (PELIGRO DE EXPLOSIÓN)	267
7	RESUMEN Y PERSPECTIVAS FUTURAS	267
8	ANEXO	271
I.	LISTA DE LAS PUBLICACIONES ESPECIALIZADAS DERIVADAS DEL PROYECTO	272
II.	DESCARGA DE DOCUMENTOS	276
III.	PÁGINAS WEB	277
IV.	ENCUESTA	278
V.	LISTA DE FIGURAS	279
VI.	LISTA DE TABLAS	284
VII.	ÍNDICE DE ABREVIATURAS	286
VIII.	BIBLIOGRAFÍA	288
IX.	ANEXOS	294
a)	Resultados AMFE	295
b)	Emisiones en experimentos de laboratorio con módulos FV	298
c)	Permiso para plantas FV	310

Introducción

La ley de abastecimiento de electricidad y la ley de energías renovables (LER) han llevado, especialmente en los años 2005 hasta el 2012, al boom de la construcción de plantas fotovoltaicas (plantas FV) en Alemania. La potencia instalada de las plantas de energía solar creció anualmente en más de un 60%, en el período del 2007 al 2010. La gran demanda de módulos FV e inversores provocó un rápido aumento a escala mundial de los fabricantes de elementos fotovoltaicos. Las empresas constructoras de plantas sólo pudieron enfrentar el requerimiento de nuevas plantas FV con un apoyo masivo de ayudantes. Debido a la fecha límite impuesta por la EEG, a fines de año se produjeron dificultades en el montaje y la conexión de las plantas. La calidad de estas instalaciones dejó mucho que desear lamentablemente.



Ya en el año 2006 se observaron, aisladamente, arcos eléctricos en plantas FV y su extensión a construcciones de techos. En 2008 y 2009 aumentaron los informes sobre incendios en los elementos FV.

Un gran daño causado por un incendio en junio del 2009, iniciado en una de las plantas fotovoltaicas en techos más potentes en ese momento a nivel mundial, en Bürstadt, Hessen, despertó gran atención pública e instaló el tema en la agenda diaria.

En las investigaciones de largo plazo de las plantas FV se comprobaron rastros de incendios y de sobrecalentamientos en distintos elementos de las plantas FV. Las fallas descubiertas durante las inspecciones de instalaciones, como módulos deteriorados y desteñidos, cables dañados, puntos quemados en las cajas de toma de corriente, así como plantas que no habían sido montadas por personas calificadas, es decir, incidentes de incendios de diversas dimensiones, han llevado a un ascenso drástico en la sensibilidad hacia los aspectos de seguridad de las plantas FV, particularmente en plantas sobre techos y en los edificios que tienen integrado loFV (según sus siglas en inglés, BIPV). Esto, en conjunto con los aspectos económicos y ecológicos juega un rol fundamental en la aceptación y en la masificación de lo fotovoltaico.

Las plantas FV permanecen prácticamente siempre bajo tensión, también en días nublados. La tendencia a plantas cada vez más grandes hace que ya se alcancen tensiones CC, de 1000 V y que dentro de poco se llegue a los 1500 V. La protección contra contactos y, particularmente la protección contra arcos eléctricos, toman una importancia creciente.

Otro aspecto a considerar es la seguridad de los equipos de trabajo, especialmente, del cuerpo de bomberos. En esto ha habido frecuentes inseguridades, que los medios transformaron en

parte en informes muy exagerados o incluso falsos, provocando dudas en el público acerca de la seguridad de las plantas FV en techos.

A manera de ejemplos, aquí hay algunos titulares de los años 2010 y 2011:

Feuerwehr lässt Häuser mit Solardach abbrennen

Aus Angst vor gewaltigen Stromschlägen kann die Feuerwehr Häuser mit Solaranlagen auf dem Dach bei Bränden oft nicht löschen.

Traducción:

“El cuerpo de bomberos deja que se quemen casas con techos solares.

Por miedo a fuertes golpes eléctricos, es frecuente que el cuerpo de bomberos no pueda extinguir el fuego de las casas con plantas solares en el techo”

Photovoltaik

Ständig unter Strom: Solardächer sind brandgefährlich

von Klaus D. Voss

Photovoltaik-Anlagen lassen sich nicht abschalten. Brennt es, hat die Feuerwehr kaum eine Chance.

Traducción:

Instalaciones Fotovoltaicas:

Permanentemente bajo tensión: Lo techos solares son propensos a causar incendios.

Por: Klaus D. Voss.

“Las plantas fotovoltaicas no se pueden desconectar. Si hay un incendio, el cuerpo de bomberos tiene pocas posibilidades de intervenir”

Brennende Solardächer

Albtraum für die Feuerwehr

Traducción

Techos solares ardiendo, una pesadilla para el cuerpo de bomberos”

SOLARENERGIE

Feuer auf dem Dach

Solarmodule können überraschend gefährlich werden.

Traducción:

“Energía solar Incendio en el techo.

Módulos solares pueden llegar a ser sorprendentemente peligrosos”

Para el análisis de riesgos y obtención de recomendaciones de acción para los equipos de trabajo en terreno se realizaron diversas series de ensayos, con la participación de los cuerpos de bomberos y de los equipos de ayuda técnica, con el fin de evaluar los riesgos eléctricos en causados por las plantas FV y las emisiones por incendios de los módulos FV (incluyendo módulos de capa fina).

Mediante un completo y sistemático análisis de casos de falla conocidos, por una parte, así como con investigaciones científicamente fundadas en los módulos FV, se realizó, dentro del marco de este proyecto de investigación, una evaluación de los peligros reales de los arcos eléctricos. De mucha ayuda fueron las retroalimentaciones de los expertos FV, de los cuerpos de bomberos, así como de operadores de plantas FV, a través de una encuesta en línea sobre daños provocados por incendios y sobrecalentamientos en las plantas FV. Un procedimiento reconocido universalmente para el análisis de riesgos, que fue aplicado por un grupo de expertos, en una visión sistémica, pero considerando todos los elementos de una planta FV, incluyendo la instalación y operación de ella, proporcionó una parte importante de las conclusiones deducidas. .

Investigaciones a nivel de componentes y de sistemas, basadas en los potenciales de riesgos obtenidos, indicaron las posibilidades de reducir riesgos, mediante recomendaciones concretas de acción, tanto para los fabricantes de componentes como para los planificadores y constructores de instalaciones FV. Más allá de esto, se entregaron a los gremios de normalización en FV significativos resultados para la minimización de riesgos.

En el período de elaboración del proyecto se realizaron tres talleres públicos muy concurridos, en Colonia y Friburgo que, aparte de la presentación de los resultados del trabajo, permitieron amplias posibilidades de una discusión profesional. Numerosas publicaciones sobre el tema de la protección preventiva contra incendios, hechas en colaboración con las asociaciones industriales DGS y BSW, así como con la dirección de incendios de Múnich, más el sitio web diseñado para el proyecto, <http://www.pv-brandsicherheit.de>, pusieron los resultados obtenidos a disposición de la comunidad, y particularmente de los equipos de trabajo en terreno.

Algunos planteamientos particulares de los problemas fueron, o bien serán trabajados en proyectos futuros de investigación propios. Entre estos tenemos por ejemplo, las pruebas de incendios en módulos integrados en edificios (BIPV), en interruptores y en separadores para plantas fotovoltaicas, las pruebas de detectores de arcos eléctricos o las consideraciones sobre riesgos para plantas FV con soluciones de almacenamiento (acumuladores).

1 Estado de la constitución y exigencias para plantas FV.

1.1 Constitución de sistemas FV

Un sistema fotovoltaico FV convierte directamente la energía solar en energía eléctrica, por medio de varios módulos solares conectados eléctricamente en serie (strings). En el caso de una planta FV conectada a la red pública, la corriente continua producida será convertida en los módulos solares en corriente alterna, con ayuda de inversores, y, eventualmente, inyectada a la red pública mediante transformadores.

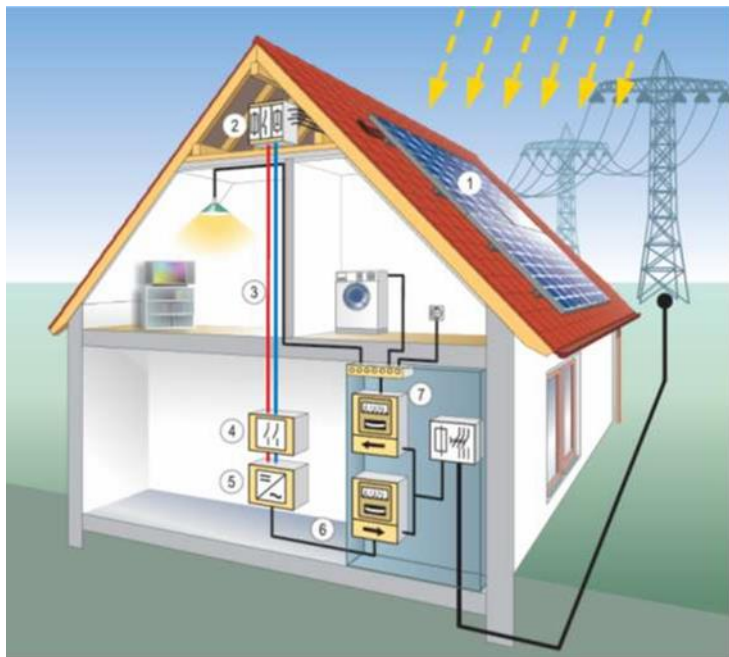


Figura 1-1: Planta FV conectada a la red, con alimentación directa.

La presentación esquemática muestra la constitución básica de una conexión a la red de una planta fotovoltaica. Esta consta fundamentalmente de los siguientes componentes principales:

- (1) Generador FV (varios módulos FV en conexión serie y paralela con armazón de montaje)
- (2) Caja de conexión del generador (con elementos de protección)
- (3) Cableado de corriente continua
- (4) Interruptor principal CC
- (5) Inversor
- (6) Cableado de corriente alterna
- (7) Caja de medidores con distribución de los circuitos eléctricos, medidores de entrega y de recepción, así como conexión a la casa.

En las casas unifamiliares se emplean normalmente pocos módulos de distribución, de modo que los hilos pueden ser unidos directamente al inversor, suprimiendo la caja de toma de conexión del generador.

En plantas grandes se usan cajas de conexión de generadores (GAK) para la conexión en paralelo de los ramales. En plantas aún más grandes, o con muchos inversores separados, se emplean además cajas dobles de conexión CC, en las que se interconectan las salidas de varias cajas de conexión GAK.

La caja de conexión de generadores contiene bornes de conexión y elementos de separación, así como eventualmente, fusibles de circuitos ramales y diodos de bloqueo. A menudo se instalan en la caja de conexión de generadores descargadores de sobretensiones, que desvían la sobretensión a tierra. Por tal motivo, se conduce el conductor de compensación del potencial o conductor de tierra a la caja de conexión del generador.

En la selección de los interruptores CC se debe tomar en consideración que deben tener una capacidad de corte para corriente continua adecuada (por lo menos una capacidad de corte DC 22B).

Los conductores pueden ser diferenciados en conductores modulares, conductores de cadena solar, conductor principal de corriente continua y conductor de conexión de la corriente alterna. Los conductores de conexión eléctrica entre los diferentes módulos del generador solar y los que van a la caja de conexión de generadores son denominados como conductores modulares o como conductores de cadena. Estos conductores van normalmente en el exterior. Para garantizar un tendido seguro en cuanto a contactos a tierra y cortocircuitos, se usan cables unifilares con doble aislación. Para empleo en exteriores se han estandarizado los conductores solares según norma EN 50 618, o bien VDE-AR-E 2283-4 (etiquetado: PV1-F). El conductor de tubo flexible de goma, con doble aislación, usado frecuentemente en exteriores del tipo de conducción H07 RN-F, en su versión estándar, está autorizado para temperaturas de servicio no superiores a 60°C y no es resistente a los rayos UV. Por tal motivo, estos no deben ser usados como conductores de cadenas solares. El envejecimiento de estos conductores o la utilización inapropiada de otros conductores pueden ser el comienzo de fallas de aislación y de arcos eléctricos.

1.2 Categorización de las distintas plantas FV

Las plantas FV pueden ser clasificadas principalmente en instalaciones en espacios abiertos y en plantas en edificios.

Las plantas en edificios pueden ser clasificadas en plantas montadas de forma separada y paralela a techos inclinados; plantas levantadas sobre techos planos, y raramente sobre techos inclinados; plantas integradas al techo; y plantas FV en fachadas tipo cortina o plantas integradas a la fachada. Las plantas paralelas al techo comprenden frecuentemente los mayores campos modulares continuos y eventualmente pueden entorpecer de manera considerable la extinción de incendios. Lo fundamental es el respeto de las secciones cortafuegos. Una construcción sobre cortafuegos no está autorizada.

Tabla 1-1. Categorías de las plantas FV.

Planta al aire libre, Fuente: Inmobiliaria Kug Ltda	Techo inclinado: Planta paralela al techo, Fuente: www.photovoltaiik.org	BIPV: Planta FV integrada al techo, Fuente: Photovoltaik Buero
Tejado plano: planta FV levantada Fuente: Solaranlagen-Portal	BIPV: integrado a la fachada, Fuente: Solarfabrik GmbH	Fachada tipo cortina FV Fuente: Solarfabrik GmbH

Según su forma de conexión eléctrica pueden diferenciarse las plantas FV con inversor centralizado y las plantas con inversores descentralizados. Las plantas con inversor centralizado se llevan a cabo rara vez con tensiones menores (hasta 120V), sino normalmente con tensiones CC mayores (hasta 1000V, en el futuro 1500V). En instalaciones grandes se ocupan ocasionalmente aparatos master-slave o también inversores con transformador de media tensión integrado.

Las plantas descentralizadas son realizadas con varios inversores de cadenas solares o bien con inversores por grupos de generadores, con inversores por módulos o con transformadores de corriente continua orientados modularmente (optimizadores del rendimiento).

1.3 Estado de las exigencias para elementos, sistemas y la instalación

En las investigaciones sobre las causas de acontecimientos incendiarios, en las que se determinó como causal una planta FV, se demostró que alrededor de un tercio de ellas tuvo su origen en componentes defectuosos, otro tercio en una mala planificación, y otro tercio en una ejecución defectuosa de la planta (comparar con capítulo 3.3.2, Análisis estadístico de casos de siniestros).

En este capítulo se indican las normas actuales así como las exigencias de la ley de energías renovables (LER) para los elementos más importantes de los sistemas FV. Un motivo para las fallas de instalación, además de muchas otras, radica en que las indicaciones del fabricante, son a menudo insuficientes, o no contienen advertencia alguna sobre posibles fuentes de peligro. En una visión general se presenta qué informaciones son típicamente facilitadas en la actualidad por los fabricantes, y qué informaciones adicionales a estas son deseables. Además, se presentan directrices y condiciones especiales de conexión de la industria energética.

1.3.1 Normas, reglamentos y directrices

En relación con los sistemas fotovoltaicos, hay que diferenciar entre normas de aplicación general, y por tanto aplicables a plantas FV, y algunas que fueron desarrolladas particularmente para plantas FV. La serie de normas más importante para instalaciones de baja tensión es, por lo general, la DIN VDE 0100, la que se basa en las directrices europeas para baja tensión. La mayoría de las normas elaboradas especialmente para los sistemas FV se resumen en la serie de normas DIN VDE 0126.

Junto a las normas existen, además las directrices de aplicación de VDE, las directrices del BDEW, especialmente las directrices para tensión media y las normas de prevención de accidentes de la cooperativa para la prevención y el seguro de accidentes laborales.

Por intermedio del Instituto Alemán de Tecnología de la Construcción (DIBt) se publicó un documento con indicaciones para el montaje y la construcción de plantas FV y se definieron algunas regulaciones constructivas en la Lista de reglas de construcción relevantes para módulos FV y sus usos (enlace de descarga en el anexo II).

Como ayuda para las reglas y normas de construcción, El Instituto Alemán de Tecnología de la Construcción (DIBt) da a conocer regularmente la Lista de reglas de construcción e interpreta para Alemania la disposición europea de productos de construcción (EU- BauPVO). De allí resultan también exigencias para plantas FV y sus elementos. Estas exigencias (solidez mecánica, estabilidad, protección contra incendios, entre otros) están descritas en el boletín informativo “indicaciones para la fabricación, planificación y realización de las plantas solares” (noviembre del 2012). De igual manera, la asociación comercial (BSW) y las agrupaciones profesionales DGS trabajan en el desarrollo de reglas especializadas y en el área de estandarización para el tema solar, como por ejemplo, las reglas especializadas de planificación, construcción y mantenimiento que considere la protección contra incendios de las plantas FV (enlace de descarga en anexo II).

Los listados indicados en este capítulo presentan sólo una visión general de las normas y series de normas más importantes con referencia a la fotovoltaica; y no pretenden ser completos.

1. Exigencias para la configuración de la planta FV.

Las exigencias generales para instalaciones de baja tensión en sistemas de hasta 1.500V CC, entre las cuales se incluyen las plantas FV son formuladas en la serie de normas internacionales DIN IEC 60364 “Construcción de plantas de baja tensión”, que en el VDE están listadas como DIN VDE 0100,. Esta norma contiene, entre otras cosas, normas de seguridad generales; definiciones de términos, así como indicaciones sobre la selección, diseño y montaje de medios de producción y define la capacidad de resistencia necesaria de la planta frente a influencias externas. La norma DIN VDE 0100-712 “Requisitos para establecimientos, recintos e instalaciones especiales, en los sistemas de distribución eléctrica”, se refiere en particular a las plantas FV. Aunque solo trata estos temas superficialmente, aclara la disposición fundamental de la planta, especialmente las exigencias a los dispositivos de conmutación necesarios, y las exigencias en cuanto a medidas de protección contra corrientes de fallas, sobre-corrientes y sobretensiones, contacto con componentes bajo tensión, así como contra las influencias del medio ambiente. Estos temas son tratados con mayor rigor en las normas de validez general vigentes, generalmente de manera respectiva a estos temas, es decir, DIN EN 62305-3 “Para la protección contra rayos y sobretensiones”, DIN EN 61140 “Protección contra descargas eléctricas” y DIN EN 61439-1 “Combinaciones de equipos de interrupción en baja tensión”.

Aparte de eso, para algunos temas existen también normas para plantas de generación en general, así como normas particulares para sistemas FV. La DIN EN 61173 “Protección contra sobretensiones en sistemas de generación fotovoltaicos FV” aclara las medidas para evitar daños por sobretensiones, en particular, el equilibrio de potenciales, puesta a tierra y blindaje. La hoja adjunta número 5 de la DIN EN 62305-3 contiene informaciones similares para la protección contra descargas atmosféricas. En las normas DIN VDE 0126-1-1 y DIN EN 61727 se describe la tecnología de conmutación necesaria y el puesto de separación de la red con la planta FV.

De igual manera se definen los valores límites para las perturbaciones introducidas a la red. La directriz VdS 3145, elaborada por VDE y GDV, contiene una lista de especificaciones para la seguridad en sistemas FV. Dentro de estas se encuentran las recomendaciones de seguridad para la planificación y operación de la planta, tanto al nivel del sistema como también para componentes individuales. Hay un énfasis especial en evitar y limitar los incendios, así como en la capacidad de resistencia de la planta contra las influencias del medio ambiente, considerando también las reglas de construcción estaduales.

Las normas y directrices tratan también algunos casos especiales de aplicaciones FV: DIN EN 61194, enumera los parámetros de diversos componentes en los sistemas FV en isla, y pone exigencias para su documentación.

DIN EN 62124 (VDE 0126-20) establece exigencias para la idoneidad de las formas constructivas de sistemas de acumulación operados en conjunto con instalaciones FV. DIN EN 62509 trata de los reguladores de carga para tales acumuladores FV.

Para garantizar la seguridad de los equipos de trabajo en terreno, durante incendios, VDE AR-E 2100-712 indica medidas para evitar el contacto accidental con componentes que están bajo tensión. Muy resaltados están los requisitos de instalación de los conductores CC y la identificación del cableado, en un plano general, disponible para el cuerpo de bomberos.

La siguiente tabla muestra un resumen de las normas actualmente disponibles para la configuración de sistemas fotovoltaicos.

Tabla 1-2: Normas y series de normas importantes en relación con la configuración de sistemas FV.

Configuración del sistema	
Designación	Contenido
DIN EN 61277 <i>“Sistemas de generación fotovoltaica (FV) en terreno,, generalidades y manual”</i>	Información general para sistemas FV
DIN IEC 60364 DIN VDE 0100 <i>“Construcción de instalaciones de baja tensión”</i>	Disposición, alambrado y componentes de instalaciones de baja tensión; medidas de protección.

DIN VDE 0100-712 "Exigencias para establecimientos, recintos e instalaciones especiales; plantas fotovoltaicas FV".	Parte específica FV de la norma DIN VDE 0100. Contiene la disposición de plantas FV y las medidas de protección necesarias.
DIN EN 61140 "Protección contra golpe eléctrico"	Incluye medidas para la prevención de heridas por golpe eléctrico.
DIN EN 61439 "Combinaciones de dispositivos de conmutación en baja tensión"	Regula la combinación de dispositivos de interrupción en una unidad constructiva.
DIN VDE 0126-1-1 "Puesto automático de separación entre una planta generadora en paralelo con la red y dicha red de baja tensión pública"	Fija requisitos y entrega parámetros de desconexión para un interruptor automático en el puesto de separación de la red.
DIN EN 61727 "Sistemas fotovoltaicos FV, características del puesto de separación de la red"	Define los requisitos para el puesto de separación de la red de una planta FV y establece valores límites para perturbaciones hacia la red.
DIN EN 62305-3 Bbl5 VDE 0185-305-3 Bbl5 "Protección contra rayos y sobretensiones para sistemas FV"	Contiene informaciones para la protección contra rayos y sobretensiones en sistemas FV (no son disposiciones normativas).
DIN EN 61173 "Protección contra sobretensiones en la técnica fotovoltaica de generación"	Nombra medidas contra los daños por sobretensiones en sistemas FV.
DIN EN 62124 VDE 0126-20 "Componentes BOS para sistemas fotovoltaicos, calificación del diseño en entornos naturales"	Contiene criterios para la calificación del diseño para componentes del equilibrio del sistema, principalmente acumuladores.
DIN EN 61194 "Parámetros característicos de sistemas fotovoltaicos FV en isla"	Nombra parámetros de distintos elementos de un sistema FV en isla.
VDE-AR-E2100-712 "Medidas, en el sector CC de un sistema FV, para la mantención de la seguridad eléctrica durante la extinción de incendios"	Indica medidas para la prevención del contacto con componentes bajo tensión en caso de incendio.

VDE-AR-N 4105	Da recomendaciones para las condiciones técnicas de conexión de generadores a las redes de distribución.
<i>“Plantas de generación en la red de baja tensión, exigencias técnicas mínimas para la conexión y operación en paralelo de plantas de generación en la red de baja tensión.”</i>	

1.3.2 Exigencias para los módulos FV.

Los módulos FV son normalmente sometidos a una prueba de prototipos antes de su empleo, o de su comercialización. Las exigencias para la calidad del modelo están establecidas en la norma DIN EN IEC 61215 para módulos cristalinos, y en la DIN EN IEC 61646 para módulos de capa fina, e incluyen amplias pruebas de envejecimiento y cargas. Junto a la capacidad de resistencia contra las oscilaciones de temperatura, la radiación UV, humedad, viento y otras influencias mecánicas los módulos son caracterizados también eléctricamente.

El chequeo de los aspectos de seguridad se realiza, independiente de la tecnología de la celda, conforme a las normas DIN EN 61730-1 y DIN EN 61730-2. La parte número 1 describe, las exigencias al material y al diseño. La parte número 2 describe las pruebas que se llevan a cabo para módulos pre envejecidos según las normas DIN EN IEC 61215 y DIN EN IEC 61646. Este se las somete a pruebas de resistencia adicionales, con exigencias mecánicas, pruebas de fuego y mediciones más estrictas de la resistencia de aislación. Una certificación de tipo según la norma DIN EN 61730 forma la base para un etiquetado CE en módulos FV para el mercado europeo. Los módulos que cumplen con los requisitos de la clase A conforme a la norma DIN EN 61730-1:2004, son considerados como medios de producción de la clase de protección II según la DIN EN 61140.

El sello de calidad conforme a RAL GZ 966 e otorga si se cumple con las disposiciones RAL de calidad y con las pruebas prescritas para plantas de energía solar. Estas regulan mediante un conjunto de índices y criterios de calidad las exigencias para la fabricación de componentes de alta calidad, como también para la concepción adecuada, ejecución profesional, así como el servicio y operación de plantas de energía solar (fotovoltaica y termo solar). La Asociación de Garantía de Calidad para Plantas de Energía Solar e.V. (RAL) es una de las 130 asociaciones de calidad independientes que aplican y supervisan las normas RAL de calidad y prueba dentro de sus correspondientes sectores industriales o de servicios (RAL es desde 1980: Instituto Alemán de Garantía de Calidad y Certificación e.V.)

Las fichas de datos, que son emitidas por el fabricante para cada serie de módulos, así como las indicaciones obligatorias en sus placas de identificación están reguladas en DIN EN 50380. La norma DIN EN IEC 60904-1 define además las condiciones de evaluación estándar de pruebas (STC), mediante las cuales se determinan las características eléctricas de los módulos. La DIN EN 50548 formula exigencias para las cajas de conexión de módulos. Será reemplazada en el futuro próximo por la versión internacional de este estándar, IEC 62790. Estas exigencias establecen también procedimientos para el control de conformidad. Las exigencias para los conectores FV enchufables se describen en IEC 62852 (o bien en DIN EN 50521). Para cableados FV existe un proyecto de norma prEN 50618, basado en la vigente especificación interna de evaluación de TÜV Rheinland, 2PfG1169.

Los módulos FV a emplear en instalaciones especiales, integradas en edificios, tienen que satisfacer las exigencias particulares de la DIN 18008 (antes, por ejemplo, directrices técnicas para cristales lineales (TRLV)). La DIN VDE 0126-21 define diferentes tipos de módulos para

empleo integrados en edificios, nombra exigencias según su uso específico y remite a otros requisitos, como la certificación de tipo constructivo referente según DIN EN IEC 61215, resp. DIN EN IEC 61646 y DIN EN 61730-1/2.

Junto con las exigencias especiales para módulos integrados en edificios, existen otras normas para campos de empleo especiales, así como para tipos constructivos peculiares. Además, hay otras normas que están en proceso. Algunos ejemplos para esto son: módulos para uso marítimo o costero; módulos en entorno de gas nocivo, módulos que trabajan bajo luz solar concentrada; módulos con electrónica integrada (por ejemplo, módulos CA)

Tabla 1-3: Normas importantes para módulos fotovoltaicos

Módulos	
Descripción de normas	Contenido
DIN EN IEC 61215 <i>“Módulos fotovoltaicos(FV) terrestre de silicio cristalino: calificación de diseño y autorización de tipos constructivos”</i>	Autorización de tipos constructivos para módulos cristalinos, según su comportamiento de envejecimiento
DIN EN IEC 61646 <i>“Módulos fotovoltaicos (FV) terrestres de capa fina: calificación de diseño y autorización de tipos constructivos”</i>	Autorización de tipos constructivos para módulos de capa fina, según su comportamiento de envejecimiento
DIN EN 61730 <i>“Calificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos (FV): Parte1: requisitos para la construcción Parte2: requisitos para la evaluación.</i>	Calificación de seguridad de módulos FV.
DIN EN 50548 (IEC 62790) DIN VDE 0126-5 <i>“Cajas de conexión para módulos fotovoltaicos”</i>	Exigencias y procedimientos de prueba para cajas de conexión a emplear en módulos FV
DIN EN 50521 (IEC 62852) <i>“Conectores para sistemas fotovoltaicos”</i>	Exigencias y procedimientos de prueba para conectores a usar en cajas de conexión FV
DIN VDE 0126-21 <i>“Fotovoltaica en el sector de la construcción”</i>	Exigencias para módulos fotovoltaicos que son instalados integrados en edificios.
DIN EN 50380 <i>“hojas de datos y placas de identificación de módulos fotovoltaicos”</i>	Nombra informaciones que tienen que ser incluidas en las hojas de datos y en las placas de identificación.

DIN EN 60904-1 VDE 0126-4-1 <i>“Medidas de las curvas características de corriente y tensión”</i>	Define los métodos de ensayo y las condiciones de evaluación estándar (STC) para la elaboración de líneas características de módulos.
DIN EN 13501-1 <i>“Clasificación de productos y tipos constructivos según su comportamiento ante fuego”</i>	Clasifica materiales constructivos según su comportamiento ante fuego; sirve para la clasificación de los módulos
DIN 4102-1 <i>“El comportamiento ante fuego de materiales y componentes”</i>	Clasifica materiales según la inflamabilidad, sirve para la clasificación de módulos.

2. Exigencias para inversores FV.

Los estándares de seguridad para inversores FV están establecidos en la DIN IEC 62019., que cubre riesgos por solicitaciones eléctricas y mecánicas, así como por fuego. También se trata la disposición correcta del inversor. Las exigencias eléctricas en el lado CA se deducen de las exigencias técnicas de conexión del operador de redes de distribución, de la norma VDE-AR-N 4105 y de la serie de normas DIN EN 61000 “Compatibilidad electromagnética (CEM)”. Ésta trata de manera general la compatibilidad de los parámetros de la red con los de las plantas conectadas, y define los valores límites para perturbaciones y oscilaciones introducidas a la red.

El contenido de las hojas de datos y folletos explicativos para inversores están regulados en la DIN EN 50524, especialmente los valores característicos de corrientes y tensiones, tanto en el lado de entrada como de salida, así como la eficiencia, que debe ser indicado como eficiencia europea ponderada. Esta medición está establecida en DIN EN 50530, que también prescribe las condiciones de ensayo y los circuitos de medidas.

En caso de colapso de la tensión de la red, el inversor se debe separar de la red de manera autónoma. Para verificar la idoneidad de las medidas dispuestas para satisfacer ese requisito, se debe implementar pruebas de acuerdo con DIN EN 62116. Sin embargo, en esta norma no se formulan condiciones según las cuales se deba separar el inversor de la red, ya que éstas dependen de condiciones locales, especialmente, de las exigencias de los operadores de redes de distribución (condiciones técnicas de conexión, TAB).

Tabla 1-4: Normas y series de normas importantes para inversores FV.

Inversores	
<i>Descripción de normas</i>	Contenido

DIN IEC 62109 VDE 0126-14 <i>“Seguridad de inversores para aplicación en sistemas energéticos fotovoltaicos”.</i>	Determina las exigencias de seguridad, eléctricas y mecánicas, para los inversores FV.
EN 61000 <i>“La compatibilidad electromagnética (EMC)”</i>	La compatibilidad electromagnética de la red con plantas y equipos a ella conectados.
DIN EN 50530 VDE 0126-12 <i>“La eficiencia global de inversores fotovoltaicos”</i>	Define procedimientos de prueba para determinar la eficiencia de inversores fotovoltaicos.
DIN EN 50524 VD E0126-13 <i>“hojas de datos y placas de identificación de inversores fotovoltaicos”</i>	Nombra las informaciones que se deben incluir en las hojas de datos y en las placas de identificación de inversores FV.
DIN EN 62116 VDE 0126-2 <i>“Procedimientos de prueba para las medidas que deben impedir la operación en isla en sistemas de distribución que interactúan con inversores fotovoltaicos”</i>	Define los procedimientos de pruebas para verificar la idoneidad de medidas consideradas para la separación de la red de los inversores FV, en caso de tensiones de red anómalas.

3. Requisitos para sistemas de montaje.

Para sistemas de montaje de plantas fotovoltaicas no hay momentáneamente ninguna estandarización especial, y se usan las normas generales para estructuras de acero y aluminio de los euro códigos, es decir, EN 1990, EN 1993 y EN 1999. Estas regulan la planificación, dimensionamiento y construcción de las estructuras.

La demostración de la conformidad con normas y reglamentos europeos, que es requisito para el uso de la marca CE, es regulada, para las estructuras de acero y de aluminio, en la DIN EN 1090-1.

El acomodo a las influencias ambientales específicas de un lugar se efectúa según la DIN 1055. Además de las cargas de viento y nieve, también son tratadas en este capítulo las acciones térmicas y efectos por terremotos.

Tabla 1-5: Normas y series de normas importantes para los sistemas de montaje FV.

Sistemas de montaje	
Descripción de las normas	Contenido
DIN 1055 <i>“Acción sobre estructuras”</i>	Da las cargas de diseño para distintas influencias ambientales, específicamente, cargas de viento y de nieve.
DIN EN 1993 <i>“Dimensionamiento y construcción de estructuras de acero”</i>	Contiene informaciones y reglamentos para la construcción de estructuras de acero
DIN EN 1999 <i>“Cálculo y dimensionamiento de construcciones de aluminio”</i>	Contiene informaciones y reglamentos para la construcción de estructuras de aluminio
DIN EN 1090 <i>“Realización de estructuras de acero y de aluminio”</i>	Regula la demostración de conformidad (marca CE) para estructuras de aluminio y acero.

4. Exigencias para componentes CC y sistemas de almacenamiento solar.

Los componentes CC son el cable CC, conectores e interruptores seccionadores CC. La disposición de cables y los interruptores seccionadores son tratados en la DIN VDE 0100-712 (véase en el punto 2.3.2.1 “Exigencias para la configuración de plantas FV”). Los conectores enchufables son regulados en una norma especial, la DIN VDE 0126-3. Ella contiene, además de las exigencias para la resistencia ante cargas mecánicas y eléctricas, demandas para un diseño que asegure poder incrementar los polos, posibilidad de reconexión, y sobre los folletos. Además se presentan procedimientos de prueba para el cumplimiento de estas normas y para la evaluación del envejecimiento.

La directriz de aplicación VDE-AR-E2100-712 regula las normas específicas FV para el tendido de cables. Ella exige que el tendido de los conductores dentro de edificios se haga, por lo menos, con material ignífugo, siempre y cuando suceda dentro del edificio. Exigencias generales para el tendido de cables se encuentran en la serie de normas VDE 0604.

La norma inicial para sistemas de almacenamiento solares es la DIN EN 62093. Ella formula criterios para la calificación del diseño de todos los componentes de un sistema de almacenamiento, incluyendo reguladores de carga y baterías. También incluye procedimientos de prueba. La mayor importancia se da a la solicitud por influencias ambientales, es decir, solicitudes térmicas y mecánicas, así como por humedad.

En todo caso, sólo se contemplan los acumuladores de cadmio y de níquel-plomo. Esta norma fue completada en DIN EN 62509 y DIN EN 61427-1.

La DIN EN 62509 plantea exigencias para los parámetros de potencia y para el manejo de la recarga por los reguladores de carga de baterías, para posibilitar, una larga vida útil de la batería. Esta norma se refiere solamente a baterías de plomo.

La DIN EN 61427-1 define condiciones de operación para acumuladores solares e impone exigencias para la capacidad de carga mecánica, para la seguridad y la documentación. De igual manera se fijan procedimientos de prueba para la capacidad, sostenimiento de la carga,

eficiencia y vida útil. Si bien la norma incluye todas las tecnologías de celdas actualmente en uso, incluyendo celdas de iones de litio, ella se refiere solamente a usos independientes de la red.

Una norma para sistemas de almacenamiento conectados a la red está en elaboración bajo la denominación DIN EN 61427-2

Tabla 1-6: Normas importantes para componentes CC o sistemas de almacenamiento.

Componentes CC y sistemas de almacenamiento solar.	
Descripción de normas	Contenido
DIN EN 50521 DIN VDE 0126-3 <i>“Conectores enchufables para plantas fotovoltaicas, exigencias de seguridad y pruebas”</i>	Regula las exigencias para la cargabilidad eléctrica y mecánica de conectores FV y define procedimientos de prueba para la homologación.
DIN EN 62093 VDE 0126-20 <i>“componentes BOS plantas fotovoltaicas; calificación del diseño en entornos naturales”</i>	Regula las exigencias para la calificación del diseño de celdas solares y sus reguladores de carga, aplicación a acumuladores de plomo.
DIN EN 61427-1 VDE 0510-40 <i>“Celdas y baterías recargables para sistemas de energía fotovoltaica, requisitos generales y procedimientos de prueba”</i>	Exigencias para acumuladores solares en usos fuera de la red, con independencia de la tecnología de las celdas
DIN EN 62509 VDE 0126-15 <i>“Rendimiento y función de reguladores de carga de batería fotovoltaica”</i>	Contiene exigencias eléctricas para reguladores de carga de baterías fotovoltaicas con aplicación a baterías de plomo.

1.3.3 Instrucciones de instalación por los fabricantes.

Los fabricantes de los elementos del sistema entregan los requisitos para los montajes y la puesta en funcionamiento de su producto en forma de instrucciones de instalación (véase tabla 1-7). Éstas incluyen, junto con información técnica del producto e instrucciones de montaje, referencias a normas y disposiciones relevantes así como condiciones de garantía y de responsabilidad por defecto.

Las comprobadas y fuertes diferencias en la extensión y la profundidad descriptiva de las instrucciones de instalación de los diversos fabricantes probaron que estas no bastan por sí solas, para la construcción técnicamente correcta de una planta FV.

5. Módulos Fotovoltaicos

Se consideró una selección de fabricantes de Alemania, China, Japón y los Estados Unidos, que cubre todos los segmentos del mercado y las tecnologías de celdas en uso corriente. Las series de módulos a las que se refieren las instrucciones, vienen de los años 2008 hasta 2012. Puesto que los fabricantes fueron seleccionados de manera arbitraria, esta visión general no pretende ser exhaustiva. La revista PHOTON Profi publicó una lista completa de los fabricantes de módulos, de los cuales se eligieron estos fabricantes (fuente: Visión general del mercado en módulos solares en: PHOTON Profi, edición 2/2010)

Tabla 1-7: Contenidos ejemplares de instrucciones de instalación de módulos FV.

	Fabricante1	Fabricante2	Fabricante3	Fabricante4	Fabricante5	Fabricante6	Fabricante7	Fabricante8	Fabricante9
Montaje									
Indicaciones para el manejo	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Instalación por especialistas calificados	X	X	X	X	X		X	X	X
Condiciones de protección en el trabajo	X	X		X	X	X	X		
Protección contra caída del montador	X			X	X	X			
Evaluación de la integridad mecánica antes del montaje	X				X				X
Exigencias Mecánicas									
Indicaciones para las condiciones del montaje y su ejecución	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Resistencia estática	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Ventilación de la parte trasera del módulo	X	X	X	X	X	X	X	X	
Protección contra la humedad	X	X			X	X	X	X	X
Restricción de posibles modificaciones	X	X			X	X		X	X
Evitar uso de materiales inflamables	X	X		X		X		X	X
Protección UV para cables y cajas de conexión	X	X	X			X	X	X	
Fijación a una base resistente al fuego	X	X		X		X			X
Protección contra rayos	X				X	X	X		
Protección contra la corrosión	X	X			X				
Brida anti-tracción del cable de conexión	X						X		

Indicaciones para el acristalamiento del techo Überkopfverglasung		X					X		
Exigencias eléctricas									
Indicaciones para el conexionado	X			X	X	X	X	X	X
Equilibrio de potenciales	X	X	X	X		X	X	X	X
Ejecución para 1,25UOC ¹ y ISC ²	X	X		X		X	X	X	X
Desconexión antes de trabajar	X			X					X
Indicaciones en otras disposiciones									
Referencias a normas	X	X		X	X	X	X	X	X
Referencias a directrices generales	X	X	X		X	X	X	X	X
Referencia a TAB (Condición de conexión técnica)	X								

Todas las instrucciones de montaje para módulos formulan exigencias eléctricas y mecánicas para la planta e indican procedimientos para su construcción. Junto con instrucciones para la protección laboral, contienen indicaciones para el manejo de los módulos, las cuales deben impedir daños durante los montajes, como quebraduras de vidrios y de celdas, o deslaminaciones.

Los criterios mecánicos, que son exigidos por la mayoría de los fabricantes, consideran principalmente un lugar de montaje libre de tensiones mecánicas en cada temperatura, el uso de un sistema de montaje idóneo, así como el respeto de la carga de nieve máxima. Aparte de esto, algunos fabricantes prohíben modificaciones en el marco del módulo, en la superficie del módulo, o en la caja de conexión.

Otras indicaciones hacen referencia a temas relevantes para la protección contra incendios, como materiales inflamables en el entorno de los módulos, la protección contra rayos y contra sobretensiones, así como el adecuado manejo y montaje del cableado.

La mayoría de las instrucciones de montaje se ocupan de manera más detallada de los requisitos eléctricos para la planta FV, particularmente la composición de las cadenas, respetando los valores límites para la tensión y corriente de corto circuito. Algunos fabricantes recomiendan también secciones específicas de cables para los cables CC y de puesta a tierra.

¹ Volts en el conector abierto

² Corriente en corto circuito

Además de las exigencias propias del fabricante, todas las instrucciones hacen referencia a normas u otras prescripciones y directrices (VDE, VDEW, TAB), especialmente a la DIN 1055 para la aceptación de la carga y la norma de pruebas IEC 61730.

Como cosa general, llama la atención que, en lo que concierne a medidas de seguridad y protección, los fabricantes alemanes de módulos entregan manuales de instalación más amplios que sus competidores internacionales. El fabricante 1, una empresa alemana reconocida, trata en sus manuales cada uno de los temas aquí considerados.

Junto con manuales de instalación, los fabricantes de módulos publican también un resumen de informaciones técnicas en forma de fichas de datos, las cuales están estandarizadas bajo la norma DIN EN 50380, las que, sin embargo, muestran pequeñas variaciones de fabricante a fabricante.

Conclusión

Tal como ocurre con la norma de fichas de datos, se debe exigir también una unificación de los manuales de instalación.

6. Inversores

Fueron evaluadas las indicaciones de instalación de fabricantes de inversores europeos, americanos y chinos.

La tabla 1-8 presenta un extracto representativo del mercado actual, tomado del informe general del mercado en la revista PHOTON (fuente: informe general del mercado de inversores, versión PDF, [1]).

Tabla 1-8: Contenidos ejemplares de instrucciones de instalación para inversores.

	Fabricante A	Fabricante B	Fabricante C	Fabricante D	Fabricante E	Fabricante F	Fabricante G	Fabricante H	Fabricante J	Fabricante K
Montaje										
Indicaciones para el manejo				X	X		X	X	X	
Instalación por especialistas calificados	X	X	X	X	X	X	X			X
Condiciones de protección en el trabajo	X					X				X
Evaluación de la integridad mecánica antes del montaje		X	X			X				X
Exigencias mecánicas										
Restricción de posibles modificaciones	X	X	X	X	X	X	X			X
Indicaciones sobre el lugar del montaje.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

Separaciones de seguridad	X	X	X	X		X	X	X	X	X
Fijación en material difícilmente inflamable	X	X	X	X		X	X	X		
Protección contra radiación UV	X	X	X	X	X	X	X	X		X
Provisión de aire	X	X	X	X	X	X	X		X	X
Temperatura ambiente	X	X	X	X	X	X	X	X		X
Protección contra la humedad		X	X	X		X	X	X		
Indicaciones para la elaboración de los contactos CC	X	X		X				X		X
Indicaciones para la elaboración de los contactos CA	X				X		X		X	
Disposición de los cables CA	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
Brida anti-tracción					X				X	
Exigencias eléctricas										
Valores límites para la tensión de entrada y la potencia	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Interruptor FI	X	X	X	X	X		X	X	X	
Conexiones CA	X	X		X	X			X	X	
Puesta a tierra del inversor	X	X	X	X		X	X	X	X	X
Puesta a tierra de un polo de generador	X	X	X	X	X	X	X		X	
Indicaciones sobre otras disposiciones.										
Referencia a normas	X	X	X	X	X	X				
Referencia a directrices generales	X		X		X				X	
Referencia a TAB (Condiciones técnicas de conexión)		X	X					X		

Las instrucciones de instalación para inversores son claramente más amplias que las de otros componentes. Junto con instrucciones para los montajes se incluyen también temas sobre el manejo y mantenimiento, así como informaciones sobre la periferia del inversor, por ejemplo, el interruptor FI o los cables CA.

Casi todos los fabricantes exigen montajes sobre una superficie difícilmente inflamable, o no incendiable, fijan separaciones de seguridad y recomiendan medidas para una suficiente disipación del calor en el inversor. Por lo general también se trata la igualación del potencial en el generador, o la puesta a tierra en el inversor mismo. Referencias a otras normas y directrices están representadas en todas las instrucciones de instalación, aunque con distinta amplitud.

En comparación con lo anterior, los temas de protección laboral están poco representados. Algunas medidas de protección, como la desconexión antes de trabajar en el inversor, o la consideración del tiempo de descarga de los condensadores, están indicadas antes de las fases del trabajo correspondientes. Sin embargo, faltan casi por completo indicaciones sobre protección laboral, equipamiento protector y uso de herramientas adecuadas. Igualmente escasa es la referencia a las bridas anti-tracción y a la fijación de los cables de conexión. Los distintos fabricantes tratan de manera muy diferente el tema del peligro de contactos. Mientras algunas instrucciones contienen informaciones amplias o como mínimo algunas indicaciones, otras dejan el tema completamente de lado.

7. Cables CC y conectores enchufables.

Algunos grandes fabricantes de sistemas de conexión de plantas solares entregan indicaciones especiales para el usuario, aunque algunos se limitan a instrucciones breves. En lo principal, entregan instrucciones de instalación e informaciones sobre el producto (véase tabla 1-9). Los manuales de instalación para módulos contienen, en parte, informaciones para los conductores de alimentación y conectores enchufables.

Tabla 1-9: Contenidos ejemplares de instrucciones de instalación para elementos CC

	Fabricante A	Fabricante B	Fabricante C	Fabricante D
Montaje				
Instalación por especialistas calificados	X	X		
Condiciones de protección en el trabajo	X			
Uso de herramientas idóneas	X	X	X	X
Evaluación de la integridad mecánica antes del montaje				X
Exigencias mecánicas				
Restricción de posibles modificaciones	X	X		X

Pruebas de las conexiones enchufables		X		X
Compatibilidad	X	X		
Protección contra contaminación	X	X	X	
Protección contra humedad	X	X		
Protección UV		X		
Bridas anti-tracción	X			
Fijación	X			
Indicaciones para el crimpeado	X	X	X	
Radios de curvatura	X	X		
Referencias a otras disposiciones.				
Referencia a normas		X	X	
Referencia a directrices de protección laboral	X			
Referencia a disposiciones generales		X		

Por principio, los fabricantes permiten solamente a mano de obra calificada y entrenada el trato con sus componentes de sistema. Los productos no pueden ser modificados ni combinados con elementos ajenos al sistema. Los fabricantes establecidos rechazan sobre todo las combinaciones de conectores enchufables provenientes de diferentes fabricantes.

No se permite establecer conexiones con enchufes sucios o húmedos. En el tendido de los cables hay que cuidar que el cable y enchufe no estén permanentemente en agua o expuestos a la luz solar directa, que las cajas de conexión y los conectores enchufables no estén bajo tracción, y que se respeten los radios de curvatura.

Particularmente extensas son las indicaciones para la elaboración de conexiones crimpeadas. Los grandes fabricantes entregan al respecto instrucciones ilustradas y muy detalladas, las cuales prescriben, entre otras cosas, el uso de herramientas de crimpeado idóneas, del fabricante correspondiente.

Las diferencias en amplitud de las indicaciones son mayores en los cables y conectores que en otros elementos del sistema. La documentación de los distintos fabricantes incluye en parte informaciones contradictorias sobre la compatibilidad de sistemas diferentes. Especialmente, muchas empresas pequeñas recalcan la compatibilidad de sus sistemas con los sistemas de conectores ampliamente extendidos, mientras que los fabricantes de éstos disuaden categóricamente de la combinación con otros sistemas.

8. Sistemas de montajes

Las instrucciones de montaje para los sistemas de fijación son relativamente extensas, pero están más dirigidas a la ejecución del montaje que a la disposición y solidez estática del sistema (véase la tabla 1-10). Consecuentemente, incluyen solo unas pocas indicaciones para la situación final con la planta terminada. Por principio, todos los fabricantes exigen una verificación estática de la construcción por personal calificado para ello. Al hacerlo, se debe prestar atención, sobre todo, a las cargas de viento y nieve locales. Algunas indicaciones incluyen recomendaciones para la prevención de daños por sobretensiones o por rayos a través de un tendido de cables adecuado y conexión a tierra del bastidor.

Todos los fabricantes hacen indicaciones más o menos detalladas para la protección laboral durante el montaje, y en su mayoría remiten a las exigencias legales para la protección laboral y las directrices de las asociaciones de profesionales. De manera general, o parcial en casos concretos, ellos prescriben herramientas idóneas. Solamente un único fabricante recomienda un control de estado del material antes de comenzar el montaje.

Tabla 1-10: Contenidos ejemplares de las indicaciones de instalación para sistemas de fijación.

	Fabricante I	Fabricante II	Fabricante III	Fabricante IV	Fabricante V	Fabricante VI	Fabricante VII	Fabricante VIII	Fabricante IX
Montaje									
Instalación por especialistas calificados	X	X	X	X	X				X
Condiciones de protección en el trabajo	X	X	X	X	X	X	X		X
Protección contra caída del montador			X	X	X	X	X		X
Uso de herramientas idóneas	X			X		X	X		
Control de uniones atornilladas	X	X	X	X	X				
Condiciones de planta (clima, ...)		X							
Evaluación de la integridad mecánica antes del montaje	X								
Exigencias mecánicas									
Verificación estática	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Cargas de nieve	X	X			X	X	X	X	X
Cargas de viento	X	X	X		X	X	X	X	
Protección contra sobretensiones y rayos		X	X	X	X	X		X	
Drenaje de agua	X		X					X	
Referencias a otras disposiciones									
Referencia a normas	X	X	X	X	X	X		X	

Referencia a directrices de protección laboral	X	X	X	X		X	X		
Referencia a disposiciones generales	X	X	X	X	X				

En el ámbito de las indicaciones de montaje hay solamente pequeñas diferencias. Sólo un fabricante facilita, además de antecedentes sobre su sistema, otras informaciones, como por ejemplo, sobre la disposición de los módulos y el tendido de cables.

Casi todas las indicaciones señalan las normas para la realización de la técnica de fijación. A menudo se nombran las DIN 1055 “Solicitaciones sobre estructuras”, DIN 4113 “Construcciones en aluminio”, DIN 18800 “Dimensionamiento de obras en acero” y la DIN 4102 sobre “comportamiento de materiales de construcción durante fuego”. Además, algunas instrucciones de montaje mencionan las normas de construcción específicas de cada estado (ordenamiento regional de la construcción).

1.3.4 Exigencias de instalación de los operadores de redes de distribución

Los reglamentos de instalación de los operadores de redes de distribución (VNB, de acuerdo a sus siglas en alemán) para la conexión de plantas FV a la red de tensión media y baja están formulados en las Condiciones técnicas de conexión (TAB, según sus siglas en alemán) las que conforme al inciso 19 de la Ley de la industria energética, deben hacerse asequibles al público. Las TAB se refieren, aparte de las plantas generadoras operadas en paralelo con la red, también a la conexión de usuarios industriales y domésticos;. Ellas definen, en relación con la seguridad y estabilidad de la red, los valores límite para las perturbaciones hacia la red prescriben los dispositivos de monitoreo y protección, y regulan las propiedades de la potencia inyectada.

Mientras las VNB de los grandes abastecedores de energía (por ejemplo, las empresas E. Onedis, Red Weste) publican sus propias TAB, los operadores de redes de distribución más pequeños usan las directrices redactadas por la Confederación Alemana de Economía Energética y Régimen de Aguas, las que sin embargo no incluyen reglamentos para las plantas generadoras, sino que señalan las directrices de aplicación VDE, como “Plantas generadoras en la red de baja tensión” VDE-AR-N4105:2011-08, o bien “Directrices técnicas para plantas generadoras en la red de tensión media”. Además de los parámetros técnicos de conexión, las TAB regulan también los procesos administrativos de la inscripción, la puesta en marcha y el mantenimiento de la conexión.

9. Conexión a la red.

La planta queda conectada a la red de distribución en el punto de conexión a la red. En plantas mayores a 30 kW es normalmente el punto de conexión anterior del terreno. Como punto de conmutación y separación se debe instalar, según VDE-AR-N 4102, una caja general de medidores, para la cual las TAB exigen acceso ilimitado para los VNB, a no ser que haya sido instalado un puesto de desconexión automática. Esta conexión, como el resto de la instalación, debe ser construida por personal capacitado.

También está regulada la distribución de la inyección de potencia entre las fases de la red. La asimetría entre los cables conductores exteriores no debe exceder de un máximo de 4,6 kVA, cuando se inyecta a la red de baja tensión. La inyección debe ser trifásica, a partir de 5 kWp. Hasta 30 kWp es posible realizar la conexión trifásica repartiendo varias inyecciones monofásicas entre las 3 fases, pero cuidando no superar la asimetría máxima permitida.

10. Tecnología de medición

Los medidores eléctricos, que documentan la energía producida o recibida, deben ser dimensionados de acuerdo con la potencia de la conexión. A partir de 100.000 kWh de energía recibida por año, respectivamente de 100 kW de potencia inyectada, las TAB prescriben medidores de perfil de carga (load profile meters). Las TAB organizan también la disponibilidad de los elementos, montajes, operación y la lectura de los aparatos de medición. La caja de medidores, con los dispositivos de fijación y de contacto, es puesta a disposición por el cliente. Dependiendo de la VNB, se exige una lectura remota de los medidores de perfil de carga, la cual puede ser realizada vía radio o utilizando líneas telefónicas. Con corrientes de operación normales mayores a 60 A se ejecuta el medidor de corriente como medidor con convertidor (converter measurement). Para aquellos casos en que el cliente quiera aprovechar la posibilidad, que le es concedida, de empelar una medida de comparación, las TAB fijan una utilización en común del convertidor.

11. La tecnología de telecontrol y de conmutación

Para la aislación galvánica según DIN VDE 0105 parte 100, está prescrito en el lado AC un dispositivo de conmutación con capacidad de operación con carga. En plantas ≤ 30 kWp, éste puede ser realizado como puesto automático de desconexión, con 2 unidades de supervisión de la red paralelas, cada una acoplada con un interruptor seccionador fusible o un interruptor de potencia en serie. Este dispositivo de conmutación abre cuando se superan valores límites de frecuencia y de tensión, definidos en las TAB, o cuando se interrumpe la conexión con el transformador de red local. Debe estar dimensionado para la máxima corriente de cortocircuito. Después de una caída de la tensión en la red de distribución, la planta no puede reconectarse antes de 3 minutos (en baja tensión), o de 15 minutos (en tensión media).

Además del interruptor automático, las TAB exigen, en el caso de plantas FV, la instalación de un receptor de telemando para limitar la máxima inyección de potencia. La transmisión de las señales se efectúa, según el operador de red, por una conexión telefónica, por radio, o por frecuencia de tono en la red pública. La reducción de la producción se hace en los pasos 60%, 30% y 0% de la máxima potencia de alimentación, y se implementa a través de relés. En plantas ≤ 30 kWp se puede omitir el receptor de telemando, si en cambio se reduce permanentemente la inyección al 70% de la potencia nominal del generador.

12. Compensación de potencia reactiva.

Las TAB obligan al operador de una planta generadora a poner a disposición de la red un monto determinado de potencia reactiva, cuyo factor de potencia $\cos\phi$ es fijado por el VNB y está graduado según el tamaño de la planta, el punto de conexión y tarifa temporal de la alimentación, y que está en el rango del 0,9 subexcitado hasta 1. Potencias reactivas inyectadas o retiradas que excedan las tolerancias le son cobradas al operador de la planta según condiciones establecidas en las TAB. Los condensadores instalados para la compensación de potencia reactiva deben conectarse y desconectarse siempre junto con la planta generadora, para evitar una potencia reactiva capacitiva.

13. Repercusiones sobre la red.

Como cosa básica, otros componentes y otras conexiones a la red no deben ser afectados por el funcionamiento de una planta generadora. Al establecer los valores límites para las perturbaciones, algunas TAB refieren a la DIN EN 61000-2-2, mientras otras definen valores límite propios. La conformidad con los requisitos del operador de red se realiza mediante una declaración de parte del fabricante o mediante cálculos propios.

Las magnitudes de perturbaciones, para las que se definen valores límites, son: Los saltos de tensión originados por la conexión o desconexión de plantas generadoras o de grandes consumidores; el pestaneo (flicker) en el punto de conexión de red; las corrientes armónicas y las asimetrías de la tensión entre los conductores de fase. Algunas TAB contienen también valores límite para reducir frecuencias de tono empleadas en receptores de telemando de la propia red.

Para la prevención de perturbaciones en la red, se separa la instalación de la red cuando la potencia inyectada supera el valor declarado.

1.4 Situación del mantenimiento y aseguramiento de la calidad.

1.4.1 Estipulaciones de responsabilidades y garantías del fabricante.

Para la mayoría de los componentes de una planta FV existe, más allá de la responsabilidad legal por defectos del producto, una garantía del fabricante. Esta se vincula con los términos de garantía del fabricante respectivo, que además de una construcción profesionalmente apropiada, exigen también medidas para el mantenimiento y conservación de la planta. Las especificaciones de los términos de garantía son puestas normalmente en práctica, ya que su incumplimiento tiene como resultado la expiración de la garantía del fabricante.

Junto a las garantías del fabricante está además la responsabilidad por defectos del instalador que, según el tipo de contrato, tiene validez para dos (contrato de compraventa), cuatro (VOB³)

³ Sigla alemana para Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen: reglamento general de adjudicación y contratación de obras

o cinco (contrato de obra) años. Aparte de esto, muchos instaladores entregan también servicios futuros para la promoción de ventas.

Los conceptos de responsabilidad por defectos y de garantía son empleados de manera muy distinta y en parte incorrecta. Por ejemplo, un fabricante habla, en su folleto traducido al alemán de sus términos de garantía, de una “garantía de rendimiento” de sus productos.

A continuación se entra en mayores detalles sobre los términos de garantía para los elementos individuales. Los elementos CC son dejados de lado, ya que para ellos sólo vale la responsabilidad por defectos, que dura legalmente dos años. Las listas de los fabricantes no pretenden ser exhaustivas, pero representan muestra amplia y representativa del mercado.

14. Módulos FV.

Las obligaciones del fabricante respecto a la vida útil del módulo se dividen en tres exigencias diferentes de garantía y responsabilidad por defecto.

La responsabilidad legal por defecto tiene una validez de 24 meses a partir de la entrega del módulo y comprende la funcionalidad y la apariencia.

Más allá de eso, todos los fabricantes de módulos proporcionan una responsabilidad por defectos o término de garantía del producto que está vigente de 5 hasta 10 años. Cubren tanto fallas de producción como defectos de material, y para algunos fabricantes incluyen también un envejecimiento por sobre lo normal.

La garantía de prestación interviene cuando se detecta un rendimiento bajo del módulo. Esta establece para toda la vida útil del producto, reglas de degradación lineales o por etapas que, de no alcanzarse, obligan al reemplazo del producto.

Son habituales los períodos de 10 años para una garantía de prestación por más del 90% de la capacidad del módulo y por más de 20 años para el 80% de ella. Es cada vez más común que los fabricantes proporcionen una garantía lineal hasta por 30 años, para lo cual calculan con una pérdida de potencia anual del 0,5 hasta el 0,7%. [2]

Para la garantía de prestación hay que considerar que en los módulos solares se calcula siempre con tolerancias de rendimiento (ficha de datos de módulos). Además hay que considerar tolerancias de medición, lo que dificulta demostrar el incumplimiento de las garantías de prestación. Con una tolerancia expresada del rendimiento del módulo de $\pm 3\%$ y una tolerancia en la medida también de $\pm 3\%$, es posible demostrar una disminución de rendimiento por más del 10% recién cuando el valor registrado está más de un 16% por debajo de la potencia nominal. La tabla 1-11 proporciona una visión general de la responsabilidad por defectos y los términos de garantía de los diferentes fabricantes.

En las tres formas de la responsabilidad por defectos se realiza la compensación por el reemplazo del módulo afectado, su reparación, o mediante una indemnización financiera, ya sea en forma de un reembolso del valor residual o por el pago de las menores ganancias debidas al bajo rendimiento. Algunos fabricantes se hacen cargo también de los costos que implican el cambio y transporte de los módulos.

Tabla 1-11: Criterios para la responsabilidad por defectos y para los términos de garantía de los fabricantes de módulos.

	Fabricante1	Fabricante2	Fabricante3	Fabricante4	Fabricante5	Fabricante6	Fabricante7	Fabricante8
Tipos de responsabilidad por defectos y duración (años)								
Responsabilidad legal por defectos	2	2	2	2	2	2	2	2
Garantía y responsabilidad por defectos del producto	10	12	5	5	10	10	10	10
Garantía de prestación	25	25	25	20	30	25	25	25
Titular de la garantía								
Cliente final	X	X			X		X	
Comprador original		X	X	X	X	X		X
Daños								
Defectos de material y fallas de procesamiento.	X	X	X	X	X	X	X	X
Rendimiento bajo	X	X	X	X	X	X	X	X
Fallas visuales		X				X		
Prestaciones								
Producto de recambio	X	X	X	X	X	X	X	X
Reparación	X	X	X	X	X	X	X	X
Cobertura de los costos del cambio	X	X	X	(X)		X		
Reembolso del valor residual	X			X	X	X		X
Compensación de menores ingresos a causa del bajo rendimiento.	X							X
Condiciones								
Montaje según las indicaciones de construcción	X	X	X	X	X	X	X	X
Montaje por personal especializado	X	X	X	X	X	X	X	X
Uso normal	X	X	X	X	X	X	X	X

Mantenimiento regular	X		X		X	X		
Instalación en planta original	X			X	X		X	X
<i>Exoneración de responsabilidad en caso de:</i>								
Sistema en isla	X	X	X	X	X	X	X	X
Caso de fuerza mayor	X	X	X	X	X	X	X	X
Vandalismo	X	X	X	X	X	X	X	X
Combinación con otras clases de módulos	X	X	X	X	X	X	X	X
Sobretensiones, repercusiones sobre la red		X				X	X	X

Requisito previo para un derecho a garantía es, básicamente, el uso adecuado y correcto del módulo y en particular, respetar las indicaciones de instalación (véase el punto 2.3.1, indicaciones de instalación del fabricante). Si es posible constatar faltas a las indicaciones de instalación o a las reglas reconocidas de la tecnología, se cancela cualquier derecho de garantía ante el fabricante, y la garantía recae sobre el constructor de la planta, siempre y cuando exista todavía ante él un derecho de responsabilidad por defectos.

Alrededor de la mitad de los fabricantes de módulos exigen, para una subsistencia del derecho de garantía, un mantenimiento apropiado de la planta. Sin embargo, apenas uno que otro de los fabricantes especifica requisitos respecto a intervalos de mantenimiento o a alcances de las medidas. Sólo uno de los manuales de instalación recomienda llevar a cabo una inspección visual anual del cableado y del sistema de montaje.

15. Inversores.

Al contrario que con los módulos, no hay ninguna garantía especial de prestación para los inversores. Por el contrario, los rendimientos bajos son cubiertos por la garantía de fábrica y ésta corre en paralelo con la responsabilidad legal por defecto, de dos años, y dura entre dos y siete años.

Además de ello, algunos fabricantes ofrecen una prolongación gradual de la garantía del producto de hasta 25 años, pagando un sobreprecio. En el caso de ejercer la garantía, el aparato defectuoso es cambiado o reparado por principio por el fabricante. Una compensación financiera no está prevista.

Tabla 1-12: Criterios para las condiciones y términos de garantía y de responsabilidad por defecto de los inversores.

	Fabricante A	Fabricante B	Fabricante C	Fabricante D	Fabricante E	Fabricante F	Fabricante G	Fabricante H	Fabricante I
Formas/Duración máxima [años]									
Responsabilidad por defectos	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Garantía de fábrica	5	7	2	5.5	5	5	12	2.5*	5

Garantía del producto pero pagando	20	25	20	-	-	20	-	-	-
Titular de la garantía									
Cliente final	X	X	X		X	X	X	X	
Comprador original				X					X
Daños									
Defectos de material y fallas de procesamiento	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Bajo rendimiento	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Fallas visuales			X	X					
Prestaciones									
Producto de recambio	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Reparación	X	X	X	X	X	X	X	X	
Cobertura de los costos del cambio	(X)	X	X	X	(X)		(X)	(X)	X
Reembolso del valor residual							X		
Compensación de menores ingresos a causa del bajo rendimiento.				X					
Condiciones									
Montaje según las indicaciones de construcción	X			X	X	X	X	X	X
Montaje por personal especializado	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Uso normal	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Mantenimiento regular	X			X*	X	X	X		
<i>Exoneración de responsabilidad en caso de:</i>									
Fuerza mayor	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Sobretensión, repercusiones sobre la red	X	X	X	X	X	X		X	X
Violaciones de prescripciones corrientes.		X	X	X	X	X	X		X

*solamente para algunas series de producto

Para poder ejercer la garantía, el inversor debe ser montado y operado profesionalmente. Sin embargo, no todos los fabricantes refieren a sus indicaciones de instalación, y muchos de ellos citan, en cambio, normas corrientes, como las VDE. No existe ningún derecho a reclamar por daños originados por motivos de fuerza mayor o por sobretensiones. Excluidos de la garantía están también a menudo las piezas que sufren desgastes, como filtros y varistores.

Respecto a las exigencias para el mantenimiento hay diferencias grandes entre los distintos fabricantes. Mientras que algunos de ellos no ponen absolutamente ninguna condición explícita, otros exigen únicamente una “operación profesional” del inversor. Algunos otros nombran incluso medidas concretas, como por ejemplo, la limpieza de los filtros del aire o una inspección visual de los bornes de conexión. Además, prescriben intervalos de mantenimiento.

16. Sistemas de montaje.

En sistemas de montaje, además de la responsabilidad legal por defecto, es común una garantía del producto con una duración de diez años desde la salida de fábrica. Solamente los grandes fabricantes publican exigencias importantes para la garantía. Las indicaciones sobre la garantía aparecen normalmente en las fichas de datos de cada sistema, o en un breve certificado de garantía. La garantía de fábrica cubre defectos provenientes del material y de errores de producción, y ofrece, en caso de daños, un cambio del producto o su reparación en la fábrica. La cobertura de los costos del transporte no es común.

Tabla 1-13: Criterios para la responsabilidad por defectos y términos de garantía de sistemas de montaje.

	Fabricante I	Fabricante II	Fabricante III	Fabricante IV	Fabricante V
Formas/Duración máxima [años]					
Responsabilidad por defectos	2	2	2	2	2
Garantía de fábrica	10	10	10	15	10
Titular de la garantía					
Cliente final	X		X		X
Comprador original		X		X	
Daños					
Defecto de material y fallas de procesamiento	X	X	X	X	X
Falla visual					
Prestaciones					
Producto de recambio	X	X	X	X	X
Reparación		X			X
Cobertura de los costos del cambio		X			X
Reembolso del valor residual	X				X

Compensación de menores ingresos a causa de la mala prestación					
Condiciones					
Montaje según manual de instalación	X	X	X	X	X
Montaje por personal especializado	X	X	X	X	X
Uso normal	X	X	X	X	X
Mantenimiento regular	X	X			
Montaje en instalación original					X
<i>Exoneración de responsabilidad en caso de:</i>					
Fuerza mayor	X	X	X	X	X
Violaciones de prescripciones corrientes	X		X	X	X

La responsabilidad por defectos solamente puede ser reclamada si el montaje fue realizado de acuerdo con el manual de instalación, por una empresa calificada. Además, el diseño estático debe tomar en cuenta las exigencias correspondientes a la aplicación especial. Algunos términos de garantía se refieren a la DIN 1055 (véase 2.3.2, normas, reglamentos y directrices). El desmantelamiento de sistemas de montaje o de partes de él, para utilizarlo en otras plantas, no está descartado de manera explícita, siempre y cuando se cumplan los requisitos estáticos. La mayoría de los fabricantes exigen el mantenimiento regular del sistema para una continuidad de la responsabilidad por defecto. Sin embargo, no exigen intervalos de mantenimiento o medidas concretas.

1.4.2 Instituciones para asegurar la calidad y mantenimiento.

Junto a los fabricantes de elementos FV hay una serie de otras instituciones y organizaciones destinadas a garantizar la calidad de las plantas FV. Por una parte existen exigencias para garantizar la calidad por el lado de los fabricantes, vendedores e instaladores. Por otra, diversas asociaciones de industria y comercio, así como institutos de evaluación independientes, ofrecen certificaciones voluntarias y planillas de documentación.

17. Garantía de calidad de los elementos

El primer paso en la garantía de calidad son los controles de calidad del fabricante durante la producción. Los requisitos normativos al respecto están contenidos, por ejemplo, en la ISO 2859 "Pruebas de muestreo según la cantidad de unidades defectuosas o de fallas" (evaluación de atributos) y en la ISO 3951 "Procedimientos para la prueba por muestreo según características cuantitativas" (evaluación de variables). La primera se refiere a característica de

prueba con carácter atributivo, mientras que la última se concentra en las cualidades permanentes del producto.

Ambas describen procedimientos para controles continuos de calidad en la producción y en la salida de mercancías, y mencionan dimensiones y alcances del muestreo. Los comerciantes intermediarios han desarrollado procesos propios para garantizar la calidad, basados en estas mismas normas.

El cumplimiento de los estándares de calidad puede ser supervisado sobre bases voluntarias por institutos de evaluación independientes. El instituto TÜV Rheinland ofrece, por ejemplo, las certificaciones “Power Controlled” para fabricantes de módulos. El requisito para el otorgamiento del certificado es un alto estándar en la garantía de calidad con una atención particular a las tolerancias de rendimientos para módulos. Varios renombrados fabricantes de módulos, dentro y fuera del país, toman este ofrecimiento.

Otros institutos que efectúan evaluaciones de calidad independientes para elementos son, en Alemania, el Fraunhofer ISE, el VDE, el Berlín PI, e internacionalmente, por ejemplo, Ispra, UL o JET.

Como otra forma de mejorar la garantía de calidad en módulos FV y en la aprobación de módulos FV en parques solares, funcionó entre el 2013 y el 2017 un proyecto de investigación conjunto de Sunnyside upP, ISC Konstanz, RWTH Aachen, Solarfabrik y TÜV Rheinland. Fue promovido por el Ministerio Federal para la Economía y Energía (BMWi por sus siglas en alemán), siguiendo una resolución de la Cámara Baja del Parlamento alemán, bajo el código característico 0325588D.

18. Aseguramiento de la calidad de los montajes y pruebas de aceptación.

Al menos tan importante como la calidad de los elementos empleados, es la correcta ejecución de los montajes por los instaladores. Hay casi tantas reclamaciones de clientes finales por trabajos no ejecutados correctamente, como por piezas de fabricación defectuosa. Esta declaración se aplica equivalentemente a siniestros con daños, incluyendo incendios. Esto se aclarará en el capítulo 3.3, Análisis de casos de incendio y de siniestros en plantas FV.

Si los defectos de instalación son detectados oportunamente, los daños están cubiertos por la responsabilidad ante defectos de los instaladores. Si ésta ya está caducada, entonces los mismos clientes deben pagar por sus daños.

Para encontrar defectos en la instalación aún antes de su aceptación y para poder reaccionar de la mejor manera posible en un eventual caso de fallo tardío, la DIN 62446 (VDE 0126-23) incluye requisitos para la evaluación de la puesta en marcha, documentación y mantenimiento (véase capítulo 5.5). No obstante, esta norma no es válida explícitamente en plantas con sistemas de almacenamiento integrado. La documentación es redactada por el constructor de la planta y entregada al cliente final en la puesta en marcha. Ella incluye el esquema del circuito, las fichas de datos de todos los componentes usados, e instrucciones de uso para la operación y el mantenimiento.

El esquema de circuitos se compone de un boceto de la planta en total hasta el punto de conexión a la red, e indicaciones de los distintos componentes, entre otras, fabricante, nombre del modelo, tamaño de los ramales, corriente nominal, tensión nominal, posición y accesibilidad. Como indicación para el funcionamiento futuro de la planta se entregan al

propietario informaciones sobre el eventual caso de perturbaciones en el sistema o desconexiones de emergencia, así como sobre el estado actual del sistema y los requisitos vigentes para la responsabilidad por defecto. El instalador tiene también la posibilidad de dejar instrucciones para el mantenimiento.

En relación con las pruebas de puesta en marcha, la DIN EN 62446 complementa la norma válida para todas las plantas eléctricas en baja tensión, la IEC 60364-6 “Construcción de plantas de baja tensión, parte 6: pruebas” (aplicación alemana DIN VDE 0100-600).

Ésta divide la prueba en exámenes visuales, mediciones y pruebas. El examen visual comprende un control visual de la planta, siguiendo criterios determinados por la norma; así como una revisión de la conformidad de todos los componentes para los que existan reglamentaciones de seguridad corrientes. Las pruebas y mediciones incluyen todas las evaluaciones adicionales de funcionamiento y seguridad de la planta, en particular, del uso de procedimientos de medición descritos en la norma. La DIN EN 62446 precisa estas indicaciones generales para el caso de una planta FV y amplía en tal sentido los criterios de evaluación de la IEC 60364-6.

Como ayuda u orientación para la documentación de la planta, varias asociaciones han publicado formularios estandarizados, destinados a garantizar la calidad de la documentación, como por ejemplo, el pase para planta fotovoltaica, véase capítulo 2.4.3.

Otro instrumento para la garantía de calidad son las exigencias RAL de calidad y pruebas para plantas FV (RAL GZ-966), que resumen reglas técnicas y corrientes para la construcción y el funcionamiento de plantas FV, y que sirven de base para las condiciones técnicas de entrega. Contienen un verdadero catálogo de requisitos para la producción de elementos, así como para la planificación, construcción y mantenimiento de sistemas completos. Además, como mínimo proyectan la situación de las estandarizaciones actuales, intensificándolas algunos puntos. El empleo de la RAL GZ-966 en los contratos de suministros es un costo para los contratistas y presupone la certificación por la asociación de calidad RAL. Para obtener esta certificación, la empresa debe someterse a una primera evaluación y después, con intervalos máximos de dos años, debe repetir la evaluación, en la cual se evalúa la capacidad para cumplir con la RAL GZ-966.

Diversos institutos, dispositivos de pruebas y expertos ofrecen servicios de calificación de plantas FV. La ventaja radica en que, acompañando la construcción, se dispone de una garantía de calidad y que durante la entrega final de la planta se realiza un chequeo de calidad de parte de una autoridad independiente (“Third Party”).

Además, estas ofertas de certificación por empresas especialistas en instalaciones (por ejemplo, a través de TÜV Rheinland), o de expertos en FV (por ejemplo, las VDS) garantizan una alta calidad de construcción.

19. Mantenimiento.

Indicaciones para el mantenimiento de plantas de baja tensión en general están disponibles en DIN VDE 0105-100 “Operación de plantas eléctricas”- parte 100: “Determinaciones generales”. Es preciso realizar repeticiones, en periodos adecuados, de las pruebas evaluativas de la planta de modo que se reconozca un empeoramiento de las condiciones de seguridad; antes que dañe a personas o al material.

De forma parecida a las pruebas de puesta en servicio, están previstas diferentes medidas para el examen, prueba y medición, las cuales no son obligatorias de realizar de una forma única, sino que deben ser organizadas de manera de evitar una reducción en la seguridad de la planta. Las pruebas de repetición en plantas FV están reguladas en la DIN EN 62446, la cual toma las pruebas de puesta en marcha como referencia para la dimensión de las pruebas repetitivas. Hay que respetar, además, las recomendaciones para el mantenimiento y limpieza, explicitadas en la documentación del sistema. Los intervalos concretos entre las pruebas repetitivas tampoco están prescritos en este punto. Para cerrar esta brecha se encuentra momentáneamente en trabajo una ampliación de la DIN VDE 0100-712, que probablemente va a recomendar intervalos de mantenimiento de entre dos y cuatro años.

Unos pocos términos de garantía, particularmente en inversores, mencionan también medidas para el mantenimiento (véase capítulo 2.4.1: “Responsabilidad por defecto y términos de garantía del fabricante”).

Mientras que en otros países, como Suiza, por ejemplo, los intervalos de mantenimiento de plantas generadoras de energía (incluidas FV) son prescritas por el legislador, en Alemania existen sólo recomendaciones hechas por aseguradoras, por normas o por directrices. Excepciones son, en algunos casos particulares, los acuerdos vinculantes entre, por ejemplo, inversionistas y operadores.

Las medidas regulares de mantenimiento son un pre requisito para un funcionamiento sin interrupciones y seguro de las plantas. Elementos o plantas defectuosas, influencias medioambientales y procesos generales de envejecimiento pueden llevar, en el transcurso del tiempo de servicio, a sobrecalentamientos locales y provocar, en el peor de los casos, arcos eléctricos.

1.4.3 Exigencias de legisladores e instituciones (VDS, GDV, BSW)

Se deben respetar los expedientes de los diversos reglamentos regionales, con las exigencias correspondientes. Esto se refiere particularmente a la accesibilidad del techo, para el contra ataque a incendios, y a las exigencias constructivas de protección contra incendios. La puesta en marcha y la conexión de la planta a la red se realizan según la norma VDE AR 4105 y la AVBEltV.

La Asociación general de la industria de seguros e.V. (GdV según sus siglas en alemán) en conjunto con la Asociación de aseguradores de cosas (VdS según sus siglas en alemán), elabora directrices para plantas y productos. Estas directrices VdS abarcan, en lo esencial, medidas para protección de personas, propiedad y edificios, en el sentido de una prevención de daños. La Guía técnica para plantas fotovoltaicas VdS 3145 del 07/2011, da indicaciones, desde el punto de vista del asegurador, para la selección, planificación, construcción y funcionamiento de plantas FV conectadas a la red pública, con el fin de evitar, o al menos minimizar incendios, siniestros e interrupciones en el funcionamiento. La directriz VdS 2010 “Protección contra sobretensiones y contra rayos, orientada a evitar riesgos” establece básicamente las clases y riesgos de la protección contra sobretensiones y rayos. La directriz VdS 2025 brinda indicaciones para la planificación, disposición, construcción y, también, para el funcionamiento de instalaciones de líneas eléctricas y de cables.

La Asociación Alemana de la Industria Solar (BSW en alemán) desarrolló, en conjunto con la Asociación Central Alemana de los Gremios de las Técnicas de la Información y Electrotécnica

(ZVEH en alemán), el Pase para plantas FV, ver www.photovoltaik-anlagenpass.de. En lo fundamental, éste consiste en un formulario y acta de recepción de varias páginas, con el cual se puede efectuar la aceptación y documentación de la planta de manera profesional. De pasada señala qué directrices deben cumplirse en la planificación y construcción de la planta (véase también en el anexo 8, plantas IX, c).

2 Arco eléctrico: Fundamentos y problemática CC.

Los arcos eléctricos son corrientes de plasmas detectables como una luz brillante, que a partir de cierto tamaño toma la forma de un arco y que va acompañada de típicos sonidos crepitantes. Las temperaturas de un arco eléctrico pueden alcanzar varios miles de grados.

Mientras que los arcos eléctricos de corriente alterna presentan características de auto-extinción, debido a los cruces por cero de la corriente y la tensión, los arcos eléctricos de corriente continua son fundamentalmente estables, lo que significa un riesgo especial de incendio.

Todos los arcos eléctricos se manifiestan con un ruido eléctrico de alta frecuencia, que puede ser registrado tanto en el conductor mismo como también a través de la detección de las ondas electromagnéticas. Las características de un arco eléctrico en corriente continua (CC), como el que puede ocurrir en el campo del generador FV, son diferentes a las del arco eléctrico que puede aparecer en el circuito de corriente alterna (CA. esto se explica a continuación detalladamente.

2.1 Definición y característica de un arco eléctrico.

Por arco eléctrico se entiende una descarga de gas entre dos electrodos, en la que una diferencia de potencial eléctrico produce un golpe de ionización, el cual hace posible un flujo de corriente duradero.

Por encima de una determinada temperatura se forma, del nitrógeno del aire, un plasma conductor. Este estado puede ser alcanzado, por ejemplo si un contacto, por el cual fluye una corriente, es separado. Si disminuye la presión de apriete del contacto, entonces sube la resistencia de contacto. Puntualmente se llega al derretimiento y consiguiente ebullición del material de contacto. Finalmente explota el puente metálico restante. De este arco inicial de vapores metálicos se puede producir un arco de descarga de gases estable, si la corriente y la tensión son suficientemente altas [3].



Figura 2-1: Arco eléctrico CC estable entre electrodos de cobre, foto TÜV Rheinland.

Para que se establezca un arco eléctrico estable y de combustión libre, debe haber una tensión eléctrica suficiente, que lo mantenga. Esta tensión de arco eléctrico se compone de la caída en el cátodo, de la caída en el ánodo y de la caída en la columna, que depende linealmente de la longitud del arco eléctrico. La tensión mínima para un arco eléctrico (extremadamente corto) se compone solo de las caídas en el cátodo y el ánodo. Con una tensión inferior no es posible ningún arco eléctrico.

Tanto la tensión mínima como la corriente mínima necesarias para la formación de un arco eléctrico son dependientes del material. Para cobre, y de acuerdo con la literatura, son 13 V, resp., 0,4 A. [4]. Una serie de medidas realizadas por TÜV Rheinland confirman este orden de magnitud [5]:

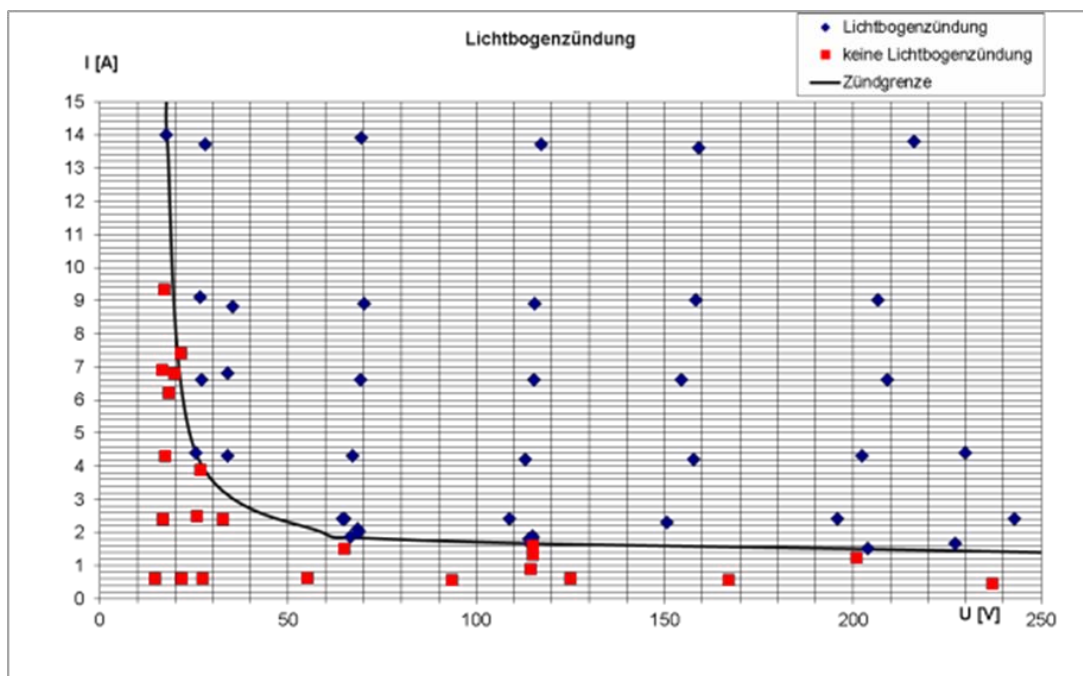


Figura 2-2: Límite de ignición del arco eléctrico, determinado en base a electrodos de cobre.

♦ Ignición del arco eléctrico. ■ Sin ignición del arco eléctrico. — Límite de ignición
Fuente: TÜV Rhein-land.

Un arco eléctrico emite una luz muy clara, tanto en el rango visible como también rayos UV, que pueden causar daños a los ojos. El arco eléctrico mismo se caracteriza por temperaturas extremadamente altas, las que incluso superan los 10.000 K [6], por lo que fácilmente puede llevar a desencadenar un incendio en los componentes circundantes.

Una descarga de tensión potente produce un ruido muy fuerte, parecido al de los truenos en una tormenta, al escaparse el aire a una velocidad ultrasónica por el canal de descarga. Además se produce una onda de presión, debido a la violenta propagación del aire caliente. Una falla de arco eléctrico de algunos amperes, en cambio, solo genera un chisporroteo bajo y no origina diferencias de presión perceptibles.

El arco eléctrico emite, tanto por los cables como por el aire, radiación electromagnética con frecuencias hasta en el rango de los MHz. Lamentablemente no existe un espectro característico para todos los tipos de arcos eléctricos, que pudiera permitir identificar bajo cualquier circunstancia y de manera segura un arco eléctrico en una planta FV. Sin embargo, puede realizarse una identificación por ciertas cualidades comunes de ese espectro. El procedimiento se describe en el capítulo 5.3.5, detección del arco eléctrico.

2.2 Extinción del arco eléctrico.

La tarea de un dispositivo extintor del arco eléctrico consiste en incrementar la energía necesaria para el mantenimiento de un arco eléctrico en la región estable y, con ello, lograr un desplome de la separación del arco eléctrico.

Por regla general esto se realiza aumentando la tensión del arco eléctrico requerido. Las siguientes medidas son empleadas en los elementos de conexión tradicionales:

- Prolongación de la columna del arco
- Enfriamiento del arco eléctrico
- Presión sobre el arco eléctrico
- División del arco eléctrico

La Figura 2-3 muestra esquemáticamente cómo estas medidas pueden ser usadas en un dispositivo para la extinción del arco eléctrico.

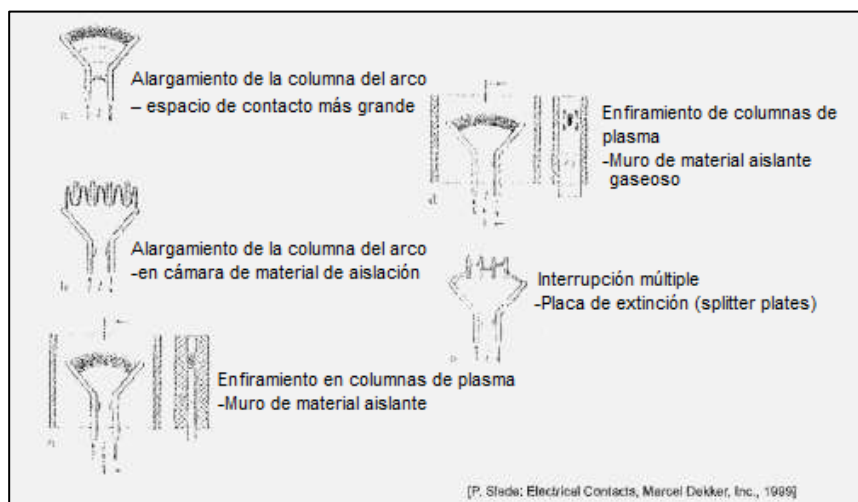


Figura 2-3: Diferentes posibilidades de dispositivos para la extinción del arco eléctrico [4].

2.2.1 Arcos por fallas en los sistemas de corriente alterna y continua.

La transmisión y distribución de la energía eléctrica tiene lugar, principalmente, mediante sistemas de corriente alterna. La corriente alterna se caracteriza por una inversión periódica del flujo de la corriente, lo que tiene una repercusión positiva para la seguridad contra el arco eléctrico de sistemas de energía.

Cuando, en un arco eléctrico existente, la tensión o la corriente alterna se aproximan al valor cero, entonces quedan por debajo de los valores de tensión y corriente necesarios para el mantenimiento del arco eléctrico, lo que conduce a la extinción de este.

Al elevarse otra vez la tensión, podría producirse un re-encendido del arco, pero ello no sucede muy a menudo, puesto que para encender el arco se requiere una tensión mucho más alta que la de mantenimiento del arco eléctrico.

Sin embargo, en casos desfavorables es posible un re-encendido del arco, debido a que el arco eléctrico anterior puede haber dejado el espacio del arco aun parcialmente ionizado y caliente, y a que pueden presentarse corrientes de descarga a lo largo de las aislaciones dañadas. En tal caso surge un arco eléctrico intermitente, el cual se apaga brevemente dos veces por periodo de la corriente, para volver a encenderse cuando la tensión es suficiente.

La situación es diferente en el caso de un sistema de corriente continua, como ocurre en los módulos FV, en el cableado del módulo, y en la distribución de las cadenas en una planta FV hasta el inversor. Aquí no existe ninguna variable que pase por el valor cero. Los arcos eléctricos son permanentes y se pueden mantener encendidos mientras la tensión y la corriente sean suficientes para ello. Esto puede ocurrir incluso por tiempos largos (hasta unos 10 minutos).

Puesto que los arcos eléctricos de corriente continua no son intermitentes, sino que se mantienen encendidos de forma constante, su radiación tiene otra característica que la del arco eléctrico de corriente alterna. Por tal motivo no se puede necesariamente detectar los arcos eléctricos de corriente continua; y los de corriente alterna con los mismos procedimientos.

2.2.2 Característica del arco eléctrico con fuentes CC diversas

Si un arco eléctrico es alimentado por una fuente de energía, entonces las curvas características V/I del generador y de la línea límite de ignición del arco eléctrico (conforme con la figura 2-2) se interceptan, como se muestra en la figura 2-4. Allí se ha dibujado la línea límite de ignición del arco eléctrico para una separación fija de los electrodos, la curva característica de un generador FV, y la de un bipolo activo lineal (fuente de voltaje con una resistencia interna) con la misma tensión de circuito abierto y la misma corriente de cortocircuito. Se reconoce claramente que la curva característica del generador FV presenta intersecciones con la línea límite de ignición del arco eléctrico. Si, en cambio, se compara la curva característica del bipolo activo lineal con la línea límite de ignición del arco eléctrico, se advierte que no se presenta ninguna intersección. La separación de electrodos es demasiado grande como para mantener la tensión del arco con la resistencia dada.

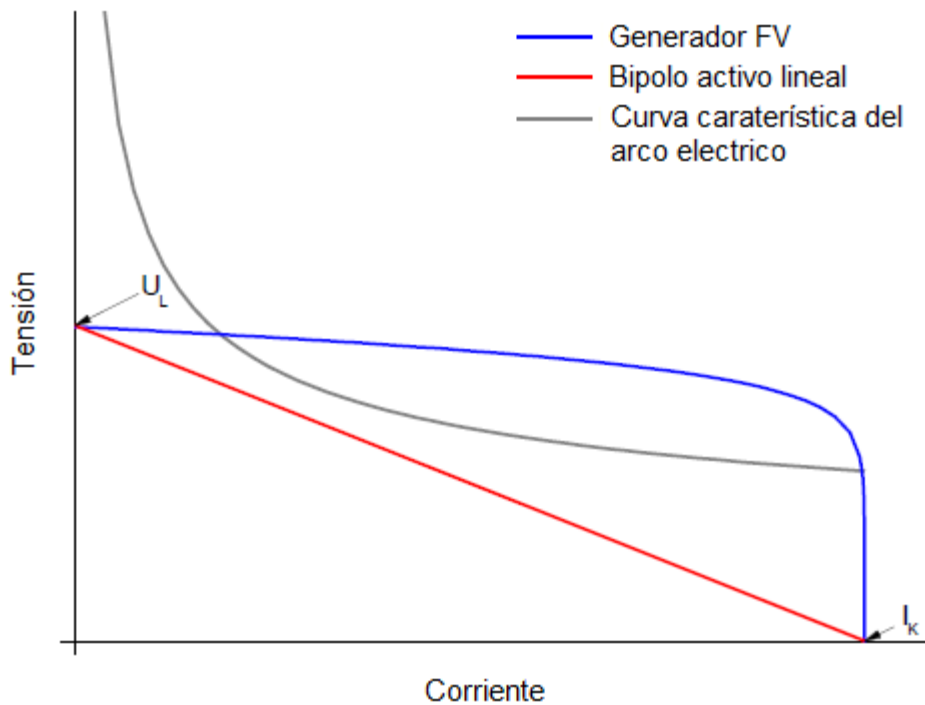


Figura 2-4: Curva característica V/I de un bipolo activo lineal y de un generador FV, y la línea límite de ignición del arco eléctrico para una separación de contactos fija (esquemáticamente).

Eso trae como consecuencia que, debido a las características como fuente de corriente del generador solar, los arcos eléctricos en las plantas FV pueden encenderse por más tiempo, con separaciones de contactos más pequeñas que con los sistemas CC convencionales. Además, los dispositivos interruptores, que están diseñados para las fuentes CC convencionales, no necesariamente pueden desconectar también a un generador FV con los mismos parámetros (ISC, UOC).

Resumen

Por arco eléctrico se entiende una descarga de gas (plasma) entre dos electro-dos, producida por ionización de impacto, que depende del material, la cual posibilita un flujo de corriente eléctrica al presentarse valores mínimos en la corriente y tensión. En los sistemas de corriente continua este flujo de corriente eléctrica no es auto-extinguible.

Debido a la curva característica especial del generador FV, las plantas FV apoyan a los arcos eléctricos que se presentan en caso de fallas. Por lo tanto, debe dedicarse atención especial a la problemática del arco eléctrico con respecto a riesgos de generación de incendios.

3 Seguridad y calidad en plantas fotovoltaicas – riesgos y fallas.

Para el desarrollo y la propagación de un incendio son determinantes, junto con las características constructivas (por ejemplo, separaciones) las propiedades del material de los elementos partícipes. Diversos factores, como la resistencia al fuego, una expansión independiente o una combustión lenta del fuego, o el posible goteo de piezas ardientes determinan la velocidad de propagación y finalmente las consecuencias de un incendio. Puesto que los materiales polímeros tienen una participación significativa en un módulo FV, son en particular sus cualidades las que tienen gran influencia sobre el comportamiento del incendio.

En el marco del proyecto de investigación se analizaron dos escenarios diferentes de la aparición de fuego en incendios FV:

- (1) Incendio junto a o sobre edificios y extensión a la planta FV.
- (2) Planta FV como factor desencadenante de un incendio, debido a sobrecalentamientos con carbonizaciones, o a la aparición de un arco eléctrico en puntos defectuosos del módulo (o en otros elementos), de acuerdo con el análisis de daños en el capítulo 3.3

La evaluación y las exigencias para las cualidades del material difieren parcialmente en estos escenarios. En todo caso los materiales debieran cumplir con todos los requisitos, tanto como sea posible.

Mientras que en el capítulo 3.1 se observan desde fuera las cualidades de un módulo FV en cuanto a la resistencia al fuego, en el capítulo 3.2 se analizan los riesgos de aparición del arco eléctrico en una planta FV. En el capítulo 3.3 se presentan los resultados de un análisis detallado de daños en casos reales de sobrecalentamientos e incendios FV de los últimos años en Alemania.

En los capítulos 3.5 y 3.6 se describen las exigencias y varias proposiciones de soluciones para evitar la aparición de un incendio dentro de la planta FV, en especial como consecuencia de un arco eléctrico.

3.1 El comportamiento de los módulos ante fuego

Diversos elementos de una planta fotovoltaica son inflamables a causa de su contenido de polímero. En el capítulo 4.6 se describe de manera especial la composición de los módulos FV que mayormente han sido instalados en las plantas FV en Alemania. La proporción de polímeros en módulos con láminas de vidrio cristalino de capa gruesa (c-Si) está entre 5 - 10% [7], [8], [9], lo que corresponde, en términos de masa, a alrededor de 600 – 1.200g/m². Esta proporción se deriva principalmente del material protector (láminas EVA⁴) y de las láminas del lado posterior (láminas PET o PVF⁵). Además se emplean diversos pegamentos y materiales de sellado, así como materiales de aislación en las cajas y cables de conexión y en los conectores.

En una superficie de módulo supuesta de 50 m² (unos 38 módulos estándar, cerca de 9 kWp) se pueden acumular por tanto hasta unos 60 kg de polímeros, solamente en los módulos. Otros polímeros están presentes en los conductores de las cadenas, en las cajas de toma de corriente o en los inversores.

⁴ Etilvinilacetato (EVA) o también conocido como goma EVA, es un polímero termoplástico

⁵ Polietilén tereftalato y Polifluoruro de vinil son polímeros termoplásticos que se utilizan como láminas de recubrimientos en interiores de módulos FV

Los polímeros producen inicialmente un alto calor de combustión, el que, según una publicación de la VDS [10], por ejemplo, en polietilenos (PE), corresponde aproximadamente al valor del gasóleo (PE: 46 MJ/kg > gasóleo: 43 MJ/kg), como se muestra en el gráfico siguiente.

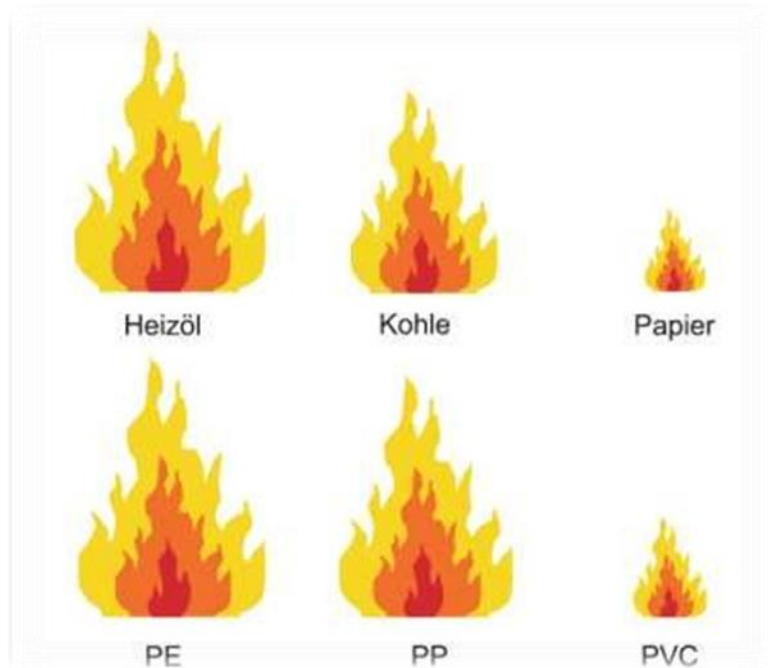


Figura 3-1: El calor de combustión de distintos polímeros en comparación con combustibles convencionales [10].

En el caso de un incendio con participación de una planta FV, el desempeño ante fuego de los polímeros utilizados en los elementos y su masa tienen una importancia significativa para el desarrollo y continuación del incendio.

3.1.1 Pruebas de incendios (resistencia a llamaradas y al calor)

Los módulos FV que son partes de un techo (módulos FV integrados en edificio, BIPV), son probados en Alemania como “techumbres”. En lo principal, las techumbres deben ser suficientemente resistentes ante fuegos del exterior y ante irradiación térmica. Los módulos FV, como parte de los techos, deben cumplir con estas exigencias. Existen diversos procedimientos de pruebas que pueden evaluar el comportamiento de las techumbres ante fuegos internos o externos. En la norma DIN VDE 0126-21 “Fotovoltaica en la construcción” se declaran los requisitos especiales para módulos BIPV. Por otra parte, el Instituto Alemán de Tecnología de la Construcción (DIBt), en sus indicaciones del 2012, hace referencia a la necesidad de un certificado de pruebas general sobre construcción (abP según sus siglas en alemán), con las pruebas conforme a EN 13501-5 (ENV 1187-1), o a DIN 4102-7, para módulos FV integrados al techo.

Los módulos FV de una planta solar construida sobre marcos se encuentran fuera de los envoltentes del edificio, sobre la techumbre (“tejado duro”), y no están sujetos a ninguna exigencia especial en el reglamento de protección contra incendios, en lo concerniente a la capacidad de resistencia contra las llamaradas y el calor. Sí están afectados, en el ámbito de la

inflamabilidad, con el mínimo normalmente inflamable según DIN EN ISO11925-2 con la EN 13501-1, tipo E, según exigencias de los ordenamientos regionales de edificación.

En el capítulo 1.3.2 se reúne el conjunto de las exigencias normativas para módulos FV. Un informe de investigaciones del instituto BAM⁶ del año 2014 [11] presenta una descripción detallada de las evaluaciones de incendios en módulos FV, previstas tanto en Alemania como a nivel internacional, incluyendo los criterios de mantención. En estas pruebas de laboratorio se investigó el comportamiento ante fuego, incluyendo emisiones, de los módulos FV.

En este trabajo de investigación se estudió, en el laboratorio de pruebas contra incendios, 3 de los tipos de módulos más comunes. El comportamiento ante fuego observado es descrito a continuación. La temática de las emisiones contaminantes es presentada detalladamente en el capítulo 4.6.

3.1.2 Inflamabilidad y propagación del fuego.

De un informe general de mercados de la revista Photon de 2012 (ver capítulo 4.6.3) se deduce que la tecnología de los módulos cristalinicos es claramente la de mayor participación en el mercado, siendo relativamente constante entre un 80% y 90%, mientras que la participación de todas las tecnologías de capa fina oscila entre un 10% y 20% (con tendencia descendente en los últimos años). Se realizaron tres series de ensayos en el laboratorio contra incendio de la empresa Currenta, con las tecnologías:

- c-Si (Módulo de capa fina cristalina, ensamblaje de láminas de vidrio)
- CIS (Módulo de capa fina en base a semiconductores de selenio, indio y cesio, ensamblaje de láminas de vidrio)
- CdTe (Módulo de capa fina en base a semiconductores de telurio y cadmio, ensamblaje de vidrio).

Para ello se replicó una planta solar paralela y separada al techo, en un ángulo inclinado (inclinación 23°), en la cual se realizó una carga de fuego por la parte inferior del módulo (escenario de recreación: Influjo por incendio en entretecho). La disposición y el procedimiento de prueba están descritos detalladamente bajo el punto 4.6.6.1, los resultados están en el anexo bajo el capítulo IX, plantas.

Los experimentos se realizaron bajo una campana extractora, apoyándose en la ISO 9705, con un caudal de aire de salida de aproximadamente 1 m³/s. Para describir el comportamiento del fuego se midieron las siguientes variables:

- Tasa de liberación del calor.
- Tasa de generación de humo.
- Temperaturas en la parte frontal y trasera del módulo.
- Pérdida de masa de los módulos y masa de los residuos del incendio.
- Superficie del módulo dañada.

⁶ Bundesanstalt für Materialforschung und Prüfung (BAM), es el Instituto Federal de Investigación y Ensayo de Materiales

Se simularon diferentes exigencias de fuego, mediante dos potencias de quemadores, de 25 kW y 150kW.

En los experimentos con el quemador de 25 kW aparecieron, en los tres tipos de módulos, solamente daños locales, básicamente superficiales:



Figura 3-2: Daños después de una solicitud con 25 kW de potencia del quemador, a la izquierda, c-Si, al centro, CIS (puesto en sentido transversal) y a la derecha, CdTe (puesto en sentido transversal).

Con 150 kW de potencia del quemador, por el contrario, todos los tipos de módulos grandes resultaron destruidos:



Figura 3-3: Daños después de una solicitud con 150 kW de potencia del quemador, a la izquierda, c-Si, en el centro, CIS (puesto en sentido transversal) y a la derecha, CdTe (puesto en sentido transversal).

Módulos de láminas de vidrio (c-Si, CIS)

Como resultado de los experimentos de laboratorio se verificó, en resumen, que en las muestras de ensayo se desprendió el material en llamas, ya al cabo de unos 1,5 a 4 minutos que después de unos 2 a 4 minutos se desprendió la lámina trasera, y que después de unos 6 a 8

minutos se incendiaron por completo. La cubierta superior de vidrio se quebró después de unos 7 a 10 minutos. Al cabo de aproximadamente 12 minutos, ya estaban descompuestas la mayoría de las partes posibles de quemar

Módulo vidrio-vidrio (CdTe)

En esta muestra de ensayo también sobrevino la caída de los materiales quemados después de los 2,5 minutos, el vidrio (parte trasera) se quebró después de unos. 4 minutos, y 30 segundos más tarde se expandió el fuego.

En la medida que seguía existiendo material incendiable, luego de aplicar la llama, se produjo para los 3 prototipos en prueba, la postcombustión por unos 2 a 3 minutos, al aplicar el quemador de 150 kW. En los ensayos con sólo 25 kW de potencia del quemador, no se constató ninguna postcombustión importante.

Esto significa que, con una solicitud relativamente pequeña, por ejemplo, un arco eléctrico pequeño, que es desconectado mediante un detector LB, en estas investigaciones no habría habido ninguna propagación auto sustentada del fuego.

Por el contrario, si un módulo FV se encuentra completamente en llamas, podrá seguir quemándose de forma autónoma y con ello, propagando el fuego. Esto es válido también para módulos vidrio-vidrio.

Si se observa en estos experimentos la tasa de liberación del calor, se reconoce que los sucesos correspondientes al fuego se desarrollan principalmente entre los 4 y los 12 minutos aprox. después de iniciada la llama, y que después disminuyen con relativa rapidez. Como ejemplo, esto queda representado en la figura siguiente, para el módulo c-Si. Para los otros dos tipos de módulos se encontraron desarrollos cronológicos parecidos, que sólo difieren por la altura de los valores.

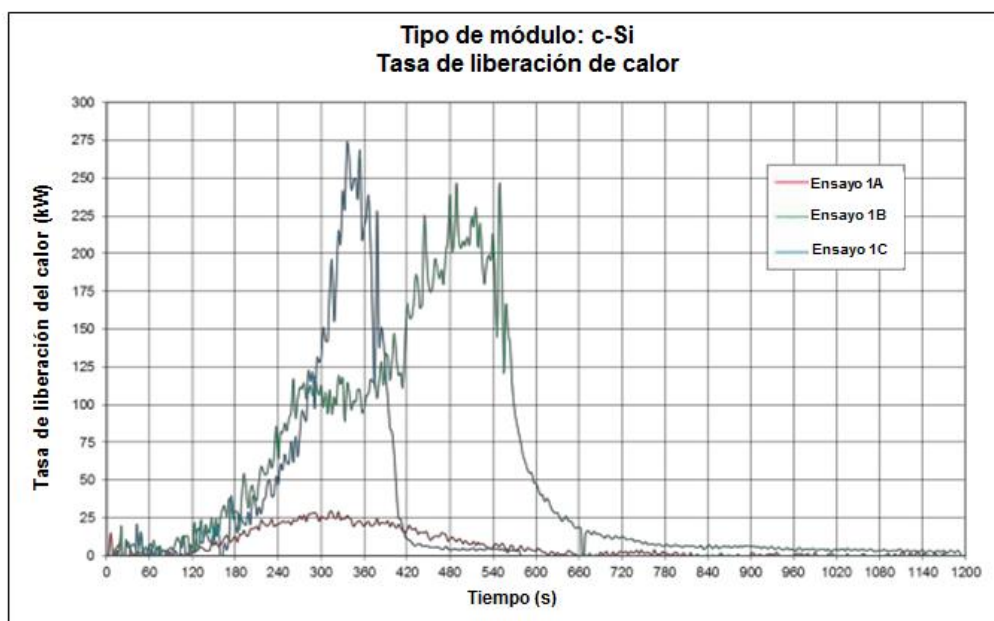


Figura 3-4: Tasas de liberación de calor del Módulo c-Si durante los experimentos, (rojo: quemador de 25 kW, verde: quemador de 150 kW; azul: en este caso se apagó el fuego después de los 7 minutos; no relevante para lo que se está viendo en este punto).

Los expertos del Instituto Federal de Investigación y Ensayo de Materiales realizaron, en el marco de un proyecto de investigación [12] para el comportamiento en fuego de módulos FV, r diversas pruebas de fuego, también una serie con solicitaciones similares a las de las evaluaciones aquí descritas, ocupando una llama de gas de la parte inferior. En todo caso, la potencia del quemador usado ascendió a sólo 30 kW, con una llama compacta (carga puntual, en comparación con la carga de área empleada en el marco del proyecto Currenta).

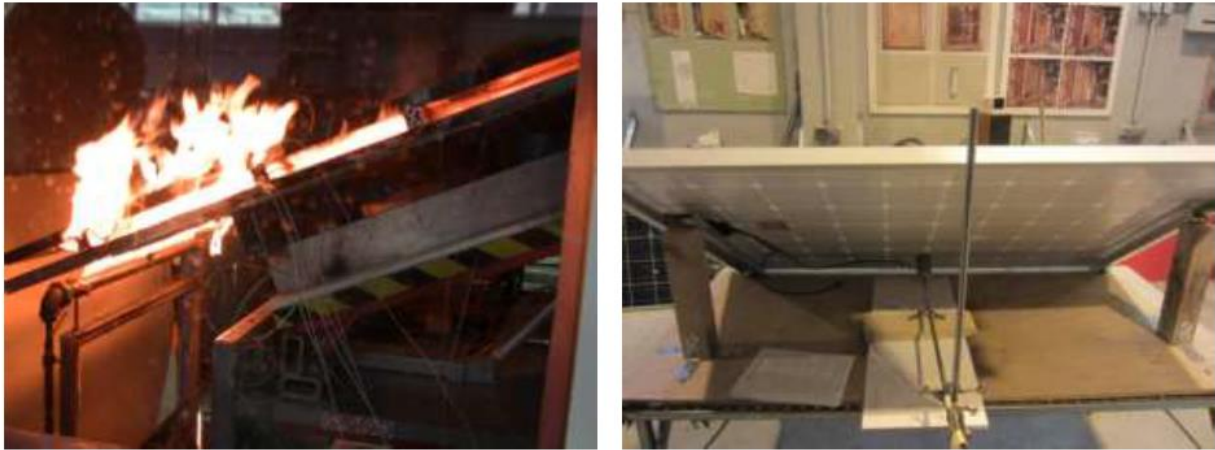


Figura 3-5: A la izquierda: montaje experimental TÜV/Currenta con quemador de superficie. Foto: TÜV Rheinland. A la derecha: montaje experimental BAM con quemador de gas puntiforme en posicionamiento central, foto BAM [12].

Como resultado, en el BAM se verificó que:

- Los daños con una solicitación por la parte inferior resultan claramente más grandes que aquellos con las pruebas estándar contra incendios, usualmente con la solicitación por la parte superior (burning brand tests), tanto en módulos cristalinos de capa gruesa (láminas de vidrio) como también en módulos de capa fina (vidrio-vidrio).
- En módulos cristalinos no se llegó, en este caso, a la aparición de llamas, aunque el módulo se haya dañado ampliamente.
- En módulos de capa fina se aparecieron las llamas después de unos 2 minutos, aunque con, solo una pequeña parte de la superficie destruida.

Por lo tanto, comparando, se comprueban importantes diferencias en el comportamiento ante fuego de los módulos FV. Según sea la intensidad de la solicitación y la superficie del módulo atacada, varían los resultados en el momento del incendio, el grado de destrucción, la caída de residuos de piezas inflamadas y la expansión autónoma de fuego.

Afirmaciones concretas sobre el comportamiento del fuego valen entonces sólo para las muestras estudiadas y en la disposición de ensayo empleada. Por lo tanto, no se puede emitir afirmaciones generales!

Las afirmaciones básicas que se derivan de los experimentos realizados con módulos o muestras de módulos, son coincidentes.

Resumen

Los módulos FV son inflamables, independientes de su tecnología y tipo de construcción, y pueden seguir quemándose de manera autónoma, en caso de un incendio gran-de.

Los materiales en llamas (láminas, vidrio fundido) pueden desprender gotas de material fundido, en lapsos de pocos minutos. Según sea la solicitud, los paneles de vidrio pueden hacerse pedazos después de algunos minutos.

Los módulos vidrio-vidrio desarrollan, debido a su menor contenido en polímero, menos calor de combustión y gases de combustión

3.2 Evaluación del riesgo de arco eléctrico en plantas FV.

Como toda planta eléctrica, una planta FV funcionando en malas condiciones puede liberar, puntualmente, un gran calor y representar, por consiguiente, una fuente de ignición para un incendio. Un análisis, que muestra con qué frecuencia ocurre esto realmente, se encuentra en el capítulo 3.3.2 (véase también [13]).

Aunque afortunadamente los incendios provocados por plantas FV son raros, los incendios representan, a menudo, un grave riesgo para personas y bienes reales.

Para desarrollar estrategias eficaces para la prevención de incendios, y para la reducción de la propagación de ellos, deben conocerse los efectos que desencadenan y favorecen los incendios.

El peligro potencial más grande dentro de una planta FV son los arcos eléctricos. Hay un gran desarrollo de calor, de varios miles de grados, que puede destruir materiales circundantes y puede evolucionar de ello eventualmente un incendio.

Cuando fluye una corriente eléctrica se desarrolla calor a su paso por la resistencia eléctrica del conductor. En caso de una falla, el desarrollo de calor puede incrementarse por un aumento local de la resistencia, por ejemplo, en puntos de contacto deteriorados. Con ello se inicia una peligrosa espiral, con un envejecimiento forzado por una temperatura elevada, al final del cual se puede originar, según sean los materiales implicados y la construcción estructural, una carbonización o en el peor de los casos, un arco eléctrico.

En cada planta FV existe una gran cantidad de contactos, y por tanto, de puntos de riesgo potencial. En cada módulo existen cientos de contactos entre celdas individuales y cadenas.



Figura 3-6: Arcos eléctricos en módulos FV, fotos: TÜV Rheinland.

Si un polo del generador solar está puesto a tierra, una aislación dañada puede poner a tierra el otro polo, encendiéndose con ello un arco eléctrico. En todo caso, este riesgo es bajo en Alemania, donde la gran mayoría de las plantas es llevada a cabo sin conexión a tierra del generador solar (al revés que en USA).

Otra posibilidad consiste en un cortocircuito entre los dos polos de la planta, o bien, en una falla a tierra simultánea de ambos polos (el así llamado arco eléctrico en paralelo). Puesto que en tal caso está disponible la tensión total del sistema para el encendido y mantenimiento del arco eléctrico, conforme a la figura 3-2 ya son suficientes corrientes pequeñas para crear un arco eléctrico estable. Sin embargo y afortunadamente, es bastante improbable su aparición, ya que los cables en plantas FV se implementan con doble aislación. Además, para originar un verdadero arco eléctrico en paralelo se requiere el deterioro simultáneo de dos conductores principales, que yacen directamente uno al lado del otro, así como un contacto inicial. Una doble falla a tierra es casi imposible en inversores modernos, debido a que su monitoreo de la aislación notará la primera falla a tierra y desconectará de inmediato el sistema.

Mucho más probable es la aparición de un arco eléctrico en serie. En una planta FV típica existe una gran cantidad de uniones en serie, por ejemplo, en cada módulo entre las celdas individuales, en los conectores de ramales y en las cajas de conexiones del módulo, y fuera del módulo, en las cajas de conexiones, conectores enchufables o dentro del inversor. Si una conexión está mal ejecutada o se deteriora durante el tiempo de funcionamiento, con el resultado de un aumento en la resistencia de contacto, entonces se calienta este punto ante el flujo de corriente, es decir, se origina un punto sobrecalentado. Debido al desarrollo de calor, se puede difundir material de contacto, o incluso fundirse, hasta que en algún momento se interrumpe la conexión. En tal caso puede formarse un arco eléctrico en el inicialmente muy pequeño espacio. Los arcos eléctricos en serie son, por lo general, de menor energía que los arcos eléctricos paralelos, puesto que una gran parte de la tensión sigue cayendo en el inversor. Además, estos arcos eléctricos en serie ocurren a menudo solamente en uno de varios ramales en paralelo. Sin embargo, por ello son mucho más difíciles de advertir, dado que la planta sigue funcionando en forma aparentemente normal. En la figura 3-7 se presentan esquemáticamente puntos de riesgo diferentes.

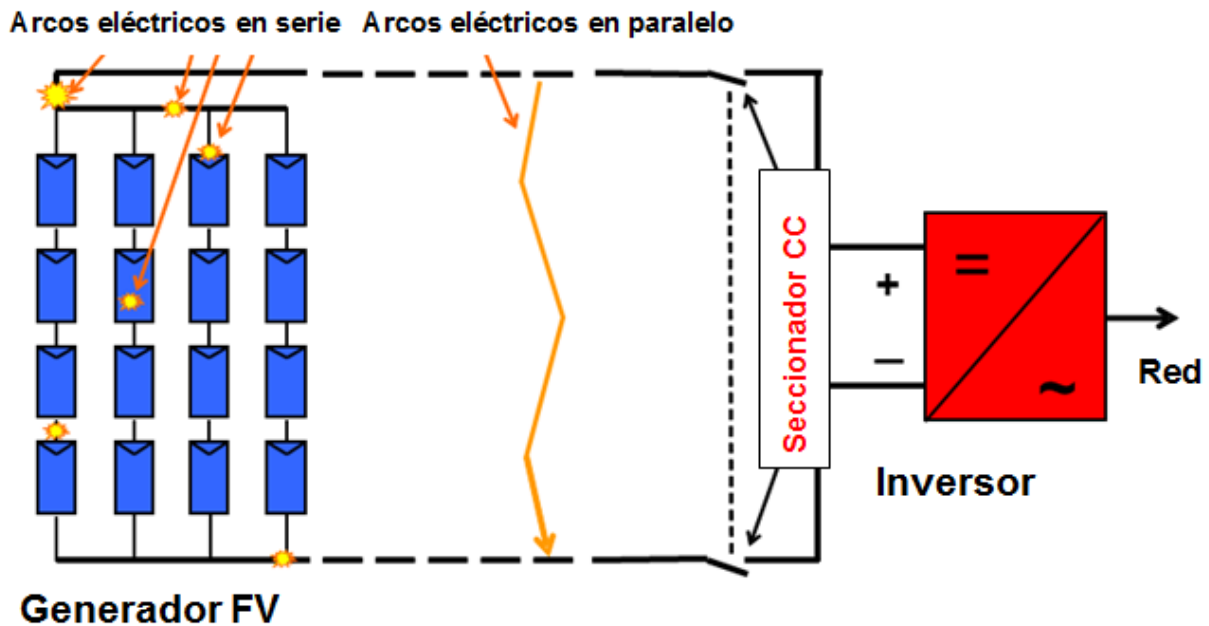


Figura 3-7: Posible propagación de arcos eléctricos en serie y paralelo en una planta FV. Fuente: [14]

3.3 Análisis de incendios y daños en plantas FV.

3.3.1 Introducción

En el marco del proyecto se investigaron con un fin concreto los casos de sobrecalentamiento y de incendios en las plantas FV, para identificar posibles puntos débiles y con ello poder determinar potenciales mejoras. Dado que se trataba de encontrar puntos débiles, se examinaron conjuntamente incendios y sobrecalentamientos. Con ello se amortigua la influencia, en el monto de los daños, del entorno de los elementos defectuosos.

Se analizaron las siguientes fuentes de información

- Informes en los medios de comunicación e internet.
- Informes de intervenciones de cuerpos de bomberos.
- Informes y documentos de expertos.
- Archivos de siniestros de la compañía de seguros Mannheimer.
- Encuesta basada en internet

Las informaciones recogidas fueron sometidas a una evaluación de plausibilidad, en caso necesario a una segunda investigación y reevaluación. En muchos casos sólo se disponía de informaciones incompletas, de modo que hubo que realizar algunas estimaciones plausibles del proceso de siniestro o bien, no se pudo identificar la última causal de la falla. Cuando se dispuso de un acta de evaluación del siniestro, se adoptaron las conclusiones de ese informe.

Los análisis presentados a continuación reflejan el estado a enero de 2013. Para esa fecha había en Alemania alrededor de 1,3 millones de plantas FV, con una potencia total mayor a 30 GWp⁷. Algunos casos de incendios del año 2013 fueron incluidos en los análisis.

Fueron investigados o informados los siguientes daños por sobrecalentamientos, eventualmente por incendios, con implicancia de una planta FV, ocurridos dentro de Alemania:

- Alrededor de 430 casos de incendios o de daños causados por calor en plantas FV
- De éstos, aproximadamente 220 casos por causas de incendios externos
- Cerca de 210 casos por causas de incendios en la planta FV

Es cierto que por que esta publicación no registra la totalidad de los siniestros ocurridos, pero se considera como la recopilación más completa publicada hasta hoy.

En 2013 y 2014 se constató una serie de otros incendios, cuyas causas y repercusiones se corresponden con las estadísticas establecidas en el capítulo 3.3.2, de modo que se dispone de un conjunto de datos representativo.

Como ejemplos, los siguientes dos casos conocidos de incendios de 2013 y 2014.

1.- Caso de incendio en la ciudad de Walldorf: Incendio de una planta fotovoltaica en el techo de un almacén.



Foto: PR Video

Figura 3-8: Módulos fotovoltaicos quemados en un tejado plano. Subestructuras con cubetas de plástico.

⁷ El GWP o Global Warming Potential mide la capacidad de una sustancia para producir efecto invernadero o de calentamiento global del planeta.

La planta en referencia fue afectada por el fuego en junio del 2014, por un defecto técnico en módulos fotovoltaicos ubicados sobre un techo plano, con un daño material que ascendió a varios miles de euros. El incendio pudo ser apagado a tiempo por los equipos de bomberos, sin que el fuego se extendiera al edificio. Como se ve en la foto, los marcos de sostén habían sido realizados mediante cubetas de plástico. De manera general, estas cubetas son normalmente inflamables (tipo E según la EN 13501-.1). En la selección de los materiales de la planta, particularmente en plantas de techo, se debe recordar que el uso de plásticos significa un potencial importante para la inflamación y propagación del fuego.

2.- Caso de incendio en la isla de Norderney: aquí se produjo, en agosto del 2013, un incendio en un taller de vehículos. El fuego se propagó rápido, la estructura del techo, con una planta FV, se derrumbó, resultando daños por muchos millones de euros.



Figura 3-9: Después del incendio de un almacén y de un taller de vehículos (Foto: compañía de bomberos de Norderney).

Estos ejemplos muestran los dos escenarios principales a distinguir en el caso de incendios en edificios con plantas FV: por una parte, el inicio del incendio por la planta FV, por la otra, un incendio externo que se propaga a una planta FV (aquí, el incendio del edificio).

3.3.2 Análisis estadístico de las causas de siniestros.

Los cerca de 210 casos de siniestros con origen dentro de la planta FV fueron evaluados a continuación con mayor detalle. En la Tabla 3-1 se desglosan estos casos según el monto de los daños. La figura 3-10 aclara estos números.

Tabla 3-1: Magnitud de los daños en aproximadamente 210 casos.

Elemento dañado	59
Planta FV dañada	75
Edificio dañado	67
Edificio quemado	12

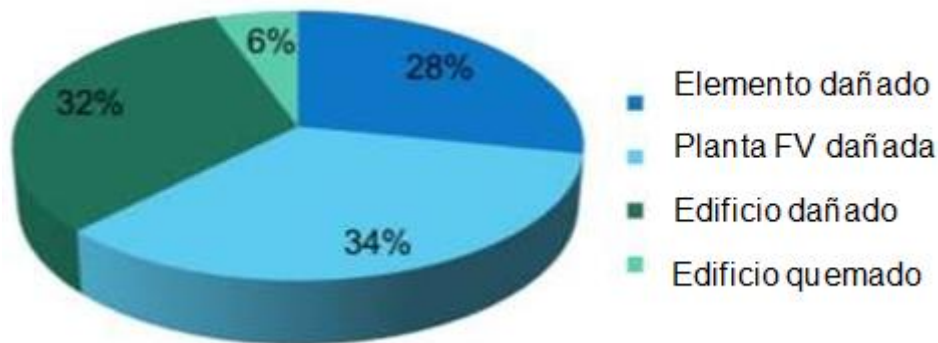


Figura 3-10: Visión general para los montos de los daños en los casos investigados.

Estos casos fueron analizados con mayor profundidad, hasta dónde la información disponible lo permitió. A pesar de la inseguridad en algunos casos particulares, respecto a la historia real de los daños, la cantidad de casos considerados permite algunas conclusiones sólidas. Para ello interesaron los contextos siguientes:

- Causas de las fallas
- Componentes que iniciaron el fuego
- Antigüedad de la planta
- Tipos de plantas
- Gravedad del daño e impacto ambiental.

Estos aspectos son presentados a continuación mediante gráficos de evaluación.

Una observación general muestra que la fuerza de destrucción de un arco eléctrico aumenta fuertemente cuando un arco eléctrico en serie evoluciona a un arco eléctrico en paralelo, por ejemplo, cuando el arco eléctrico en un ramal alcanza un grupo de conductores de este. Por efecto de la fuerza de Lorentz, el arco eléctrico en paralelo tiene la tendencia a alejarse de los módulos FV y lleva con ello el peligro de incendio hacia el inversor.

20. Influencia del tipo de sistema en la frecuencia de siniestros.

El siguiente gráfico muestra qué tan frecuentemente es afectado un tipo de planta por casos de siniestros.

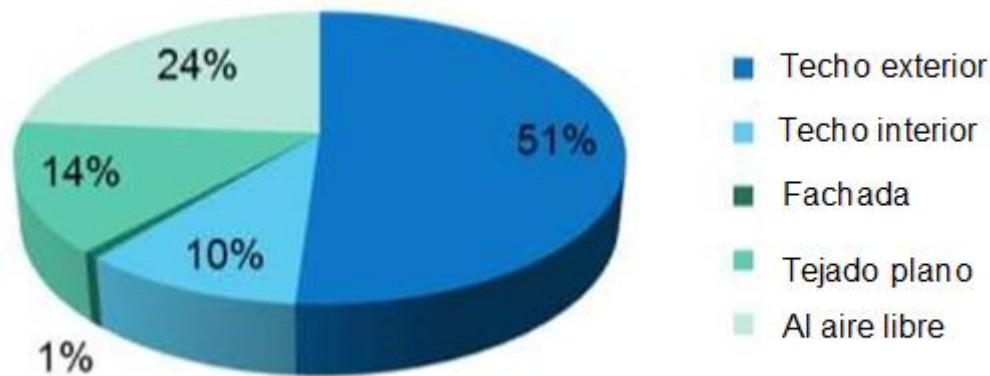


Figura 3-11: división de los siniestros según el tipo de planta (base 139 siniestros)

La distribución encontrada coincide en forma gruesa con los valores estimados por la Confederación de la Industria Solar Alemana BSW, para las participaciones de mercado de alrededor de un 70% de capacidad en edificios y de cerca de un 30% al aire libre. Mucho menos que 1% de la capacidad se lleva a cabo como plantas integradas en edificios (en el techo). No obstante, las plantas con módulos integrados en edificios contribuyen a las estadísticas de daños con aproximadamente un 10%.

Si nos referimos a todos los casos con daños en edificios, se destacan más claramente las plantas integradas en edificios. La figura 3-12 muestra una evaluación de los casos, en los cuales un edificio se dañó o destruyó y en los cuales se disponía de información sobre el tipo de montaje del generador FV.

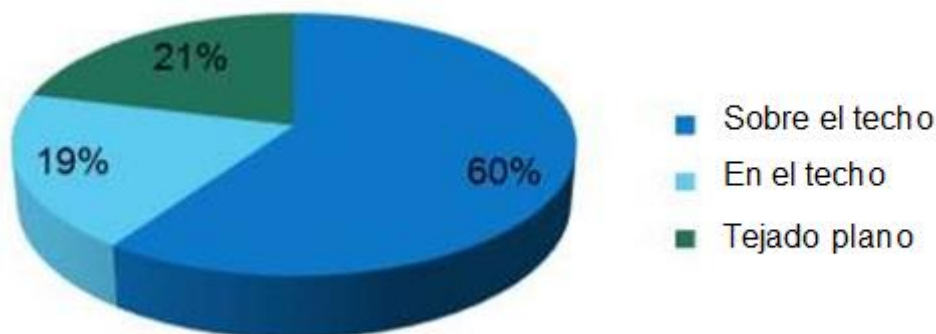


Figura 3-12: Distribución de siniestros en edificios dañados. “En el techo” incluye también plantas integradas en fachadas (base 57 daños).

¡Con una participación de BIPV de aproximadamente el 1 % de la capacidad FV instalada, es responsable de cerca de un 20% de los incendios que terminan con edificios dañados!

Esto se explica porque desaparece el efecto protector del “techo duro” con tejas: ¡cuando se presenta un sobrecalentamiento o un arco eléctrico en la planta FV integrada al techo, la fuente de ignición ya está dentro del edificio!

Esto significa, en conclusión inversa, que plantas integradas en el techo deben ser planificadas y construidas con cautela especial y elevada.

21. Causas del daño

La figura 3-13 muestra la distribución de las causas de los daños para 103 casos. Las proporciones se indican con números externos. Las fallas de instalación (39%) y las deficiencias del producto (36%) sobresalen claramente como causa frente a la influencia externa (10%). La participación en los casos de fallas, en los que para cada categoría estuvieron involucrados cables de aluminio, está ya representada como fallas en la planificación o en la instalación, pero se resaltan con un achurado y se describen con los números internos (5 y 9%, resp.).

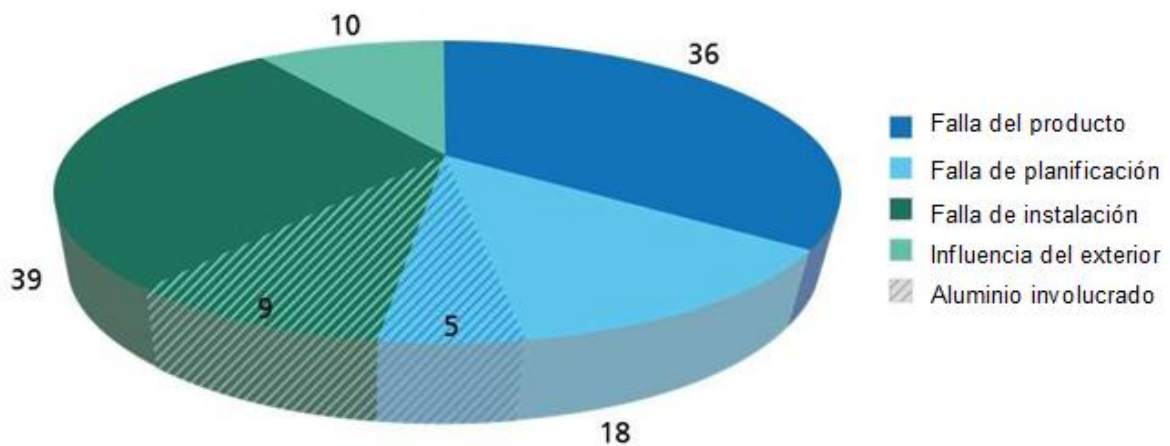


Figura 3-13: Cantidades de causas de siniestros para más de 100 casos.

Las diversas causas se explican a continuación con más claridad.

Las **“Fallas del producto”** afectan sobre todo a módulos e inversores. Varios fabricantes de módulos fueron afectados en el pasado por fallas en serie. En parte ha habido acciones de reclamos y de recambios. También los inversores parecen estar fallando en serie, con errores de montaje o de fabricación.

Las **“Fallas de planificación”** afectan, por una parte, a la construcción mecánica, con fallas como:

- Módulos montados muy cerca unos de otros, que se rompen por presión e inician arcos eléctricos.
- Fuerzas de cizalle en cajas de conexiones de módulos, originadas por rieles de montajes que estaban demasiado cerca, dañando los enchufes y conduciendo a arcos eléctricos.

- Montajes sin protección de cajas de conexión de generadores y de inversores al aire libre, con la resultante carga de temperatura y de agua de deshielo, que condujeron al incendio de estos elementos.
- Falta de corta fuegos en el ingreso al edificio de conductores CC, lo que puede ingresar un incendio al edificio.

La construcción eléctrica es también afectada por una variedad de defectos, por ejemplo:

- Inversores inadecuados en el exterior
- Inversores ubicados en lugares inadecuados (radiación solar directa, gases corrosivos)
- Subdimensionamiento de cables y conductores
- Subdimensionamiento del interruptor principal CC
- Tipos de fusibles incorrectos en la parte CC
- No considerar las pérdidas de calor en los fusibles
- Conductores CC en cajas de toma de corriente del generador que rozan con bordes metálicos
- Bornes inadecuados en cables de aluminio,
- Ampliación posterior del generador FV, sin evaluación de la capacidad de los medios de producción.

Las fallas de planificación pueden tener una gran influencia en las posibles repercusiones de un incendio. Si el inversor pende de un muro de hormigón, un arco eléctrico en la conexión CC origina sólo una mancha de hollín. Si pende de una viga o se encuentra sobre un tablero de madera, puede originar un incendio en el edificio. Igual tanta importancia, tiene el entorno del inversor. Si eventualmente cae material ardiente sobre un piso de piedra no ocurre nada, pero, si cae en una bodega de heno puede producir un incendio grande.

Los expertos exponen en este capítulo en parte situaciones de construcción (por ejemplo en [15], [16], [17]), en donde las exigencias para plantas eléctricas en establecimientos con riesgos de incendios [18] fueron ignoradas claramente, como modelo se muestra en el ejemplo siguiente, en el área de las plantas agrícolas.



Figura 3-14: La instalación incorrecta de inversores sobre madera no cumple con la seguridad contra incendios, además, es difícil de alcanzar para el mantenimiento. Fotos: W. Schröder, experto FV, 2014.

Los “**Defectos de instalación**” son las causas más recurrentes de fallas. En parte pueden ser atribuidos a las condiciones complicadas de instalación en el invierno y con el tiempo apretado. Sin embargo, en parte son tan masivos, que se debe asumir una falta de conocimientos de los instaladores.

Aquí una lista con fallas que han provocado incendios:

- Enchufe CC mal conectado.
- Enchufe mal (o para nada) encrimado
- Borne mal apretado
- Mala aislación de cables por un apriete exagerado de la aislación del conductor
- Procesamiento incorrecto de cables de aluminio (terminales incorrectos, falta de control del momento de giro [torsión])
- Falta de brida anti-tracción en cables (conduce a cargas mecánicas en los terminales)

La “**Influencia externa**” es sobre todo mordeduras de animales, algunos rayos y en un caso, a un trabajador que tocó con un tornillo demasiado largo la cubierta de la línea de conducción de corriente continua.

Los “**Cable de aluminio**” son fallas que ya están incluidas en las fallas de arriba. Están separadas y listadas aquí para poder ver con mayor claridad su importancia.

22. Componentes desencadenantes de fallas.

Hasta ahora, el foco en las discusiones sobre peligros incendiarios en plantas FV estuvo en la parte supuestamente más crítica, la corriente continua (CC). Debido al sinnúmero de conexiones eléctricas y a la cantidad de elementos que están expuestos a la intemperie, más la eventual estabilización autónoma de un arco eléctrico, debido a la característica de fuente de corriente de las celdas solares, se estima mucho más elevado el riesgo de que se origine el fuego en la zona del generador, más que en la zona de corriente alterna (CA).

Sin embargo, la figura 3-15 muestra que también se presentan a menudo fallas en la parte CA de una planta FV. Esto sorprende, ya que en el lado CA el número de elementos es, por lo menos, una potencia de 10 más baja que en el lado CC; se dispone de medios de producción probados, con un tiempo de desarrollo más largo; la planta CA se construye generalmente en salas protegidas contra la intemperie; y los expertos eléctricos poseen una formación profesional buena, en plantas CA.

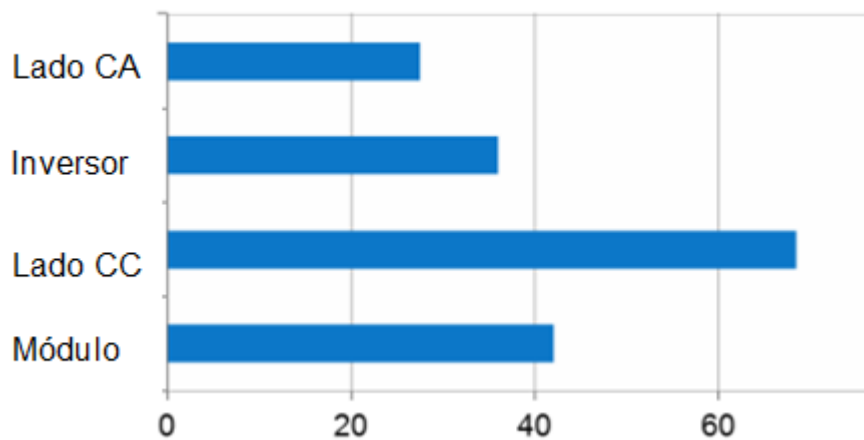


Figura 3-15: Clasificación aproximada de la parte de la planta donde se presentaron fallas (para un total de 174 fallas).

Cuando se atribuyen las fallas a los elementos, de la forma más detallada posible, se muestra qué tan a menudo, cuáles elementos han sido el origen de la falla (figura 3-16).

Atención: ¡Esto describe la falla, no es necesariamente la causa!

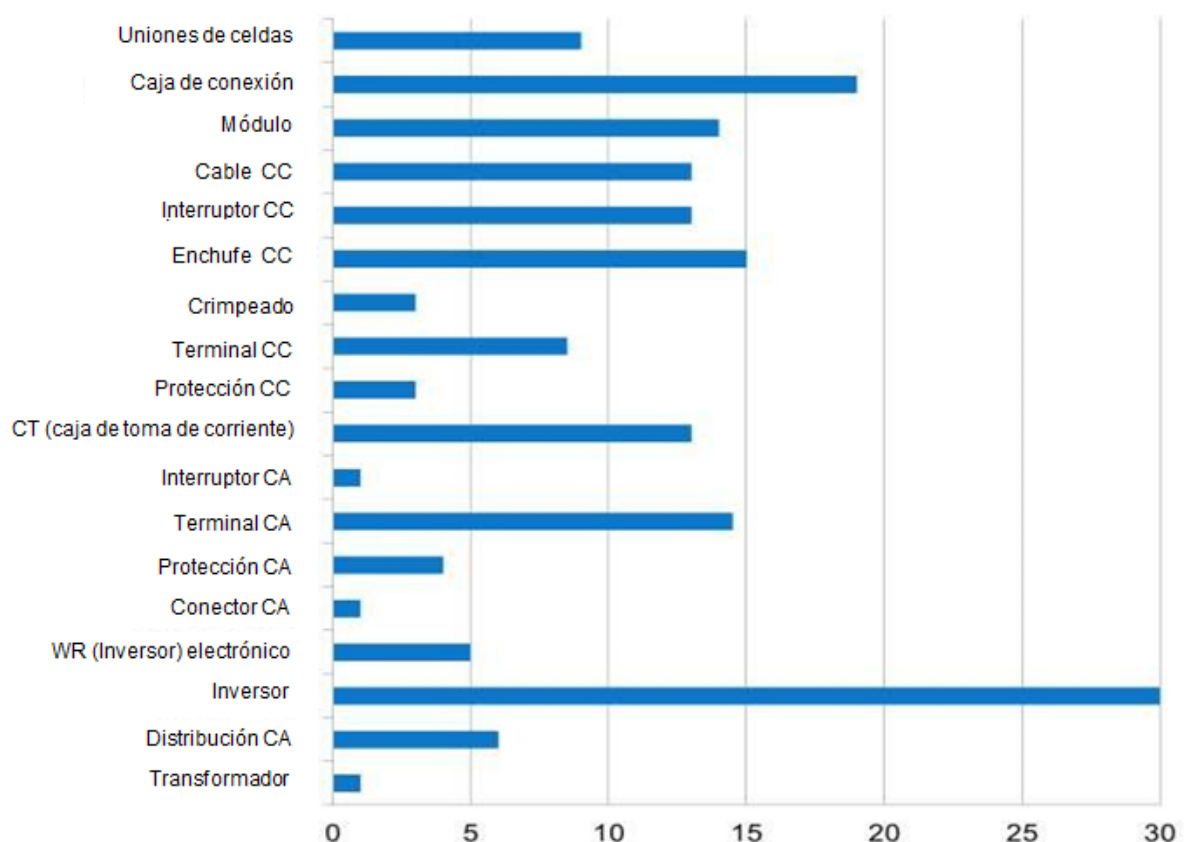


Figura 3-16: Número de fallas por elemento (cifra total de fallas 174).

Por “caja de conexión” se entiende la caja de conexión del módulo, “crimpeado” son los contactos crimpeados de los enchufes CC, “GAK” o “CT”⁸ es la caja de conexión del generador, “WR”⁹ es el inversor y “transformador” es el transformador de red de la estación de alimentación.

Se señalan las ubicaciones de fallas, en cada caso con la mejor resolución posible. Esto significa que cuando se informó un daño en el módulo, está bajo “módulo”, cuando se informó un daño en una caja de conexión del módulo, está bajo “caja de conexión”. Para obtener la cifra total de fallas, por ejemplo, en módulos, se debe sumar los números de las fallas de los “módulos”, las “cajas de conexiones” y las “conexiones de celdas”.

Las mayorías de las fallas se presentan en módulos e inversores. Este resultado no es muy sorprendente: el módulo es el elemento numéricamente relevante y el inversor, el elemento más complejos de una planta FV.

En el lado CC, la mayoría de los elementos del sistema son afectados con aproximadamente la misma frecuencia. Cuando se suma el “enchufe CC” y el “crimpeado” resulta que el enchufe CC, con 18 conteos, es el segundo elemento con más fallas, después del módulo.

En el lado CA es el “terminal CA”, después del inversor, el elemento de falla más frecuente. Aquí predominan sobre todo las fallas de instalación.

Las ubicaciones de fallas en la caja de conexiones del generador, en el inversor y en la distribución CA, no pudieron ser identificadas con precisión. Sin embargo, se supone que en muchos casos la causa fue puntos de conexión malos.

Antecedentes dados en la encuesta on-line y declaraciones de expertos, llevan a pensar que los bornes atornillados presentan un mayor riesgo, en relación con otras técnicas de conexión, en particular, de provocar sobrecalentamientos.

23. Antigüedad de las plantas

La Figura 3-17 presenta la distribución de la antigüedad de la planta al momento de producirse el siniestro. Muestra una clara concentración de daños en el primer año de funcionamiento.

⁸ CT:Caja de toma de corriente

⁹ WR (Wechselrichter):inversor.

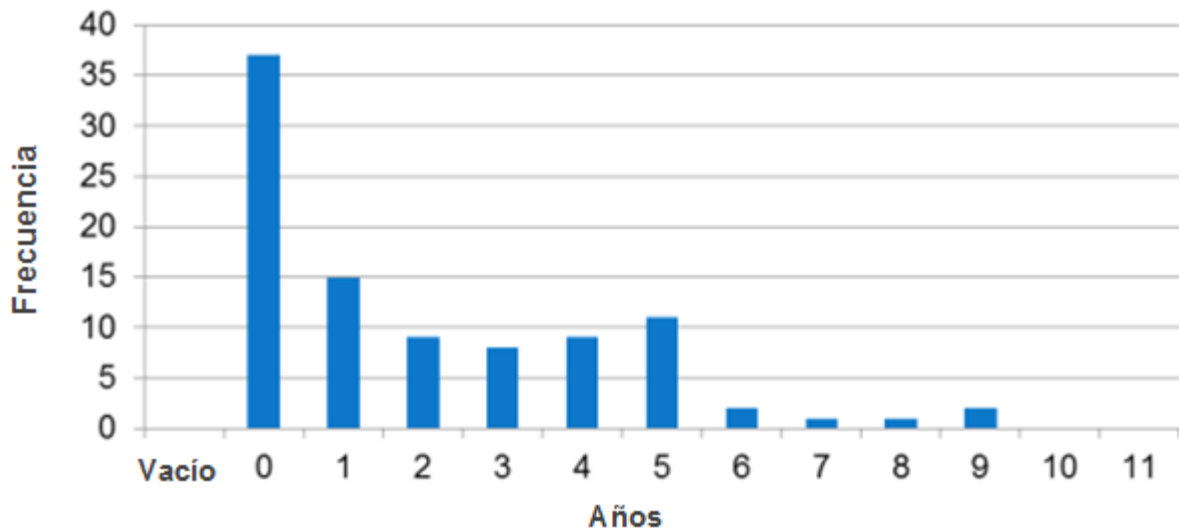


Figura 3-17: Antigüedad de la planta al momento del siniestro. (99 casos)

En parte ya se presentaron daños en la fase de la construcción. El alto número de los daños prematuros refleja, de acuerdo con la opinión de los autores, por una parte, las fallas en la producción, especialmente de los inversores, y por otra, las deficiencias en la instalación, que condujeron a incendios después de pocas semanas de plena carga.

El alto número de deficiencias en la instalación se debió, en parte, a las malas condiciones de trabajo. Por ejemplo, en el 2011 se instaló alrededor del 40% de la capacidad nueva en diciembre [19], en pleno invierno, bajo presiones de tiempo enormes, y en condiciones laborales muy desfavorables. La causa de esto deriva del plazo límite para obtener beneficios económicos conforme a la Ley de Energías Renovables (EEG, según sus siglas en alemán), que estaba por vencer.

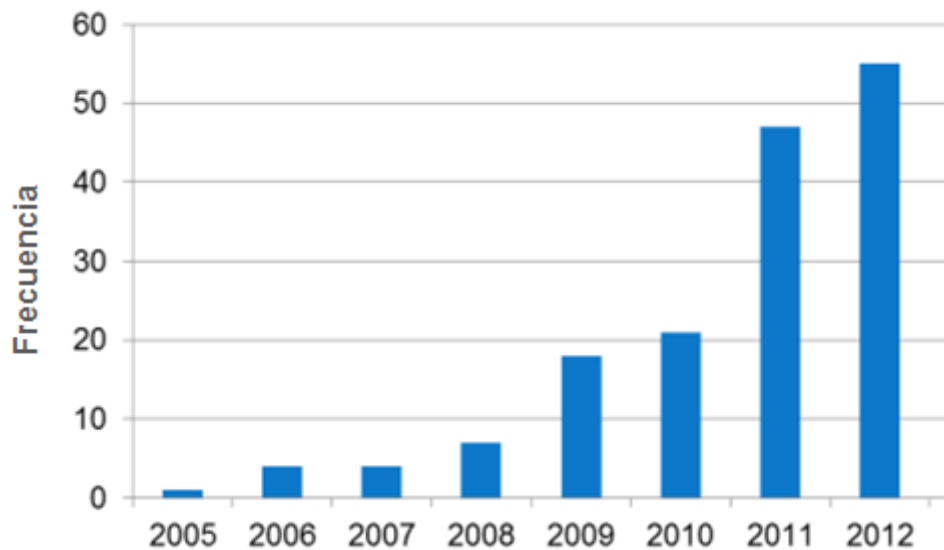


Figura 3-18: Casos de daños después del año de admisión. Con las tasas de expansión sube también la frecuencia de daños (datos para un total de 157 casos).

La figura 3-18 muestra el número de daños encontrados por año. Se advierte un fuerte aumento en los años 2011 al 2012, que refleja con algo de retraso la fuerte ampliación en los años 2010 al 2012, casi 7 GWp en cada uno de ellos.

Considerando la capacidad instalada al final del 2011, de cerca de 25 GWp, y los 65 casos de daños en el 2012, se puede calcular aproximadamente una frecuencia de las fallas potencialmente incendiarias del 0,3% por MWp) por año.

Esta es una estimación conservadora, por el hecho de incluir las fallas de plantas en el auge de la construcción de diciembre de 2011. El número de fallas en plantas debiera ser claramente menor en años “normales”.

24. Instante de la falla.

Para entender los mecanismos que pueden conducir a un incendio, sirven de ayuda los dos gráficos siguientes. Ellos muestran la dependencia de la frecuencia de fallas con la época del año y las horas del día.

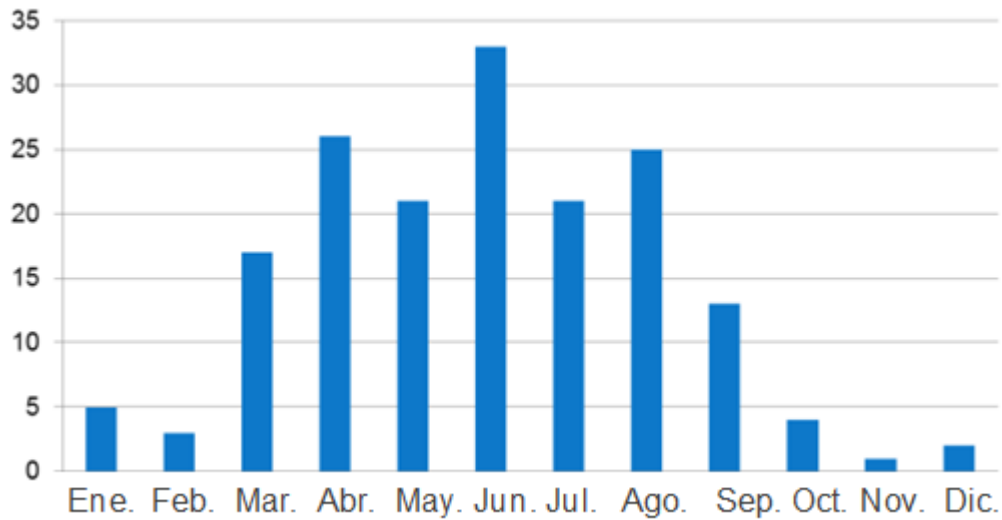


Figura 3-19: Número de casos de fallas con daños por mes (un total de 171).

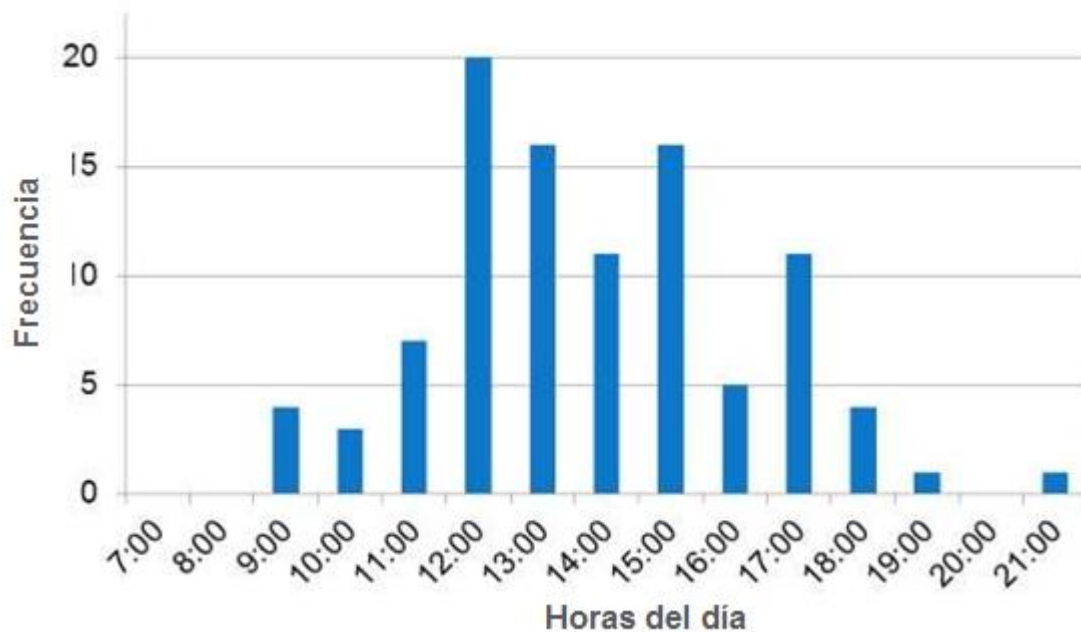


Figura 3-20: Número de casos de fallas con daños, con dependencia de las horas del día (aquí 99, para muchos casos no pueden señalarse las horas).

En ambos diagramas se muestra una dependencia fuerte de la frecuencia de fallas con el suministro de energía solar. La frecuencia de fallas crece con una irradiación más alta.

Esto es un indicio de que la mayoría de las fallas tienen su origen en corrientes elevadas, debidas, por ejemplo, a averías de conexiones, o contactos, y a sobrecargas de los medios de producción. Las fallas por aislación representan entonces solamente un papel menor.

25. Conclusiones finales de los análisis de daños.

Los módulos e inversores son, según lo esperado, en forma relativa, los elementos que más aparecen. Sorprendentemente numerosas fueron las fallas detectadas en los siguientes elementos:

- En enchufes CC
- En la distribución CA a todos los elementos y en especial, en los bornes de conexión
- Con un empleo incorrecto de cables de aluminio

Resumen

Las causas principales de incendios son: “Fallas de instalación” y fallas de fábrica del inversor.

Todas las conexiones construidas in situ son potencialmente críticas.

Las fallas desencadenantes son en su mayoría de contactos en la trayectoria de la corriente principal, es decir, “fallas en serie”. Cortocircuitos y fallas de aislación se producen, en cambio, con menos frecuencia.

3.3.3 Patrones de daños con fallas particulares.

Para ilustrar las observaciones arriba descritas, en lo que sigue se detallan algunos casos de daños destacados.

26. Conectores enchufables CC.

Los conectores enchufables CC aparecen a menudo en la estadística de daños en la figura 6 como los elementos afectados. Las causas de daños identificadas en estos elementos son:

- Crimpeado incorrecto, por ejemplo con alicates universales.
- Enlace incorrecto, es decir, no están completamente conectados.
- Ensamblaje incorrecto del enchufe, deslizándose hacia atrás, en el enchufe, de manera inadvertida, una pieza de contacto.
- Combinación en cruz (combinación de enchufes y soquetes de diferentes fabricantes)

Enchufe conectado incorrectamente.

A pleno día se originó un incendio en una planta FV integrada en el techo. El incendio se propagó y destruyó toda la armadura del techo. Entre los escombros, el experto en incendios encontró restos de diversos conectores (figura 3-21). El pin conector derecho se conservó por completo, mientras que el izquierdo fue consumido por un arco eléctrico.



Figura 3-21: Restos de dos conectores sacados de los escombros de un edificio, [9] (Foto: Instituto para la Prevención e Investigación de Daños (IFS de acuerdo a sus siglas en alemán).

su montaje no fue hecho por especialistas” [16].

Desde una perspectiva del riesgo se juntaron aquí de una falla de instalación o de producto y una planta FV “en techo” con una alta posibilidad de carga de fuego.

Combinación en cruz de conexiones enchufables.

Algunos fabricantes de conectores hacen publicidad para sus productos con la afirmación de que “ellos son compatibles” con los productos de otros fabricantes.

Pruebas hechas por TÜV Rheinland [20] y por Multi-Contact [21] muestran que estas declaraciones no son sostenibles. Aun habiendo un buen contacto en el momento de la instalación, no se puede partir de la base de que los pares de contacto de distintos fabricantes alcancen una vida útil conjunta de 25 años. En pruebas de envejecimiento acelerado, tales “emparejamientos cruzados” surgieron, en parte, resistencias de contacto excesivamente altas. Estas conducen al sobrecalentamiento de la conexión enchufable y pueden llevar, a la larga, a una interrupción del contacto, con el encendido de un arco eléctrico.

Por ende, la empresa Multi-Contact rechaza toda responsabilidad por defecto (garantía) por emparejamientos cruzados.

27. Interruptor CC

El interruptor principal CC resultó ser la fuente de falla en 13 casos. Los casos analizados no permiten verificar claramente si se trató de debilidades generales del producto o de la sobrecarga de alguna pieza a causa de una incorrecta planificación, en la que no se consideró el rango de temperaturas admisible o la corriente nominal del interruptor. Para ambas causales hay indicaciones.

En el caso de un incendio en una planta de 1Mwp instalada en un techo de industria (figura 3-22), IFS¹⁰ publicó el informe siguiente:

“.... Un experto del IFS comprobó en una investigación que se había suscitado un sobrecalentamiento en el interruptor principal de la corriente continua dentro de la caja de pre conexiones. En cada uno de los casi 130 pre-colectores había interruptores idénticos. Un chequeo dio como resultado que ya se habían producido calentamientos en varios interruptores...” [22].



Figura 3-22: Incendio en una caja de conexiones del generador. En el centro de la foto se ve una caja del mismo tipo constructivo que no posee ningún techo protector (Fuente: Cuerpo de voluntarios de bomberos de la ciudad de Bühl).

El experto encontró en un catálogo de la empresa Fa. Santon (sin indicación de la fecha de publicación) la siguiente indicación:

“Accionen los interruptores, que son rara vez operados, por lo menos una vez al año algunas veces (x10), para limpiar los contactos [23].”

Como resultado, el experto vio la causa incendiaria en la falta de mantenimiento de los interruptores. Una investigación del resto de las cajas de conexión del generador arrojó que otros interruptores tenían rastros de calor. En total, fueron afectadas cerca del 10% de las cajas. Cabe hacer presente que la indicación de mantenimiento estaba puesta, con letra pequeña, en la última página del catálogo.

A lo menos otros dos fabricantes de interruptores de este tipo tuvieron también problemas con conectores planos, y cambiaron el tipo de contacto. Es probable que estos conectores planos hayan provocado también sobrecalentamientos.

¹⁰ IFS: Instituto para la Prevención e Investigación de Daños

Por otra parte, los interruptores del incendio arriba citado estaban instalados en las cajas de conexiones del generador, las que estaban montadas de forma desprotegida sobre el techo (Figura: 3-23). Con ello aparecieron en las cajas de distribución temperaturas elevadas, estimadas por sobre los 60°C. Esto aceleró la degradación de los contactos.

La correspondiente norma de producto para interruptores, DIN IEC 60947-3, supone como máxima temperatura ambiental sólo 40°C por períodos cortos [24]. Por lo tanto, los interruptores fueron probablemente accionados fuera de su rango de temperaturas permitido.

Temperaturas ambiente elevadas.

El ejemplo anterior mostró que las temperaturas ambiente elevadas aumentan la vulnerabilidad de los medios de producción. El ejemplo siguiente documenta lo mismo. Al mismo tiempo, muestra las dificultades existentes para la determinación causal exacta de un daño incendiario. También aclara también la responsabilidad del planificador de la planta, en cuanto a respetar las condiciones esperadas de operación de todos los componentes de la planta, Ello es particularmente válido para las cargas térmicas en pleno verano.

En el caso siguiente se subestimó, aparentemente, el impacto de la contaminación térmica estival de los medios de producción. Se produjo un incendio en el recinto técnico de una planta FV con aproximadamente seis años de edad. Se trata de una planta con varios subsistemas similares (Figura 3-23).



Figura 3-23: Recinto técnico de una planta FV después de un incendio.

El experto contratado por el seguro de la planta identificó un interruptor principal CC sobrecargado como un factor determinante del fuego.

El interruptor, con 16 A de corriente nominal, parecía estar bien dimensionado para una corriente nominal del generador (I_{MPP}^{11}) de 14,0 A. Sin embargo, carecía de reserva para corrientes mayores, originadas en un aumento de la radiación, o en temperaturas ambiente elevadas.

El interruptor, como los otros 14 interruptores de la planta, estuvo sometido a un impacto claramente muy elevado de contaminación térmica., porque:

- Los inversores estaban montados más cerca que lo que fijan las indicaciones de montajes.
- Los interruptores principales CC estaban instalados estrechamente entre los inversores.
- La sala de operación estaba debajo de una cubierta frágil y poco aislada. Las temperaturas del aire alcanzan aquí en pleno verano regularmente por sobre los 40°.
- Los inversores FV inyectaban adicionalmente hasta 5kW de calor de pérdidas.

¡Según la ficha de datos, la temperatura máxima permitida de funcionamiento del interruptor, era 40°C! Por lo tanto, se debe partir de la base de que el rango de temperaturas permitido para el interruptor fue excedido de manera regular y significativa.

Seis de los interruptores habían soportado el incendio de manera casi incólume. Dos de esos interruptores mostraron daños previos en forma de una carbonización incipiente de los conectores enchufables planos (Figura3-24).



Figura 3-24: Huellas claras de sobrecalentamiento en las conexiones y en el interior de un interruptor que “sobrevivió”.

Al desmontar el interruptor de arriba se encontraron en el interior del interruptor claras huellas de sobrecalentamiento. El material aislante, los discos de corte y el eje estaban “quemados”. El

¹¹ IMPP: Es un manual internacional de planificación y práctica. Este manual es un aspecto innovador. Es para enfatizar la relación de los sistemas de planificación, aplicándolo a la práctica.

calor provino evidentemente de los contactos de interrupción y no, como fue la sospecha inicial, de los conectores enchufables planos más débiles. El eje del interruptor se había reducido en diámetro por la sollicitación térmica y se quebró en el medio. Probablemente se quebró en el momento en que bomberos quiso desconectar la planta. Cabe señalar que el inversor e interruptor fueron montados sobre una pared de ladrillos. Por ello, el fuego no encontró ningún alimento adicional.

Prueba de la resistencia de paso de los interruptores

Se sabe que, cuando un interruptor CC no es accionado durante un tiempo lo suficientemente grande, las resistencias de contacto se elevan paulatinamente, debido a la oxidación de las superficies de contacto y a la corrosión por el roce causado por variaciones de longitud condicionadas por la temperatura (el así llamado “fretting”). Con las mayores resistencias se elevan también, naturalmente, las pérdidas de potencia, con lo cual aumenta la temperatura de contacto, lo que a su vez acelera la oxidación. Se produce así una realimentación positiva. Finalmente, se puede alcanzar una temperatura lo suficientemente alta como para sobrecalentar o incendiar el interruptor.

El incremento de las resistencias de contacto se puede anular mediante el accionamiento periódico. Es por eso que uno de los numerosos fabricantes de interruptores solicita accionar sus interruptores por lo menos una vez al año, durante diez veces.

Para verificar el efecto de esta recomendación de mantenimiento se desmontaron interruptores conservados de la planta FV dañada descrita anteriormente, y se midieron sus resistencias de contacto en el laboratorio. Se presume que estos interruptores no habían sido accionados al menos en seis años. La figura 3-25 muestra el resultado de la prueba.

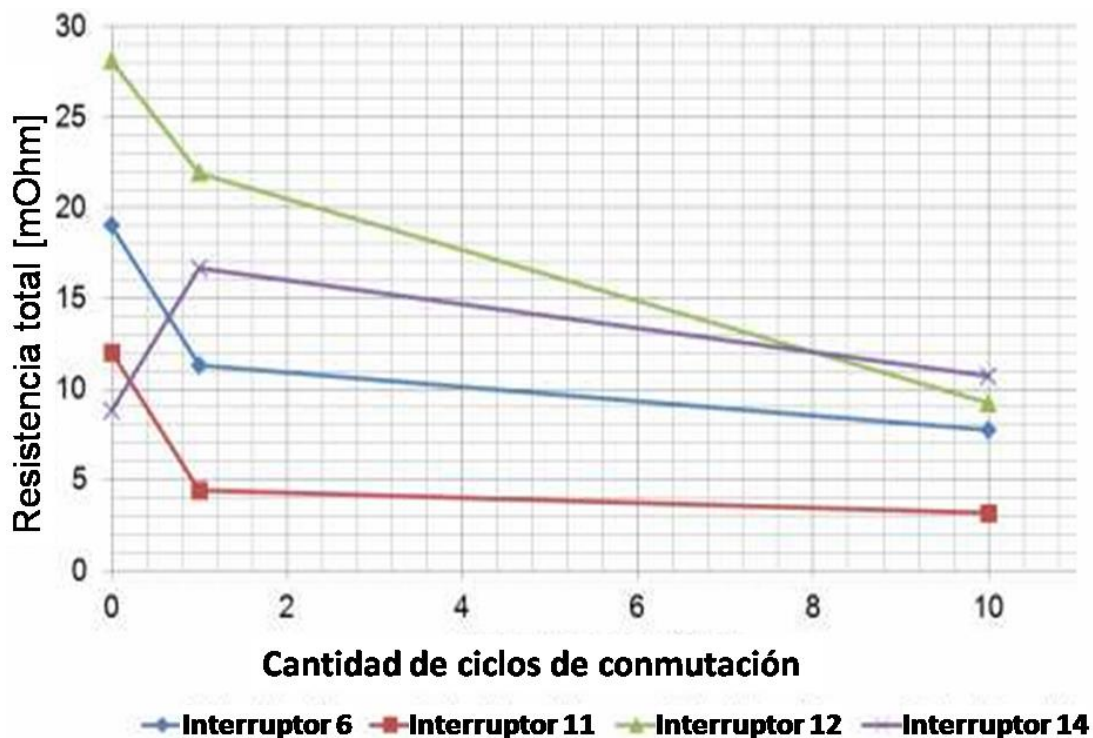


Figura 3-25: Resistencia total de cuatro interruptores en función del número de ciclos de conmutación. Los interruptores 6, 11 y 12 son del mismo tipo, el interruptor 14 es de tipo divergente.

La resistencia de contacto disminuye en tres de los cuatro interruptores - en promedio aproximadamente a 1/3 del valor inicial. En forma análoga disminuyen también las pérdidas óhmicas. En el interruptor en peor estado se sitúan al principio durante la carga con corriente nominal en aproximadamente 17 W y descienden a cerca de 6 W.

El mismo comportamiento muestra también interruptores tipo palanca (figura 3-26), según arrojó una prueba en terreno.



Figura 3-26: interruptor principal CC tipo palanca probado.

Ocho interruptores de una planta FV, con aproximadamente 10 años de edad, fueron probados igualmente en cuanto a su resistencia de contacto. También estos interruptores mostraron una clara disminución de la resistencia de contacto, ante operaciones reiteradas en estado desactivado [sin corriente]. La resistencia bajó en promedio a casi un tercio del valor inicial.

Por consiguiente, estos interruptores deben ser inspeccionados también regularmente.

Resultado de las investigaciones de los interruptores.

- Los interruptores reaccionan ante elevadas temperaturas ambiente permanentes con una degradación acelerada de los contactos.
- En la planificación, los interruptores debieran ser sobredimensionados. Tal como los cables CC, los interruptores debieran poder ser sobrecargados en al menos 125% de la corriente nominal de la planta. Los interruptores que están expuestos a temperaturas ambiente elevadas, de-ben ser dimensionados según las indicaciones de “derating” del fabricante.
- Todos los interruptores debieran ser controlados una vez al año, para encontrar sobrecalentamientos.
- Todos los interruptores debieran ser mantenidos una vez al año y accionados diez veces (sin corriente)

Estos conocimientos importantes se retoman en el capítulo 6.

28. Manejo no profesional de módulos.

Un operador de plantas observó que un instalador mal utilizó las conexiones de un módulo, como “ayuda para el transporte”, durante el montaje. Con ello se sobrecargó de manera

evidente la brida anti-tracción y se separaron, en parte, los contactos de la caja de conexión del módulo. Durante el verano siguiente decayó el rendimiento del sub-generador correspondiente. La figura 3-27 indica por qué: uno de los contactos muestra huellas de un arco eléctrico:



Figura 3-27: Contactos enchufables dañados, en una caja de conexión del módulo.

En la búsqueda de la causa de la pérdida de rendimiento, el instalador encontró dos módulos cada uno con un contacto destruido en la caja de conexión del módulo. A causa de arcos voltaicos internos se había interrumpido completamente la corriente de la cadena. Afortunadamente, estos arcos eléctricos se habían mantenido en el interior de la caja.

La foto permite apreciar que la conexión de la izquierda ha descendido un poco, en relación a la de la derecha. Esto ocurrió probablemente a causa de la deficiente manipulación de los conductores de alimentación del módulo expuesta al principio.

29. Bornes sueltos.

Por su menor costo, es cada vez más frecuente el empleo, en plantas FV, de conductores de aluminio. Puesto que el aluminio se funde a menores temperaturas que el cobre, las resistencias de contacto elevadas llevan más rápido a la separación del conductor y en algunos casos, al arco eléctrico.

Aquí un ejemplo, en donde el experto encontró un borne mal ajustado, que en conjunto con un conductor de aluminio, había provocado un incendio, calcinándose la distribución CA (Figura 3-28).



Figura 3-28: Conexión CA de una planta FV quemada (Foto: Uli Motzer, compañía de seguros de Würtemberg)



Figura 3-29: El extremo de un conductor de aluminio (Foto: Uli Motzer, compañía de seguros de Würtemberg)

Se encontró que la causa del incendio era un borne suelto. La figura 3-29 muestra el extremo de otro cable de la planta. Este conductor tampoco estaba conectado correctamente, como lo demuestran las huellas derretidas en el conductor.

La temática de los contactos calientes se observó también en fusibles, véase la figura 3-30, donde también intervienen contactos atornillados. En los contactos atornillados se detectó una alta resistencia de contacto.



Figura 3-30: fusible sobrecalentado (Foto: H. Godard, Energossa)

30. Propagación de incendios a través del manojo de cables.

Las aislaciones de los conductores comunes son inflamables y pueden alimentar un incendio. Los manojos de cables contribuyen a menudo a la propagación de un incendio. En ellos se superponen un incendio en la aislación y arcos eléctricos entre conductores “positivos” y “negativos”. Por el enorme calor del arco eléctrico pueden incendiarse materiales difíciles de inflamar.

Para ello, existe tanto una propagación impulsada térmicamente, cuando el incendio puede expandirse hacia arriba, como también una propagación electromagnética, más débil, de un arco eléctrico, alejándose de la fuente de corriente, como muestra la figura 3-31:



Figura 3-31: Conductores quemados de un inversor (Fuente: Cuerpo de bomberos de Weyerbusch)

Según el daño mostrado en la foto, este incendio comenzó probablemente en el área de las conexiones CC del inversor, y se propagó hacia arriba como incendio del manojo de cables, con arcos eléctricos (en paralelo). Finalmente afectó a la techumbre.

Una mayor separación espacial de ambos polos, ya a partir del inversor, habría interrumpido probablemente el arco eléctrico.

31. Desacato de las exigencias para “dependencias con peligro de incendios”

Según las experiencias de la compañía de seguros de Würtemberg, las plantas FV en edificios agrícolas se exponen, como los propios edificios, a un riesgo de incendio muy alto [18]. Esto se debe supuestamente a que en edificios de este tipo se suelen almacenar materiales inflamables, o se presentan sedimentaciones de polvo. Además no es raro que se ignoren las exigencias para la construcción de plantas eléctricas en “dependencias con peligro de incendios”[18].

Estas exigencias están expuestas de una forma fácil de entender en un folleto de la asociación de aseguradoras (VdS) [25], disponible gratuitamente.

El respeto a estas instrucciones reduce el peligro de la propagación del fuego, y con ello los daños totales.

Según este documento, la exigencia más importante es que los medios de producción de plantas FV deben ser instalados fuera de las zonas con peligros incendiarios. En las zonas con peligro de incendios deberían ponerse solamente los medios de producción eléctricos que “son necesarios para la producción directa en esa zona”

En muchos casos se montan los inversores sobre madera. ¡Esto es gravemente peligroso y normalmente prohibido según la documentación de producto de los fabricantes!

Dos ejemplos ilustran esto:

En el primer caso, se montaron los inversores y conductores en tableros de madera aglomerada OSB, véase la figura 3-32. Un incendio dañó elementos en el recinto técnico de la planta FV, propagándose el fuego a los tableros de madera OSB. Evidentemente hubo poco material inflamable adicional y el cuerpo de bomberos acudió rápidamente, de tal forma que los daños fueron limitados.



Figura 3-32: Montaje del inversor en tableros de madera OSB; a la izquierda, aquí fue lo ocurrido. Foto: Voluntarios del cuerpo de bomberos del municipio de Perl, 2011. A la derecha: aquí luce bien a la vista, pero no está acorde con la normativa de protección contra incendios. Foto W. Schröder, experto en FV, 2014.

La compañía de bomberos de Ellwangen informó en 2009 de un caso de incendio sin consecuencias, “un fuego sin llama en una propiedad agrícola”. El incendio fue descubierto en forma relativamente rápida, de manera que no se originó ningún siniestro mayor.

En la figura siguiente 3-33 se puede ver que, probablemente debido a cables dañados por mordiscos de animales en una planta FV, se había originado un fuego humeante y sin llama en un pajar en desuso que estaba en el granero.



Figura 3-33: Caso leve de incendio (Foto: Cuerpo de bomberos de Ellwangen)

El desarrollo del fuego, en este caso, fue con seguridad un golpe de suerte, ya que la paja no se incendió.

En otra situación de montaje similar, se incendió la madera y la paja, de modo que cuando llegó el cuerpo de bomberos, el edificio estaba completamente en llamas. Hubo una pérdida total [26].

3.3.4 Incendios grandes.

Hubo dos casos de siniestros grandes, dónde, en cada uno de ellos, una planta FV sobre un techo industrial debió haber provocado el incendio total del edificio. Actualmente (2013) la investigación causal aún está vigente. En uno de estos casos existen, según las indicaciones del experto, claros indicios de que un interruptor de bomberos (!) mal instalado, sería el que justamente ha provocado el incendio, porque no pudo extinguir el arco eléctrico durante el proceso de interrupción.

En ambos casos, el incendio se propagó rápidamente al interior del edificio. De las experiencias con plantas similares se puede suponer que los cables conductores de las plantas FV fueron tendidos a través de penetraciones sencillas en el techo del edificio, y que no se implementó ninguna barrera contra incendios. Presumiblemente se propició, de esta manera, el camino directo del arco eléctrico por los manojos de cables, al interior del edificio.

En otro gran incendio se quemó la membrana para techos de betún lijado. Esta es aceptada por las normas como “techo duro”, o sea, como protectora contra el calor radiante y las brasas. En combinación con una planta FV colocada encima, no basta el efecto protector, como se mostró de manera impresionante en una planta FV con fuego declarado en la ciudad de Goch (01.04.2012). Este alcanzó rápidamente la superficie grande del techo de un almacén, provocando ríos de betún goteando en llamas (Figura 3-34).

En tales techos debieron tomarse medidas preventivas de protección contra incendios, según se indica en el capítulo 6.1, para minimizar el riesgo de que un contacto incorrecto se transforme en un gran incendio.



Figura 3-34: Evento que provocó el arco eléctrico en una planta FV instalada sobre el techo. Izquierda: betún de la membrana del techo ardiendo, con densas formaciones de humo y goteando en llamas. A la derecha: por suerte pudo salvarse el edificio. Fotos: Voluntarios del cuerpo de bomberos de la ciudad de Goch.

3.3.5 Conclusiones finales y recomendaciones.

Los incendios reportados por año han aumentado fuertemente en los últimos años (figura 3-18). Esto está en correlación con el gran incremento de las construcciones de plantas FV en los últimos años.

Expertos han constatado repetidamente que en muchísimas plantas FV se infringen las exigencias básicas de construcción.

Resultado de los análisis de casos de incendio

Es previsible que en años venideros se produzca un alza clara de incendios iniciados por plantas FV. Con el creciente envejecimiento de los materiales, aumentarán las fallas de aislación, problemas de contacto y resistencias de contactos. Bajo condiciones adversas, estas fallas pueden provocar un incendio.

Recomendaciones para la reducción de riesgos.

Apreciamos que los remedios contra las fallas encontradas hasta ahora se encuentran en tres niveles diferentes:

- *Formación profesional de los instaladores— con una instalación profesional y consciente de la calidad pueden evitarse la mayoría de las fallas de instalación.*
- *Inspecciones (pruebas) – Las pruebas de recepción sólidas ayudan a reconocer fallas iniciales; y las pruebas de repetición ayudan a reconocer fallas de instalación escondidas y fallas del producto en desarrollo a causa de envejecimientos o defectos por cargas excepcionales (temporal).*
- *Desarrollo de la tecnología*
 - *Prevención de conexiones atornilladas en los circuitos de carga.*
 - *Detectores de arcos eléctricos, que pueden desconectar fundamentalmente los arcos eléctricos.*

Recomendaciones detalladas se agrupan en el capítulo 0.

3.4 Análisis de daños de una empresa de sistemas.

3.4.1 Daños en la inspección de entrada.

Para poder garantizar a sus clientes una alta y constante calidad del producto, especialmente en los módulos FV, la empresa Energiebau Solarstromsysteme GmbH lleva a cabo una

inspección extensa de los insumos que entran. Para ello se toman al azar muestras de las entregas recibidas, según la DIN ISO 2859, y se examinan mediante un extenso catálogo de criterios de eventuales fallas de producción específicas o daños de transportes.

En primer lugar se realiza una evaluación visual, en la cual se controla el cumplimiento de las tolerancias de fabricación. Inclusive se registran, entre otras, las desviaciones en las dimensiones y procesamiento del marco, la ubicación relativa de las celdas individuales, la calidad del cristal y del laminado, así como los contactos entre las celdas, barras y barras colectoras principales. Igualmente se revisan la caja de conexión y sus conductores de alimentación, los conectores enchufables y la etiqueta del módulo.

Después de la inspección óptica se lleva a cabo una prueba de electroluminiscencia (EL). Para esto se fotografía el módulo como un todo. En las fotografías resultantes se pueden reconocer fácilmente las fisuras de celdas y los contactos defectuosos.

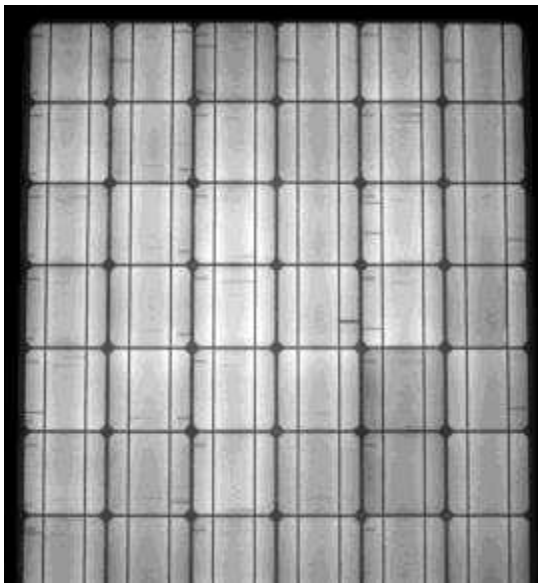


Figura 3-35: Fotografía EL de un módulo intacto

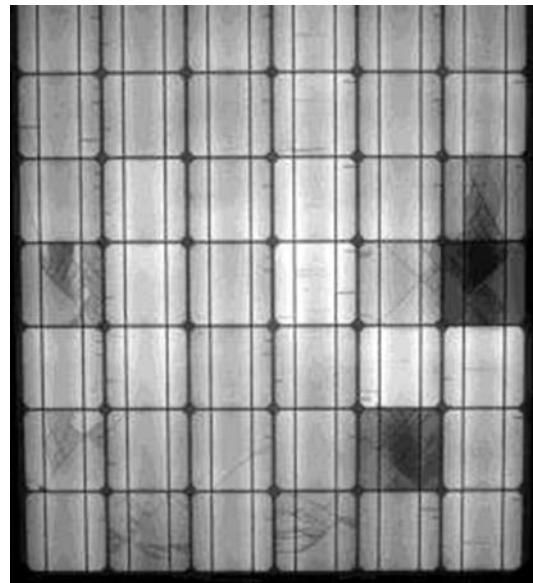


Figura 3-36: Fotografía EL de un módulo con micro-fisuras y fracturas en celdas

Entre marzo de 2011 y marzo de 2013 se probaron en Energiebau casi 24.000 módulos, un 20,2% de los cuales mostraron deficiencias. De todas formas, este porcentaje no es representativo para todos los módulos entregados por el fabricante.

Los procesos en el control de entrada están estructurados de tal forma que los lotes en que se sospecha mala calidad se prueban más a menudo. Además se investigan módulos adicionales del envío, cuando la muestra al azar presente defectos.

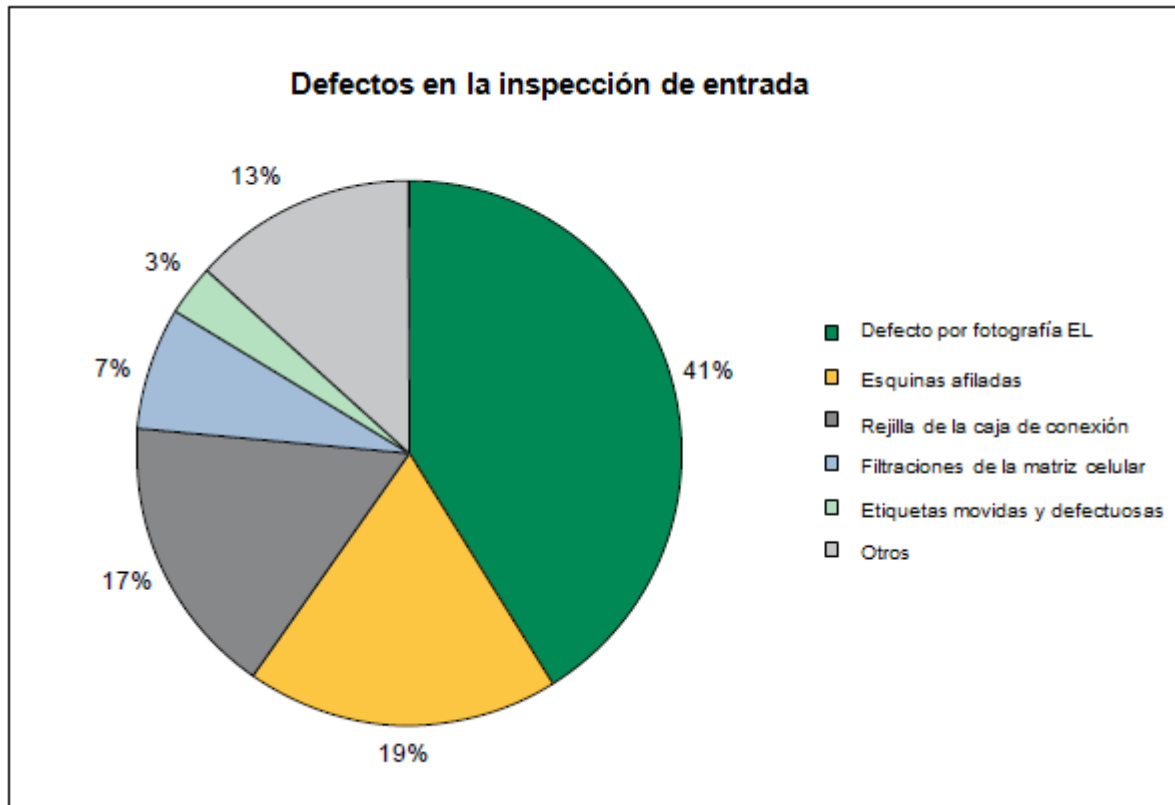


Figura 3-37: Daños que aparecen con mayor frecuencia en la inspección de entrada (sobre 50 piezas/año)

Las deficiencias encontradas con mayor frecuencia en la inspección de entrada son fallas en la imagen EL. Estas son en su mayoría fisuras de celdas, pero también pueden ser contactos deficientes o presiones en las celdas.

En segundo lugar están los marcos mal procesados con rebabas o esquinas afiladas. Estas se originan cuando las partes del armazón se unen o elaboran de manera inexacta.

Otros defectos son, cubiertas para cajas de conexión elaboradas de manera inexacta, que llevan a fugas, debido a su ajuste deficiente; celdas dislocadas, así como placas de identificación pegadas o impresas defectuosamente.

Cerca del 13% de los deterioros corresponden a otras fallas menos frecuentes, entre otras, presiones indebidas de celdas, perjuicios ópticos y des laminaciones (véase también la tabla 3-2)

Tabla 3-2: Proporción de los daños más recurrentes en la cifra total de los daños.

Identificación de la falla	Frecuencia relativa en%
Defectos en la fotografía EL	41%
Esquinas y rebabas afiladas	19%
Filtraciones de las cajas de conexión	17%
Matriz de celda desplazada	7,2%
Etiqueta defectuosa	3,0%

Presión de celda indebida	1,7%
Desviación del color	1,5%
Rasguños	1,4%
Conectores de celdas desplazados lateralmente	1,1%
Objetos extraños en el módulo	1,1%
Fallas en el cristal	0,8%
Abolladura en la lámina posterior	0,8%
Desviación de la perpendicular	0,8%
Des laminación	0,8%
Deformaciones/abolladuras	0,6%
Residuos de silicona	0,6%

3.4.2 Daños en los reclamos

A pesar de los amplios controles de calidad, siempre sucede que se entregan módulos defectuosos a los clientes, o que ellos se dañan durante el transporte. Estos defectos se consideran entonces como reclamos, para los cuales, y por distintas razones, resultan distribuciones de tipos de fallas completa-mente distintas.

De partida, muchas fallas pudieron ser reconocidas en la inspección de entrada, antes de la entrega al cliente, y pudieron ser reclamadas al fabricante. Por otra parte, algunas fallas sólo aparecen después de un tiempo de servicio, y por eso, pueden ser notadas recién por el cliente. En esta categoría caen, por ejemplo, los rendimientos bajos debidos a degradación inducida por potencial (PID).

Por último pueden originarse daños como rasguños, abolladuras, fisuras de celdas o de vidrios, ya sea durante el transporte hacia el cliente o por un manejo inadecuado en la construcción.

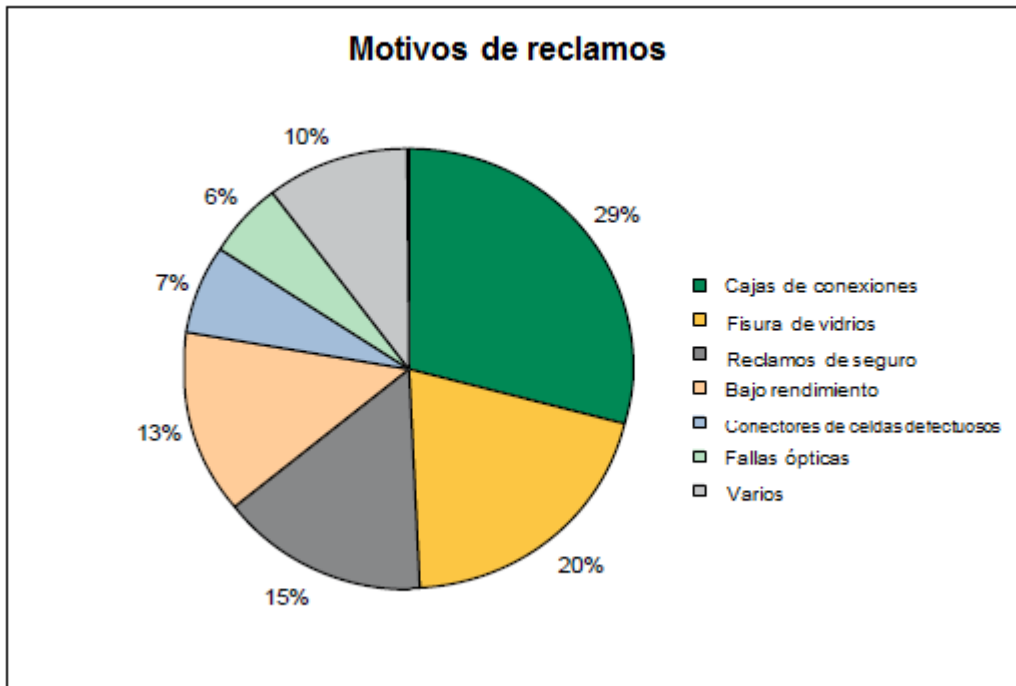


Figura 3-38: Frecuencias de fallas en módulos reclamados.

El motivo más frecuente de reclamos, para todos los fabricantes, fue cajas de conexiones defectuosas

Junto a cajas y tapas caídas, debido a su mala fabricación, se incluyen en este punto también las soldaduras defectuosas y los diodos de bypass defectuosos. Dada la frecuencia de esta falla, se puede considerar que hay un riesgo especial de arcos eléctricos en las cajas de conexiones.

Otras fallas recurrentes son los reclamos generales de seguros, y las quebraduras de vidrios, que en su mayoría se originan durante el transporte o el montaje, pero sin embargo, que también pueden ser causadas por celdas sobrecalentadas.

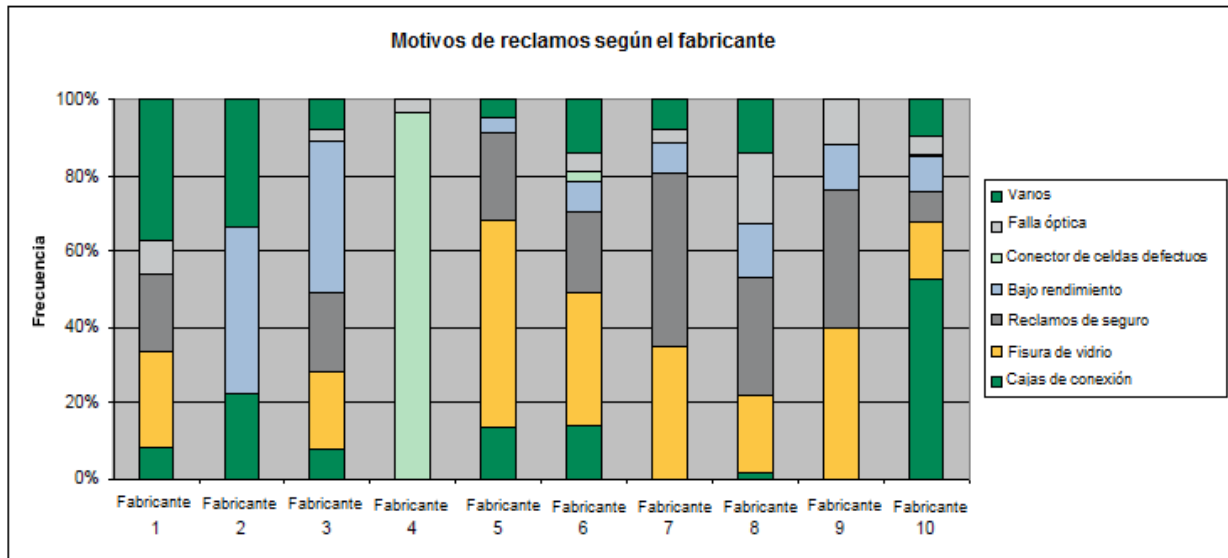


Figura 3-39: Frecuencia de patrones de daños en diferentes fabricantes

En la figura 3-39 es evidente claramente que la mayoría de las quejas a causa del defecto de las cajas de conexiones fueron reclamadas al fabricante número 10. También se advierte que el fabricante número 4 tiene un problema con uniones mal conectadas entre las celdas.

En general llama la atención que al cliente final se le presenten claramente más daños relacionados con el transporte. Esto sugiere que, a pesar de las indicaciones en las instrucciones de montaje, los módulos son tratados inadecuadamente en la obra.

Los rendimientos bajos y los conectores de celdas defectuosos, por el contrario, aparecen en plantas terminadas con menor frecuencia que en la inspección de insumos de entrada. Esto muestra que las fotografías EL son un medio eficaz para reconocer tales fallas y separar los módulos afectados.

3.5 Puntos potenciales de riesgos de un arco eléctrico en plantas FV.

3.5.1 Módulo

32. Conector de celdas

Las conexiones soldadas representan puntos débiles importantes para la formación de un arco eléctrico al interior de un módulo FV.

Muchos puntos de soldadura se encuentran sobre todo en la conexión entre las celdas solares individuales. Las barras colectoras de las celdas son conectadas, en este caso, a través de conectores soldados de celdas. De ahí que juega un rol cuántas barras colectoras y por consiguiente, cuántos contactos de celdas poseen las celdas solares instaladas. En celdas más grandes se instalan hoy a menudo tres barras colectoras, para tener redundancia y crear una

distribución regular de las corrientes de celdas, aunque se pierdan algunas vías de contacto o se produzcan aumentos locales de las temperaturas. La caída o separación de una sola barra colectora, no basta entonces para activar un arco eléctrico [5].

En una breve investigación se contaron, en 50 módulos FV cristalinos existentes en el mercado, la cantidad de conectores de celdas. Se comprobó que gran parte de los módulos se construye con dos barras colectoras (Figura 3-40).

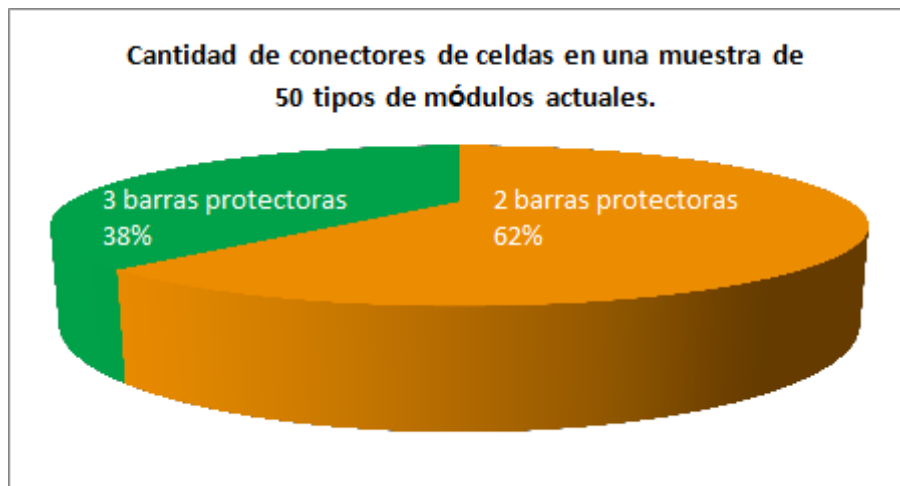


Figura 3-40: Cantidad de conectores de celdas usados en tipos de módulos diferentes.

Una evaluación detallada de la empresa de sistemas solares Energiebau, dio como resultado que en celdas de 5" siempre se utilizan sólo dos barras colectoras. En celdas de 6", es usual tanto la utilización de dos como de tres barras colectoras.

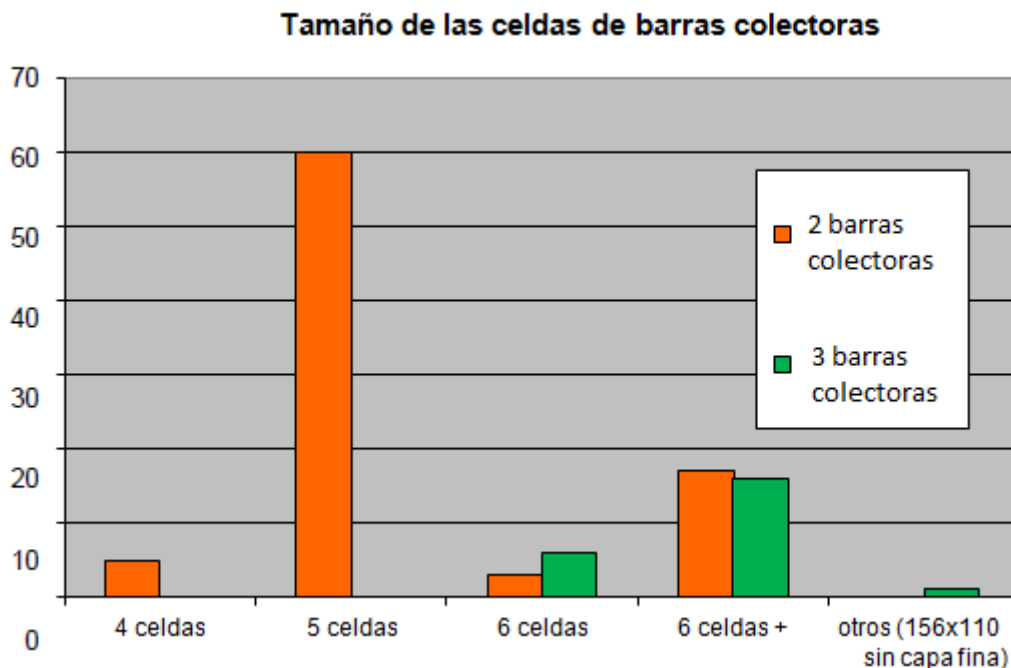


Figura 3-41: Frecuencia del número de barras colectoras, dependiendo del tamaño de la celda.

La visión general se basa en datos de módulos representativos del mercado. Cada conector de celdas adicional aumenta la redundancia. En caso de que se presenten contactos soldados defectuosos, la corriente puede fluir por otra barra colectora.

Con tres barras colectoras es menos probable la formación de un arco eléctrico en los contactos de celdas. Por otra parte, con ello se reduce ligeramente la superficie de celdas que pueden ser utilizadas de manera activa para la generación de corriente.

Un arco eléctrico puede presentarse en un conector de celdas cuando sólo uno de los conectores origina una unión conductiva y cuando en este punto se pierde también el contacto metálico.

Este último es de esperar cuando el contacto ya está malo y el calor generado lleva a una mayor fusión del material de contacto. Además, debe estar cortado el diodo de bypass correspondiente a la cadena de celdas afectada, ya que la tensión de una cadena de celdas individual no es suficiente para el encendido de un arco eléctrico. [27] [28]

En TÜV Rheinland se realizaron experimentos con módulos preparados, para reproducir esta cadena de errores. En uno de los módulos se separaron, entre dos celdas individuales, ambos conectores de celdas, y se retiraron los diodos de bypass de la caja de conexiones. A continuación, se activaron arcos eléctricos, que generaron temperaturas muy por encima de los 600°C de la temperatura de fusión de, por ejemplo, un vidrio templado térmicamente (Figura 3-42). El vidrio frontal y las capas de silicio fotoactivas se fundieron y escurrieron ardiendo [29].



Figura 3-42: Repercusiones de un arco eléctrico provocado al separar conductores de celdas. Fotos: TÜV Rheinland.

El arco eléctrico continuará ardiendo hasta que no se aplique ya ninguna tensión suficiente para mantenerlo encendido. Esto se puede lograr desconectando la tensión, o, aumentando la distancia entre los contactos del arco eléctrico. Si esta distancia se hace tan grande como para que ya no baste la tensión disponible, entonces se extingue el arco eléctrico. Esto puede durar, eso sí, mucho tiempo (varios minutos).

El arco eléctrico no arde solamente en los contactos directos de la celda, sino que también puede seguir ardiendo entre las celdas. Por lo tanto, el arco eléctrico se mueve de aquí a allá entre las celdas. Debido a la gran cantidad de material que está disponible para este propósito, sólo se queman ligeramente los contactos. En los experimentos en el laboratorio se extinguió el arco eléctrico siempre a través de la desconexión de la tensión. El arco eléctrico que ardió más tiempo fue apagado después de 16 minutos. Durante ese tiempo, el arco eléctrico se desplazó reiteradas veces de una parte de la celda a otra.

Hasta la extinción del arco eléctrico, éste emite una gran cantidad de calor, por lo cual los materiales de los alrededores del módulo son dañados fuertemente. Estos se queman también, pero se apagan incluso por sí mismos, un poco tiempo después de la desconexión del arco eléctrico. Hasta ahí arden las llamas, eso sí, intensamente desde la parte inferior del módulo. En un arco eléctrico en llamas que perdura mucho tiempo, las temperaturas aumentan tanto, que el vidrio se funde (1000 °C hasta 1500 °C) y el silicio líquido gotea desde el módulo.

En realidad, los detonantes de los arcos eléctricos pueden ser “puntos calientes” anteriores que pue-den aparecer, por lo general, en conectores soldados de celdas, pero también en las soldaduras entre conectores de celdas y en la barra colectora interna del módulo.

33. Cajas de conexión del módulo.

Investigaciones recientes han indicado que la conexión entre el borne apernado y la línea de alimentación, en la caja de conexiones del módulo, requiere una atención especial. Por la forma constructiva, hay suficiente material de contacto disponible aquí para mantener estable un arco eléctrico de forma permanente. Además, por el hecho de que la caja esté hecha normalmente por plástico, hay material inflamable disponible en las inmediaciones. Se debe tomar en consideración una eventual propagación del arco eléctrico al medio circundante, y el riesgo debe ser clasificado como alto.



Figura 3-43: Caja de conexiones después de un arco eléctrico entre el cable de conexión y el terminal de conexión [5].

El cable rojo entre ambos terminales en la figura 3-43 fue instalado como puente para inhabilitar del módulo defectuoso, durante una prueba anterior. El arco eléctrico se presentó en el conductor de la izquierda.

Las repercusiones de un incendio en una caja de conexiones del módulo pueden ser, por consiguiente, considerables, pero que realmente se produzca un incendio depende de varios factores:

- (1) Estabilidad de la conexión (y de la brida anti-tracción).
- (2) Protección anti corrosión (estanqueidad).

- (3) Liberación del calor en la caja de conexiones (diodos de bypass).
- (4) Material con relevantes propiedades anti incendios.
- (5) Protección contra rayos y sobretensiones.

Para efectuar una estimación de los peligros incendiarios reales, en este punto se entregará una visión general sobre los materiales y las construcciones típicas existentes en el mercado.

1. Estabilidad de las conexiones

Los desarrollos actuales en la fabricación de cajas de conexiones ocurren bajo la premisa de la auto-matización y de la seguridad del proceso (por ejemplo, Spelsberg, Phoenix Contact, Conergy), para poder asegurar una alta y constante calidad (bajar el peligro de contaminación, estanqueidad estable a largo plazo de los pegamentos).

Hay fundamentalmente 3 posibilidades de conexiones de conductores (Figura 3-44)

- Conexiones soldadas
- Conexiones por apriete
- Conexiones atornillables



Foto: Günther Spelsberg, Klemmen

Foto: Mitsubishi Electric Corporation, verlötete Kontakte

Figura 3-44: Variedades de contactos

Las conexiones de terminal por apriete son menos propensas a fallas. Es desaconsejable hoy en día el uso de conexiones atornillables sin golilla, ya que proporcionan un contacto seguro solamente si el montaje es óptimo, y el contacto puede empeorar paulatinamente con el envejecimiento del material, mientras que las conexiones por apriete se reajuste automáticamente.

Pero, incluso las conexiones soldadas pueden fallar cuando el montaje no es adecuado. La tendencia es a que sea más probable en la soldadura manual. En el mercado se pueden encontrar actualmente las 3 técnicas de conexión (Figura 3-44). Predominantemente se usan las conexiones por apriete, de distintos tipos y calidades.

Una brida anti-tracción sólida y eficaz juega también un rol importante, puesto que pueden presentarse fuerzas de tracción, ya sea por poco tiempo (en el transporte y el montaje), así como duraderas (p.ej., el peso de los cables). Se debe garantizar que estas fuerzas no puedan perjudicar la calidad de la conexión.

2. Protección contra corrosión.

Las cajas de conexión se presentan con los tipos más altos de protección, IP65.

Las cajas de conexiones no selladas tienen posiblemente desventajas, en comparación con las cajas de conexiones selladas, por causa de los cambios de temperaturas y la influencia de la humedad. En ellas es más alto el riesgo de que la humedad pueda filtrarse en las cajas y corroer los puntos de contacto. Además, hay un mayor suministro de oxígeno en caso de un arco eléctrico, lo que promueve la conservación del arco eléctrico y por lo tanto la aparición de incendios.

Una masa sellante protectora trae múltiples beneficios: estanqueidad, aislación eléctrica y resistencia al fuego [30]. Es perjudicial por el contrario la dificultad para el mantenimiento. Cualquiera sea el caso, no es posible un cambio eventualmente necesario de diodos de bypass defectuosos. Hay que considerar que algunas conexiones de terminal prensado no deben estar selladas, porque de este modo se dificultan los reajustes y, debido a eso, puede formarse sobrecalentamiento o incluso un arco eléctrico.

3. Disipación de calor en las cajas de conexión.

Las cajas de conexión enfrentan temperaturas elevadas aún en funcionamiento normal a. En caso de falla, la temperatura en la caja puede elevarse por sobre los 200°C. En caso de un arco eléctrico, se alcanzan temperaturas de varios 1000°C. Junto a la selección del material correspondiente, es por esto muy importante una eliminación rápida del calor generado.

Al respecto, la figura 3-45 muestra distintas soluciones, entre otras cosas, un separador para el módulo (Huber & Suhner, gama de productos HA3 y RH3), placas de metal con aletas refrigerantes (aluminio, FPE Fischer, Solon), revestimiento con silicona de buena conducción térmica, conexiones de conducción térmica para marcos de aluminio (Spelsberg). En todo caso, hay que considerar además el cumplimiento de las condiciones para la clase de protección 2.



Figura 3-45: Disipadores de calor

4. Propiedades del material relevantes para incendios

Las cajas de conexión actuales se elaboran casi exclusivamente de plásticos. Estos materiales deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Resistencia térmica
- Retardante de llama y libre de halógenos
- Resistencia mecánica
- Resistencia a la intemperie
- Resistencia al impacto de bajas temperaturas.

Hay una serie de plásticos de ingeniería, como Ultramid®-A3XZG5 (PA) de la empresa BASF o RYNITE® PET –plásticos (PES), que están disponibles en la empresa DuPont. Estos están reforzados termoplástica- y mineralmente, por ejemplo, con componentes de fibra de vidrio.

Desde 2007 están también en el mercado las cajas de conexión de aluminio, por ejemplo de FPE Fischer (Actualmente FPEAL008 Intersolar 2011, [31]). En el interior de estas cajas se encuentra también una caja de plástico para el alojamiento de las conexiones eléctricas. La versión en aluminio del recubrimiento exterior es, según el fabricante, una garantía para una resistencia extremadamente larga en el exterior y poco crítica en sobrecalentamientos, es decir, duradera, segura, de bajo mantenimiento y rendimiento estable.

La caja de aluminio es usada, entre otras, por Solar Energy, SOLAR MODUL ISE 175M/B o Sunworxs GmbH, SUNWORX SW 240P.

Como material de conducción se usa en cables solares (conductores CC) alambre de cobre estañado. Los cables deben resistir según norma una temperatura de servicio de 120°C. La temperatura durante un corto circuito prolongado está incluso cerca de 250°C. Los materiales plásticos deben resistir esta temperatura.

5. Protección contra rayos y sobretensiones.

En general, una planta FV no aumenta la posibilidad de caída de un rayo. No existe ninguna obligación, en general, de instalar una protección contra rayos en una planta FV. Si ya existe en el edificio un sistema contra rayos, la planta FV que se instala después debe ser integrada al concepto existente. En edificios públicos se debe instalar un sistema de protección contra rayos, para una planta FV.

En el capítulo 1.3.1.1 se presentan las normas y directrices vigentes que deben ser consideradas en cuanto a la protección contra sobretensiones y rayos.

Las repercusiones de un rayo directo o indirecto deben ser observadas por separado.



Figura 3-46: Daño directo por un rayo en una planta de 10 años (Fuente: Photovoltaik-Büro Ternus & Diehl GBR)

En el caso extraño de que caiga un rayo directamente en el generador solar, hay que contar con un daño significativo en los módulos (véase la figura 3-46). No se puede excluir la aparición de un incendio, debido al efecto del calor de la corriente del rayo. Lo más probable es que el diodo de bypass esté dañado, y si no están instalados descargadores de sobretensiones con capacidad para llevar la corriente del rayo, es probable que el inversor termine dañado.

Mucho más comunes son, en todo caso, los impactos indirectos o cercanos, en que fluye una corriente de rayo parcial por una parte cercana de una planta protectora contra rayos, o por la instalación eléctrica, o bien, se induce allá una sobretensión.

En este caso, una protección contra sobretensiones escalonada en el generador FV, o en el punto de alimentación de la red, puede reducir fuertemente el peligro de daños del diodo de bypass y del inversor (protección interior contra rayos). Pero, los diodos de bypass Schottky siguen siendo muy vulnerables. Véase el capítulo siguiente.

En el caso de módulos sin marco, en plantas con sistemas de protección contra rayos, la existencia de corrientes de rayo parciales a distancias cortas de los módulos (menos de aproximadamente 1-2 m), puede inducir en los bucles del cableado interno del módulo, tensiones tan altas que ocurren daños en los diodos de bypass correspondientes.

Los módulos enmarcados son algo menos delicados, pero también aquí pueden ser críticas las distancias muy cortas, de menos de aproximadamente 40-80 cm [32].

Con el desarrollo observable en el último tiempo, de múltiples dispositivos de protección electrónica dentro de la caja de conexión del módulo (caja de conexión inteligente), se retoma también el tema de la protección contra sobretensiones.

Resumen

Los riesgos en el área de la caja de conexiones, en cuanto a la repercusión de arcos eléctricos y al desarrollo de incendios, deben ser catalogados como altos, en relación con otros elementos. Por tal motivo, es importante una buena tecnología de conexión, especialmente para evitar hasta donde se pueda, los calentamientos que llevan a incendios y los arcos eléctricos.

Por otra parte, las buenas características de corrosión, de la evacuación del calor, del material y de la sobretensión, son factores importantes para la construcción de la caja de conexiones del módulo de menor riesgo incendiario.

34. Diodo de bypass.

Para proteger las celdas solares ante tensiones de bloqueo elevadas, no permisibles, a causa de celdas no activas (por ejemplo, sombreadas), se instalan, por lo general, diodos de bypass. Estos se integran generalmente en la caja de conexiones y se encargan de conducir la corriente generada en los otros módulos, sin pasar por las celdas solares sombreadas.

Donde antes se usaban principalmente diodos P/N, ahora se emplean cada vez más los diodos Schottky, que desarrollan una pérdida de calor menor. Sin embargo, la tensión de rompimiento en el sentido de bloqueo es en ellos bastante menor, de modo que pueden dañarse por acontecimientos singulares de sobretensión (por ejemplo, tensión de impulso por caídas de rayos en las cercanías).

Además, los diodos Schottky presentan la característica de originar, con temperaturas altas, notorias corrientes inversas, que puedan llevar a una inestabilidad o fuga térmica (Thermal Runaway).

Se presentan tres casos de fallas posibles:

Los diodos están conduciendo permanentemente (cortocircuito no perfecto), conduciendo parcialmente (corriente de descarga elevada, calentamiento), o interrumpiendo, lo que cancela el carácter original de protección.

Los diodos de bypass presentan el problema de calentarse fuertemente, debido a la potencia transformada en ellos, cuando conducen corrientes altas por un largo tiempo. Este calentamiento puede llevar finalmente a un sobrecalentamiento que puede ser incendiario, en el peor caso.

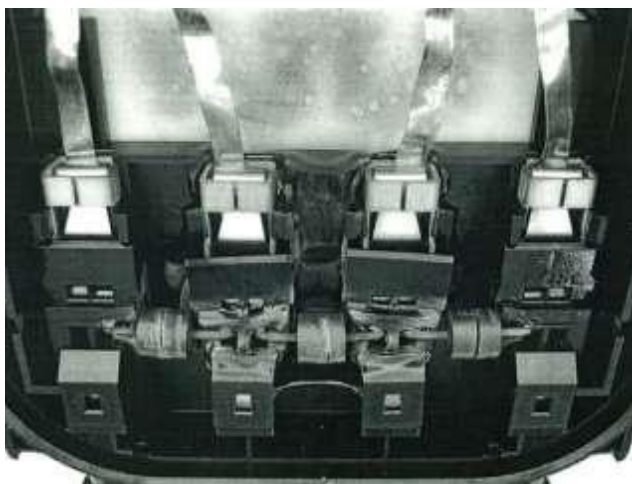


Figura 3-47: Caja de conexiones de módulo con diodos de bypass dañados debido a corrientes de rayos acoplados.

Una caja de conexiones de módulo debe soportar permanentemente el calor emitido por los diodos de bypass, cuando por ellos circula corriente. Con independencia de ello, este calor implica siempre el riesgo de que las conexiones de contacto se corroan o, incluso a la larga, se fundan.

Si un contacto de un diodo de bypass empeora lentamente, entonces aumenta de a poco el calor emitido en el contacto, si éste está bajo carga permanente. En la etapa final, esto puede conducir a un sobrecalentamiento muy intenso, con carbonización o a un arco eléctrico.

En contactos defectuosos o destrucción del diodo (por ejemplo, por sobrecalentamiento) el diodo queda “abierto”, es decir, su función de protección ya no existe. En este caso, sombras o fallas de contactos pueden producir puntos calientes que dañan el módulo y que, bajo circunstancias desfavorables, pueden ser incendiarios.

Después de sobretensiones (por ejemplo, rayos) un diodo de bypass falla típicamente a través de cortocircuitos (no perfecto) o por corriente inversa elevada (conduciendo parcialmente). Esto se traduce en una pérdida de producción. Sin embargo, la función de protección no está necesariamente deteriorada. De todas formas, el flujo alto y continuo de corriente en el diodo incrementa el envejecimiento y por ende, el peligro de un arco eléctrico en los puntos de contactos.

La carga constante por un plazo largo constituye a menudo el riesgo para los diodos de bypass. Sombreados regulares y duraderos generan un aumento del desarrollo de calor en los diodos y son mecanismos de un envejecimiento acelerado. Es cierto que los diodos de Schottky disminuyen el desarrollo del calor, pero en cambio son más sensibles frente a eventos de sobretensión.

Circuitos de protección modernos sin diodos (llamados “Diodos de bypass activos” o “Diodos de bypass inteligentes”) pueden mitigar claramente estos problemas. En estos productos se reemplaza los diodos por un MOSFET, que en el estado conductivo tiene una resistencia de paso de unos pocos miliohm, de modo que la caída de tensión sobre él con una corriente de, por ejemplo 10A, llega apenas a unos 10 milivolt (contra cerca de 400 a 600 mV en diodos convencionales). Con ello disminuye también el desarrollo del calor, en un factor de 5 a 10, de manera que ya no presentan los problemas mencionados anteriormente. Además, los diodos de bypass activos disponen de una protección contra sobretensiones integrada y con ello son, por mucho, más resistentes frente a sobretensiones inducidas.

La energía para comandar el MOSFET se consigue mediante un circuito de comando especial, a partir de la pequeña caída de tensión sobre el MOSFET, de modo que la pieza tiene solo dos conexiones. Sin necesidad de un abastecimiento adicional, puede ser utilizado como un diodo de bypass convencional.

Los diodos de bypass activos son ofrecidos, por ejemplo, por la empresa MICROSEMI (LX2400) [31]. Una versión novedosa ultra fina (LX2410) es incluso adecuada para el enlaminado en el módulo. Otros fabricantes son, por ejemplo, la compañía STmicroelectronics (por ejemplo SPV1001) y Texas Instruments (por ejemplo SM 74611).

3.5.2 Conexiones enchufables y cableado.

35. Conectores.

Una planta fotovoltaica presenta típicamente un número alto de conexiones enchufables. Tanto cada módulo individual como los inversores son contactados a través de conexiones enchufables. Debido al número alto hay aquí un potencial considerable para la formación de arcos eléctricos en serie.

Debido a la progresiva profesionalización en el desarrollo de componentes, existen hoy en día en el mercado conectores en los cuales se evita de manera bastante segura la liberación no intencional y la corrosión de contactos.

Los riesgos más grandes están en la combinación de conexiones enchufables de diferentes fábricas y en el crimpado en terreno de los conectores a los cables [33]. Lo primero debe ser evitado absolutamente, porque aunque los enchufes de dos fabricantes diferentes encajen mecánicamente, es muy posible que se eleve de manera importante la resistencia de contacto eléctrica, lo que lleva a un calentamiento fuerte de los elementos (figura 3-48). En alguna medida están apareciendo en el mercado falsificaciones de algunos modelos de conectores de marcas reconocidas. La calidad de tales productos es dudosa y de ninguna manera deben ser utilizados cuando exista sospecha de una falsificación.



Figura 3-48: Resultado del acoplamiento de conectores de diferentes fabricantes [33].

En el caso de que se requiera crimpear conectores con cables en terreno, debe utilizarse necesariamente una herramienta que el fabricante del enchufe denomina como alicate de crimpeado, con una presión de apriete definida exactamente. Sólo de esta manera se puede garantizar un punto de conexión que sea duradero y hermético al gas (figura 3-49).

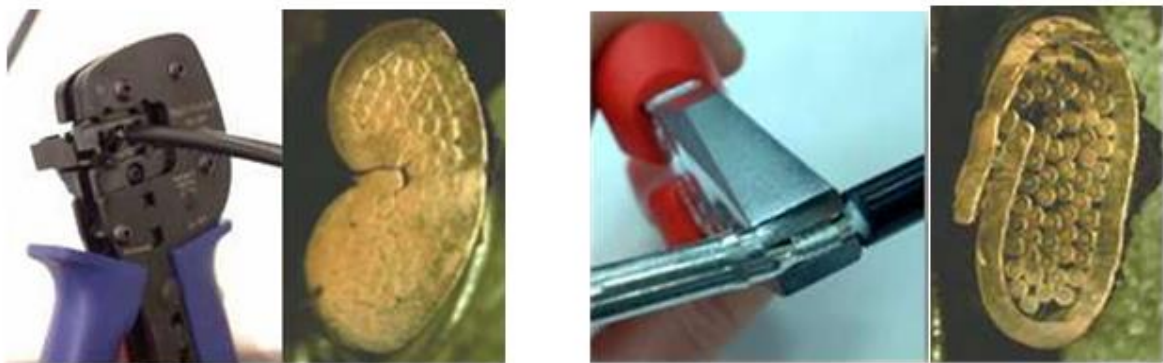


Figura 3-49: Comparación: Crimpeados correctos e incorrectos en terreno [33]

36. Conductores y cableados.

Ya se ha dicho que los arcos eléctricos en serie se presentan principalmente en puntos de contacto y de conexión. Arcos eléctricos en paralelo, de energía muy alta, pueden originarse a través de cables defectuosos, cuando el arco puede producir una conexión conductora entre el polo positivo y el negativo (o bien, si el generador solar está conectado a tierra, entre el polo no conectado a tierra y un objeto que está al potencial de tierra). Esto puede presentarse principalmente cuando la aislación del cable está dañada.

Como medida de prevención de arcos eléctricos en paralelo se implementa un cableado resistente a cortocircuitos entre conductores y tierra. Esto significa que tanto el cable positivo

como el negativo están doble- o al menos fuertemente aislados, o bien, que se usan cables con aislación simple, pero son tendidos en sistemas separados de canalización de cables. Con cuatro capas aislantes entre conductor positivo y negativo es muy poco probable que se origine un arco eléctrico.

Para que un rayo sólo pueda inducir sobretensiones peligrosas de valores bajas, se debe mantener el tamaño del bucle que se forma a través del cableado, lo más bajo posible. Pero, simultáneamente se debe mantener lo más bajo que se pueda el peligro de un arco eléctrico en paralelo, o sea, de un contacto entre dos conductores de polaridad opuesta. Ambos requisitos se cumplen con un tendido de cables con doble aislación uno junto al otro, o mejor aún, con un tendido separado de ambas líneas principales directamente en conductos de cables adyacentes.

Además, el tendido de los cableados debiera ser hecho de manera que la aislación de los cables esté lo menos solicitada posible. Esto significa que el tendido de los cables debiera ocurrir de manera que ellos no queden expuestos de manera directa a la luz solar, que no queden permanentemente bajo agua, así como que no pasen por sobre bordes afilados.

Ellos deben fijarse de modo que no puedan ser movidos por el viento y consecuentemente se dañen por la fricción de la aislación. Se debe respetar y no reducir los radios de curvatura permitidos.

3.5.3 Fusibles.

En los primeros años de la energía fotovoltaica (1985 – 1995) se utilizaban frecuentemente los fusibles en circuitos ramales. Sin embargo, resultó que fallaban a menudo y provocaban sobrecalentamientos locales e incluso incendios en el armario de distribución.

En la norma vigente VDE 0100 parte 712, sólo son prescritos en el caso en que pudiere excederse la capacidad de corriente de un cable. Por tal motivo, están incorporados en muy pocas plantas.

Desde hace aproximadamente 2 años existen fusibles FV especiales, que están fabricados de tal manera que, con un dimensionamiento correcto, no se activan de forma fortuita, y que también pueden interrumpir una sobrecorriente en un sistema con tensiones altas (típicamente hasta 1000 VCC). Sin embargo, son realmente caros, aproximadamente 10 euros la unidad.

Investigaciones detalladas han mostrado que los fusibles de circuitos ramales pueden ayudar realmente sólo en muy pocos casos de las fallas posibles de una planta FV. En todos los otros casos, el fusible no sirve para nada, pero presenta un factor de costo adicional y, además, varios otros puntos de contactos, con el potencial de riesgo de arco eléctrico correspondiente.

El único escenario en que los fusibles pueden proteger circuitos ramales, es el de las corrientes inversas que pueden circular en ramales en paralelo con algunos diodos de bypass en cortocircuito. La corriente inversa permitida para módulos FV es usualmente 2 veces la máxima corriente de cortocircuito. Sólo si más del 10% de los diodos de bypass están en cortocircuito y se opera con plena radiación solar, puede fluir una corriente inversa que exceda este valor de umbral [34]. Pero, esta falla es muy improbable.

Por este motivo se propone prescribir fusibles de circuitos de ramales sólo en plantas en las que los módulos FV se montan en un entorno inflamable.

Puesto que en una cadena cortocircuitada de un generador solar compuesto de n cadenas o ramales en paralelo si puede fluir como máximo $(n-1)$ veces la corriente de cortocircuito de un ramal, una protección ante tales fallas en un generador solar con fusibles sólo es posible en la práctica a partir de 3 a 4 ramales en paralelo [35].

En la revisión actualmente en curso de la versión internacional de la VDE 0100, parte 712, se discute fuertemente, si los fusibles de cadena debieran ser exigidos otra vez, obligatoriamente, para la protección de los módulos FV y de los conductores ante una corriente inversa superior a 3, o bien, de un número por calcular de ramales en paralelos. Debido a la trascendencia internacional de esta norma "IEC 60364-9-1: plantas eléctricas de baja tensión, parte 9-1: Exigencias de instalación, diseño y seguridad para plantas fotovoltaicas (FV)" se supone que se exigirán fusibles, porque los conceptos euro-peos de la aislación para protección y de un tendido resistente a falla a tierra y a cortocircuitos son poco usados en los Estados Unidos y en Australia, por lo que son de esperar más arcos eléctricos en paralelo que lo que ocurre en Europa

Recomendaciones para la estandarización:

Para Alemania recomendamos un prólogo nacional que prescriba fusibles en circuitos de ramales solamente en aquellas plantas en que los módulos FV se construyan en un entorno inflamable.

3.5.4 Interruptores y puntos de separación CC

La figura 3-50 muestra la disposición esquemática de una planta FV con puntos de conmutación CC, tal como se estila normalmente en la práctica al diseñar el lado de la corriente continua. En la norma alemana para la construcción de plantas fotovoltaicas [36] se prescribe un interruptor-seccionador bajo carga (también llamado interruptor separador CC) en el lado CC del inversor.

Hay que tener cuidado con el correcto dimensionamiento de este interruptor, ya que debe separar de manera segura el generador solar del inversor, ya sea bajo carga nominal, o con un cortocircuito en el lado de entrada del inversor. El empleo de un interruptor CC diseñado sólo para las condiciones de una fuente de tensión CC, sin tomar en cuenta las características de un generador FV (características de fuentes de corriente), ¡puede conducir a un arco eléctrico que no se podrá apagar más!

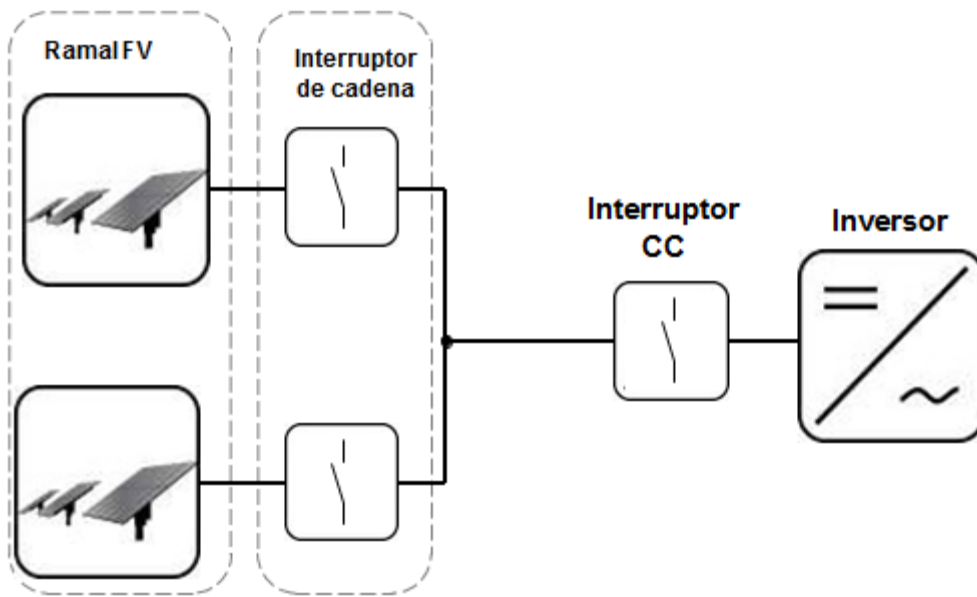


Figura 3-50: Diagrama en bloques de una planta FV con puntos de conmutación.

Sobre todo en plantas FV muy grandes, se colocan también dispositivos de conmutación para la des-conexión de cadenas individuales. A causa de los gastos se usan a menudo seccionadores, que no deben desconectar bajo corriente. Solo está permitido accionarlos si el circuito eléctrico ha sido previamente interrumpido por un elemento seccionador bajo carga [37].

En consideración a la formación de arcos eléctricos en los seccionadores mismos, hay que preocuparse de que el interruptor esté diseñado para las corrientes del funcionamiento nominal.

Los interruptores CC para líneas, que han sido desarrollados especialmente para los requisitos en plantas FV, son también una alternativa que se encuentra en el mercado. .

En algunas plantas FV se usan protecciones CC. Están destinadas al apagado y encendido teledirigido, bajo carga, así como para dirigir corrientes, pero no deben usarse como interruptores de cortocircuito o como elementos de separación [37].

Como cosa fundamental, cada medio de producción eléctrico que agregue una conexión de contacto nueva al sistema, aumenta el peligro de un arco eléctrico. Sólo a través de un dimensionamiento e instalación profesionales pueden mantenerse limitados estos factores.

3.5.5 Caja de conexiones del generador.

Las cadenas FV se reúnen en paralelo en la caja de conexiones del generador. Allí se conectan los conductores de las ramas, la línea principal de corriente continua y, eventualmente, la línea de compensación de potenciales.

La caja de conexiones del generador contiene bornes terminales y puntos de separación, así como eventualmente, los fusibles y diodos de bloqueo de los circuitos ramales. A menudo se instalan, en las cajas de conexiones del generador, los descargadores de sobretensiones, que sirven para desviar hacia el suelo las sobretensiones. Es por tal motivo que el conductor igualador de potenciales o el conductor de toma a tierra llegan también a la caja de conexiones del generador.

Ocasionalmente se montan también en la caja de conexiones los interruptores principales CC o los interruptores protectores de líneas. En plantas de mayor tamaño es cada vez más frecuente el uso de elementos de monitoreo de las cadenas. Estos informan al sistema de monitoreo de datos cualquier falla en una cadena, de modo que se pueda iniciar una búsqueda de fallas.

La caja de conexiones del generador debiera estar realizada en la clase de protección II y tener claramente separados, dentro de la caja, los lados positivo y negativo.



Figura 3-51: Caja de conexiones del generador [Fuente: DGS-Berlín]

Puesto que se instala al aire libre, debiera tener como mínimo el grado de protección IP 54, así como ser resistente a la intemperie y a los rayos UV. Además, es recomendable elegir el lugar de instalación de tal nodo, que la caja de conexiones quede protegida contra la lluvia y la radiación solar directa. También se debe tomar en cuenta la accesibilidad de la caja de conexiones, en atención a eventuales trabajos posteriores de mantenimiento.

En las cajas de conexiones con bornes atornillables, debe prestarse atención a la ejecución exacta de la conexión, ya que toda una cadena puede fallar con una ejecución defectuosa. Las cajas de conexiones con bornes de resorte o con otros sistemas de sujeción adecuados, no requieren casquillos terminales y son fáciles de manejar.

Al diseñar la caja de conexiones del generador hay que tener en consideración la norma VDE 0660-600-1 (EN 61439-1). Para conformar las conexiones de circuitos pueden usarse bloques de terminales que son fijados sobre carriles DIN de tipo sombrero. Las partes negativa y positiva deben estar estrictamente separadas y diseñarse con protección de falla a tierra así como a cortocircuito.

En plantas con inversores centrales, fuertemente sombreadas, se usaron originalmente diodos para el desacoplamiento de cadenas individuales. Sin embargo, su utilidad es muy

cuestionable. Si, a pesar de todo, se emplean los diodos de bloqueo, ellos deben resistir el doble de la tensión en vacío del generador en condiciones de prueba estándar, conforme con la VDE 0100-712¹².

Los fusibles de los circuitos ramales protegen los conductores en caso de sobrecargas. Deben estar dimensionados para la operación en corriente continua. En algunos casos se han empleado como fusibles de circuitos ramales fusibles de corriente continua inadecuados. Puesto que la corriente varía mucho cuando hay desplazamientos de nubes, puede originarse en un fusible de CC normal un arco, el que sin embargo no alcanza para fundir el granulado del fusible. La consecuencia es la no operación del fusible y un calentamiento lento, que puede conducir a un incendio en la caja de fusibles.

En el intertanto, algunos fabricantes ya han desarrollado fusibles FV adecuados. Hasta ahora hay so-lamente un proyecto de norma IEC 60269-6 FDIS 09/2010 que toma en consideración las condiciones de uso específicas de fusibles en plantas FV.

Siguiendo este proyecto de norma, algunos fabricantes ofrecen fusibles FV adecuados, con capacidad de corte CC y características de un amplio rango, bajo la denominación gR o gPV (véase la figura 3-52).

En la selección y dimensionamiento de los fusibles y porta-fusibles deben observarse indefectiblemente los siguientes factores de reducción para la corriente nominal del fusible I_n :

1. Para temperaturas de funcionamiento elevadas (por ejemplo, 0.84 para 60°C)
2. Para la acumulación o disposición apretada de varios porta-fusibles.
3. Factor de reducción para la envoltura de plástico del inserto de fusible
4. Factor de carga variable (que tiene en cuenta el envejecimiento; usualmente 0,9)



Figura 3-52: Fusibles FV según la norma [Fuente: SIBA]

¹² Standard test conditions: Condiciones estándar de prueba

3.5.6 Inversor

El inversor es el más complejo de los componentes individuales de un sistema fotovoltaico. Todos los componentes descritos en los capítulos anteriores, como enchufes, conexiones terminales, interruptores y conductores existen dentro de un inversor, complementados por componentes pasivos, electrónicos, y de electrónica de potencia. Según sean las características de equipamiento de un inversor, en él habrá hasta varios cientos de partes individuales.

De la experiencia del pasado se conocen algunas fallas en serie, que se originan en un dimensionamiento insuficiente de elementos o también de las vías de conducción, o también, en alguna medida, en defectos de fabricación de las placas de circuitos impresos mismas (uniones mal ejecutadas) o, por último, en la calidad de las soldaduras (soldaduras frías).

Sin embargo, estas no son deficiencias específicas de la técnica solar, sino que pueden presentarse en cualquier aparato electrónico. Estos defectos han sido superados y, de acuerdo con la declaración anterior, es posible atribuir a los inversores una confiabilidad alta y un riesgo de incendio “normal”.

Las figuras 3-53 y 3-54 muestran un ejemplo de componentes de un inversor de cadena:

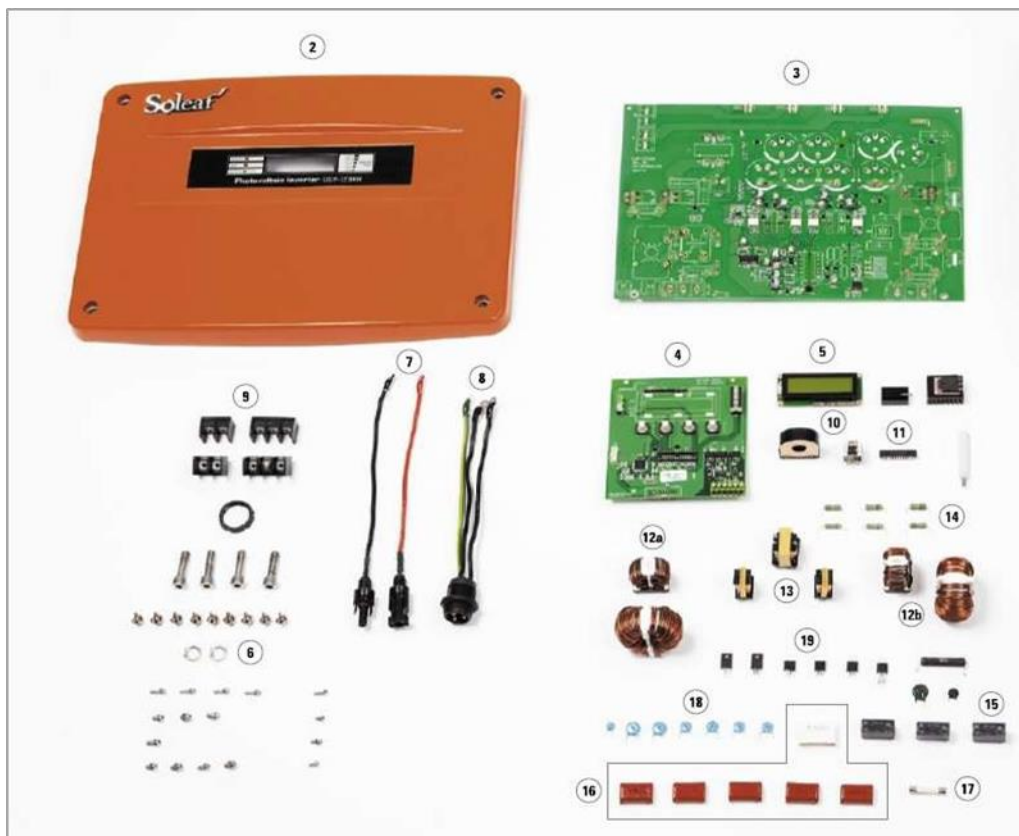


Figura 3-53: Componentes de un inversor de cadena [38]

De la experiencia con un gran número de inversores es posible identificar determinadas fuentes potenciales de fallas, a las cuales debe prestarse atención especial durante la construcción:

Placas de circuito impreso (PCB).

Por razones de montaje, en inversores con una capacidad de hasta algunas decenas de kW se trata de poner todos los elementos en una, o algunas pocas, placas de circuito. Sólo los elementos inductivos, a menudo voluminosos y pesados (bobinas, en caso necesario, transformadores) están puestos de manera separada en la caja, parcialmente en compartimientos propios, conectados con la placa principal mediante conductores y bornes.

Para inversores en el rango de potencia de 100 kW y más, se realiza el montaje en un gabinete especial. Grupos constructivos, como condensadores de amortiguamiento, semiconductores de potencia e inductores, están interconectados a través de efectivos rieles de corriente o de placas, mientras que el comando y las tecnologías de control y de regulación están ubicados en placas de circuitos.

En el diseño de la placa de circuitos impresos se debe respetar las secciones transversales de conductores necesarios, lo que por lo demás responde a la necesidad de una resistencia baja, resp. de una alta eficiencia. Las termografías de inversores muestran que aquí no hay problemas con sobrecalentamientos.

Las conexiones en las placas de potencia representan una vulnerabilidad potencial. Una solución posible es un número elevado de uniones (vías) pequeñas que operen en paralelo o bien, en la inserción general de un componente en ese punto de unión.

Las separaciones entre conexiones que se deben respetar están prescritas por la norma, dependiendo de la tensión que se presenta y del grado esperado de contaminación de la placa de circuitos.



Figura 3-54: Componentes de un inversor de cadena [38]



Figura 3-55: Ejemplo de un inversor central en un armario de distribución

Conectores/Terminales.

Los inversores de cadenas de hoy en día se conectan generalmente en su totalidad a través de conectores enchufables. En el lado CC se usan los mismos sistemas de conexión que en los módulos solares. En el lado CA se usan los típicos conectores multipolares de corriente trifásica o alterna que se encuentran en el mercado, o bien versiones modificadas de ellos. La capacidad de carga de este conector debe ser suficiente.

Crítico en este tema es el hecho de que no se pueden usar de manera general cables de conexión pre-fabricados, por lo que los enchufes deben montarse in situ, manualmente, por el instalador a los cables de conexión. Esto conlleva siempre el peligro de una calidad deficiente de las conexiones de engarce/crimpeado o de los descargadores de tracción, que sólo pueden minimizarse con un trabajo concienzudo.

¡De acuerdo con los resultados de los análisis de daños dentro de este proyecto de investigación, a menudo se presentan también fallas relevantes para incendios en el cableado CA, convencional y suficientemente conocido!

Dentro del equipo mismo, las conexiones se efectúan parcialmente en los bornes de la placa de circuitos. Aquí deberían emplearse de preferencia bornes de resortes, ya que garantizan una presión de apriete de los cables permanente y constante.

En la construcción de la placa de circuito, o en su fijación en el aparato, debe considerarse que durante el transporte y el proceso de ensamblaje pueden presentarse, en parte, fuerzas considerables e imprevisibles que pueden producir daños en las interconexiones, con posibles secuelas posteriores.

Como ya se indicó más arriba, es ventajoso dar cabida a todos los elementos en una sola placa de circuitos, o en el menor número posible de ellas. Con ello se minimiza el número de conexiones entre las placas de circuito o entre grupos constructivos, lo que conduce a un aumento claro de la confiabilidad. Simultáneamente, se han ahorrado también costos y fuentes de fallas durante la producción de los aparatos. Al respecto, siguen existiendo muchos ejemplos negativos en el mercado, con multitud de placas individuales y correspondientemente, un alto número de conectores.

Interruptor

En Alemania, la norma prescribe que en el lado CC de un inversor haya un interruptor seccionador bajo carga. Éste está generalmente integrado en el aparato, pero puede ser instalado externamente, como un elemento adicional. El interruptor debe ser apto para CC y debe estar dimensionado para la característica real corriente-tensión de la planta FV.

Condensadores (capacitores)

Los condensadores se utilizan en muchos puntos de un inversor. Para los fines de la protección contra incendios se debe considerar como críticos los condensadores X e Y, que se instalan tanto en el lado CC como en el CA, para la supresión de interferencias electromagnéticas. Puesto que eléctricamente siguen de manera inmediata después de los terminales de entrada, están expuestos a elevados picos de tensión, y deben ser por ende robustos. Aquí sólo se debería emplear condensadores autorizados pertinentes.

Los condensadores tipo electrolitos de alta capacidad empleados como condensadores de amortiguamiento en la entrada no representan, según la experiencia de hoy, un componente crítico. Ventajoso para la vida útil del aparato es la elección de una clase alta de temperatura, por ejemplo, 105°C.

Descargador de sobretensiones/Varistores

Tanto en la entrada como en la salida de los inversores puede encontrarse típicamente una protección fina contra rayos, en forma de varistores, o bien, de una combinación de varistores y tubos de descarga de gases. Los varistores son componentes potencialmente delicados, ya que su tensión de operación se va reduciendo, en la medida que lo afectan frecuentes y pequeñas sobretensiones en la tensión de servicio. Finalmente se llega a un estado en que, con la tensión de funcionamiento normal, fluye a través de ellos una corriente de descarga notoria. Ésta conduce al sobrecalentamiento, y en algunos casos, también a una quema de varistores, una falla que se observa con bastante frecuencia en los inversores.

Para reducir el riesgo, se deben elegir los varistores con una tensión de operación superior a la tensión de funcionamiento normal, con una diferencia suficiente. También se utilizan varistores monitoreados por temperatura, en los que un elemento de conmutación impide el flujo permanente de corriente a través del varistor tan pronto como se excede el umbral de temperatura.

Como con ello se suspende la función original de protección contra sobretensiones, esta situación debería ser señalizada. Otra solución es la conexión en serie de un varistor con un cuerno o spark gap.

Gabinete.

En el mercado de inversores de cadenas se encuentran, tanto aparatos con gabinete de metal como de plástico. Para equipos grandes se utilizan generalmente armarios de distribución de metal.

Desde el punto de vista de posibles incendios, son convenientes los armarios de metal, ya que dificultan una propagación del eventual incendio en el equipo. Es conveniente elegir una clase IP alta (por ejemplo IP65), porque la fuerte estanqueidad de este gabinete, impide un suministro de oxígeno para un fuego interno.

Ventilador

Actualmente se encuentran en el mercado, tanto inversores con enfriamiento activo mediante uno o más ventiladores, como algunos sin ventiladores.

La ventaja de los aparatos con ventilador está en que la inversión total para un disipador de calor pequeño con un ventilador es más baja que para un aparato sin ventilador pero con un disipador de corriente grande. Sin embargo, es desventajoso que el ventilador sea en general una pieza que se des-gasta. Más importante aún es el argumento de la contaminación de ventiladores y canales de enfriamiento, en una ventilación forzada.

En todo caso, también en un aparato sin ventilador se produce almacenamiento de calor, con el consiguiente riesgo de incendio, a causa de suciedad o cobertura.

En ambos conceptos es por ello importante un monitoreo de la temperatura del disipador, combinado con la correspondiente limitación de potencia y, eventualmente, con una señalización de la condición de falla.

En algunos equipos también se emplean ventiladores dentro del gabinete, para prevenir el origen de puntos calientes. Aquí no hay riesgo de suciedad, pero se debe tomar bien en cuenta el tiempo de funcionamiento del ventilador.

Los equipos bien diseñados y optimizados para obtener una alta eficiencia, alcanzan, con carga continua, niveles de temperatura de unas pocas decenas de grados por encima de la temperatura ambiente. Como ejemplo se muestra aquí un aparato de la empresa REFUSol (Figura 3-56):



Figura 3-56: Disposición y termografía de un inversor FV de alta eficiencia. Medida máxima de temperatura: 60,4 °C [38]

3.5.7 Instalación de la corriente alterna.

Muchos casos de incendios inesperados tienen sus orígenes en el lado CA de las plantas FV. Como causa se identificó en muchos casos una calidad defectuosa de la ejecución. Se observaron los siguientes defectos:

- Los conductores estaban subdimensionados.
- Los tornillos no estaban apretados.
- Las aislaciones de conductores estaban apretadas en el borne o los extremos del cable no estaban completamente introducidos en los terminales, de modo que se producía una superficie de contacto muy pequeña.
- Se habían pasado por alto las normas de dimensionamiento para fusibles e interruptores LS, en cuanto a no considerar la mayor carga de calor debida al hacinamiento, a la simultaneidad y a temperaturas ambientales elevadas.

- En algunas plantas FV se emplearon estaciones de red dimensionadas para una carga EVU (Empresas de Distribución Eléctrica) con un factor de simultaneidad de 0,7. El factor de simultaneidad en plantas FV es de por lo menos 0,85.

Todos estos defectos pueden conducir a un estrés térmico elevado de los medios de producción afectados, y con ello implicar un riesgo alto de degradación para los puntos de contacto. A la larga esta degradación puede llevar a un sobrecalentamiento del contacto y conducir incluso a un incendio.

Hay también señales de que los ciclos de carga típicos de las plantas FV conducen a una carga especial de los contactos. Los cambios diarios entre marcha sin carga y carga nominal, y una operación de larga duración con carga nominal, junto con los cambios de temperaturas correspondientes, parecen causar en muchos tipos de contactos un envejecimiento acelerado. Esto afecta como mínimo a los terminales en serie, bornes atornillables en medios de producción, conexiones por riel o barra, y con-tactos de cuchillas de fusibles NH.

Puede que esta carga cíclica no esté suficientemente considerada en las normas actuales de los productos.

Como consecuencia de las posibilidades de falla y salida de servicio, debiera probarse regularmente el estado de los puntos de conexión.

3.6 Análisis de riesgos

3.6.1 Metodología.

Las plantas fotovoltaicas son instalaciones electrotécnicas complejas, con una variedad de elementos individuales. Si se parte de una capacidad total instalada en Alemania, en el año 2013, de más de 30 GW, ello corresponde a un número cercano a 150 millones de módulos, alrededor de 450 millones de diodos de bypass, sobre los 10 mil millones de celdas solares (3 Wp) y cerca de 50 mil millones de soldaduras. Además hay conductores, distribuidores, diodos de bloqueo, fusibles CC, interruptores CC, inversores, fusibles CA, interfaces IT, entre otros, así como elementos mecánicos, como los marcos y los sistemas de rastreo y seguimiento.

Como en toda instalación mecánica, existe un riesgo de que por fallas en la planta puedan aparecer daños. Tanto para las aseguradoras, como para los instaladores y operadores de plantas FV, existe entonces la necesidad de poder evaluar estos riesgos.

Los procedimientos pertinentes para ello son conocidos en la industria de los seguros. Una visión general de ellos se encuentra en [39].

Un planteamiento para identificar posibles fuentes de fallas ya en la fase del desarrollo de un producto o de un sistema, y para eliminarlas en lo posible, ofrece la llamada FMEA (“Análisis de modos de fallas y efectos” o “Análisis de la posibilidad e influencia de fallas” o también en corto, “Análisis de impacto”) [40].

Dentro del proyecto de investigación se usó este método en una planta FV completa conectada a la red (sin almacenador). Se presentan a continuación el procedimiento y los resultados.

El FMEA representa para la industria, especialmente para los fabricantes de productos masivos como, por ejemplo, automóviles, un procedimiento establecido y predeterminado formalmente (DIN EN 60812 “Análisis de tipos de condición de falla y su impacto”), con el que es posible

identificar posibles fuentes de fallas ya en la fase de desarrollo de un producto, evaluarlas y establecer posibles medidas correctivas. Para ello se reúne un grupo de cerca de 10 expertos, en lo posible de disciplinas diferentes que, bajo la dirección de un moderador, examina en detalle los componentes de un sistema total, o también un solo elemento individual.

Esta evaluación de riesgos considera una mezcla de años de experiencia, de conocimientos efectivos, pero también de “corazonadas”. Evaluaciones controversiales se discuten hasta que el grupo llegue a un acuerdo en un valor único de riesgo.

El riesgo se evalúa según 3 criterios, designados como A, B Y E. Cada uno de estos criterios es evaluado en una escala de números enteros del 1 al 10, mediante un catálogo específico, siendo 10 el riesgo más alto en cada caso. (Tabla 3-3).

“A” describe la Probabilidad de ocurrencia de una falla.

“B” describe el Resultado de una falla, es decir, qué consecuencias trae consigo.

“E” describe la Posibilidad de descubrimiento, mejor dicho, la “probabilidad de no detección”. Por lo tanto, con el factor 10 se valora una falla como no detectable.

Tabla 3-3: Catálogo de clasificación específico para los análisis de una planta FV.

Probabilidad de ocurrencia		Probabilidad de producirse encendido (de los componentes)		Probabilidad de descubrimiento	
1	Despreciable	1	Despreciable	1	Muy Alta
	Teóricamente concebible, en la práctica nunca		Encendido es teóricamente posible, en la práctica nunca ha sido observado		Por ej. Caída del sistema, control muy confiable del sistema, etc.
2		2		2	
3	Remotamente imaginable	3	Remotamente imaginable	3	Alta
	Ya se observó, pero vale como una excepción extrema		El origen de encendido es teóricamente posible bajo condiciones determinadas		Hay un reconocimiento de la falla, pero puede fallar esporádicamente bajo condiciones determinadas
4		4		4	
5	Baja, rara	5	Baja, rara	5	Esporádicamente
	Se observa raramente, se presenta más bien esporádicamente		El origen de encendido es posible, pero se presenta raramente		El indicio de falla es reconocible fácilmente, por ej. es visible, pero no registrable sistemáticamente
6	Esporádicamente	6	Esporádicamente	6	Baja, rara
	Se presenta a intervalos regulares		Encendido es posible, se presenta esporádicamente		La falla puede reconocerse mediante medidas de control o por sus consecuencias
7		7		7	
8	Alta	8	Alta	8	Remotamente imaginable
	Ha sido observada a menudo		La presentación de la falla podría llevar a menudo a gatillar el encendido		La falla puede comprobarse mediante pruebas definidas exactamente
9		9		9	
10	Muy Alta	10	Muy Alta	10	Despreciable
	Es casi seguro que la falla aparecerá en tiempo imaginable.		La presentación de la falla causa con frecuencia un encendido		Función de error escondida, no puede revisarse el indicio

A continuación se multiplican entre sí los tres criterios individuales, para calcular el así llamado número prioritario de riesgo “RPZ”, que puede estar entre 1 y 1000.

La evaluación de la RPZ puede hacerse de maneras diferentes. Una posibilidad consiste, por ejemplo, en fijar un valor límite, por encima del cual el riesgo se considera como crítico y se requieren contramedidas, por ejemplo, cambios constructivos.

En los FMEA realizados aquí se estableció una RPZ de 150 como valor límite, de modo que si los tres criterios son calificados con un valor intermedio “5”, la RPZ resultante tendría un valor no crítico de 125.

Este procedimiento puramente formal es discutible, y debiera ser siempre complementado “con el sentido común” y los resultados de la discusión en el grupo (véase el capítulo 4.5.2).

3.6.2 Evaluación de los puntos riesgosos en la planta FV.

Un FMEA puede llevarse a cabo para un solo componente, por ejemplo una caja de conexiones del módulo, o, como es en este caso, para un sistema completo. Correspondientemente, el nivel de detalles es diferente para ambos casos.

Puesto que dentro de una planta FV se utilizan reiteradamente, en muchos puntos, ciertas funcionalidades o tecnologías individuales, como por ejemplo, conexiones por soldadura, ellas fueron reunidas y valoradas en grupo, hasta donde ello fue posible.

Se consideró los siguientes grupos:

- Conectores enchufables (Módulo, línea principal CC, inversor y lado CA)
- Bornes terminales (distribuidor de campo, inversor lados CC y CA)
- Conexiones con soldaduras (celdas/cadenas, caja de conexiones, inversores)
- Diodos (diodos de bypass, diodos de bloqueo)
- Módulo (celdas, vidrio, lámina posterior, tecnología de conexión)
- Fusibles (lados CC y CA)
- Cables (lados CC y CA)
- Interruptor (lado CC)
- Inversor
- Planificación e instalación

En total, el moderador formuló 39 cuestionamientos, de los cuales resultaron, después de las necesarias iteraciones para reducir el RPZ, cerca de 140 evaluaciones.

Como ejemplo, la tabla 3-4 muestra la evaluación de los tres criterios para el caso de un enchufe CC carbonizado por no haber quedado bien enchufado.

La “probabilidad de ocurrencia” fue considerada con “4”, como relativamente baja. Por el contrario, la probabilidad de provocar un incendio al fundirse el enchufe, fue considerada con un “7”, como bastante probable.

La “probabilidad de provocar un incendio” se refiere siempre y solamente al elemento observado, ya que la propagación del incendio a otros componentes o al edificio depende de muchas condiciones de borde que no pueden ser estimadas aquí.

Una probabilidad alta de iniciar un incendio, por tanto, no debe significar automáticamente que se origine un incendio del edificio. Como un ejemplo de ello podría considerarse un conector fundido entre dos módulos, por encima de una techumbre dura (de tejas), el cual casi nunca provoca un incendio.

El tercer criterio, de que la falla (enchufado defectuoso) fuese descubierta antes de la aparición de la carbonización, fue catalogado como bastante improbable, por lo que se evaluó con el factor “8”. En total, se llega, por una multiplicación, a un RPZ de 224, o sea, de manera clara ¡por encima del valor límite seleccionado del RPZ de 150!

Tabla 3-4: Modelo de evaluación de un enchufe CC que no está bien conectado.

componente implicado/lugar	fallas potenciales	causas potenciales	Estado actual			RPZ
			probabilidad de ocurrencia	Probabilidad del inicio del fuego	Probabilidad de descubrimiento	
Enchufe CC						
Conector de enchufe CC	Conector de enchufe fundido	Enchufe no completamente enchufado	4	7	8	224

De acuerdo con la figura 3-57, de los 39 grupos observados, 21 alcanzaron un RPZ por encima del valor límite de 150; los 18 restantes, que estuvieron por debajo del valor límite, se presentan en la figura 3-58.

Como especialmente crítica fue declarada por la ronda de expertos la combinación (¡no permitida!) de conectores de diferentes fabricantes, resultando evaluada con un RPZ de cerca de 450.

Además, aparecen como críticas, junto a las fallas en la fabricación de componentes, los errores de instalación y de planificación.

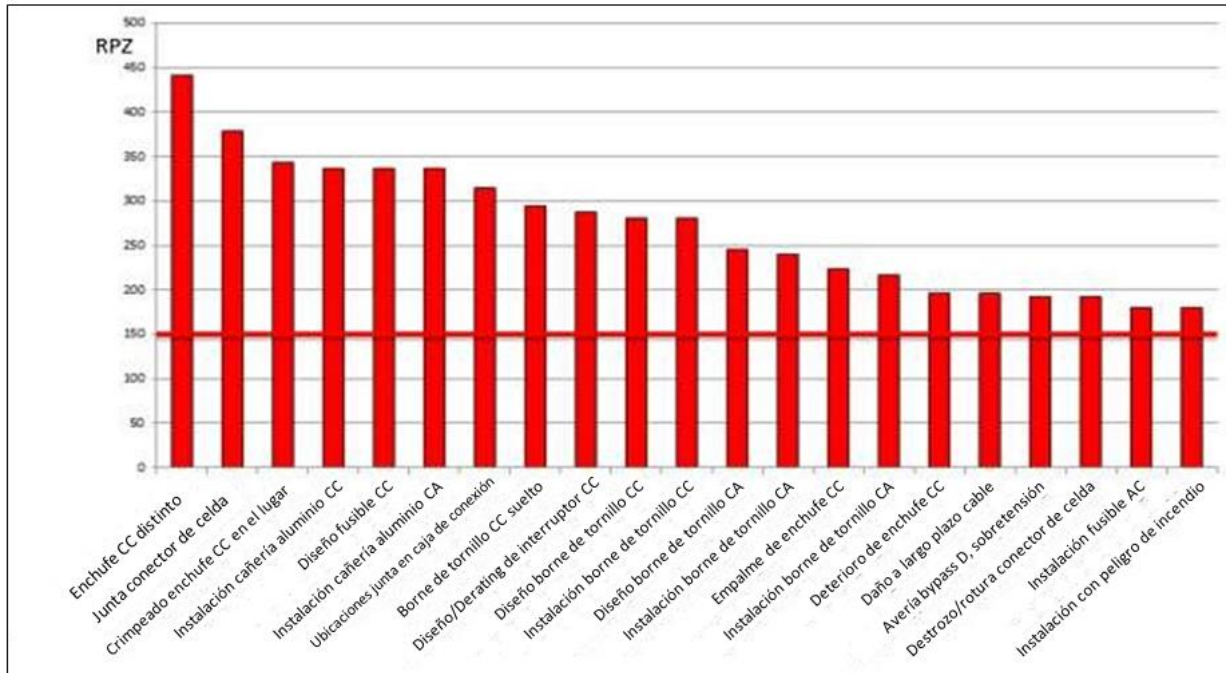


Figura 3-57: Grupos de montaje y-funciones con un RPZ > 150

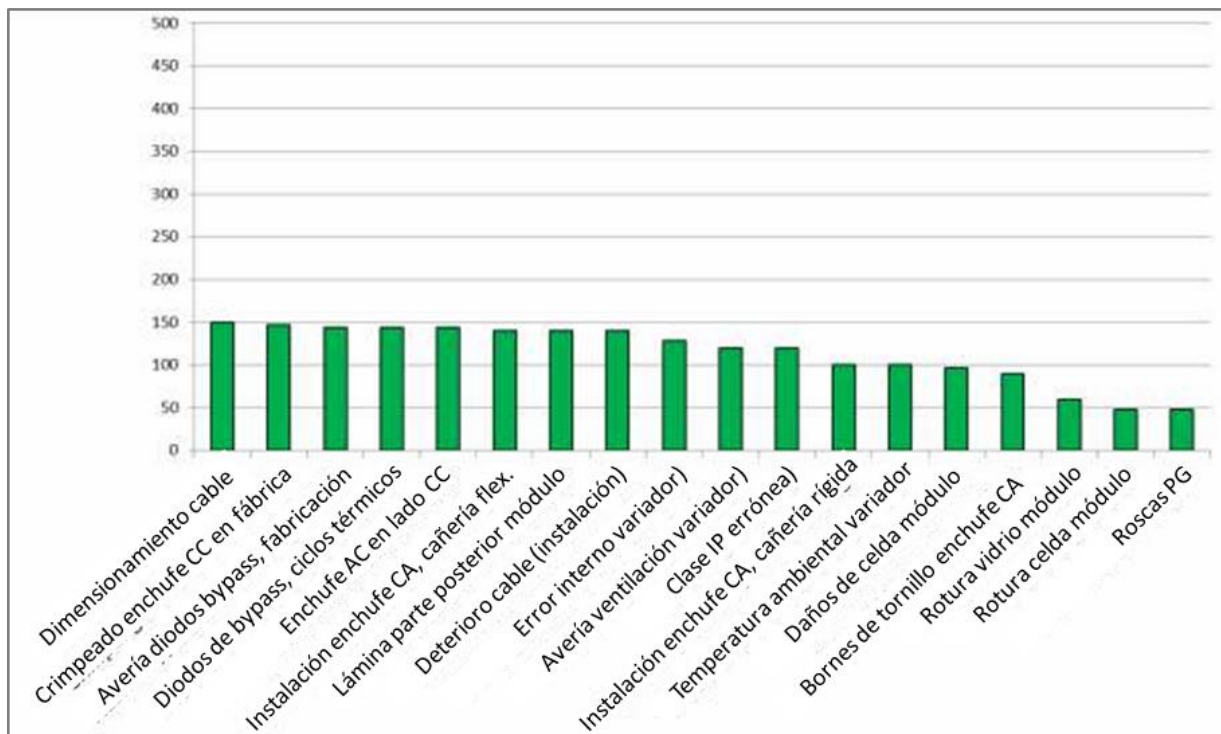


Figura 3-58: Grupos de montaje y-funciones con un RPZ <= 150

En la tabla siguiente se muestra un modelo de evaluación de diversas medidas de mejoras en un enchufe CC que no estaba completamente conectado, junto con las observaciones del grupo FMEA.

Tabla 3-5: Modelo de evaluación de diversas medidas de mejoras.

Condición mejorada					Observaciones:
Medidas correctivas posibles	probabilidad de ocurrencia	Probabilidad del inicio del fuego	Probabilidad de descubrimiento	RPZ	
Condición de partida	4	7	8	224	
Capacitación de instaladores	3	7	8	168	Presión de tiempo y costo
Diseño de enchufe: Trabas, agarre, anillo de color, etc.	2	7	7	98	
Prueba de aceptación (DIN 0126-23)	4	7	7	196	¡No es suficiente!
Prueba de aceptación (métodos extendidos, por ej. IR)	4	7	6	168	Event. métodos de medición nuevos
Prueba de repetición regular (DIN 0126-23)	4	7	7	196	¡No es suficiente!
Prueba de repetición regular (métodos extendidos, por ej. IR)	4	7	5	140	Event. métodos de medición nuevos
Detector de arco eléctrico	4	4	7	112	¡Si es confiable!

Mediante una mejor formación-concientización de los instaladores se puede mejorar la calidad de la planta, por lo cual se mejora el criterio de “probabilidad de ocurrencia”. Sin embargo, el grupo FMEA consideró como insuficiente su potencial de mejora, por el tiempo y la presión de costo durante la instalación.

Más dirigidas hacia el resultado buscado serían mejoras en el enchufe mismo (gancho de cierre, mejor agarre, anillo de color llamativo para conexiones incorrectas, entre otras.), repetición regular de las pruebas, con métodos avanzados (cámara infrarroja) o, también, un detector de arco eléctrico, siempre que éste pueda detectar tales problemas (carbonización, pero sin arco eléctrico) de manera con-fiable y temprana.

Afortunadamente, y como lo indica la figura 3-59, pudieron encontrarse propuestas viables para todos los grupos/funciones con un RPZ mayor a 150, con las cuales es posible dejar el RPZ bajo el valor límite crítico.

Los resultados completos del FMEA pueden verse en el anexo (IX plantas)

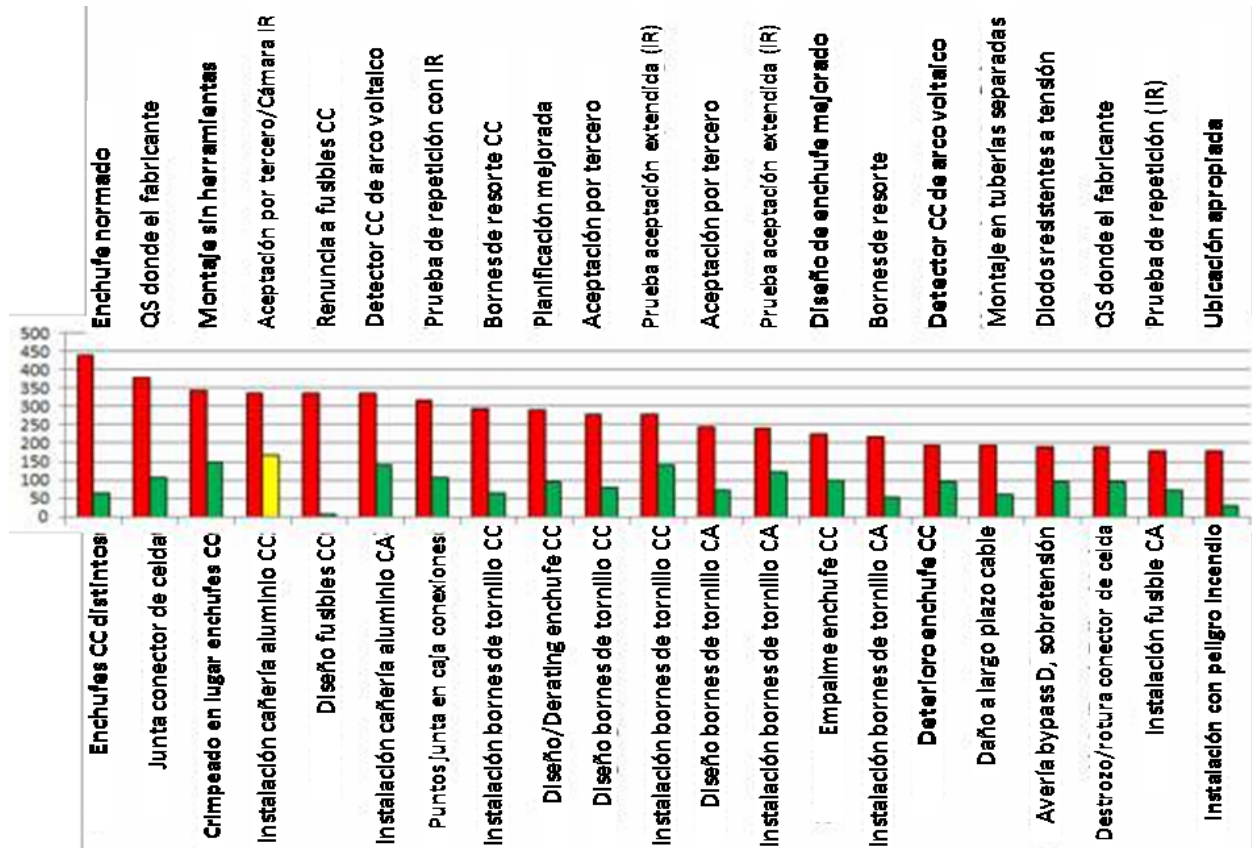


Figura 3-59: Grupos de montajes-funciones con un RPZ > 150 y proposición de solución con el RPZ más bajo

3.6.3 Conclusiones.

Como resumen de las ilustraciones anteriores y de las mejoras más nombradas en los debates durante el FMEA, se deduce la siguiente clasificación:

- (1) Cumplimiento de las normas y prescripciones existentes.
- (2) Pruebas de aceptación y de repetición (pruebas A&W) ejecutadas por terceros independientes
- (3) Pruebas avanzadas A&W (cámara infrarroja, EL, métodos nuevos) ejecutadas por terceros independientes
- (4) Formación de planificadores e instaladores.
- (5) Aseguramiento de calidad de fabricantes de elementos
- (6) Terminales con resortes en lugar de terminales de tornillos
- (7) Estandarización mundial de elementos (particularmente conectores CC)

- (8) Detector de arcos eléctricos y desconexión automática (véase indicaciones en el capítulo 5.3.5)
- (9) Mejoras constructivas (por ejemplo, en los conectores)
- (10) Diseño “estrecho” de las plantas (sin elementos superfluos)
- (11) Medidas estructurales (por ejemplo, que esté protegido el tendido de cables)
- (12) Muchas otras, en su mayoría, soluciones detalladas ya conocidas.

Resumen

Como fuente principal de fallas se reconoció lamentablemente el “factor humano”. Las medidas de mejoras recomendadas descansan principalmente, en el ámbito del aseguramiento de la calidad, tanto en los elementos así como en la planificación y la ejecución de las plan-tas.

Las evaluaciones regulares por terceros independientes fueron consideradas como muy útiles, pero, los costos financieros deben estar en una relación adecuada con los ingresos de la planta.

Elementos de seguridad adicionales podrían seguir reduciendo el riesgo, pero fueron nombrados recién en una segunda posición, detrás de la planificación y ejecución por parte de expertos, con empleo de componentes de alta calidad.

En general, los participantes consideraron como muy útil la realización del FMEA, que les pareció semejante a un brainstorming, en el que se abordaron y analizaron variados escenarios de fallas.

4 Riesgos a los que se ve expuesto el equipo de rescate en caso de siniestro.

4.1 Análisis de riesgos para los equipos de rescate.

Los posibles peligros durante intervenciones en plantas FV pueden ser clasificados en nueve categorías, de acuerdo con el esquema de riesgo estándar (regla AAAACEEEEE) que es utilizado por el cuerpo de bomberos:

- 1. (A) Toxinas respiratorias
- 2. (A) Respuesta de miedo
- 3. (A) Propagación
- 4. (A) Radiación atómica
- 5. (C) Productos químicos

6. (E) Enfermedad o lesión
7. (E) Explosión
8. (E) Electricidad
9. (E) Colapso o derrumbamiento

Para analizar los riesgos que corren los equipos de bomberos al intervenir en plantas FV, es necesario identificar los escenarios que pueden conducir a un daño potencial o a un problema de salud:

1. Toxinas respiratorias – sí; los módulos FV son inflamables y contienen, además de vidrio y aluminio (marcos), diferentes materiales plásticos y, dependiendo de la tecnología, también metales pesados tóxicos. Los gases de combustión y las partículas de hollín son un peligro adicional.
2. Reacción de miedo – no; en general, en un incendio FV no existe ni un peligro elevado de explosión ni movimientos mecánicos rápidos u otros tipos de amenazas.
3. Propagación – sí; el fuego se puede propagar, por los diseños compactos y los cableados entre los elementos,
4. Radiación atómica – no; no aplica.
5. Productos químicos – sí; como se presentan principalmente en forma de toxinas respiratorias, esto queda cubierto por el N° 1.
6. Enfermedad o lesión – sí; pero los riesgos de enfermedades por toxinas peligrosas ya están cubiertos por el N° 1. Otros riesgos de lesión se originan, por ejemplo, por descargas eléctricas, caídas a causa de reacciones de miedo, o por partes de la planta que están cayendo. Esto se analiza en los puntos 8 y 9, por lo que este punto no se considera por separado.
7. Explosión – en el sentido propio, no; con excepción de plantas FV con almacenamiento y ubicadas en sótanos inundados. Estas plantas serán examinadas en un estudio que sigue, aquí no se las ha considerado por separado. En todo caso, pueden presentarse efectos parecidos a explosiones, cuando un incendio en el entretecho de un edificio se propaga a la planta FV, haciendo estallar los paneles de vidrio del módulo. Hay informes que establecen que, después de un siniestro se han encontrado fragmentos de vidrios en un radio de 20 a 30 metros. La columna térmica ascendente originada por el calor en grandes incendios, puede elevar trozos de wafers fotovoltaicos a alturas considerables y desplazarlos a cientos de metros de distancia.
8. Electricidad – sí; particularmente por la problemática que representa el lado CC bajo tensión. Aparecen riesgos a causa de daños, además del riesgo de contacto eléctrico y los peligros durante la extinción.
9. Colapso o derrumbamiento – sí; debido al calor, la resistencia mecánica de una estructura de acero puede ser afectada. En el caso de una construcción de madera, la calcinación reduce la capacidad de soporte, debido a la reducción de la sección transversal. Efectos similares pueden afectar a los marcos de soporte de los módulos FV.

Tabla 4-1: Matriz de riesgos del cuerpo de bomberos, para el uso en plantas FV.

¿Qué peligros se reconocen?									
Peligros	Toxinas respiratorias	Respuesta de miedo	Propagación	Radiación atómica	Productos químicos	Enfermedad o lesión	Explosión	Electricidad	Colapso o derrumbamiento
¿Qué peligros debemos enfrentar?									
Personas	x		X				(x)	x	x
Animales	x		X				(x)	x	x
Medio ambiente	x		X						
Cosas			X						
¿De qué peligros debe precaverse el personal?									
Equipo de trabajo							(x)	x	x
Aparato									x

Los escenarios en uso de los cuerpos de bomberos pueden dividirse fundamentalmente según el tipo de acción, en combate del fuego y en la asistencia técnica. Sin embargo, existen acontecimientos que pueden clasificarse tanto en uno como en el otro tipo de acción. El campo potencialmente de mayor peligro es el de “descargas eléctricas”, que fue dividido en tres áreas: “escenarios generales”, “combate del fuego” y “asistencia técnica”.

En el marco de una evaluación de riesgos, los diferentes escenarios se caracterizan por medio de las variables extensión del daño y probabilidad de ocurrencia.

Estas se usan de acuerdo con el manual elaborado en 2012 para establecer una evaluación de los riesgos en el servicio del cuerpo de bomberos del Seguro Social Alemán de Accidentes (DGUV, según sus siglas en alemán):

La probabilidad de ocurrencia (W) se divide en cinco categorías:

- 0 nunca (absolutamente ninguna oportunidad de estar en este peligro)
- 1 excepcionalmente
- 2 ocasionalmente
- 3 probablemente
- 4 siempre.

Las consecuencias posibles para la salud (F) también se clasifican en cinco categorías:

- 0 sin consecuencias

- 1 pequeñas y leves lesiones reversibles, como por ejemplo, laceraciones pequeñas, abrasiones y torceduras.
- 2 lesiones moderadamente graves, como por ejemplo, fracturas y quemaduras en segundo grado.
- 3 lesiones con un alto peligro de vida, daño severo y permanente a la salud, como por ejemplo paraplejia, ceguera, etc.
- 4 caso extremo (muerte).

En la matriz de riesgos (tabla 4-2) se muestra la estimación de riesgo (R) en función de la probabilidad de ocurrencia (deW) y de las consecuencias para la salud esperadas (F). Fuente: Seguro social alemán de accidentes (DGUV) [1].

Tabla 4-2: Matriz de riesgo del cuerpo de bomberos

			Riesgo R = P x C				
Probabilidad (P)	siempre	4	0	4	8	16	32
	probablemente	3	0	3	6	12	24
	esporádicamente	2	0	2	4	8	16
	excepcionalmente	1	0	1	2	4	8
	nunca	0	0	0	0	0	0
			0	1	2	4	8
			sin consecuencia				
			poco				
			moderado				
			alto				
			Caso extremo (muerte)				
			Consecuencia (C)				

En la matriz se lee directamente el grupo de riesgo 0 1-2 3-6 8-32 del punto de intersección de la probabilidad de entrada (P) y consecuencia (C)

La tabla 4-3, muestra los “grupos de riesgos” identificados y la consecuente necesidad de acción, al fijar la urgencia y el alcance de las medidas necesarias. Las medidas técnicas u organizativas posibles se describen en el capítulo 6.

Tabla 4-3: Grupos de riesgos y necesidad de acción

Grupo de riesgo	Riesgo	Medida
8 - 32	grande	Medidas con efecto protector elevado necesarias urgentemente
3 - 6	mediano	Medidas con efecto protector normal necesarias urgentemente
1 - 2	pequeño	Medidas organizacionales y relativas a las personas son suficientes
0	-	No son necesarias medidas adicionales

4.2 Peligros eléctricos para los equipos de rescate.

Los peligros de una descarga eléctrica para el cuerpo de bomberos al trabajar en plantas FV tienen que ser considerados en diferentes escenarios, y se debe tomar medidas de protección adecuadas, para proteger de los peligros eléctricos al cuerpo de bomberos y a sus equipos, así como a las personas, animales y al medio ambiente.

La generación de una tensión eléctrica se produce no sólo por la radiación solar sobre los módulos fotovoltaicos. El empleo de fuentes de luz artificiales para iluminar el sitio del incendio, pueden originar en casos particulares tensiones elevadas. En investigaciones científicas se ha comprobado que la utilización, particularmente de faros halógenos, y bajo condiciones desfavorables, puede haber una producción significativa de energía. Este peligro puede ser contrarrestado colocando las luminarias a una distancia suficiente de los módulos (véase en el capítulo 4.5.2 la fórmula para la distancia, según resultados de la investigación hecha como parte de este proyecto de investigación). Por lo tanto, en los acontecimientos individuales no se hace distinción entre la iluminación natural y artificial.

4.2.1 Escenarios generales.

En el marco de “escenarios generales” se consideran todos los acontecimientos que no pueden asignarse específicamente a los bomberos o a la asistencia técnica.

La seguridad de contacto de plantas FV tiene una importancia grande, especialmente en el techo. Los daños por descargas eléctricas son muy peligrosos en los techos, ya que, aparte de las lesiones causadas por la corriente eléctrica, pueden acarrear daños secundarios graves (caída del techo).



Figura 4-1: Trabajo del cuerpo de bomberos en un incendio FV sobre un edificio residencial (2008 en Bremen), figura: www.feuerwehr.de

37. Despeje de cables bajo tensión.

Por los efectos del fuego, pero también por causas mecánicas, por ejemplo, tormentas, se pueden originar daños en los cables eléctricos de las plantas FV, con independencia del tipo de montaje o de instalación (por ejemplo, techo, muro, aire libre).

Peligro: contacto de los equipos de trabajo con cables energizados.

Objetivo de seguridad: prevención de una descarga eléctrica para los equipos de trabajo

Valor de la medida del riesgo: **16**

Evaluación: La alta magnitud del daño (posible muerte) conduce a clasificar el riesgo como alto.

38. Daños de módulos FV (por ejemplo, con el canasto giratorio de la escala)

La utilización de diversos útiles de trabajo (conductores de la electricidad) puede provocar daño a los módulos FV y como resultado, un contacto indirecto con partes activas.

Peligro: descarga eléctrica

Valor de la medida del riesgo: **4**

Objetivo de protección: prevención del arrastre de una energización o de un contacto indirecto.

Evaluación: La posibilidad de una descarga eléctrica para el equipo de trabajo sólo se puede producir, si es que, en un sistema con conexión a tierra, pero, para ello el bombero tendría que

hacer contacto con dos puntos que estén a potenciales diferentes (por ejemplo, tensión de un paso).

39. Acceso al techo.

En acciones contra incendios y asistencias técnicas, por ejemplo, la eliminación de cargas de nieve en techos con peligro de colapso, debe ingresarse en algunos casos a la superficie del techo. Incluso es posible también tener que pisar las superficies de algunos módulos. Los daños en módulos que esto ocasiona, más eventuales daños previos, pueden conducir bajo circunstancias desgraciadas a un contacto directo o indirecto con las partes activas.

Peligro: Descarga eléctrica

Valor de la medida del riesgo: **8**

Objetivo de protección: Prevención del contacto directo o indirecto con partes bajo tensión.

Evaluación: Los módulos no están diseñados para que alguien se pare encima. El hacerlo puede causar daños a los módulos y pone en peligro a los equipos de trabajo. La posibilidad de un contacto de tensión se clasifica más bien como bajo, sin embargo, puede haber un grado considerable de lesión.

40. Formación de arcos eléctricos.

Los daños como consecuencia de la exposición al fuego o acciones mecánicas pueden conducir a arcos eléctricos. Debido a la alta energía liberada, con temperaturas de varios miles de grados en el arco eléctrico, pueden presentarse quemaduras o daños temporales en los ojos (destellos de luz).

Peligro: Quemaduras, deslumbramiento con lesiones oculares.

Valor de la medida del riesgo: **2**

Objetivo de protección: Prevención del contacto con el arco eléctrico o mirarlo.

Evaluación: En contraste con los peligros eléctricos habituales, que no se pueden ser percibidos por los sentidos humanos, el arco eléctrico es claramente perceptible, a causa de su manifestación visual y acústica. Por lo tanto, la probabilidad de ocurrencia puede ser considerada como más bien baja.

41. Inundación.

En la inundación de algunos elementos de una planta FV, por ejemplo, a causa de anegamiento, empleo de agua para la extinción o de espuma química de extinción, puede haber contacto de partes bajo tensión con el agua. De este modo es posible una transmisión de la tensión a las inmediaciones de las partes afectadas de la planta.

Peligro: Descarga eléctrica

Valor de la medida del riesgo: **24**

Objetivo de protección: Prevención de un contacto indirecto a través del agua

Evaluación: En el caso de edificios muy extendidos o con muchos quiebres, o cuando la visibilidad es mala, debido a los gases de combustión, no es perceptible si alguna parte bajo tensión de la planta FV está afectada por la inundación. El riesgo de un flujo de corriente por el cuerpo a causa de áreas inundadas debe ser tomado en cuenta.

4.2.2 Extinción de incendios

42. Aplicación de agua

Por el proceso de descarga del agua (u otro agente extintor) sobre partes dañadas de la planta puede ocurrir una transmisión de la tensión, con independencia del tipo de montaje (en techos, en muros o al aire libre).

Peligro: Descarga eléctrica

Valor de la medida del riesgo: **4**

Objeto de protección: Prevención de la transmisión de la tensión

Evaluación: Debido a la baja conductividad de la corriente del agua para extinción (véase en el capítulo 4.5.1), sólo se produce una transmisión de la tensión si ocurre la conjunción de varios parámetros desfavorables (agente extintor inadecuado, formación de charcos, distancia de extinción mínima no respetada). Por este motivo, la probabilidad de ocurrencia es clasificada como más bien baja. Sin embargo, las lesiones resultantes pueden asumir proporciones significativas.

43. Apertura de la cubierta del techo.

En algunos casos particulares de extinción de incendios, y por razones de táctica bomberil, se hace indispensable la apertura del techo. Al hacerlo, puede ocurrir que, por causa de componentes dañados de la planta FV, un contacto con partes bajo tensión.

Peligro: Descarga eléctrica

Valor de la medida del riesgo: **16**

Objetivo de protección: Prevención de un contacto directo o indirecto

Evaluación: La apertura de la cubierta del techo conduce en principio a la exposición de partes activas. La probabilidad de ocurrencia puede suponerse media. Las lesiones pueden ser significativas, debido a la tensión de los módulos FV aún intactos.

44. Incendio de una planta FV independiente, al aire libre

En caso de incendios en plantas FV al aire pueden producirse daños peligrosos en inversores o transformadores y (raramente) en estaciones alimentadoras a la red. En estas estaciones de tensión media se presentan generalmente tensiones de hasta 20 kV.

Peligro: Descarga eléctrica (alta tensión)

Valor de la medida del riesgo: **8**

Objetivo de protección: Prevención de un contacto directo o indirecto

Evaluación: Los componentes de la planta por el lado de alta tensión están claramente caracterizan, en principio, y protegidos, por accesos no autorizados. Por tal motivo, la probabilidad de ocurrencia puede calificarse como muy pequeña. Sin embargo, debido a la alta tensión en la planta se debe contar con grandes daños

4.2.3 Asistencia técnica

Las operaciones de asistencia técnica en conexión con plantas fotovoltaicas pueden ocurrir en escenarios distintos:

- Daños en plantas y edificios debido a tormentas
- Exposición a inundaciones
- Accidentes (explosiones), accidentes de tráfico con eliminación de objetos, vehículos y retiro de escombros.

No se hace aquí una consideración especial al rescate de personas , ya que los peligros posibles son equivalentes a aquellos de los acontecimientos en acciones contra el fuego que se describen en este capítulo.

45. Daños en edificios o en las plantas FV aún en funcionamiento, o parcialmente en funcionamiento.

El colapso de un edificio o de partes del, así como otros daños mecánicos en plantas, o en partes de ellas, pueden conducir a transmisiones de la tensión o a partes energizadas expuestas en la zona del lugar de trabajo. Algunos daños también pueden ser causados por vientos inusualmente fuertes, o por cargas que sobrepasan las cargas móviles normales (p. ej., nieve, hielo).

Peligro: Descarga eléctrica

Valor de la medida del riesgo: **16**

Objetivo de protección: Prevención de un contacto directo o indirecto con partes energizadas.

Evaluación: Los equipos de trabajo pueden ser heridos considerablemente por las altas tensiones de partes energizadas que han quedado expuestas. Incluso es de esperar una mayor probabilidad de ocurrencia, a causa de la situación confusa en el medio ambiente destruido.

46. La remoción de objetos, vehículos y retiro de escombros.

En los accidentes de tráfico u otros accidentes existe el riesgo de que objetos de diferentes tamaños y conductividad dañen las partes de una planta y representen un peligro eléctrico.

Peligro: Descarga eléctrica

Valor de la medida del riesgo: **12**

Objetivo de protección: Prevención de un contacto directo o indirecto con partes energizadas durante la eliminación de objetos.

Evaluación: A causa del mecanismo de los accidentes, en estos escenarios en que se pueden dañar áreas de la planta, se debe partir de la idea que hay partes energizadas y expuestas. Las tensiones altas pueden causar lesiones considerables a los equipos de rescate. El trabajo directo con estos componentes representa un peligro alto de contacto con partes energizadas.

4.3 Los riesgos mecánicos para los equipos de rescate.

4.3.1 El Colapso de partes del edificio o de partes de las plantas.

En caso de incendios u otras acciones técnicas puede fallar la resistencia estática de los edificios y/o de las plantas. Las partes del edificio que se derrumban o los módulos que caen pueden presentar un riesgo para los equipos de rescate.

Peligro: Heridas causadas por partes que caen

Valor de la medida del riesgo: **8**

Objetivo de protección: Prevención de una lesión por causa de partes que caen.

Evaluación: El desplome de partes de una planta puede llevar a lesiones graves de los equipos de rescate. Las elevadas temperaturas que se producen en los incendios, de hasta 1000°C, no son resistidas por los bastidores de las plantas FV (el punto de fusión del aluminio está en 660°C).

Como área sombra de escombros se describe a la zona de riesgo que puede ser alcanzada por la caída de escombros. Durante el rescate (incendio, terremoto, inundación, deslaves, entre otros) hay peligro de muerte en dicha área. La estadía ahí es justificable sólo para el rescate de personas, para apoyar muros o para demoler escombros. Por ejemplo, las fachadas se inclinan fácilmente cuando el resto de la estructura del edificio está debilitada o ya no exista más.

4.3.2 Caídas de rescatistas

Durante la acción puede que sea necesario caminar sobre el techo y también, en caso necesario, sobre los módulos. Particularmente las superficies lisas de los módulos conllevan peligros grandes de resbalar, es decir, de caídas. Los módulos no están diseñados normalmente para soportar que se camine sobre ellos. En estructuras de techo de edificios que estén parcialmente dañadas, es también imaginable la ruptura de módulos.

Peligro: Caída de un rescatista

Valor de la medida del riesgo: **12**

Objetivo de protección: Prevención de una caída

Observación: Se debe asumir que en superficies de techo sin medidas de seguridad adicionales existe peligro de caída. Por su naturaleza, los módulos FV implican un aumento de este

riesgo. La magnitud de las lesiones debe ser clasificada como alta, ya que una caída conduce generalmente a lesiones graves.

4.3.3 Tensiones térmicas en el módulo

En caso de incendio, y debido a cargas térmicas fuertes, como la propagación del fuego por el módulo o el impacto del chorro de agua fría de los bomberos, pueden surgir tensiones extremas en los vidrios del módulo, que seguidamente conducen a lesiones por astillamientos explosivos y fragmentación. En el retiro de escombros puede aparecer también una fragmentación del vidrio, debido a tensiones mecánicas remanentes en el vidrio, que se manifiestan al moverlo o ponerlo de canto.

Peligro: Lesiones por cortes debido a fragmentos de vidrio.

Objetivo de protección: Prevenir la formación de astillas o evitar las lesiones por cortes.

Valor de la medida del riesgo: **4**

Evaluación: El resultado depende de tratamientos térmicos diferentes o de las tensiones mecánicas de los módulos, y se pueden originar lesiones importantes sólo con una probabilidad baja de ocurrencia.

4.3.4 Explosión

Una inundación de partes de una planta FV (por ejemplo, un inversor o acumulador ubicado en el sótano) a causa de ríos crecidos o del chorro de bomberos, acompañada de una tensión CC aplicada entre los polos positivo y negativo del sistema, puede originar una electrólisis. Durante ella, se forma hidrógeno, que en espacios cerrados y con poca ventilación supone un riesgo de explosión ("gas fulminante" u oxihidrógeno).

En acumuladores de iones de litio no se puede descartar que, bajo circunstancias externas extremas (sobrecalentamiento, cortocircuito), exista el peligro de una fuga térmica ("thermal runaway") con una reacción química en cadena que produce un aumento constante del calor. Esto puede llevar a un auto incendio de la batería, que incluso puede ser causa de una explosión. Con la destrucción de la batería se produce la salida de productos químicos venenosos y corrosivos (HF [Ácido fluorhídrico]). Los peligros especiales que representan los acumuladores se examinan en un proyecto de investigación independiente. En este punto no se puede hacer una evaluación de riesgo.

Otro peligro que se presenta a causa del efecto del calor es el estallido de los paneles de vidrio. Los fragmentos de vidrio y del wafer fotovoltaico pueden ser "disparados" en todas direcciones.

Peligro: Explosión

Valor de la medida del riesgo: **4**

Objetivo de protección: Prevenir la formación de oxihidrógeno o de una mezcla inflamable, además de la prevención de fuentes de ignición cercanas.

Observación: Para que pueda originarse una atmósfera explosiva con hidrógeno, deben juntarse factores variados. La probabilidad de ocurrencia debe considerarse entonces como baja. La gravedad de las lesiones del equipo de trabajo en una explosión de hidrógeno debe ser catalogada con el valor máximo.

4.4 Toxinas respiratorias.

4.4.1 Incendio de módulos solares.

Las plantas fotovoltaicas son inflamables, debido a sus componentes de polímero (ver capítulo 3.1). Las emisiones tóxicas probables en el incendio de plantas FV se describen ampliamente en el capítulo 4.6. En un incendio con participación de una planta FV se debe suponer siempre la liberación de toxinas respiratorias, a veces con una concentración que excede el valor límite (valores ETZW). Dependiendo de los plásticos utilizados en cada caso, se pueden producir componentes altamente tóxicos y corrosivos (por ejemplo, HF, ácido fluorhídrico).

Peligro: Envenenamiento, corrosión.

Valor de la medida del riesgo: **4**

Objetivo de protección: La dilución de la concentración de los contaminantes, prevención de la inhalación y del contacto con la piel (Ropa de protección y protección respiratoria)

Observación: Incluso cuando en la construcción incendiada no hay plantas FV, se pueden producir vapores tóxicos. El fuego de los componentes fotovoltaicos produce una contribución aditiva. Los efectos se consideran aquí como bajos solamente porque se supone que los equipos de trabajo llevan EPI (equipos de protección individual)

4.4.2 Daños mecánicos de acumuladores eléctricos (baterías)

Al ocurrir el daño mecánico de un acumulador, se puede producir, la salida de productos químicos líquidos. En los acumuladores de iones de litio existe el riesgo de una fuga térmica de la batería. Debido a la gran producción de calor se produce una llama o incluso una explosión, que emite sustancias venenosas y corrosivas al ambiente.

Esto es particularmente importante en la situación de montaje, bastante frecuente, en subterráneos, en donde se debe prever una ventilación suficiente.

No se ha hecho una evaluación basada en el valor de la medida de riesgos. Estos riesgos especiales en el caso de daño por acumuladores eléctricos son analizados en el marco de otro proyecto de investigación en curso, bajo el auspicio del TÜV Rheinland, cuyo título completo es: “Seguridad y eficacia de plantas fotovoltaicas con sistemas de almacenamiento, con atención especial a los riesgos de incendio y las estrategias de extinción”.

Observación

A través de la universidad de Wuppertal y la asociación de la industria solar alemana BSW, se emitió en diciembre del 2014 una hoja informativa para la utilización en acumuladores estacionarios de iones de litio, que contienen advertencias para el combate del fuego y para la asistencia técnica [41]. Este folleto está disponible para su descarga en BSW (ver anexo II, pág., 258).

4.5 Series de pruebas para evaluar los riesgos eléctricos en operaciones de rescate.

4.5.1 La conductividad eléctrica durante la extinción del fuego

47. Generalidades.

Con base en el debate público reciente acerca de los riesgos para los bomberos en incendios de plantas fotovoltaicas, se desarrolló, dentro del marco de este proyecto, una serie de pruebas, que investigan las situaciones de riesgo para los bomberos en plantas eléctricas fotovoltaicas con voltajes CC convencionales.

Para ello, se han realizado un total de tres series de experimentos:

1. Medición de las corrientes de descarga en el pitón, con referencia a la VDE 0132.
2. Medición del efecto protector del equipo de protección (botas y guantes).
3. Determinación del riesgo en zonas inundadas.

El peligro general que existe para los bomberos en plantas eléctricas resulta del riesgo de descargas de tensión desde las partes de la planta conductoras eléctricamente o por la conducción de la corriente eléctrica a través del agua y en especial, del agua del pitón.

La normativa establece distancias de referencia para las plantas eléctricas bajo tensión, tanto para el acercamiento como para los procesos de extinción del fuego, con el fin de descartar el riesgo de una descarga eléctrica. Por definición, las plantas FV pertenecen a los sistemas de baja tensión, según la VDE 0132 (CA<1000 V, DC<1500 V).

Los primeros resultados de pruebas reales en chorros de pitón, en 2010, por el experto en FV, Dr. Bendel [42], dio como resultado valores no críticos, ubicados principalmente en el rango de un solo dígito de mA. Otros resultados de investigaciones a partir de mediciones de la

conductividad, para la verificación práctica de las recomendaciones normativas de intervalos en plantas CC, no estuvieron disponibles para el equipo de proyecto al momento de realizar los experimentos en 2011. Mientras tanto, se han llevado a cabo otras series de ensayos por la Oberhessische Versorgungsbetriebe AG (OVAG, Empresa Distribuidora del Alto Hesse) en 2012 y actualmente (2014), en el marco de un proyecto de cooperación de la OVAG y de la Asociación Alemana de Promoción de Protección contra Incendios (vfdb, de acuerdo a sus siglas en alemán), cuyos resultados de mediciones muestran también valores muy bajos, en parte, fuera del rango de medida de 0,1 mA. Estas mediciones son consideradas en la evaluación de los resultados de nuestros ensayos.

Las plantas FV están diseñadas actualmente para tensiones máximas de sistema de 1000 V CC. Se discute un incremento del valor máximo a 1500V CC. El valor real de la tensión para una planta FV depende de la longitud de los ramales y de los datos de potencia de los módulos FV utilizados. En plantas FV pequeñas y medianas, como las que se instalan habitualmente en edificios, se debe suponer de manera general tensiones de sistemas claramente <1000 V. Para obtener resultados de una validez más general, en los ensayos se usó 1000 V como el valor por ahora máximo posible.

No obstante, el peligro para personas no deriva directamente de la tensión, sino de la corriente eléctrica que recorre el cuerpo debido a la diferencia de tensión. Ella puede causar efectos fisiológicos, físicos y químicos, dependiendo de la trayectoria de la corriente a través del cuerpo, de la intensidad de corriente, de la duración del evento y también del tipo de corriente.

48. Apoyo normativo para evaluar el efecto de la corriente en los seres humanos.

49. La intensidad de corriente y el tiempo de circulación

En la DIN IEC/TS 60479-1 (VDE V 0140-479-1): 2007-5, (impacto de la corriente eléctrica en seres humanos y en animales de granja) se describen los efectos y se establece una escala para evaluar los peligros de la acción de la corriente eléctrica sobre el cuerpo, en dependencia de la intensidad de la corriente y la duración de su acción. Las curvas límites, en la figura 4-2 para corriente CC y en la figura 4-3 para CA, son válidas para una trayectoria de la corriente desde la mano izquierda hasta ambos pies, asumiendo un estado de salud normal de la persona.

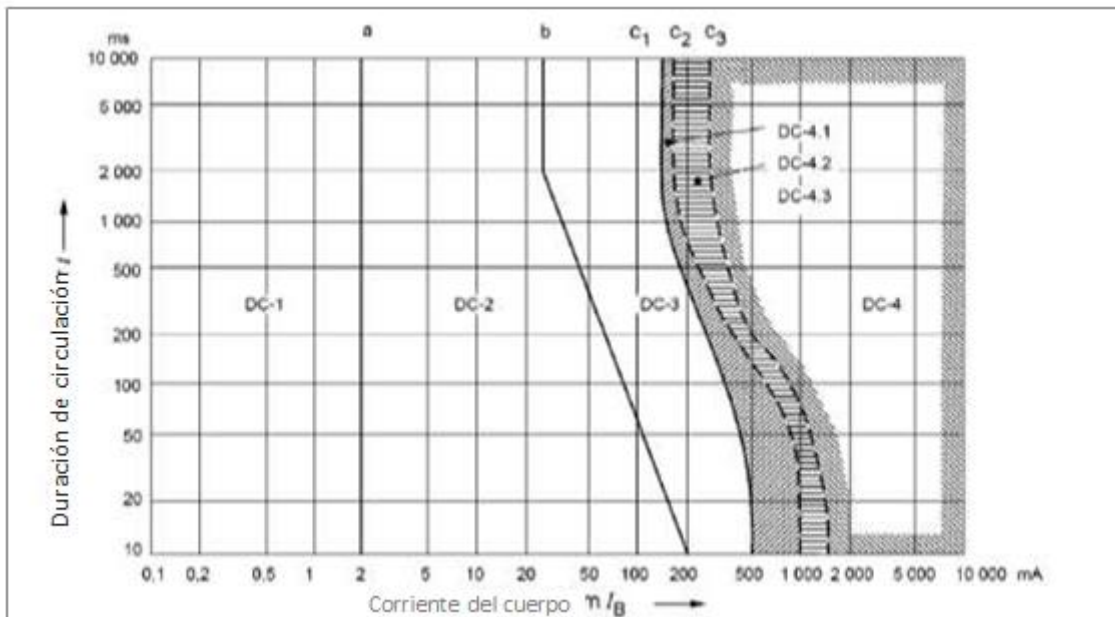


Figura 4-2: Rangos de corriente y tiempo de circulación, con efectos de la corriente continua sobre las personas, cuando el flujo es longitudinal (Fuente: DIN IEC/TS 60479-1 (VDE V 0140-479-1): 2007-5)

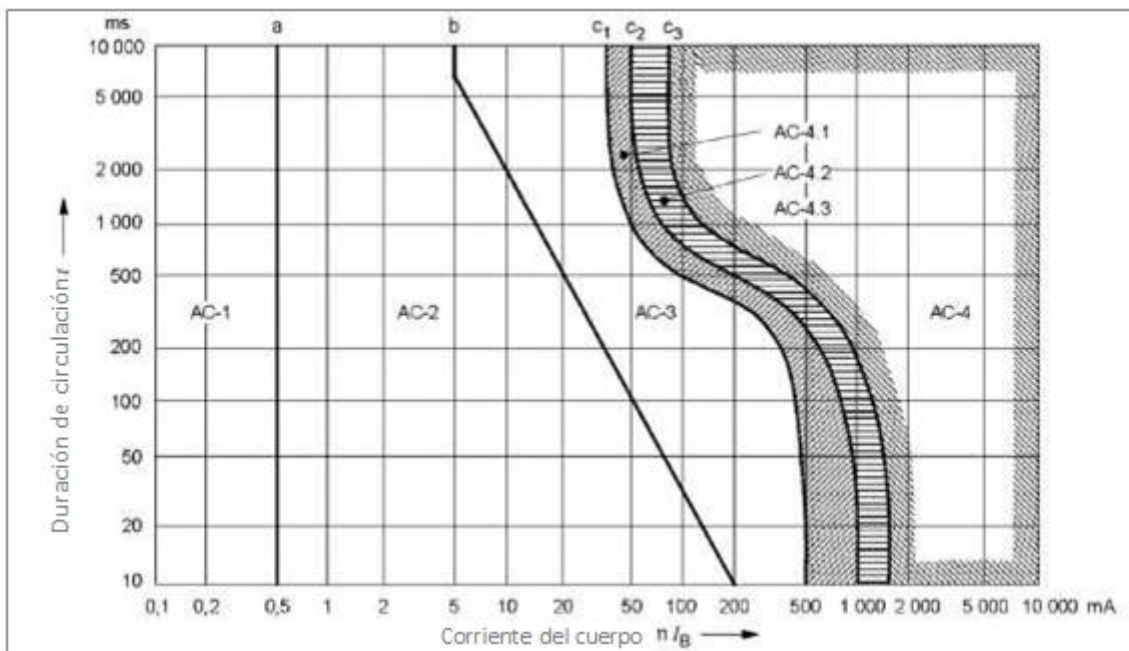


Figura 4-3: Rangos de corriente y tiempo de circulación, con efectos de corrientes alternas (15-100 Hz) sobre las personas, cuando el flujo es longitudinal (fuente: DIN IEC/TS 60479-1 (VDE V 0140-479-1): 2007-5)

1. Rango CC-1/CA-1: Una percepción ya es posible, pero no se espera una reacción de pánico.

2. Rango CC-2/CA-2: No son de esperar efectos fisiológicos nocivos. Es posible una percepción y una contracción muscular involuntaria

3. Rango CC-3/CA-3: En este rango son de esperar fuertes contracciones musculares involuntarias. Además, pueden aparecer dificultades para respirar, ocurrir arritmias y calambres musculares reversibles.

4. Rango CC-4/CA-4: Son de esperar efectos fisiopatológicos, tales como paro cardíaco, paro respiratorio y daños celulares. Con el aumento de la intensidad y la duración de la corriente, se eleva la probabilidad de fibrilación ventricular.

La comparación de estas dos figuras muestra que la corriente alterna conduce a impactos más críticos, con valores claramente más bajos que aquellos con corriente continua. Esto radica en que, en corriente alterna, en cada reversión de polaridad, se excitan las estructuras neurales y musculares, incluyendo el corazón. El mayor peligro está en el rango de frecuencias de 50 Hz a 60 Hz. En corriente continua es posible aceptar alrededor de cuatro y hasta cinco veces el valor del límite en corriente alterna, como se puede ver en la tabla 4-4.

Tabla 4-4: Valores límites para carga de corriente prolongada.

Valores límites para carga de corriente prolongada		IEC 60479-1		UL
		AC	DC	DC
Área 1	Segura	< 0,5 mA	< 2 mA	0 - 2 mA
Área 2	Percepción	0,5 - 5 mA	2 - 25 mA	2,1 - 40 mA
Área 3	Fijación	5 - 35 mA	25 - 150 mA	40,1 - 240 mA
Bereich 4	Electrocution	> 35 mA	> 150 mA	> 240 mA

Área 1: Perceptibilidad ya es posible, ninguna reacción corporal
 Área 2: Son posibles las contracciones musculares
 Área 3: Son posibles fuertes contracciones musculares involuntarias
 Área 4: Es posible la fibrilación del ventrículo (del corazón)

El umbral de percepción para corriente continua está en 2 mA. A diferencia de la corriente alterna, sólo son perceptibles el comienzo y la interrupción del flujo de corriente. Sólo con corrientes por encima de 100 mA puede ser apreciable un desarrollo de calor. Para corriente continua no existe un umbral de liberación definido. El rango potencialmente mortal en corriente continua empieza a partir de una corriente de 150 mA y un tiempo de flujo de cerca de 1 segundo. Con niveles tan altos de la corriente existe también riesgo de fibrilación ventricular con corriente continua.

Para la evaluación del peligro se consideró como valor límite, en las mediciones realizadas, una corriente máxima de 25 mA (CC), zona 2.

50. La resistencia eléctrica del cuerpo

Los valores de la impedancia del cuerpo dependen de numerosos factores, particularmente de la trayectoria de la corriente, la tensión de contacto, el tiempo de flujo de la corriente, la frecuencia, la condición de humedad de la piel, del tamaño de la superficie de contacto y de la temperatura.

Con el aumento de la tensión disminuye asintóticamente la impedancia del cuerpo; la piel puede ser perforada ya con tensiones > 200 V. En la tabla 4-5 se presentan algunos valores de impedancia, determinados estadísticamente, para una trayectoria de la corriente de mano a mano.

Tabla 4-5: Valores seleccionados de la impedancia del cuerpo con un flujo de corriente de mano a mano, en función de la tensión de contacto (DIN IEC/TS 60479-1 (VDE V 0140-479-1):2007-05)

Tensión de contacto (V)	Valores de la resistencia total del cuerpo RT (Ω), que no es superado por		
	5%de la población	50%de la población	95%de la población
100	990	1.725	3.125
200	800	1.275	2.050
400	700	950	1.275
700	575	775	1.050
1000	575	775	1.050

En las mediciones realizadas se estableció que las impedancias totales para una trayectoria de la corriente de una mano a un pie están, en parte, algo más bajas (10 – 30 %).

Además de la resistencia interna del cuerpo existen resistencias de transición a través de la ropa y, posiblemente, resistencias de las herramientas usadas.

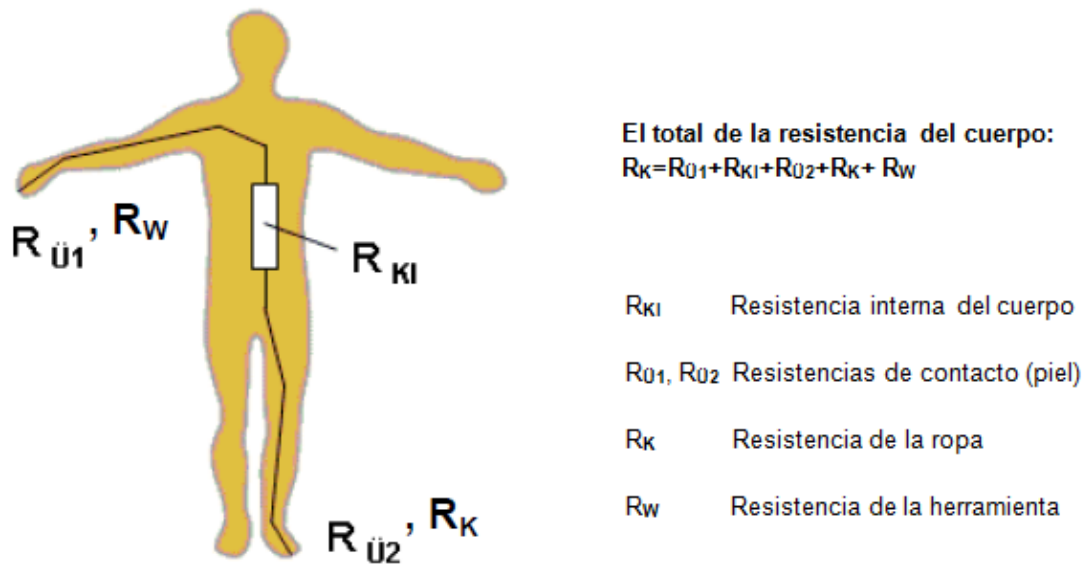


Figura 4-4: El total de la resistencia del cuerpo (Fuente: Figura Brieselang.NET)

Con el fin de poder hacer una declaración general con respecto a las situaciones peligrosas, en los experimentos que respaldan este trabajo se consideró una resistencia del cuerpo muy baja, de un total de 550 Ω

51. Combate del fuego en el área de las plantas eléctricas.

Para prevenir que en la extinción de incendios en instalaciones bajo tensión fluyan, a través del chorro, corrientes peligrosas por el cuerpo del equipo de trabajo, en la DIN VDE 0132, "Combate de incendios y prestación de auxilio en el área de plantas eléctricas", se definieron las distancias mínimas recomendadas entre la abertura de salida del agente extintor y las partes de una planta bajo tensión.

La tabla 4-6 muestra las distancias mínimas durante el combate al fuego en equipos eléctricos en el rango de baja tensión, o sea, hasta 1000 V en corriente alterna (CA) o hasta 1500 V en corriente continua (CC) [DIN VDE 0132(VDE 0132):2008-08].

Tabla 4-6: Valores de referencia para las distancias mínimas en tensiones bajas.

Pitón DIN 14365-CM	Tensión baja (N) ≤ AC 1 kV oder ≤ DC 1,5 kV	Tensión alta (H) > AC 1 kV oder > DC 1,5 kV
Chorro rociador	1 m	5 m
Chorro entero	5 m	10 m
Abreviación	N-1-5	H-5-10

Estas distancias se refieren fundamentalmente a los pitones multipropósito de medida C según la DIN 14365-CM, con un diámetro de boquilla de 9 mm y 5 bares de presión. Las directrices se aplican también a extintores de agua más grandes, siempre que, desde el punto de vista de la seguridad eléctrica, sus pitones cumplan con la DIN 14365-2. Deben respetarse las instrucciones de uso y las advertencias de los extintores. Si se utilizan pitones CM sin boquilla, u otros pitones multipropósito, se deben aumentar las distancias, de acuerdo con la VDE 0132. Por ejemplo, en pitones multipropósito BM, la distancia mínima es de 5 m.

Para entender estas restricciones normativas se analiza la estructura del chorro directo, en el que se diferencian tres zonas (figura 4-5). El área del chorro de agua compacta inmediatamente después de la entrada del agente extintor será descrita como zona inicial (Stabzone). La región siguiente, o zona de despliegue del chorro, es aquella en que el chorro se separa en pequeñas gotitas. Finalmente, la zona de rociado o pulverizada es aquella en que se alcanza la calidad de gotitas individuales aisladas

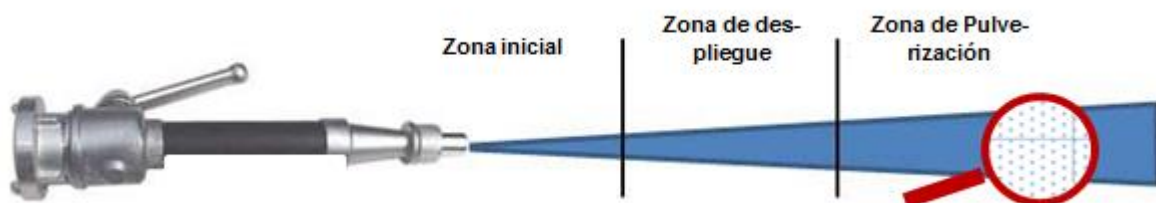


Figura 4-5: Esquema de configuración del chorro en un pitón multipropósito

Los valores de referencia para las separaciones del pitón y la parte bajo tensión fueron escogidos de manera que durante la extinción de un incendio, las partes energizadas de las plantas eléctricas sean alcanzadas por la parte pulverizada del chorro, de manera que, por la formación de gotitas, no exista una vía conductora continua. Por consiguiente, no hay riesgo por corrientes de descarga peligrosas para el equipo de trabajo.

Dependiendo de la ejecución técnica del chorro, se modifica la longitud de la zona de despliegue descrita, y con ello también las distancias de extinción.

El procedimiento de prueba de la norma DIN 14365 describe el montaje del test, en el que se miden las caídas de tensión en distintas resistencias ubicadas en la corriente de fuga de un pitón, empleando medios de extinción y manteniendo energizada una malla de acero. Dado que aquí no se presentan valores límite críticos, para nuestras pruebas se ocuparon los valores de la tabla 4-4, de la AP5.3.

Además de la DIN 14365, la EN 15182 describe una norma de producto que, lamentablemente, no se ocupa de la determinación de corrientes de fuga. Sólo se expresa una recomendación en

cuanto a que se debe mantener una distancia mínima de 1m, con tensiones de hasta 1000 V, y con un ángulo de pulverización de por lo menos 30°. Según la nueva norma, los fabricantes de pitones de chorro nuevos, que no hayan sido probados en su seguridad eléctrica de acuerdo a la DIN 14365 parte 2 antigua, tendrán que mostrar un certificado de idoneidad para el combate del fuego en plantas eléctricas. En caso de que el fabricante no pueda dar información sobre la seguridad eléctrica, sus pitones sólo podrán ser utilizados en equipos eléctricos sin tensión.

52. Prueba1: Medición de corrientes de descarga a través del chorro de agua de extinción

Esta prueba consiste en medir las corrientes de fuga en un pulverizador de bomberos, en una acción simulada con partes energizadas de una planta eléctrica. Se efectuaron mediciones en tensiones CC de 1000 V, con una extinción a intervalos de 1m y 5 m, siguiendo la norma VDE 0132 “Combate de incendios y la asistencia técnica en el área de plantas eléctricas”. Las corrientes medidas en la prueba se evalúan, tal como describen, en relación con el peligro potencial para los socorristas durante la extinción de incendios en plantas fotovoltaicas.

Extintores y agentes de extinción.

Como agente extintor se utilizó el agua, con una conductividad eléctrica de 630 $\mu\text{S}/\text{cm}$ (a 20 °C).

Como es bien sabido, la espuma química de extinción eleva la conductividad eléctrica del agua y, por lo tanto, no debe usarse en incendios de plantas energizadas. Para demostrar el impacto práctico de esta afirmación, adicionalmente, se realizaron mediciones empleando un agente extintor de espuma (espuma clase A).

En los experimentos se usaron pitones comunes en Alemania, un pitón multipropósito C (CM; figura 4-6) y un pitón de aspersion (“de chorro hueco” en alemán) C (figura 4-7). El pitón CM está normalizado según la DIN EN 15182-3 (que sustituye a la antigua DIN 14365). A 5 bar de presión de flujo, con una boquilla adjunta de 9 mm de diámetro, se alcanza un caudal de agua de alrededor de 120 l/min. Tiene un ajuste para chorro pleno (V) y otro para chorro pulverizado (S) con un ángulo de 15°. La cantidad de flujo no cambia. El alcance, con chorro pleno es de unos 15 m (figura 6).

El pitón de aspersion C corresponde a la norma DIN EN 15182-2. A 5 bar de presión de flujo, se puede ajustar la magnitud de este mediante un anillo giratorio, a 55, 120 y 215 l/min. Para la forma del chorro se puede escoger, girando la cabeza del pitón, entre chorro pleno (0°), chorro de neblina (60°) y posición de ráfagas (120°). Estos pitones varían mucho en su diseño técnico y construcción, según tipo y fabricante, por lo que los patrones de aspersion pueden variar.



Figura 4-6: Pitones multipropósito CM



Figura 4-7: Pitón de aspersión C (Fuente: Voluntarios del cuerpo de bomberos de Múnich)

Procedimiento experimental.

En esta serie de pruebas (montaje experimental según las figuras 4-8 y 4-9) se midieron las corrientes de descarga a través del chorro de agua, al dirigirlo a un electrodo de metal energizado (placa perforada). Con una resistencia del circuito de $555\ \Omega$ se simuló el peor caso (el más pequeño) de la resistencia del cuerpo de un adulto (socorrista con la ropa de protección empapada).



Figura 4-8: Montaje experimental con un módulo FV simulado (electrodo de metal perforado) y una boquilla a un metro de distancia.



Figura 4-9: Montaje experimental con una resistencia corporal simulada, para la medición de las corrientes de descarga a través del chorro.

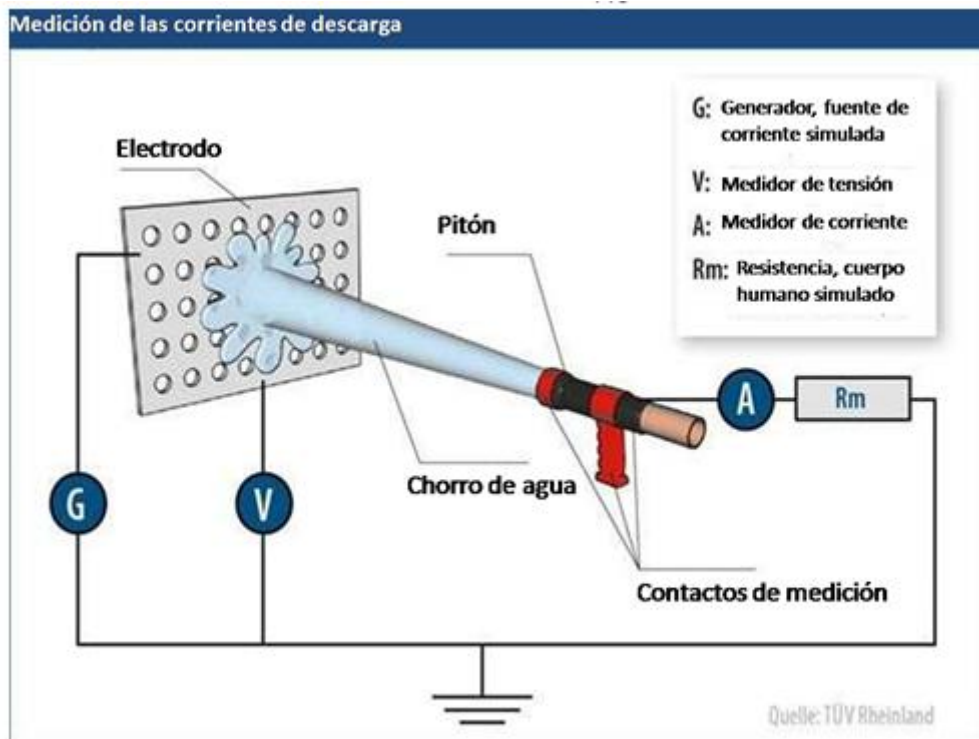


Figura 4-10: Medición de las corrientes de descarga a través del chorro de agua; representación esquemática (Gráfico: Solarpraxis AG [Harald Schütt])

En cada caso, la resistencia eléctrica en el circuito se compone de la resistencia del medio extintor del chorro, la resistencia del cuerpo, la resistencia de contacto y, de las resistencias eventualmente existentes (impedancia alta) en los circuitos de fallas y, por lo tanto, determina el nivel de una posible corriente de descarga a través del cuerpo humano.

La resistencia del chorro con agente extintor depende de la distancia al electrodo energizado, de la conductividad del agente extintor y de las propiedades del chorro (Figura 4-10).

Se realizaron series de mediciones con un pitón multipropósito CM de uso común y con un pitón de aspersión C. Los experimentos se llevaron a cabo para diferentes ajustes del chorro, cada vez con agua y comparativamente, en otra serie de experimentos, con espuma.

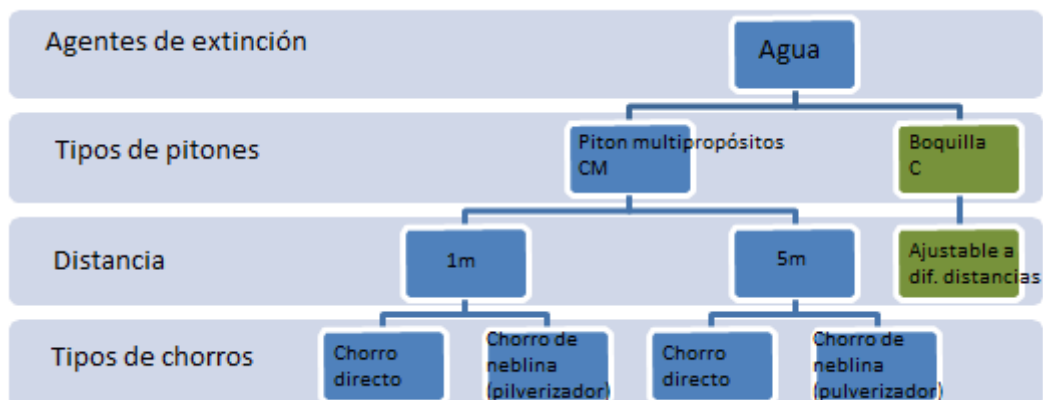


Figura 4-11: Árbol de experimentos para la medición de la conductividad con agente extintor agua

La magnitud de la corriente de fuga a través del chorro de agua depende de la tensión de la parte mojada de la planta, de la resistencia corporal humana (inclusive las resistencias de contacto) más otras resistencias en el circuito, de la conductividad del agente extintor y de las propiedades del chorro de neblina (figura 4-5). Mientras mayor es la separación de los electrodos, más grande es el abanico que forma el chorro de agente extintor, y más baja es la conductividad eléctrica. Las separaciones según la norma DIN VDE 0132 están diseñadas para que no haya corrientes peligrosas que pueden transmitirse a través del chorro de agente extintor.

Resultados esperados.

Para todos los valores medidos de la corriente de fuga se esperaban valores no críticos, dada la experiencia general en plantas eléctricas.

Comparativamente, el valor previsto para chorro pleno y 1 m de separación era el más alto. Al aumentar la distancia (5 m) y/o al aumentar el abanico del chorro (en posición de chorro de neblina), las corrientes de descarga debieran ser menores, si es que pudieran ser medidas.

Pitón multipropósito.

Las corrientes de fuga medidas utilizando el pitón multipropósito CM con boquilla, están presentadas en la figura 4-12. El resultado más importante de las mediciones es que todas las corrientes de fuga medidas, que en el peor de los casos pudieran fluir por el bombero, de las manos hasta los pies, están en rangos no críticos < 25 mA. (Tabla4-5).

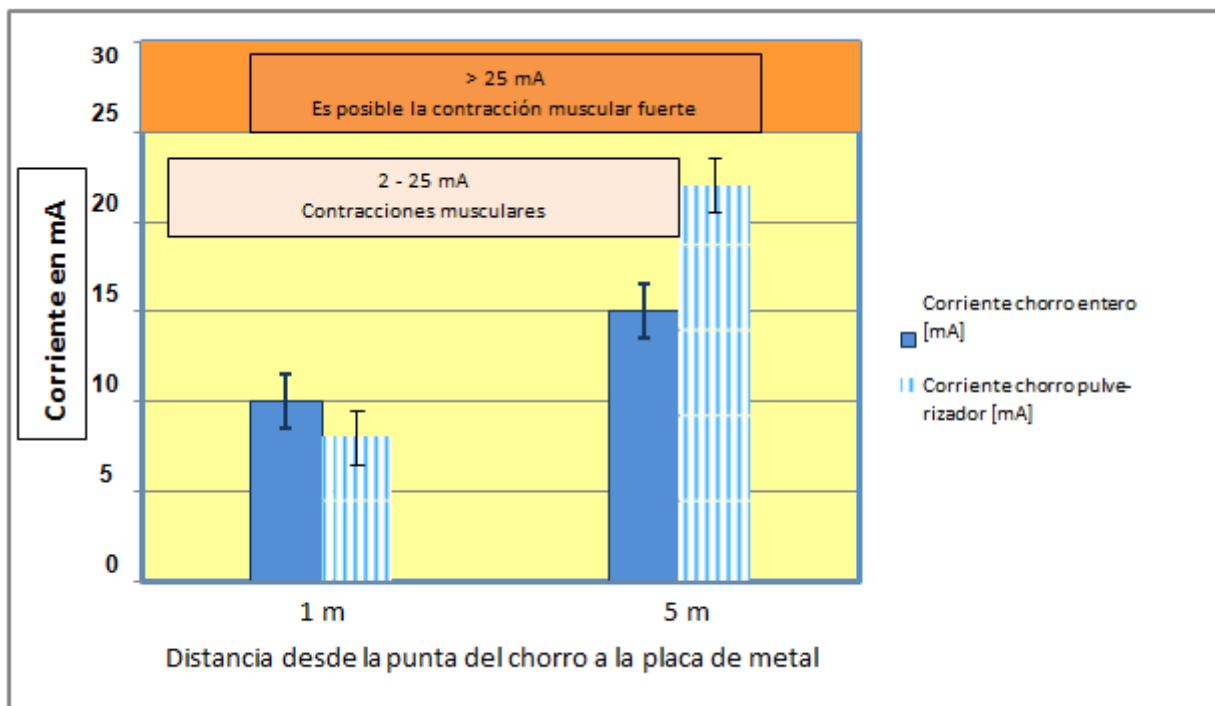


Figura 4-12: Corrientes de fuga en pitón multipropósito CM (agua)

Como era de esperar, para 1 m de separación, las corrientes en posición de chorro pulverizador o de neblina (ángulo de pulverización de 15°, barras en rayas) son un poco más bajas que en el ajuste de chorro pleno (barras llenas). Pero, en contra de lo esperado, para 5 m de separación se obtuvo corrientes más grandes que para 1 m, con ambos tipos de chorro. Los valores medidos para el ajuste chorro de neblina exceden, para 5 m de separación, el valor para el ajuste de chorro pleno. Aún considerando que los valores medidos durante los experimentos fluctuaban en el rango de ± 2 mA (el chorro de agua no es un conductor eléctrico constante), las diferencias medidas son significativas (véase el análisis de los resultados).

Pitón de aspersión.

Las corrientes de descarga medidas al utilizar el pitón de aspersión C, con boquilla, se presentan en la figura 4-13. También aquí el resultado más importante de las mediciones es que todas las corrientes de fuga medidas, que en el peor de los casos pudieran fluir por el bombero, desde las manos a los pies, se encuentran en el rango no crítico de menos de 25 mA. (Véase la tabla 4-5).

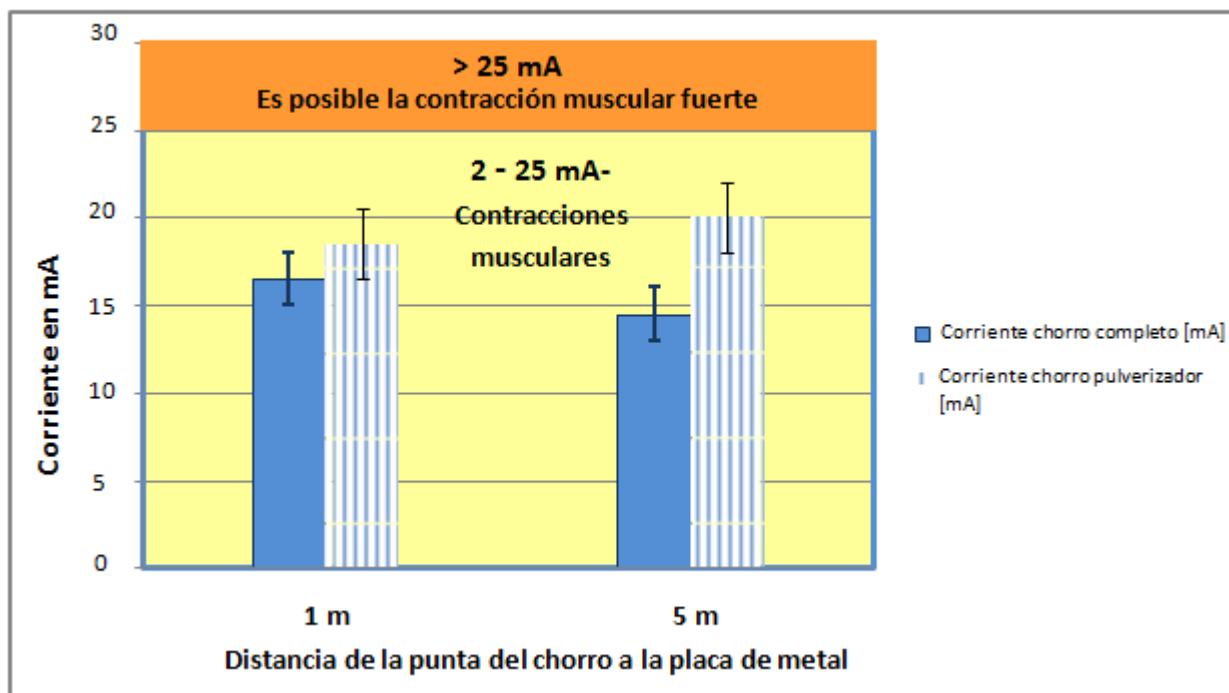


Figura 4-13: Corrientes de descarga en pitones de chorro hueco C (agua).

Con un ajuste de chorro pleno, los valores aquí medidos, para una separación de 5 m, son, de acuerdo con lo esperado, más bajos que para una separación de 1m(sin embargo, la diferencia es cuantitativamente menor).

Inesperadamente, los valores de corriente de fuga medidos con un ajuste del chorro tipo neblina (ángulo de pulverización 60°, barras rayadas), para ambas separaciones, son mayores que con el ajuste de chorro pleno. Para una separación de 5 m, el valor medido con chorro de pulverización es mayor que para 1m de separación.

En concordancia con lo esperado, las mediciones comparativas utilizando el aditivo de espuma mostraron corrientes algo más altas que al utilizar agua.

Discusión de los resultados.

En ambos pitones se obtuvo, con la mayor distancia al electrodo energizado (5m), valores de la corriente de fuga en parte claramente más altos que lo esperado. Es altamente probable que en el montaje experimental práctico se presentaran corrientes adicionales, de falla, que se sumaron a las medidas. Por lo tanto, se prestó atención especial a las fuentes de fallas posibles (función del bypass):

1. Con el transcurso del tiempo de pruebas se formó en el piso (asfalto) una poza continua de agua, debido al chorro de agua lanzado.
2. Lluvias cada vez más fuertes durante las mediciones, empaparon adicionalmente todo el montaje experimental, de modo que (ya) no se pudo garantizar la deseada instalación aislada del electrodo y del pitón.
3. El impacto del chorro sobre el electrodo (placa perforada) causó un flujo parcial de agua de extinción por la placa de metal, y hacia el suelo, de modo que posiblemente pueda haberse generado aquí, una conexión de baja resistencia.
4. Mientras mayor era el ángulo de pulverización, es decir, mientras más amplio sea el despliegue del chorro que llegaba al electrodo de placa perforada, tantas más vías conductoras se formaba.



Figura 4-14: El correr del agua forma pistas conductoras al suelo mojado; aquí chorro directo.



Figura 4-15: El correr del agua forma pistas conductoras al suelo cubierto de agua; aquí chorro de neblina.

Por lo tanto, se debe asumir que ha habido circuitos de fallas entre el electrodo y el pitón, los cuales dependían de la forma específica del chorro de neblina, y que, con la duración del experimento, pre-sentaban cada vez menor resistencia.

Se supone además, que estas corrientes de fallas se han sumado a las corrientes de fuga que real-mente ocurrieron y que, por tanto, fueron medidas en conjunto con ellas. La figura 4-16 ilustra esto esquemáticamente.

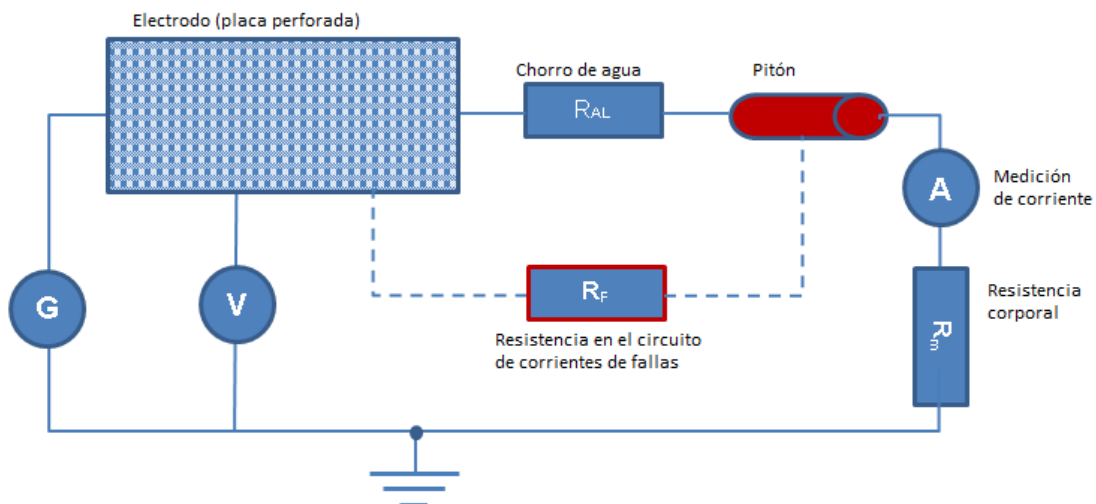


Figura 4-16: Circuito de corriente y circuito de corriente de fallas

Ya que en una conexión de resistencias en paralelo, la resistencia total es menor que ambas resistencias individuales, la resistencia R_F del circuito de falla repercute tanto más en la corriente total medida cuanto menor es su resistencia. La resistencia en paralelo eficaz entre el electrodo y el pitón se hace más pequeña y por lo tanto, el flujo de corriente es mayor. Con esto se explican las mayores corrientes medidas en el experimento, en comparación con los valores esperados.

Además, influyen factores adicionales y favorables, como por ejemplo, la mayor resistencia que en la realidad presenta el cuerpo y las resistencias de contacto adicionales debidas a la ropa de protección, como guantes y botas. Las corrientes de fuga reales, las cuales podrían fluir por un bombero, siempre serán menores a los valores medidos en este montaje experimental, los que representan absolutamente el caso peor. También en el caso real se puede formar un revestimiento conductor en el suelo con un “potencial de bypass”, caso que estaría cubierto (involuntariamente) por las pruebas realizadas. Para finalizar, con los resultados nos estamos moviendo por el lado seguro.

Algunas series de ensayos realizados en tiempos posteriores (2012-2014) por otras instituciones, dieron como resultado corrientes de fuga más pequeñas, en el rango aproximado a 1mA o menores (proyecto de cooperación OVAG y vfdb).

Usando otro tipo de electrodo - rejilla metálica - y una mayor distancia al suelo del electrodo, corrió claramente menos agua directamente del electrodo al suelo (aquí césped). A través de este diseño experimental se pudieron originar, aparentemente, corrientes de fallas evidentemente más bajas. Ellas fueron medidas de manera separada, antes y después de cada prueba. Sin embargo, resultaron en gran parte más bajas que el umbral de medida del instrumento, en el rango de los μA . La explicación radica tal vez en que sólo durante el experimento se forman por sí mismas las posibles bandas de goteo eléctricamente conductoras.

En la imagen de la izquierda, la medición se realiza ajustando el chorro de neblina a 45°, con agua. No se forman pozas en el suelo. La situación es diferente con el chorro de neblina a 120°, usando espuma, como se muestra en la imagen de la derecha. Aquí se forma un revestimiento conductor en el suelo. El líquido extintor que no llega al electrodo, como también aquel que escurre por el electrodo, forman posibles conexiones de bypass hacia la pulverización.



Figura 4-17: Medición de corriente de descarga durante la extinción con espuma, en un sistema eléctrico bajo tensión. Ensayos en terrenos de la OVAG, en 2014, proyecto de cooperación de OVAG Y vfdb.



Figura 4-18: Medición de la corriente de fuga, extinción con espuma bajo chorro de neblina. Ensayos en terrenos de la OVAG, en 2014.

Resumen

Todas las series de medidas actualmente conocidas con referencia a esta temática resultan en

corrientes de fuga a través del chorro extintor muy bajas y no críticas, en el en el rango bajo los 25 mA.

Al mantener los intervalos de extinción recomendados según DIN VDE 0132, de 5 m a chorro pleno y de 1m a chorro de neblina, aplicando como agente extintor el agua, no se presenta ninguna corriente de descarga peligrosa para los bomberos.

53. Características eléctricas del traje de protección

En esta serie de pruebas se analizó el efecto protector aditivo de la ropa que usan los bomberos, contra descargas eléctricas. Para ello se simuló un contacto directo con un conductor CC energizado. El traje de protección fue probado tanto en estado seco como en estado húmedo.

Montaje experimental

Con un muñeco de tamaño natural (maniquí de 75 kg), se simuló el cuerpo humano. El maniquí fue recubierto con una capa de aluminio, eléctricamente conductora, y equipado con contactos de medición. Las resistencias del cuerpo, para las diferentes trayectorias de la corriente, se establecieron a través de una placa de resistencias, y luego el maniquí fue vestido con el traje completo contra incendios de los bomberos. El muñeco estaba parado sobre una placa de acero conectada a tierra. En la superficie del traje se aplicó una tensión, mediante contactos metálicos (figura 4-19).

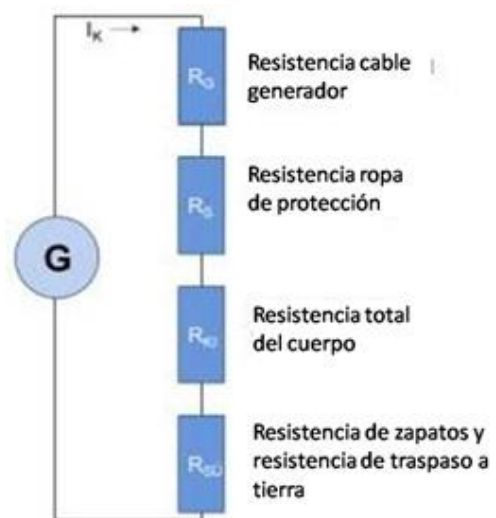


Figura 4-19: Montaje experimental con un maniquí y un diagrama esquemático.

En los ensayos se han medido las corrientes para 3 trayectorias diferentes de ellas. Para la trayectoria desde una mano a la otra y desde una mano a un pie, se realizó la medición de la corriente con una resistencia corporal de 555 Ω . La corriente para la trayectoria de la corriente desde una mano a ambos pies fue medida en una resistencia corporal de 430 Ω . Se han establecido dos puntos de contacto. El primer punto de contacto se encontraba directamente en el guante, y el segundo en la manga de la chaqueta de protección. Para verificar su efecto protector, los guantes y las botas fueron omitidos en algunos ensayos. En los puntos de contacto se aplicó una tensión continua de 1.000 V.

Como se puede apreciar en el esquema equivalente, existe aquí un circuito en serie de las resistencias. Las resistencias individuales se suman a una resistencia total, que es la que limita la corriente.

En la operación en seco, se esperan resistencias muy altas, mientras que en el estado mojado las resistencias debieran disminuir drásticamente, y en consecuencia, debería aumentar la corriente. El mayor valor en la serie de resistencias debiera corresponder a las botas de protección, por lo que la omisión de ellas debiera dar lugar a un aumento fuerte de la corriente.

Con el traje de protección en condiciones secas, todos los valores medidos estuvieron en el rango de la incertidumbre de medición. Sólo sin botas de protección se midieron corrientes muy bajas, de me-nos de 1 μA , como se muestra en las siguientes tablas 4-7 y 4-8.

Tabla 4-7: Ropa seca mano-pies

<i>Parámetros</i>	
Ropa protectora	Seca
Guantes	Puestos
Botas	No puestas
Punto de contacto Electrodo	Mangas
Paso de corriente	Mano-pies
Resistencia del cuerpo	430 Ω
Generador-Tensión [V]	Cuerpo-Corriente [μA]
1000	0,54

Tabla 4-8: Ropa seca mano-mano

<i>Parámetros</i>	
Ropa protectora	Seca
Guantes	Puestos
Botas	No puestas
Punto de contacto Electrodo	Mangas
Paso de corriente	Mano-mano
Resistencia del cuerpo	555 Ω
Generador-Tensión [V]	Cuerpo-Corriente [μA]
1000	0,45

Por el contrario, con el traje de protección en estado húmedo se midieron algunas corrientes importantes, dependiendo de la ruta de la corriente y del punto de contacto. La corriente de una mano a un pie estaba en el rango sensible, pero no crítico. Sin embargo, en una trayectoria de la corriente de mano a mano se midieron corrientes letalmente altas, en el rango de los amperes, como se pueden ver en las tablas siguientes (tablas 4-9, 4-10 y 4-11):

Tabla 4-9: Ropa húmeda, de mano a pie

<i>Parámetros</i>	
Ropa protectora	Húmeda
Guantes	Puestos
Botas	Puestas
Punto de contacto electrodo	Guantes
Paso de corriente	Mano-pie
Resistencia del cuerpo	555 Ω
Generador-Tensión [V]	Cuerpo-Corriente [μ A]
1000	3,66

Tabla 4-10: Ropa húmeda, de mano a mano

<i>Parámetros</i>	
Ropa protectora	Húmeda
Guantes	Puestos
Botas	Puestas
Punto de contacto electrodo	Guantes
Paso de corriente	Mano-pie
Resistencia del cuerpo	555 Ω
Generador-Tensión [V]	Cuerpo-Corriente [μ A]
1000	3,66

Se suponía que la diferencia drástica estaba en el valor de resistencia de las botas de protección. De ahí que éstas fueron excluidas para otra medición de mano a pie. Las corrientes medidas se encontraron también en la zona peligrosa:

Tabla 4-11: Ropa húmeda, sin botas, mano a pie

<i>Parámetros</i>	
Ropa protectora	Húmeda
Guantes	Puestos
Botas	No puestas
Punto de contacto electrodo	Guantes
Paso de corriente	Mano-pie
Resistencia del cuerpo	555 Ω
Generador-Tensión [V]	Cuerpo-Corriente [μ A]
500	0,85
700	1,21
800	1,40
900	1,57

En las dos fotos siguientes (véase la figura 4-20) se puede apreciar los efectos de las corrientes en las superficies de contacto. En un cuerpo humano se originarían en estos puntos las marcas por electricidad que se producen en los puntos de entrada y de salida de la corriente, debido al alto desarrollo de calor. En los guantes se originaron perforaciones por quemadura, a causa del efecto del calor.



Figura 4-20: Efecto de las corrientes en las superficies de contacto, perforación por quemadura, a causa de la acción de la corriente

Los resultados experimentales son consistentes con las expectativas teóricas. Un traje de protección seco tiene una resistencia muy alta. Sin embargo, la ropa empapada no ofrece ninguna protección contra las descargas eléctricas. Con una trayectoria de corriente desde una mano a la otra y una resistencia corporal de 555Ω , existe en el guante mojado una resistencia muy baja, de alrededor de 50Ω , por lo cual al tocar un cable CC de 1000 V puede fluir una corriente letal, de unos 1,5 A, a través del cuerpo humano. (Véase la tabla 4-10)

La alta resistencia de las botas y la protección contra descargas eléctricas que ellas ofrecen son visibles en los experimentos. Aún con la ropa mojada, pero con botas de protección, se han medido corrientes apenas perceptibles. Sin las botas, la corriente corporal aumenta drásticamente, y con una tensión aplicada de 1000 V supera significativamente el umbral peligroso.

Estas medidas muestran linealidad entre la corriente y la tensión. Con trajes de protección mojados y con la asumida resistencia corporal de 555Ω , pueden fluir corrientes letales sobre los 150 mA, ya con una tensión aplicada de 100 V CC, en trayectorias de la corriente de mano a mano o de una mano a los pies sin botas de protección (Véase la tabla 4-11).

Resumen

Las medidas muestran que cuando el traje de protección está completamente seco no hay riesgo de descarga eléctrica en el contacto con un cable CC energizado de una planta fotovoltaica.

Por el contrario, un traje de protección empapado no representa prácticamente ninguna protección contra corrientes corporales peligrosas, cuando la trayectoria de la corriente es de una mano a la otra.

Cuando el trayecto de la corriente es de las manos a los pies, como sería el caso típico de un

bombero accionando el pitón, y por causa de la resistencia alta de las botas de protección, por el cuerpo del efectivo fluirán corrientes no críticas, justo en el rango perceptible.

54. Conductor energizado en el agua.

El experimento (véase figura 4-21) se utilizó para determinar la corriente posible a través del cuerpo humano, en el caso de que, en una zona inundada, una persona haga contacto con un conductor bajo tensión y simultáneamente con una parte del edificio conectada a tierra.

Las mediciones se realizaron con ayuda de una piscina de 3 x 2 m, con agua, y un maniquí de madera de 160 cm. En sus pies se pusieron placas de metal y se tendieron cables de alambre de cobre. En el agua se encontraba el conductor energizado y en el hombro del maniquí, el potencial de tierra.

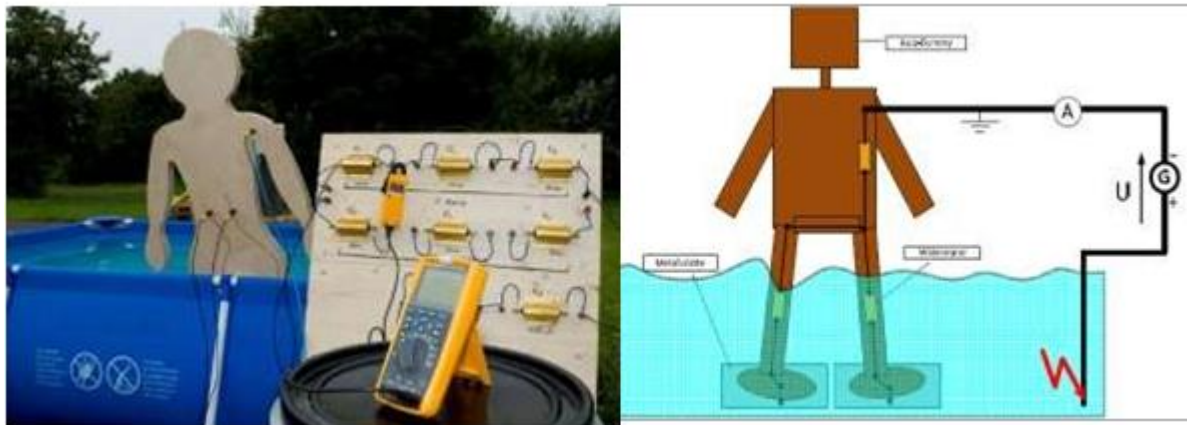


Figura 4-21: Maniquí de madera en la piscina con agua y el montaje experimental esquemático.

Procedimiento experimental

En la piscina, con un nivel de agua de 60 cm, cuya conductividad era de $630 \Omega \text{ S / cm}$ (a 20°C), se sumergió un conductor energizado. La tensión fue ajustada entre 500 V y 900 V (CC). El maniquí de madera fue puesto en la piscina con agua y la corriente corporal se midió para tres distancias diferentes al cable de alta tensión, de 0,5 m, 1 m y 2 m. Dada la conductividad alta del agua, en este experimento se espera un flujo relativamente alto de corriente. Al aumentar la distancia al conductor bajo tensión se debiera reducir la corriente.

Tabla 4-12. Resultados experimentales para la prueba 3
Características del agua

Conductividad	630 $\mu\text{S}/\text{cm}$
Temperatura	20 °C
Altura del agua	60 cm

Distancia al electrodo	0,5 m
-------------------------------	--------------

$U_{\text{Gen, debe}}$ [V]	$U_{\text{Gen, es}}$ [V]	Cuerpo-Corriente [A]
500	500	1,02
800	800,87	1,64
850	851,87	1,74

Distancia al electrodo	1 m
-------------------------------	------------

500	500,33	1,02
800	801,04	1,62
850	851,54	1,72

Distancia al electrodo	2 m
-------------------------------	------------

500	499,98	0,99
800	801,12	1,57
850	851,54	1,67
900	901,67	1,77

Los resultados experimentales muestran que todas las corrientes corporales medidas están en el rango de los ampere, y representan, por lo tanto, un peligro letal. Confirmando lo esperado, en el experimento del maniquí se comprueba una relación lineal entre corriente y tensión, la que sin embargo, a causa de la resistencia corporal dependiente de la tensión del ser humano (tabla 4-5) describe la realidad de una forma solo aproximada. Con el diseño experimental usado y con las resistencias consideradas, se alcanzó el rango peligroso ya a partir de una tensión de 75 V.

El aumento de la distancia al conductor energizado condujo sólo a una pequeña disminución de la corriente. Con 800 V, la diferencia de corriente entre los valores a una distancia de 0,5 m y de 2 m se elevó únicamente a 70 mA, lo que corresponde aproximadamente a un 3%.

En la evaluación cabe señalar que este experimento corresponde al peor de los casos. El conductor a tierra se encuentra fuera del agua, de modo que la corriente total fluye a tierra a través del maniquí de madera. De lo contrario, fluirían sólo subconjuntos a través del cuerpo humano. Debido a la magnitud de los valores medidos, aún varios metros de distancia, esto no significa eliminar la advertencia de peligro.

Resumen.

¡Para el equipo de trabajo existe un peligro serio de descarga eléctrica en los sótanos inundados, debido a los conductores CC caídos y dañados!

Incluso con tensiones bajas, de alrededor de 100 V, puede presentarse en algunos casos un

flujo de corriente peligroso a través del cuerpo.

55. Discusión final

Las investigaciones sobre la conductividad y las posibles corrientes de descarga a través de un pitón han demostrado que no existe una amenaza seria para el equipo de extinción de incendios, debido a las corrientes de descarga a través del agua de extinción, incluso al aplicarse 1000 V CC, durante el trabajo en el área de una planta fotovoltaica, siempre que se respeten las distancias de seguridad de acuerdo a la DIN VDE 0132.

Los pitones de chorro empleados mostraron diferentes patrones de aspersión, y en consecuencia, también diferentes propiedades de conducción eléctrica. Especialmente con las boquillas de aspersión se pueden producir, a causa de diversas versiones técnicas y tipos, diferencias significativas en la conformación del chorro de agua. En la norma nueva DIN EN 15182 ya no se prevé una prueba eléctrica de los pitones. Para definir las características eléctricas de los pitones de aspersión, se requieren informes individuales.

La ropa de protección utilizada es un buen aislante cuando está seca, y protege al equipo de trabajo contra descargas eléctricas peligrosas. Por el contrario, la ropa empapada ya no proporciona ninguna protección, de modo que, con tensiones altas y una trayectoria de corriente de mano a mano pueden fluir a través del cuerpo humano corrientes letales. Este sería el caso, si se tocan simultáneamente ambos polos de las conducciones CC. Este es un escenario improbable, dado que los bomberos son conminados a pararse siempre a una distancia segura de por lo menos un metro de las partes que están bajo tensión en una planta. Sin embargo, es una situación que podría presentarse con una visibilidad pobre, debido a la oscuridad y el humo.

Los sótanos inundados representan una amenaza potencialmente significativa para el equipo de trabajo. Conductores dañados que cuelgan en una planta fotovoltaica, o en cualquier instalación eléctrica doméstica pueden causar un flujo de corriente a través del agua, cuando al mismo tiempo se tocan sistemas que estén puestos a tierra. Debido a la alta conductividad del agua, en este caso se pueden producir corrientes letales, en el rango de los ampere, aún con distancias de varios metros.

En las series de ensayos descritos se consideró siempre el caso peor. Durante la aplicación real, los valores de resistencia del ser humano son significativamente más altos, particularmente si está con ropa y zapatos, mejor todavía, con traje de protección y botas.

56. Relevancia para la estandarización.

- Los resultados de las series de ensayos con respecto a los intervalos de seguridad o de chorro de agua confirman las indicaciones de la VDE 132. Un resumen corto de las series de ensayos ha sido remitida al equipo de trabajo del DKE K 213 "Combate del fuego en las plantas eléctricas". En el futuro se extenderán estas pruebas prácticas a un rango de tensión hasta los 1500 V CC, ya que este límite de tensión es de cada vez mayor interés en los módulos y plantas FV.

- La norma DIN EN 15.182 ya no incluye pruebas eléctricas de los pitones de chorro. Como lo han demostrado las pruebas, para la caracterización de los pitones por aspersión son indispensables informes particulares de cada fabricante, sobre sus propiedades eléctricas. Las características del lanzamiento del agua y con ello la conductividad de un chorro, diferían en los pitones testeados (multipropósito CM y de aspersión C).

Con cámaras de alta velocidad pudieron observarse las propiedades de desintegración de las gotitas durante el lanzamiento con diferentes pitones. De esto se puede deducir que las propiedades de conductividad y las mediciones no son generalizables para todos los chorros. Una ampliación a la nueva norma para incluir una inspección eléctrica apropiada de los pitones tiene sentido, y debiera ser discutida por el organismo de normalización competente.

Recomendación para la normalización:

La norma DIN EN 15.182 ya no considera pruebas eléctricas para los pitones. Sin embargo, y como lo demuestran las pruebas anteriores, para la caracterización de los pitones por aspersión son indispensables informes con respecto a sus propiedades eléctricas. Una ampliación de la nueva norma que incluya una inspección eléctrica apropiada de los pitones tiene sentido y debiera ser discutida por el organismo de estandarización competente.

4.5.2 Situación de seguridad eléctrica en la exposición a la luz artificial

Una serie de ensayos en el Instituto Fotovoltaico de la Universidad de Ciencias Aplicadas de Berna, con el apoyo del cuerpo de bomberos, han mostrado que la luz de un foco, como por ejemplo el reflector de los bomberos o de la agencia de ayuda técnica, instalado durante un procedimiento nocturno, cerca de una planta fotovoltaica, puede generar en principio corrientes continuas en una cantidad significativa en los módulos fotovoltaicos [43]. Por tal motivo es que se recomiendan distancias mínimas para montar los focos. Las mediciones se realizaron con focos halógenos, en una planta experimental especialmente montada con cadenas ramales de módulos fotovoltaicos cristalinos, orientadas longitudinalmente. La construcción de este modelo se orientó en los tamaños y uniones eléctricas de las plantas de techo usuales en las viviendas familiares.

Una planta fotovoltaica más grande no debiera dar lugar a corrientes más altas, debido a la falta de homogeneidad de la irradiación del foco. Sin embargo, un diseño más compacto (interconexión) puede producir teóricamente corrientes más altas. Otras investigaciones prácticas, por ejemplo, por Underwriters Laboratories [44], llevaron también a la conclusión de que, en principio, existe un riesgo eléctrico para el equipo de combate al fuego, debido a la luz artificial.

Para obtener una conclusión general en cuanto a una distancia mínima de seguridad, se llevaron a cabo en el marco del proyecto una serie de ensayos adicionales, los cuales comprenden:

- (1) Los pitones usuales en los equipos de extinción

- (2) Los diversos tipos de módulos instalados en los techos alemanes
- (3) El caso más crítico de un diseño compacto (cadena, string)
- (4) El caso más crítico en que la radiación incide básicamente en vertical

Comparando los diversos casos, para establecer el peor de ellos, se pretende formular una recomendación general y válida, con un margen adicional de seguridad contenido.

En la selección del foco se consideraron sólo las tecnologías que se emplean en Alemania, en el campo de la protección contra riesgo público. El cuerpo de bomberos profesional de Colonia, los bomberos voluntarios de Colonia, grupo especialista en extinción de incendios de Porz – Langel, así como la ayuda técnica, grupo local de Siegburg, y distintos fabricantes de focos apoyaron las investigaciones con préstamos de focos reales y en la construcción de las combinaciones deseadas.

Una consulta a los cuerpos de bomberos profesionales en Alemania, así como a diversas organizaciones de seguridad, revelaron que se utilizan, principalmente, focos con ampollas halógenas, con una potencia de 1.000 o 1.500 W. Se aplican generalmente sobre trípodes extensibles y en armazones transversales de iluminación colocadas en los postes de luz, escaleras giratorias y grúas de trabajo. Sin embargo, dependiendo del modelo, es posible utilizar también los focos sobre el piso. Es raro encontrar focos halógenos con potencias superiores a 1.500 W. Lo normal es poner varios focos en armazones de iluminación transversales, por lo general entre 8 y hasta 10 piezas en una construcción. Además de luces halógenas, se emplean ocasionalmente focos de halogenuro metálico (HM), lámparas de sodio alta presión (HN) y lámparas de mercurio alta presión (HQ) en trípodes y en armazones de iluminación. En este caso, la energía que se consume es generalmente de 1000 W por cada lámpara, aunque ocasionalmente puede ser superior.

Los tipos de lámparas mencionados son los que se utilizan más frecuentemente para la iluminación de un lugar de trabajo, y se les construye para su uso en condiciones difíciles, pero tienen que ser alimentadas con una potencia elevada. Es por ello que se utilizan cada vez más los focos con tecnología LED y xenón. Actualmente se encuentran en uso focos LED con una potencia consumida de hasta 150 W. Los focos de xenón, en cambio, se utilizan más bien para una iluminación general, sobre los vehículos de emergencia, y son más bien atípicos para nuestras investigaciones.

Se llevó a cabo un estudio en varios niveles:

1. Determinación del par tecnología de focos - tecnología de módulos más crítico, basándose en los espectros de luz relevantes en cada caso (peor caso de emparejamiento).
2. Investigaciones sobre la homogeneidad de los conos de luz de los focos.
3. Mediciones en conjuntos de módulos compactos (configuración aproximadamente cuadrada, con la comparativamente mayor homogeneidad posible de iluminación; disposición de peor caso).
4. Determinación de la dependencia de las corrientes y tensiones eléctricas generadas respecto de la distancia entre la fuente de luz y el campo de módulo, y del nivel de potencia del foco o de la combinación de focos utilizados (aquí combinado con la peor pareja de tecnología).

57. El peor de los casos de emparejamiento

Se midieron espectralmente todos los focos, determinándose que la composición espectral de la luz es independiente de la clase de potencia, y en su mayor parte, independiente del fabricante. Véase también la figura 4-22, con el ejemplo de 5 focos halógenos diferentes.

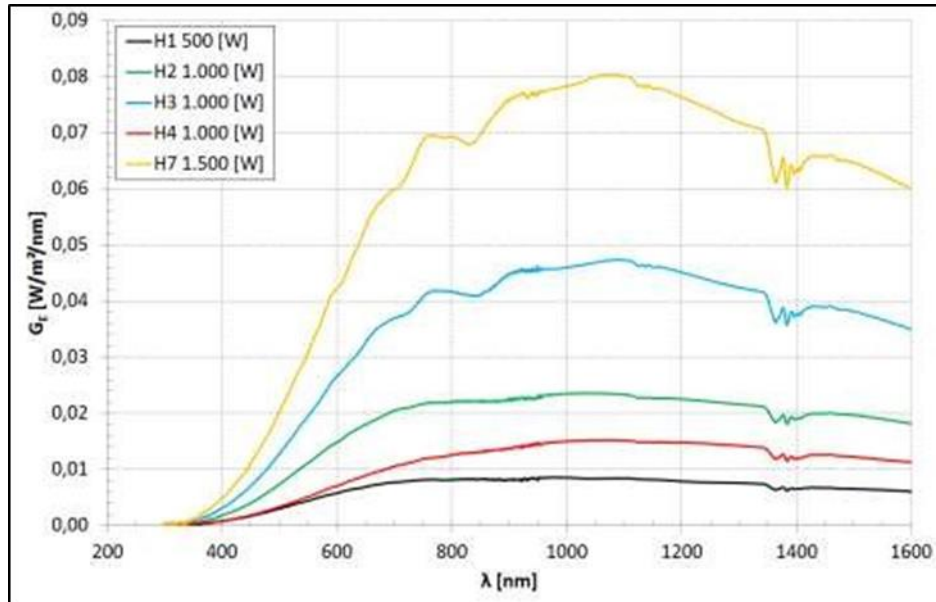


Figura 4-22: El espectro de luz en focos halógenos de diferentes fabricantes y clases de potencia.

Por otra parte, se debe considerar la sensibilidad espectral de las diferentes tecnologías de módulos que se encuentran en el mercado (figura 4-23) y superponerla con los espectros de luz determinados para las tecnologías de los focos. En la figura 4-24 se presenta el resultado de todas las combinaciones de tipos de focos y de módulos.

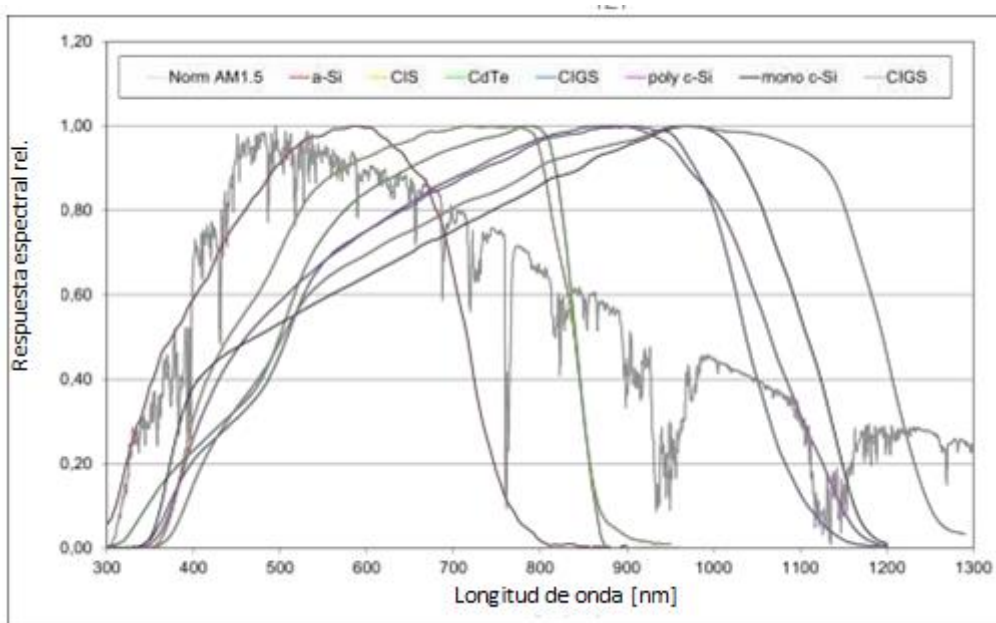


Figura 4-23: Sensibilidad espectral de diferentes tecnologías de módulos

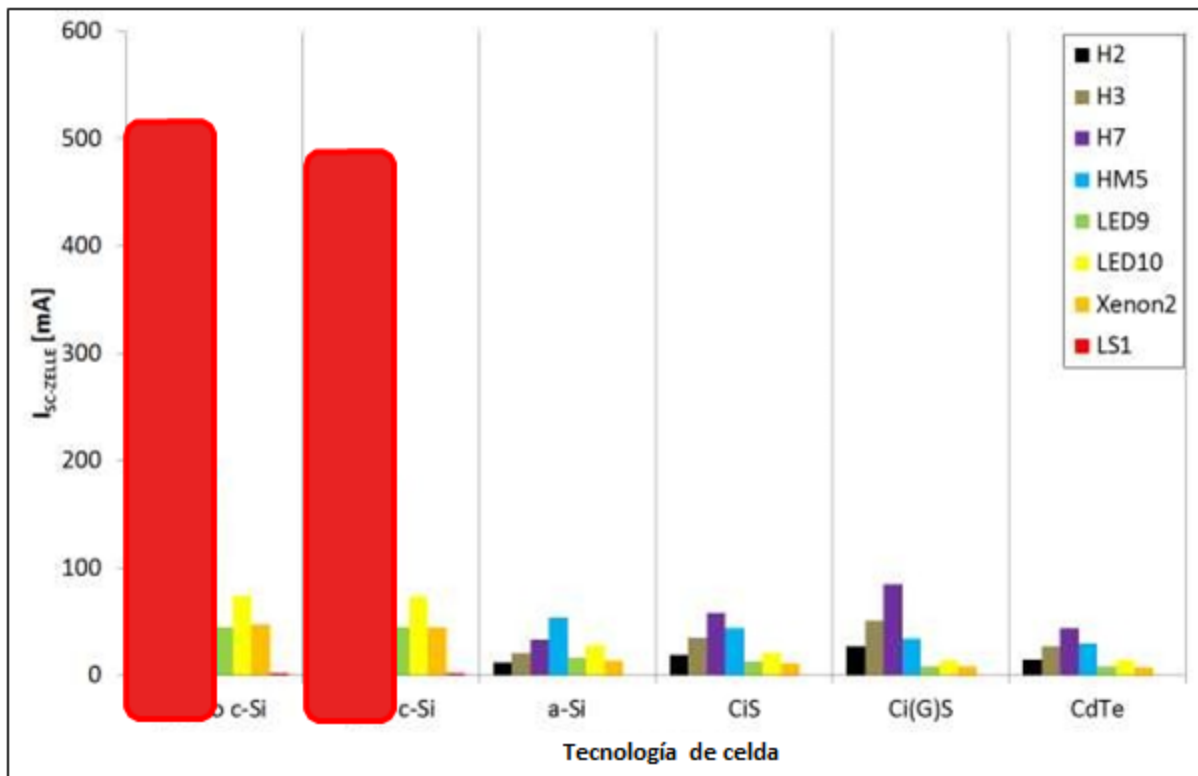


Figura 4-24: Corrientes de cortocircuito generadas en diferentes combinaciones tipo de foco - tipo de módulo.

Como resultado, y de acuerdo con la compilación anterior, se determinó que el “peor caso” corresponde a la combinación focos halógenos - módulo cristalino, es decir, la pareja de uso más frecuente en la práctica actual. Los resultados muestran también que con el uso futuro cada vez más frecuente de las luces LED, se reducirá significativamente el potencial de riesgo.

Aunque la tecnología CIGS puede absorber una amplitud espectral igualmente grande, las corrientes medidas son claramente más bajas que en las de módulos de cristal, debido a que la potencia nominal es mucho más baja en los módulos de capa delgada.

58. Investigaciones de homogeneidad

Las investigaciones muestran que la homogeneidad de la luz generada aumenta con el incremento de la distancia. Sin embargo, a su vez disminuye fuertemente la iluminancia en el módulo al crecer la distancia (teóricamente y bajo condiciones ideales, proporcionalmente al cuadrado de la distancia). En consecuencia, el caso más crítico en relación con la intensidad de la corriente conseguida, es la combinación de un foco con un módulo, lo que no es relevante en la práctica, pero que se puede utilizar para definir el caso peor.

Para la verificación práctica se realizaron 2 series de experimentos:

Las corrientes y los voltajes producidos fueron medidos en un primer paso en un módulo individual y en un segundo paso en una celda de 6 módulos conectados en serie, con el diseño más compacto posible (2 x 3 módulos, verticalmente uno encima del otro). La construcción fue

realizada especialmente para esto por la empresa Energiebau Solarstromsysteme de la ciudad de Colonia (véase las figuras 4-25 y 4-26).



Figura 4-25: Focos halógenos usados por el THW (Agencia Federal de ayuda técnica) de Siegburg alumbrando una construcción compacta de seis módulos.



Figura 4-26: Medición, al nivel de módulo, de la radiación recibida desde el reflector (arriba, abajo, lateral y centralmente).

Los experimentos fueron realizados con distancias de 5 a 20 m, con diferentes tecnologías de lámparas (también combinadas, por ejemplo de halógeno y de vapor de metal). Para simplificar, se utilizó la corriente de cortocircuito para evaluar el potencial de riesgo. Debido a la curva característica plana I-V del módulo FV, es ligeramente más alta que una supuesta corriente que fluye por el cuerpo humano (con un mínimo de 500 Ω), lo que aumenta el factor de seguridad de los resultados.

Los valores medidos en la serie de ensayos con una cadena compacta de 6 módulos se muestran en la figura 4-27. Las intersecciones con los valores límites fijados de acuerdo con la IEC 60479-1 en relación con los efectos en el cuerpo humano, nos definen las distancias mínimas a establecer.

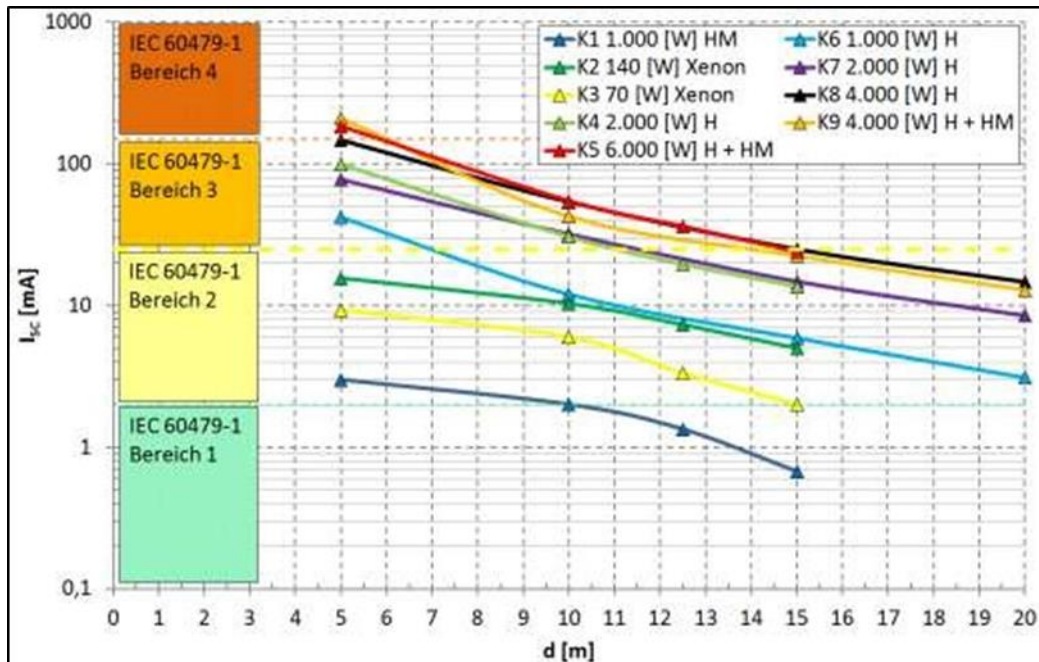


Figura 4-27: Corriente de cortocircuito medida y extrapolada tras la irradiación con lámparas halógenas de diferentes rendimientos.

59. Recomendación para distancias mínimas

La evaluación y la extrapolación de los valores medidos conducen a la siguiente relación deducida entre la potencia total de los reflectores y la distancia al campo de módulos, con un límite asumido $I_{sc} = 25 \text{ mA}$:

Distancia básica al recibir el total de la potencia de los focos hasta máx. 1 kW:

$$d_{P \text{ auf}} = 1 \text{ kW} = 10 \text{ m} \quad [1]$$

Fórmula de la distancia si la potencia recibida de los reflectores es mayor que 1 kW:

$$d_{P \text{ auf}} > 1 \text{ kW} = 10 \text{ m} + P_{\text{auf}} [\text{kW}] * 1,5 \text{ m/kW} [2]$$

Con

d = Distancia mínima entre los focos y la superficie del módulo

P_{auf} = Suma de la potencia total recibida de los reflectores en kW

Por lo tanto, con una potencia de los focos de 4 kW, debe mantenerse una distancia de $10 \text{ m} + 4 \text{ kW} * 1,5 \text{ m / kW} = 16 \text{ m}$. En la siguiente tabla están indicadas las distancias mínimas, de acuerdo con la fórmula anterior, para algunas potencias de reflectores utilizados típicamente.

Tabla 4-13: Ejemplos de distancias mínimas recomendadas para potencias de focos utilizados a menudo.

Potencia del reflector en kW (potencia recibida)	Separación recomendada en metros
1	10
2	13
4	16
6	19
8	22

60. Revisión de los factores de admisibilidad o de seguridad:

En la fórmula del cálculo se incluyó una seguridad adicional, ya que todos los valores de medición reales están en realidad bajo los intervalos calculados con la fórmula. Por otra parte, al usar condiciones de peor caso, se puso deliberadamente una seguridad adicional. Véase la tabla 4-14:

Tabla 4-14: Los factores de seguridad para evaluar los resultados de las pruebas

Condiciones en la prueba	¿Condiciones se dan en la utilización?
Uso de la combinación más crítica de tecnología del foco	Probablemente, ya que actualmente es muy común. Pasa a ser eventual, en la medida que es cada vez más reemplazada por la tecnología LED,
Uso del tipo más crítico de módulo	Probablemente, porque se utilizan más
Isc de los módulos estándar usados (4,7A)	De acuerdo con el desarrollo de celdas y módulos de mayor rendimiento, podría crecer
Irradiación vertical de la superficie de módulo	Muy improbable
Uniformidad de distribución máxima de luz	No es posible
Resistencia corporal $R_K = 0 \Omega$	$> 500 \Omega$
Ningún sombreado del módulo	Sombreado parcial posible, p.ej., por humo

61. Conclusiones

Resumen

Los resultados de nuestras investigaciones muestran, de forma similar a otros trabajos

realizados anteriormente, que la iluminación artificial es muy capaz de producir tensiones y corrientes peligrosas en una planta fotovoltaica, lo que confirma las investigaciones del BFH y de UL.

Con el cumplimiento de las distancias mínimas especificadas para los medios de iluminación y, en particular, por el uso de focos LED, se espera, sin embargo, un riesgo insignificante a través de la iluminación con luz artificial.

Complementando, en el marco del proyecto se llevaron a cabo investigaciones con diferentes tecnologías de focos y clases variadas de potencia, para las distancias habituales y bajo condiciones definidas como el caso peor (en tecnología, geometría de las cadenas, incidencia vertical de la luz). En la práctica no ocurrirán simultáneamente todas estas diversas condiciones de peor caso, véase la tabla 4-14.

Particularmente, la homogeneidad de la irradiación, con incidencia vertical de ella, considerada en el montaje experimental, no ocurre en la práctica de modo que en la recomendación de distancia indicada más arriba están incluidos varios factores de seguridad (no factibles de especificar).

La única condición de borde de las series de pruebas a evaluar críticamente son los valores característicos de los módulos cristalinos estándar en uso típico actualmente (2012). En la medida que se empleen módulos de una potencia bastante mayor, se podrán generar corrientes mayores que las medidas aquí y usadas en las recomendaciones de distancia.

Por consiguiente, esta recomendación de distancia es válida para la típica lucha contra el fuego nocturna, en casas uni- y multifamiliares, con una planta FV típica. Sin embargo, no representa ninguna garantía para plantas FV totalmente libres en cuanto a tensión y corriente, por lo que no nos desliga de la precaución necesaria y del fiel cumplimiento de las distancias, como en toda instalación eléctrica.

4.6 Liberación de sustancias nocivas en caso de incendio.

4.6.1 Objetivo

Una planta FV, independiente de la tecnología de módulo utilizada, trabaja durante sus 30 años de operación prevista, libre de emisiones, es decir, no hay ninguna liberación de sustancias tóxicas al ambiente. Sin embargo, existen todavía incertidumbres acerca de la real contribución de emisiones de una planta fotovoltaica en caso de un incendio, con la destrucción parcial o incluso total de sus componentes. Variados plásticos, además de otros materiales inflamables, así como también metales pesados tóxicos (en bajas proporciones de masa), son parte constituyente de cualquier planta fotovoltaica. Una posible liberación de sustancias tóxicas gaseosas ocurre sin duda cuando se la expone al calor en caso de incendio. El Comité de Medio Ambiente en Bruselas dejó a todas las tecnologías de energía renovable fuera de la nueva regulación ROHS, que prohíbe el cadmio [45].

En este capítulo se examinan cuestiones diversas relacionadas con los incendios, en los cuales está involucrada una planta fotovoltaica. Estas incluyen, el eventual peligro adicional que enfrentan los bomberos, y otras personas que se encuentren en los alrededores del foco del incendio, debido a la emisión de gases tóxicos, a posibles efectos sobre el terreno originados por un vertimiento masivo de agua, y también la propagación posible, por las inmediaciones, de gases o partículas tóxicas, a causa de los movimientos del aire relacionados con el clima o con el calor.

Aquí se examinan los componentes típicos de los módulos y otros elementos de una planta solar, en relación con los contaminantes liberados en caso de incendio a su concentración máxima posible (escenario de peor caso) y a su propagación potencial en el medio ambiente. Con ello, se determinan los riesgos que representan los materiales utilizados, en cuanto a emisiones críticas y, si es necesario, se plantean recomendaciones para la selección del material.

En la figura 4-28 se mencionan los focos de emisiones durante un incendio en una planta FV y su peligro potencial para los diversos objetivos de protección.

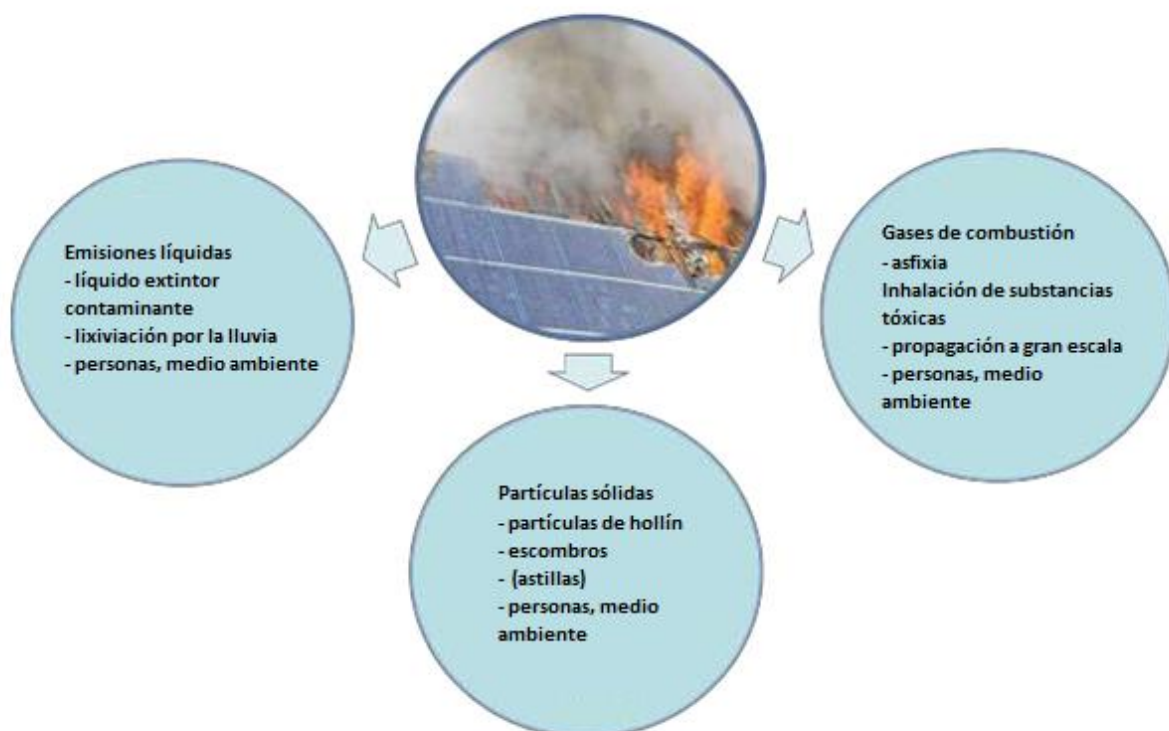


Figura 4-28: Emisiones y riesgos en caso de incendio.

4.6.2 Estado del conocimiento

De acuerdo con los conocimientos actuales sobre las emisiones tóxicas de plantas fotovoltaicas, los modelos actuales de módulos, intactos y durante su funcionamiento normal, no presentan ni emisiones de gases críticos ni es de esperar el depósito de contaminantes en el suelo. Sin embargo, al haber un daño severo de los módulos solares, por ejemplo, por

granizo, descarga directa de un rayo o un incendio, no se puede excluir la liberación de contaminantes en cantidades "pequeñas", por ejemplo [46] [47] [48].

La pregunta de si estas emisiones de contaminantes en caso de un accidente pueden alcanzar valores críticos para la salud humana y/o el medio ambiente, no está completamente clara. Estudios previos tratan principalmente de módulos de capa fina en base a telurio de cadmio (CdTe), puesto que el cadmio metálico y sus compuestos están clasificados, en varios sentidos, como muy tóxicos: Entre otras cosas, se le supone cancerígeno, mutágeno de células germinales, produce daños fetales, y también tiene la peligrosa propiedad de acumularse en el cuerpo, por lo que una exposición múltiple, aunque sea en dosis muy bajas, puede causar daños serios para la salud [49]. Esto debe ser considerado en una evaluación del riesgo para los bomberos. El riesgo de absorción ocurre, principalmente, a través de la inhalación o la ingestión. Además, es muy dañino para un medio ambiente acuático. Por lo tanto, su eventual absorción en la tierra, a través del líquido extintor, debe ser visto como muy crítica.

La discusión acerca de los módulos de CdTe (cadmio y telurio), principalmente en los años 2010 - 2011, fue forzada, de forma no completamente altruista, por los representantes de las tecnologías de módulos cristalinos, que abogaban por la inclusión de la energía fotovoltaica en el ámbito de ROHS, lo que habría llevado directamente al "Cierre" para la tecnología CdTe y por lo tanto, para los mayores competidores en el mercado fotovoltaico. Se realizaron varios estudios sobre telurio de cadmio en los módulos fotovoltaicos, estando el foco de la atención en los módulos de los fabricantes First Solar y Abound Solar.

Una compilación exhaustiva de los trabajos realizados y sus resultados hasta 2011, fue publicada al comienzo de 2012 por el Fraunhofer-Center para Fotovoltaicos de Silicio (CSP) [50].

Aquí se llega a la conclusión de que las emisiones de cadmio o de compuestos de cadmio verificadas en los estudios realizados hasta entonces no alcanzan concentraciones críticas. Como valores de referencia válidos sirven los valores vigentes AEGL-2 (niveles de referencia de una exposición aguda), disponible, en línea [51], que representan valores límites, a partir de los cuales pueden ocurrir daños irreversibles, resp., duraderos para la salud.

El significado práctico de las declaraciones arrojadas por estos estudios para la evaluación del riesgo en incendios de plantas FV reales se relativiza algo si se miran con mayor detalle algunos de los trabajos experimentales realizados y las conclusiones obtenidas de éstos.

Por ejemplo, un estudio americano de 2005 [47] examina el comportamiento de muestras de módulo CdTe al aplicar calor en niveles diversos de temperatura, de 760°C a 1100°C. Se analizaron meticulosamente emisiones de gas, pérdida de masa, análisis de residuos y distribución de Cd dentro de los residuos de vidrio derretidos. Se comprueba una difusión del cadmio que aumenta con la temperatura en el vidrio circundante, obteniéndose una tasa de emisión relativamente constante de 0,5%. La porción predominante del cadmio se enquistaba en el vidrio. Se presume que para los módulos enteros, debido a la relación entre bordes externos y superficie, escapará aún menos del contenido del cadmio, probablemente cerca del 0,4%.

Las mediciones se realizaron con muestras de prueba pequeñas puestas en una tina. El material fundido quedó recogido en esta tina. El cadmio de la capa interior Cd Te solamente podía escaparse por los cantos laterales (ver figura 4-29). En módulos reales instalados en plantas FV, el vidrio se astilla, el material que se funde podría gotear, y una porción grande de la capa de CdTe, o bien del vidrio, con el cadmio difundido, quedar expuesta. Teóricamente sería posible que la porción del cadmio emitido bajo estas circunstancias sea claramente más alta que el 0,5% medido en el laboratorio.

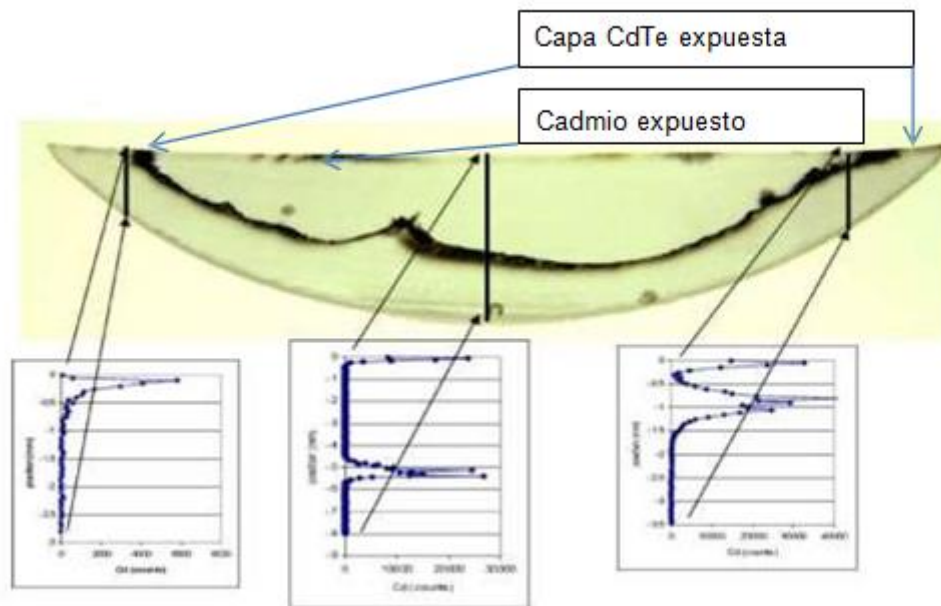


Figure 8. X-ray fluorescence microprobe analysis—vertical slice from middle of sample heated at 1000°C; Cd counts in the center and the sides of the slice

Figura 4-29: Muestra de un módulo con el curso de la porción de Cd dentro de la muestra fundida y enfriada nuevamente. Fuente: [47]

Una investigación actual (de 2011) trata de las emisiones de cadmio posibles en el agua de lluvia que lava módulos CdTe quebrados, y en los gases de combustión de incendios de plantas FV, y llega a la conclusión de que los riesgos para la salud de los residentes o bien empleados, y para los equipos de rescate, debidos a las emisiones del cadmio en el suelo, napas subterráneas o aire, son improbables. Los riesgos posibles por la entrada en el suelo de metales pesados, plomo y cadmio en plantas al aire libre, en/o cerca de superficies agrícolas, fueron investigados por la Agencia de Agricultura de Baviera [46]. Los riesgos de una eventual erosión fueron catalogados como mínimos. De todas maneras, y como precaución, se recomienda el retiro rápido de los módulos solares defectuosos.

Las primeras investigaciones de gases de combustión fueron realizadas ya en 1994 por encargo de BP Solar. Con la tecnología de aquel entonces se comprobaron, para temperaturas de 800 -900°C y 10 min- de exposición, concentraciones por debajo de los valores límites válidos según AEGL ("Acute Ex-posure Guideline Levels", Niveles de guía de exposiciones agudas, accesible bajo: [51]) y que por ello fueron clasificadas como no críticas.

Otras investigaciones acerca del tema de liberación de metales pesados en incendios de módulos FV, fueron realizadas en 2011 y 2013 por la Institución Federal para la Investigación y Prueba de Materiales en Berlín (BAM) [53], [12]. En ambas investigaciones se sometieron a un efecto de calor de 50 kW/m², entre otras cosas, a muestras de prueba pequeñas (75mm x 75mm) de tecnologías diversas de módulos y se analizaron tanto la composición del humo así como los residuos. Después de aproximadamente 8 minutos de carga, falló la envoltura del módulo, acompañada de un aumento claro de la gasificación. Como resultado, se comprueba que las muestras, como también los escombros incendiados contienen, luego de finalizada la carga de calor, en promedio todavía el 94% de los metales pesados de las muestras de partida. Como conclusión inversa, deben haberse liberado cerca del 6% en estas investigaciones de laboratorio.

Los valores de partida para los módulos CdTe eran de aproximadamente 7g de participación de Cd/m², los cuales coinciden con los límites inferiores indicados en la literatura [54]. En base a una dispersión grande comprobada en los resultados, los autores recomiendan investigaciones adicionales.

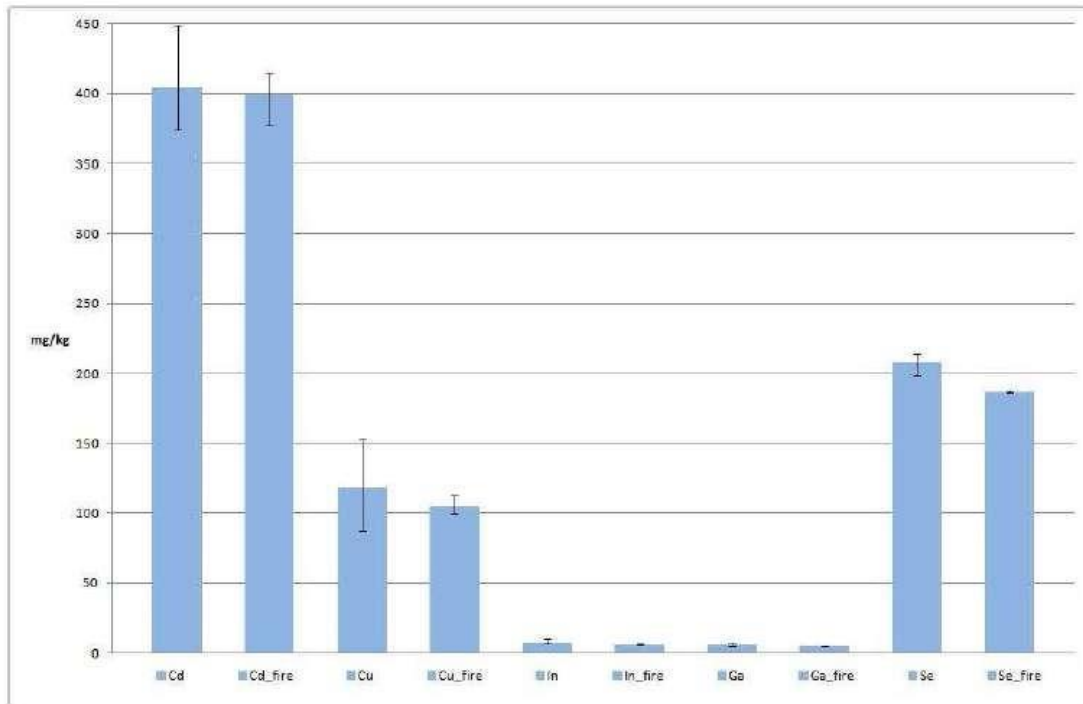


Figura 4-30: Análisis de residuos: Antes y posterior a test de combustión de muestras de módulos CdTe y CIGS (Fuente: BAM 2013, [12])

La repartición de emisiones de la sustancia nociva cadmio en el ambiente, en caso del incendio de una planta FV de techo, con módulos de CdTe, es el tema de un estudio independiente de 2011 realizado por la Oficina Nacional de Baviera para el Ambiente [55]. Se investigó la repartición de cadmio gaseoso emitido, en escenarios diversos y tomando en consideración el viento. Se tomaron en cuenta sistemas de tamaños y potencias calóricas diversos, y en cada caso se indicó la concentración de cadmio cercana al suelo, para distancias a partir de los 100 m. Como resultado, se comprobó que también en el peor de los casos, la concentración de Cd, con 30 - 600 µg/m³, estaba claramente por debajo de los valores AEGL-2 (1400µg/m³; AEGL-210 min), con lo que prácticamente puede excluirse un riesgo para el ambiente.

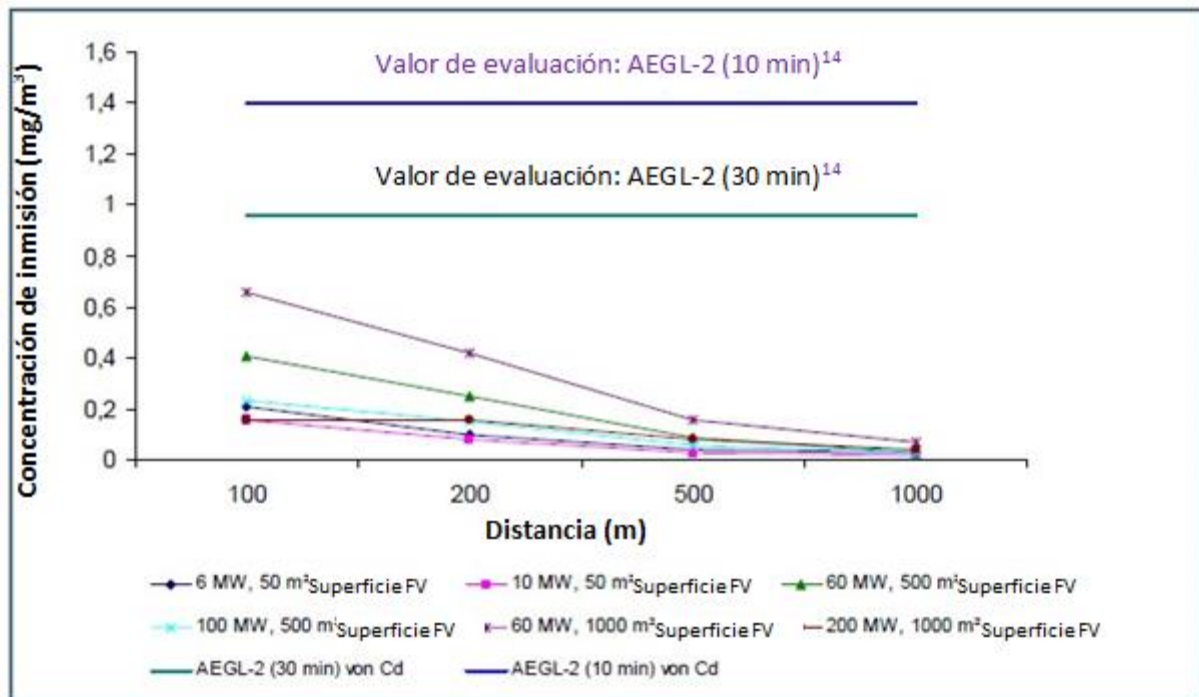


Figura 4-31: Concentración de inmisión de cadmio con dependencia de la distancia al lugar del incendio con un contenido máximo de cadmio de 66 g/m (el peor caso)

Desafortunadamente, este resultado positivo no es suficiente para resolver la duda en este trabajo. Para evaluar el riesgo, para los equipos bomberos, por gases de combustión tóxicos, en el caso de incendios, son relevantes distancias a la fuente de emisión substancialmente más pequeñas, de aproximadamente 8 - 50 m. Y justamente aquí se alcanzan, en función de la subida del calor, de la fuerza y la dirección del viento, concentraciones substancialmente más altas que en distancias >100 m.

Como ejemplo, en la figura 4-32 aparece representado el NO₂, como ejemplo de una repartición típica de sustancias nocivas en el aire. La fuente de emisión corresponde a una calle fuertemente transitada (de un estudio de la Oficina Federal Austríaca para la Protección del Medio Ambiente [56]).

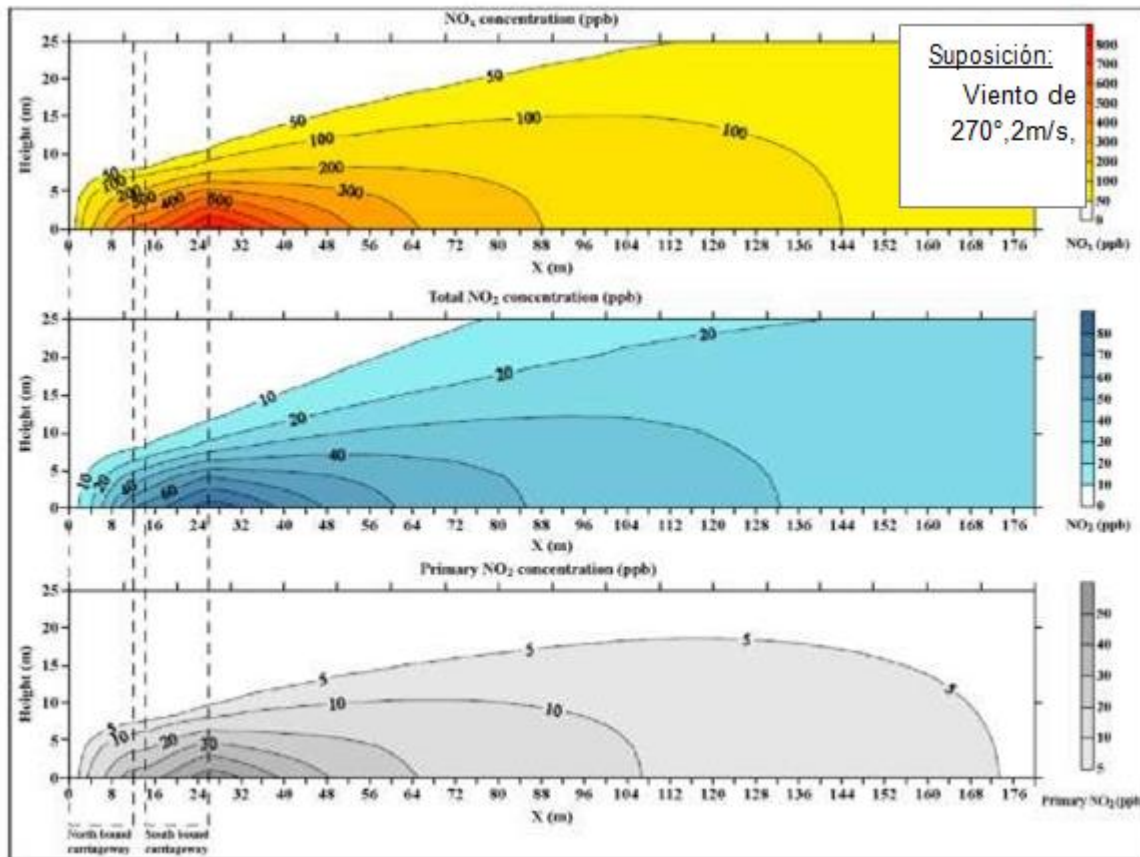


Figura 4-32: Ejemplo de concentración de sustancias dañinas en función de la distancia y altura (Fuente: Oficina Federal Austríaca para la Protección del Medio Ambiente, [56])

Para una de las menores fuerzas de viento consideradas en este ejemplo (gráfico de más abajo), se encontró en el aire, a nivel del suelo, en la dirección del viento, a una distancia de 100 m, una concentración de sustancias nocivas de cerca de 10 ppb la cual resulta de una emisión desde la fuente, de 50 ppb. Dentro del rango relevante de distancias, de aproximadamente 8 – 50 m, se encuentra la gama entera de concentraciones entre los 50 y 10 ppb.

Eso significa que en la zona cercana puede existir una concentración de sustancia nociva que es múltiplo, en este ejemplo cinco veces, de la que puede estar presente en la distancia de 100m. Con esto nos encontramos, según los resultados del estudio de la Oficina Nacional de Baviera para el Ambiente [55], claramente por encima de ambos valores límites AEGL-2, allí indicados para 30min y para 10 min. Por otro lado, la característica térmica en la emisión de contaminantes tiene una influencia atenuadora, ya que la elevación de los gases favorece su propagación en altura y reduce el efecto al nivel de suelo cercano.

Cuán grande es esta influencia en la práctica, depende de las características concretas del incendio y de las condiciones vecinales y atmosféricas, y es apenas cuantificable, debido a la complejidad de las influencias.

Resumen

Las investigaciones hechas hasta ahora acerca de emisiones, en caso de daño y particularmente en caso de incendio, muestran solamente índices pequeños de emisión de gases tóxicos o porciones de hollín, en el rango de hasta un máximo de 6% de la porción de

sustancia nociva en el módulo intacto. Según estos ensayos, la mayor parte de las sustancias nocivas se enquistó en el vidrio fundido. De acuerdo con la visión de cada autor, los resultados de las pruebas de gases de combustión, por un lado, y de las simulaciones de distribución, por otro, no mostraron, ningún riesgo significativo para las personas ni para el medio ambiente.

El tema de las emisiones contaminantes, en el caso de un incendio, no puede ser dejado de lado, como no crítico, a pesar de los resultados positivos de las pruebas anteriores. Esto debido a las siguientes razones:

Las pruebas de humos anteriores y los análisis de residuos se llevaron a cabo cada uno en mues-tras pequeñas, con sólo unos pocos centímetros de longitud. Se encontró una dispersión amplia en los resultados. Información adicional debiera ser provista por pruebas analíticas de laboratorio a módulos completos, hechas en un laboratorio de pruebas de incendio especialmente equipado para este trabajo, bajo condiciones cercanas a la realidad.

Hasta el momento, no se han llevado a cabo pruebas con combustión incompleta, por ejemplo, como consecuencia de la acción bomberil (al menos, hasta ahora no hemos encontrado descritos en la literatura estudios de este tipo).

El análisis del riesgo para el personal de bomberos representa un caso especial. El personal en acción opera con protección respiratoria en el área cercana a la planta fotovoltaica incendiada. Una estimación de las concentraciones de contaminantes a distancias menores a 100 metros, complementaria a las del informe antes citado, será realizada por la Oficina Estatal de Baviera para el me-dio ambiente.

En caso de incendio, el personal de bomberos en acción se ve expuesto a los contaminantes, en ciertas ocasiones, durante tiempos muy superiores a los 10 minutos. Esto se refleja en los niveles especiales de tolerancia de los bomberos (ETW), los cuales se remiten a 4 horas.

Los metales pesados se acumulan en el cuerpo, y una exposición repetida de los bomberos es posible, lo que debe estar tomado en consideración en un análisis de riesgos. Por lo tanto, se requiere otro planteamiento o enfoque para evaluar el valor límite en este caso.

4.6.3 Composición de los módulos y elementos

Las plantas fotovoltaicas, y especialmente sus módulos, contienen, de acuerdo con su estructura compleja, una variedad de materiales. Para estimar los posibles contaminantes teóricamente incluidos se efectúa un análisis de los materiales utilizados y sus comportamientos o posibles reacciones químicas durante un evento de fuego.

Tabla 4-15: Composición fundamental de componentes FV

Elemento	Composición
Módulo	
Marco	Metales, plásticos
Material de soporte	Vidrio, películas de plástico, láminas de metal
Parte dorsal	Metales, plástico

Celdas solares	Dependiendo de la tecnología: silicio, láminas de plástico, láminas de metal, colorantes, metales diversos (pesados)
Envoltura	Resina, películas de plástico
Material de sellado	Caucho, silicona
Conectores de celdas	Metales, aleaciones
Cajas de conexión	Plásticos, metales, diodos
Cables, enchufes	Plásticos, metales
Subestructura	Metales, plástico
Caja de conexión CC (GAK)	Metales, vidrio, plástico
Inversor	Metales, vidrio, plástico

En una planta fotovoltaica (FV), los módulos fotovoltaicos con sus subestructuras y cables de conexión, así como sus conexiones enchufables, constituyen los elementos claramente más repetidos en cantidad, la que va desde alrededor de una docena en plantas de tejado pequeñas, en casas de una familia, hasta varias decenas de miles, en plantas grandes al aire libre. Mientras las subestructuras y cables están formados por metales más bien no críticos, y por polímeros que es preciso considerar en los gases de combustión, los módulos fotovoltaicos contienen, dependiendo de su tecnología; una variedad de sustancias, de las cuales algunas están clasificadas, incluso en niveles muy bajos, como muy peligrosas para la salud. Los siguientes análisis de materiales están centrados en los módulos fotovoltaicos, con sus composiciones según cada tecnología.

Según la tecnología de celdas utilizada en los módulos fotovoltaicos, estos se dividen generalmente en tres grupos principales: los módulos cristalinos, los módulos de capa fina y los módulos con otras tecnologías (nuevas). (Tabla 4-16)

Tabla 4-16: Tecnologías FV

Cristalino de silicio (Capa gruesa)	Capa delgada	Otras tecnologías
• sc-Si (monocristalino) • mc-Si (policristalino)	Silicio • a-Si (silicio amorfo) • μ-Si (silicio micromorfo) Semiconductor • CdTe (teluro de cadmio) • CIGS/CIS (cobre, indio, galio, selenio) • GaAs (arsenio de galio) • CZTS (cobre, zinc, sulfuro de estaño)	• celdas colorantes • celdas de plástico orgánico • concentrador (CPV, por ejemplo, celdas de unión triple)

Con el fin de evaluar la relevancia práctica de la composición del material considerado, se examinan las cuotas de mercado (frecuencia de uso) de las tecnologías de celdas de módulo más importantes:

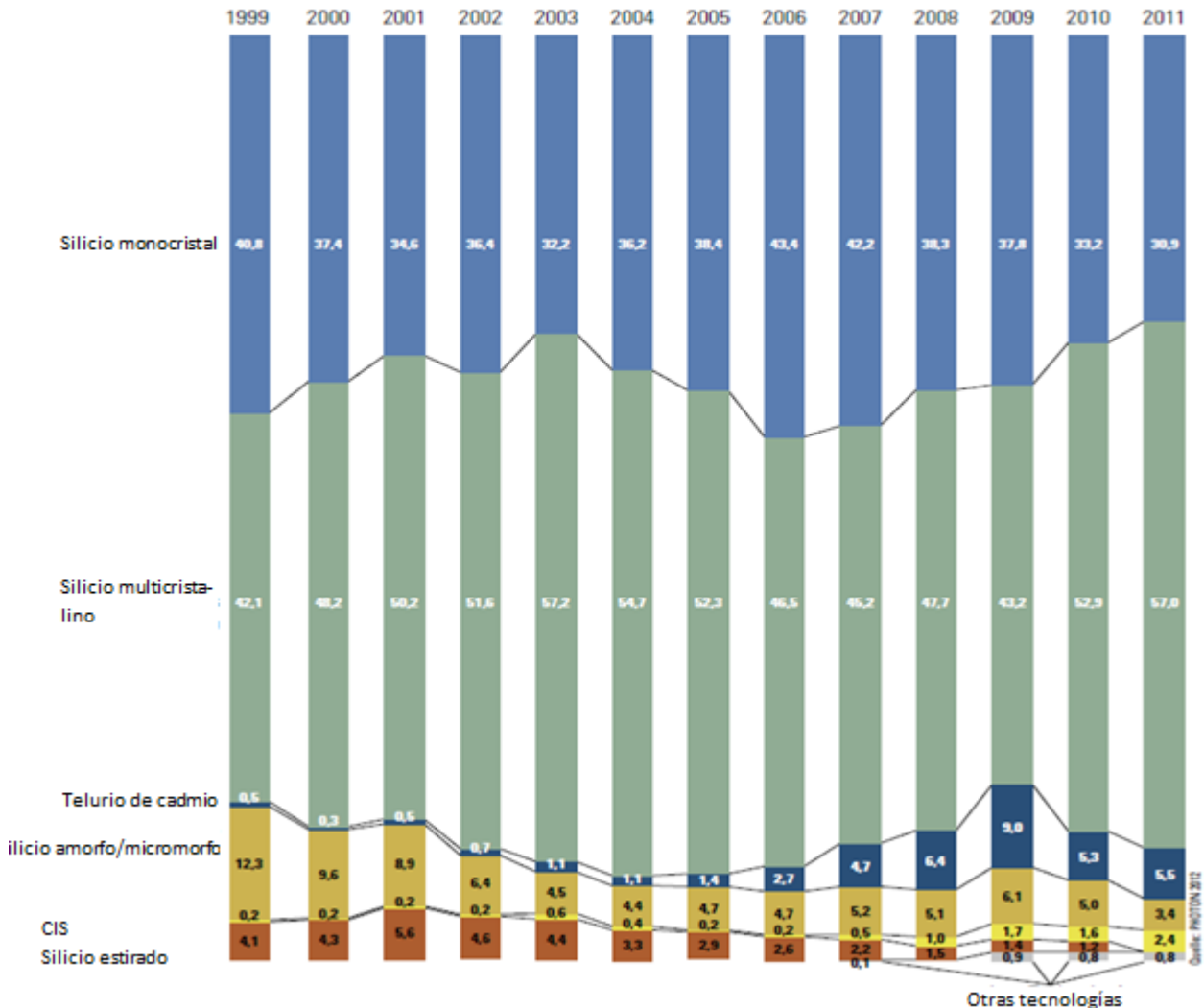


Figura 4-33: Cuota de mercado de las tecnologías de celdas más importantes (fuente: Photon Europe GmbH, Abril 2012)

Por cuota de mercado, el módulo cristalino es, sin duda, la tecnología líder, con una participación relativamente constante de entre 80% y 90%, mientras que la participación de todas las tecnologías de capa delgada se mueve entre el 10% y 20% en total, con una tendencia a la baja durante los últimos 3 años, debido a la caída de los precios de los módulos cristalinos. Dentro de este grupo hay desplazamientos, con un creciente dominio de los módulos de telurio de cadmio, y una creciente participación de los módulos CIS. Otras tecnologías de celdas, tales como módulos de colorantes o de polímero, no juegan hasta el momento un papel importante en el mercado.

Por lo tanto, en lo que sigue se examinarán los módulos cristalinos típicos a base de silicio de capa gruesa, así como los módulos de capa fina proporcionalmente más importantes, con celdas de silicio amorfo, telurio de cadmio y semiconductores de cobre, indio, galio y selenio.

Módulos Cristalinos estándar

Los módulos cristalinos estándar dominantes en el mercado se fabrican principalmente como un módulo de lámina de vidrio, con marcos de aluminio. Además existen módulos sin marco, en un producto vidrio - vidrio. Por lo tanto, un módulo cristalino estándar consiste, esencialmente, en una lámina superior de vidrio; en celdas fotovoltaicas con dedos de contacto, metálicos, implantados más los conectores correspondientes; la capa o sustrato de incorporación de la celda, una lámina posterior, la caja de conexiones y un marco de aluminio. La mayor parte de la masa corresponde a los materiales vidrio y marco (aprox. 85 - 90%). La parte restante se distribuye entre varios tipos de plástico, silicio (celdas, siliconas), cobre y, en menores cantidades, entre otros metales, tales como plata, selenio y plomo.

Los módulos de silicio estándar actuales, con potencias de aproximadamente 230 a 330 Wp, miden alrededor de 1,6 metros cuadrados (1.650 x 990 x 40 mm), y con un peso de alrededor de 18 a 19 kg.

Los materiales más importantes para un módulo cristalino estándar y la proporción de masa respectiva, se obtuvieron de estudios del Instituto para Ecología y Política en Hamburgo (Ökopol) de los años 2004 y 2007 [7][8]; un análisis anterior detallado de TÜV Rheinland [57], además de otras fuentes y datos. Llama la atención que no se encontró ningún análisis actual, de los dos últimos años, y que los trabajos hasta el 2011 indican, como fuente de datos, los estudios de Ökopol ya mencionados, los que se establecen también aquí como fundamento.

Tabla 4-17: Ejemplo de composición de un módulo estándar Si 215 Wp, fuente: [8]

Componente	Cantidad (2003) según [Ökopol 2004]	Cantidades 2007	
	%	%	kg/kWp
Vidrio	62,7	74,16	77,3
Marco (p. ej. AlMg-Si0,5)	22,0	10,30	10,7
EVA (Ethylen-Vinyl-Acetat)	7,5	6,55	6,8
Celdas solares	4,0	3,48	3,6
Lámina posterior (Tedlar)	2,5	3,60	3,8
Caja de conexión	1,2		
Adhesivo/Comp. aislantes	no especificado	1,16	1,2
Peso/kWp	103,6 kg/kWp		102,3
Cu	0,37	0,57	
Ag	0,14	0,004 – 0,006	
Sn	0,12	0,12	
Pb	0,12	0,07	
Si	no especificado	3%	

Los módulos de silicio amorfo no muestran, con respecto a los módulos de película cristalina gruesa, ninguna diferencia significativa en la composición de materiales contaminantes y, en lo sucesivo, no se consideran o examinan por separado.

En la tabla 4-18 se enumeran los materiales investigados, comúnmente utilizados en las partes componentes de un módulo cristalino PV. En los artículos referenciales de la literatura no se incluyeron ni el cable de conexión, ni tampoco los enchufes. Para ellos se considera, por lo general, aproximadamente un 3,5% de participación en la masa y aproximadamente 400 g de polímeros incorporados (En cables solares más recientes, principalmente poliolefina enmallada, junto con el cobre, estaño y aluminio)

Los valores porcentuales dados en la Tabla 4-18 y la respectiva información de masa por metro cuadrado de superficie del módulo, de ellos derivada, deben entenderse, por tanto, sólo como aproximados.

Tabla 4-18: Materiales y masa media de un módulo cristalino estándar típico, una lámina de vidrio

Componente	Materiales	Composición del materia (Ejemplos)	Masa [%]	Masa aprox. [g/m²]
Marcos	Metal	Aluminio	8-10	1.060
	Plástico	Poliuretano, poliamida		
Vidrio	ESG, TVG	Vidrio (Si, Na, Ca, Mg)	74-76	8.850
	Parabrisas, Vidrio	VSG, lámina PVB		
Celdas	Cristalino	Silicio	3,6	424
Conexión de celdas y conectores	Cintas de cobre estañadas	Cobre, estaño, plata bismuto ² (solo 10-30 µm de fuerza)	0,8	94
Lámina posterior	Lámina de tedlar	PET, PVF, PA	5	590
Incrustación		EVA, acrilatos	6	708
Sellos, pegamento	Cinta adhesiva de marcos	Goma, silicona, acrilatos, espuma PE, poliuretano, etileno-propileno-copolímeros	1-2	177
Cajas de conexión	Plásticos, metal	ABS, PET, aluminio	1-2	177

Módulos de capa fina

En los módulos de capa fina se utilizan, además de tecnologías basadas en silicio, diversos materiales semiconductores que absorben luz (teluro de cadmio, galio/indio, arseniuro de galio, etc.) los cuales se imprimen en un material de soporte o sustrato, normalmente de vidrio, pero que también puede ser en láminas de plástico o metal. En estos módulos se utilizan principalmente construcciones sin marco (módulos vidrio - vidrio o módulos flexibles con cubierta de aluminio). Hay una variedad mucho mayor de tipos de construcción de estos módulos que en los módulos cristalinos; de modo que no se puede definir un “módulo de capa fina estándar”.

La proporción de vidrio en los módulos de capa fina vidrio - vidrio es aún mayor que en los cristalinos.

En las tablas 4-19 y 4-20 que siguen se presenta la composición típica de los módulos con celdas CdTe y celdas CIGS/CEI, que son las tecnologías de capa fina más utilizada.

Tabla 4-19: Ejemplo para la composición de un módulo CTe (120 c 60 cm), fuente: [8]

Material	Espesor	Peso por superficie	Peso por potencia
		g/m ²	GWp*
Capa soporte vidrio	3 mm	7500	71
TCO-SnO ₂	<1 µm	6,9	0,07
CdS	<0,1 µm	0,483	0,005
CdTe	7µm	18	0,17
Contacto parte posterior	1µm	2,7	0,03
EVA	0,5mm	500	4,8
Vidrio frontal	2 mm	7500	71
Cinta CuSn		6,94	0,07
Caja de conexión		21,7	0,2
Cable		57,8	0,6
Total		15.615	149

Tabla 4-20: Composición típica de módulos CIGS (tres productores), fuente:[8]

	Peso(g/m ²)		
	Productor A	Productor B	Productor C
Si ₃ N ₄	0,5		
Mo	4	5	
CuInGaSe	10	12	9,5
Selenio	5	6	4,5
ZnO	7	6	0,7
CdS	0,2	0	0,24
ITO			
Capa soporte de poliamida			35
Capa soporte de vidrio	7500	7500	
Vidrio frontal	7500	7500	
Aislación PIB	500		
Encapsulación (PVB. EVA. PU. PE)	200	500	
Polímero adhesivo	400		
Cinta adhesiva		100	
Marcos de aluminio	3000	1800	
J-Box PP (caja de unión)	400	100	
Cable de polímero y cobre	400	200	
Etiqueta de poliéster	1	1	
Vidrio total	15000	15000	
Polímero total	1701	701	
Peso total/m ²	19927	17730	

no especificado

Las cantidades proporcionales promedio, según los datos de la literatura, de los materiales metálicos relevantes para los módulos de capa fina, fueron ajustadas para un tamaño de construcción con un área de módulo supuesta de 50 m². La cantidad aproximada de los componentes se pueden ver en la tabla 4-21:

Tabla 4-21: Metales, materiales y proporciones de masa de módulos de capa fina (CIS/CIGS y CdTe)

Celdas	Composición de la materia	Masa	
		%	g/50m ²
CIS/CIGS	Cobre (cable incluido) Cu	0,8	6.000
3% aprox. participación mercado	Indio, In	0,02	150
	Selenio, Se	0,03	225
	Zinc, Zn	0,03	225
	Galio, Ga	0,01	75

	Arsenio, As	0,01	75
	Molibdeno, Mo	0,07	525
	Cadmio, CdS	0,001	8
CdTe	Cadmio, Cd	0,07	450
5% aprox. participación mercado	Telurio, Te	0,07	450

Para una planta fotovoltaica CdTe, con una superficie del módulo aproximada de 50 m² (unos 70 módulos, cada uno de 1.200 x 600 mm con un total aproximado de 5,6 kWp), se debe calcular, según los datos de las fuentes, con aproximadamente 450 g de cadmio.

Las subestructuras de plantas de techo consisten principalmente en aluminio y acero inoxidable. Hay excepciones, sin embargo, construidas en forma de cubetas de plástico (PE), por ejemplo, para techos planos (como ConSole de Renusol). Las cubetas están calificadas, según el fabricante, en la clase E de la norma de comportamientos en incendios (según la norma DIN EN 13501-112010-011). Estos son, según los requisitos vigentes, “normalmente inflamables” y por lo tanto, también son combustibles.

Los materiales de construcción de las plantas solares embebidas en edificios no se diferencian de los materiales de construcción usuales en fachadas y tejados vidriados sin elementos fotovoltaicos, de modo que no serán considerados de forma separada.

4.6.4 Composición de los gases de incendio

Los efectos del fuego dependen altamente del tipo de fuego. Esto se aplica también a la magnitud de los daños y como al origen del humo y gases. Se analizaron las sustancias y compuestos químicos resultantes, para distintos escenarios (58).

En un fuego pleno, con alta temperatura y suministro de oxígeno, los constituyentes orgánicos se queman transformándose en gran parte en los productos de oxidación de carbono (C), hidrógeno (H) y oxígeno (O), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂) y agua (H₂O).

Los heteroátomos ligados, como el flúor (F), cloro (Cl) y nitrógeno (N), son convertidos en un incendio a sus correspondientes y altamente tóxicos halogenuros de hidrógeno (HF, HCl), (), o a óxidos de nitrógeno (NO y NO₂).

Con menores temperaturas y suministro de oxígeno, ya no hay claridad sobre los productos resultantes del material orgánico. Aparece una mayor cantidad de compuestos parcialmente oxidados y conexiones rotas. La composición del humo de combustión resultante de la oxidación parcial de material orgánico carbónico, es dominada por el monóxido de carbono (CO). En el llamado fuego sin llama, dominan los compuestos rotos, como los monómeros plásticos.

A continuación se examinan los materiales indicados en el apartado anterior, en relación con la formación y composición de los gases y humos de incendio. Se parte con un escenario de incendio completamente desarrollado, que se caracteriza por temperaturas superiores a 600° C y un suministro adecuado de oxígeno (58).

Para evaluar la relevancia que esto implica para los bomberos, se deben considerar, además de la toxicidad, las cantidades de material contenidas en los módulos.

Vidrio

El vidrio, por cantidad el constituyente principal de un módulo típico, no cambia químicamente incluso a temperaturas altas, debido a que ya se encuentra en un estado inerte oxidado. No contiene componentes críticos.

Metales

El **aluminio** puede quemarse y volverse alúmina u óxido de aluminio sólo a temperaturas muy altas, que no se logran en un incendio típico. Por lo tanto, el aluminio puede ser clasificado como inerte.

El **cobre** de los cables de alimentación y contactos se convierte, bajo las condiciones consideradas, en óxido de cobre, el cual no muestra relevancia tóxica.

El **estaño** y el **plomo** se utilizan en juntas de soldadura, donde el contenido de plomo asciende a alrededor del 40%. Estos metales se transforman también, en caso de incendio, en sus óxidos metálicos, teniendo ambos efectos tóxicos. En condiciones de fuego, el plomo puede ser liberado como un humo que contiene este elemento, mientras que el estaño tiene volatilidad baja.

El **cadmio**, que es usado como material semiconductor en los módulos CdTe, está contenido también, en pequeñas cantidades de masa, en otras tecnologías de celdas. Debido a la facilidad con que el cadmio se oxida, puede suponerse que éste se transforma, a temperaturas más altas, parcialmente en óxido de cadmio (CdO), que es significativamente menos volátil que el cadmio metálico. Tanto el cadmio, como también el óxido de cadmio, son altamente tóxicos. Las partes de cadmio liberadas en forma de gas alcanzan alrededor del 25% del conjunto (9), mientras que las partes liberadas como partículas/gas alcanzan aproximadamente al 70% (7). No son de esperar componentes gaseosos relevantes en el aire del ambiente (refrigerado). En caso de incendio, cuando hay liberación, se calcula con un máximo de una carga de partículas Cd/CdO en el rango de 1 - 4 mg/m³. En el caso favorable, el cadmio es capturado químicamente, como silicato, por la envoltura de vidrio. En comparación con el valor ETW de 0,4 mg / m³ (ver. Cap. 4.6.5, p.164), el cadmio debe considerarse como relevante en la extinción de incendios.

El **arsénico** (As), **molibdeno** (Mo), **zinc** (Zn), **galio** (Ga), **indio** (In), **selenio** (Se)

Estos metales son relevantes principalmente al considerar la tecnología CIGS. En caso de fuego, se forman principalmente los óxidos correspondientes, como el MoO_2 , Ga_2O_3 , ZnO , así como SeO_2 y CdO . Los metales volátiles, como el selenio (y como ya descrito, el cadmio) también pueden evaporarse y actuar como gas, o cuando se enfrían, como humo (partículas). Especialmente el selenio, y el esperable dióxido de selenio (SeO_2), son altamente volátiles. Hay preocupaciones válidas sobre su potencial cancerígeno del selenio. La toxicidad aguda del selenio elemental (por ejemplo, cuando se toma por vía oral), por el contrario, es considerada como muy baja. El arsénico es un metal pesado venenoso, no esencial. El arsénico y sus compuestos son considerados agentes cancerígenos.

Los estudios acerca de la permanencia de los metales pesados en la incineración de residuos, dan como resultado la tasa de liberación de metales tóxicos siguiente [59], [60], [61]].

Tabla 4-22: Contenido porcentual de metales liberados a 1000° C (partículas sólidas en el gas de combustión y los gases)

Metal	Porción liberada a 1000°C en%	
	Partícula/Gas	Fase gaseosa
Se	70	70
As	60	40
In	(5)	
Ga	(10)	
Mo	(5)	
Pb	30	12
Zn	30	21
Cd	70	25
Sn	10	
Cu	10	

Los componentes metálicos liberados que se indican se componen conjuntamente de formas gaseosas y de partículas flotantes. Según [59], a 1000 ° C se liberan en un alto volumen los elementos As y Se. Los elementos Cd y Zn en un 25%, y el Pb en un 10%, alcanzan la fase gaseosa. La parte que no queda integrada en la ceniza restante, que por lo tanto se emite en forma de partículas (cenizas en el aire) es, para casi todos los metales examinados, mucho más alta, especialmente para arsénico y cadmio, en que llega a un 70%. Salvo el selenio, los metales o compuestos metálicos liberados dejan la forma gaseosa al enfriarse a menos de 200° C. Los valores numéricos indicados para los elementos Ga, In, y Mo, son estimados.

Plásticos y materiales orgánicos

Aquí se incluyen los sellos utilizados, láminas o capas, cajas de conexiones, cables y en algunos casos también los marcos de los módulos. En lo relativo a la cantidad, son particularmente significativos los materiales de relleno y las láminas posteriores.

Para la aparición de los contaminantes: monóxido de carbono, cloruro de hidrógeno, benceno, cianuro de hidrógeno, formaldehído, estireno y fluoruro de hidrógeno a partir de polímeros, se tomaron como base las siguientes tasas de formación máxima (62). Las formaciones de

concentraciones máximas estimadas en un rango cercano de 10 - 20 m (ver tabla 4-24) se dedujeron de estas tasas.

Tabla 4-23: Tasa de liberación máxima de polímeros en caso de incendio.

Elemento	Polímero	Polímero	Polímero
CO	Todos	580	
HCN	PAN (25% in	101(25)	
HCN	Poliamidas	60	
HCl	PVC	284	
Benceno	PVC	24	
PCCD	PVC		1,8
Formaldehido	PE	7	
Estireno	PS (50% in	710(355)	

La proporción de polímeros en los módulos cristalinos de Si es de 10,5%, relativo a 500 - 1500 g/m². Esta proporción está formada por el polímero EVA (hoja de integración) y PET / PVF (hoja posterior). Cuando se usan estas películas, es de esperar que haya emisiones, especialmente de CO y formaldehido como sustancias guía. A esto se suma la liberación de formaldehido, debido al contenido de flúor en la PVF (si se utiliza).

Suponiendo un área FV de 50 metros cuadrados, está afectado un total de 25 a 75 kg de polímero, que conducen a las siguientes concentraciones máximas estimadas de sustancias tóxicas seleccionadas, en las cercanías. Como límite toxicológico se utilizó aquí el valor de tolerancia para bomberos (ETW). En el capítulo 4.6.5 próximo se revisan los límites existentes.

Tabla 4-24: Concentraciones máximas en un área específica.

Elemento	Concentración mg/m ³			Valor ETW mg/m ³
	Polímero 25 kg	Polímero 50 kg	Polímero kg	
CO	100	200	300	38
Formaldehido	1,3	2,5	3,8	1,25
HF	25			10

Las concentraciones posibles teóricas de CO pueden exceder significativamente los límites toxicológicos, en terrenos cercanos. Las concentraciones máximas esperadas de los componentes formaldehido y fluoruro de hidrógeno también son altas, y están en el rango de dos a tres veces el valor ETW.

A través de los cables, enchufes y cajas instaladas, intervienen polímeros adicionales (en los sistemas antiguos pueden ser PVC clorado o ABS, que contiene nitrógeno), que contribuyen a la formación de gases de combustión. Para una superficie de módulos de 50 m², equivalen a 5 kg de polímeros. Estas cantidades no son suficientes para superar los valores correspondientes de los ETW de las sustancias probablemente producidas de HCl, HCN, benceno o cajas PCCD/F.

4.6.5 Valores toxicológicos límite

62. Gases de combustión

Los valores de evaluación para situaciones de riesgo más importantes en la actualidad son los valores AEGL (del inglés: Niveles de referencia de la exposición aguda). Aquí se trata de valores de evaluación de incidentes según 12.BIMSCHV. Están declarados en cada caso para varios tiempos de exposición: 10 min, 30 min, 1h, 4h, 8h. Para los valores de evaluación se han definido 3 niveles, los cuales describen los grados de impacto siguientes (51).

	AEGL-1/ERPG-1	Umbral de malestar notable/importante
	AEGL-2/ERPG-2	Umbral para los efectos en la salud irreversibles u otros efectos graves duraderos o efectos que puedan ser nocivos y no puedan distinguirse fácilmente.
	AEGL-3/ERPG-3	Umbral de los efectos fatales o de riesgo vital.

Para las observaciones de las concentraciones de contaminantes se usa preferentemente la etapa 2.

Otros sistemas de evaluación usados en Alemania son, por ejemplo, el MAK (concentración máxima en el lugar de trabajo, en un día laboral de 8 horas y 40 horas por semana) y el ETW (valores de tolerancia durante incendios, para los cuerpos de bomberos) por un tiempo de exposición de 4 horas (63).

Internacionalmente existen otros varios valores de evaluación, como el ERPG (Directrices de Planificación de Respuestas a Emergencias) y PAC (Criterios de Acción Protectora). Los valores PAC son en realidad un compendio de valores límites existentes, considerando una prioridad fija de las listas.

63. Contaminantes sólidos

En el apéndice 2 de las ordenanzas federales de protección de suelo y sitios ya contaminados (64), se definen los valores de ensayo para la captación directa de los contaminantes en el suelo. Se presentan varias categorías, como áreas de juego infantil, áreas residenciales, parques y terrenos industriales. Para las consideraciones expuestas en el contexto de estos estudios, se utilizó la categoría residencial, a modo de comparación.

64. Contaminantes en el agua de extinción

Para la evaluación de componentes contaminantes en el agua de extinción, faltan valores límites directamente comparables. Para estimar qué concentraciones deben ser consideradas críticas para evaluar los contaminantes líquidos, se consultó la Ordenanza de lodos de depuración en agricultura (AbfKlärV) [65]. Esta especifica los valores límites para la carga, con metales pesados y otros contaminantes, de los lodos de aguas residuales (industriales), con el fin de proteger el medio ambiente, especialmente el suelo.

4.6.6 Pruebas de laboratorio

Como parte del trabajo que subyace al proyecto de investigación BMU, se efectuaron en el centro de investigación de CURRENTA, en junio de 2014, estudios experimentales con el objetivo de caracterizar experimentalmente la liberación de sustancias nocivas de los módulos fotovoltaicos en caso de un incendio.

El programa de investigación incluyó tres tipos de módulos diferentes (Tabla 4-25). En cada caso se examinaron módulos actuales y habituales en el comercio. Los módulos fueron incendiados por la parte trasera, en una disposición inclinada, con un quemador de gas, para simular un posible escenario de origen de un incendio en plantas fotovoltaicas en el techo. Los análisis de los contaminantes se efectuaron con muestras de gases de combustión, aguas de extinción y residuos de fuego.

Tabla 4-25: Tipos de módulos

Tipo	Estructura	Marcos	Longitud (mm)	Ancho (mm)	Espesor (mm)
Policristalino c-Si	Lámina de vidrio	Aluminio	1655	1000	45*
Capa fina CIS	Lámina de vidrio	Aluminio	1255	980	35*
Capa fina CdTe	Vidrio-vidrio	Sin marco	1200	600	8
* Espesor del marco					

65. Montaje experimental

Los módulos fotovoltaicos se montaron sobre carriles dispuestos en cruz en una placa de soporte de fibra de cemento, que se encontraba en una plataforma de prueba inclinada en 23° con respecto a la horizontal (figura 5-34). Esta inclinación se escogió, de forma análoga a la de la prueba del techo incendiado, según UL 790. Los módulos sobresalían en unos 45 cm por sobre el borde frontal de la placa de soporte, sector en que fueron expuestos a una llama, por la parte trasera. Como fuente de ignición se utilizó el quemador de gas descrito en la UL 790, que genera llamas de alrededor de 100 cm de ancho (figura 4.34). El quemador fue posicionado 10 cm por debajo del borde delantero del módulo, siendo la distancia horizontal hasta el borde frontal del módulo también de 10 cm.

En el lado frontal y en el lado posterior se pusieron cinco termopares a lo largo del eje longitudinal del módulo. Las distancias hasta el borde frontal del módulo fueron 10, 40, 70, 100 y 130 cm. En los gráficos de temperatura que se muestran en Anexo, "MS-01" (parte posterior del módulo) y "MS 06" (parte frontal) se designan los puntos de medición en el borde frontal del módulo.

Para las pruebas de agua contra incendios se instalaron dos tubos extintores en la parte superior del montaje experimental, en el espacio entre el módulo y la placa de montaje. Para acumular el agua de extinción que pasa por la placa base, se puso una tina de acero de 1,75 × 1,50 m en el suelo de la sala de ensayo.

Para exponer a las llamas cada vez un rango de módulos de tamaño similar, las pruebas en los módulos c-Si se llevaron a cabo con un módulo en alineación longitudinal (longitud: 1655 mm), en los módulos CIS con dos módulos en orientación atravesada (longitud total: 1.960 mm), y en los módulos CdTe, con tres módulos en orientación atravesada (longitud total: 1840 mm, incluyendo la separación de montaje).

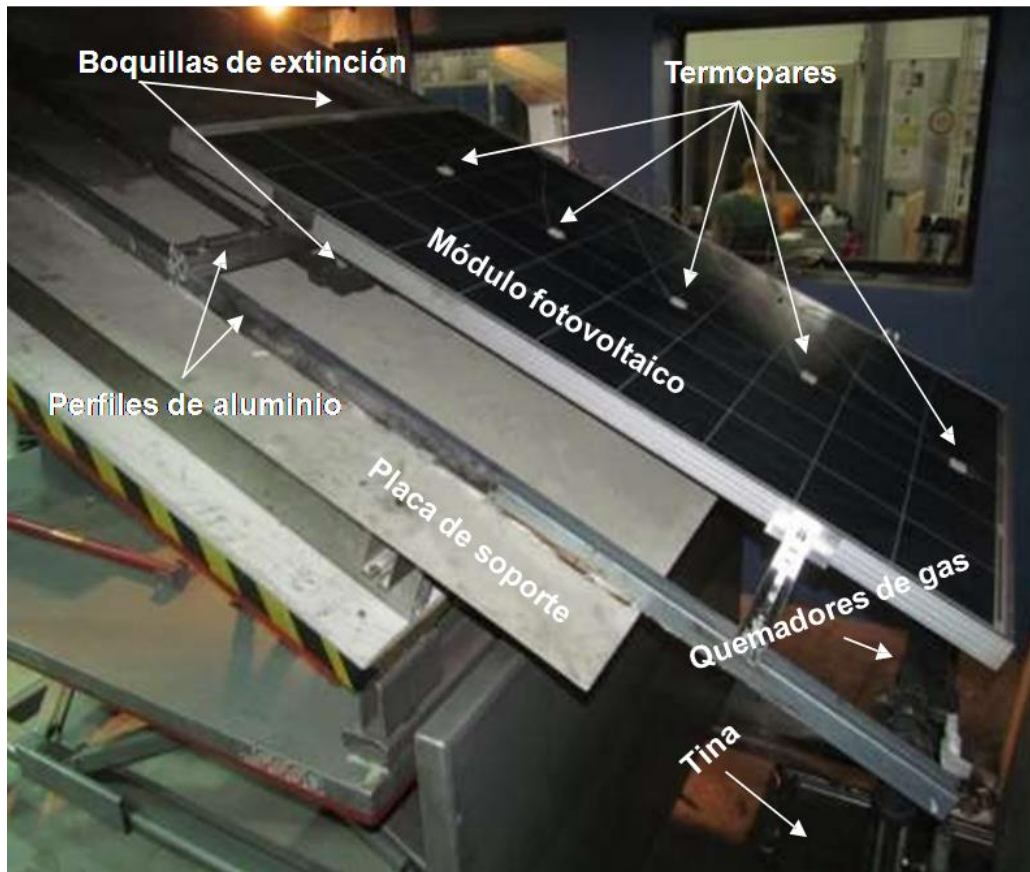


Figura 4-34: Montaje del ensayo (aquí se representa con un módulo c-Si)



Figura 4-35: Quemador de gas

66. Procedimiento experimental

En cada tipo de módulo se llevaron a cabo experimentos con quemadores de 25 kW y 150 kW de capacidad, para analizar el comportamiento ante el fuego y la liberación de sustancias nocivas de los módulos, con diferentes intensidades de estrés térmico (figura 4-36). Adicionalmente, se realizó para cada tipo de módulo otra prueba con el quemador de 150 kW de capacidad, en la cual se extinguía el fuego después de seis o siete minutos del periodo de prueba, con ayuda de 20 l de líquido extintor, aplicados durante un período de 45 s.

Los experimentos se llevaron a cabo bajo una campana extractora, de acuerdo con la norma ISO 9705, con una corriente de escape de aire de aproximadamente 1 m³ / s. Se midieron los parámetros siguientes:

- La tasa de liberación de calor
- La tasa de producción de humo
- Las temperaturas en la parte frontal y posterior del módulo
- Pérdida de masa de los módulos y la masa de los restos de incendio
- Superficie del módulo destruido
- Las tasas de producción de los componentes del gas de dióxido de carbono (CO₂), monóxido de carbono (CO), cianuro de hidrógeno (HCN), cloruro de hidrógeno (HCl), bromuro de hidrógeno (HBr), fluoruro de hidrógeno (HF), óxido nítrico (NO), dióxido de nitrógeno (NO₂) y dióxido de azufre (SO₂)

- Cantidades de arsénico, plomo, cadmio y selenio contenidas en los gases de combustión
- Cantidades de arsénico, plomo, cadmio y selenio contenidas en los residuos de incendio
- Cantidades de arsénico, plomo, cadmio y selenio contenidas en el agua de extinción.

Además, se llevaron a cabo dos pruebas de referencia, con placas (no combustibles) de silicato de calcio en lugar de los módulos, para determinar qué tasas de generación de humo, CO₂ y CO de los quemadores de gas se originaron bajo las condiciones de funcionamiento previstas. Estos valores de medidas se sustrajeron de los resultados de las mediciones reales, por lo que los resultados de las pruebas enumeradas se refieren exclusivamente a las emisiones de los módulos fotovoltaicos.

Análisis de los gases de combustión

Para la determinación del arsénico, plomo, cadmio y selenio, una corriente parcial de la corriente de aire de escape se condujo a través de un sistema de filtro y luego pasó a través de un sorbente. El análisis se realizó por ICP-MS. Los resultados de la medición enumerados en el apartado 4 corresponden a la suma de las cantidades de partículas unidas y que pueden filtrarse.

El análisis de los componentes del gas (con la excepción del formaldehído) se llevó a cabo de manera continua en el tiempo, con un espectrómetro FTIR conectado al tubo de escape del sistema de descarga. En el apartado 4 se dan los valores de la concentración promediados durante un periodo de prueba.

Para la determinación del formaldehído, se utilizó un cartucho de absorción y el análisis se llevó a cabo por HPLC.

Análisis de los residuos de incendio

Los residuos del incendio consistieron en partes del módulo desprendidas y dañadas, que en el transcurso del experimento se acumularon en la placa de apoyo del banco de prueba y en la bandeja de goteo dispuesta debajo. Estos residuos se acumularon y mezclaron. De estos restos se tomaron dos muestras, las que se trituraron con un granulador. La determinación del contenido de arsénico, plomo, cadmio y de selenio se llevó a cabo con ICP-MS.

El análisis de las aguas de extinción

Luego de mezclar el agua de extinción recogida en la cubeta recolectora, se tomaron dos muestras, las que se analizaron, a través de ICP-MS, con respecto al contenido de arsénico, plomo, cadmio y selenio.



Figura 4-36: Prueba de incendio con una potencia del quemador de 25 kW (arriba) y 150 kW (abajo)

67. Resultados de la prueba

Los resultados completos de las pruebas pueden verse en el Apéndice IX. En este punto, se muestran algunos resultados seleccionados. Se llevó a cabo un total de 9 pruebas, las cuales se designan de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 4-26: Identificación del ensayo

Tipo de módulo	Potencia quemador 25 kW	Potencia quemador 150 kW	Potencia quemador 150 kW, prueba con agua de extinción
C-Si	1A	1B	1C
CIS	2A	2B	2C
CdTe	3A	3B	3C

El comportamiento ante el fuego

En los experimentos con el quemador de 25 kW se produjeron en los tres tipos de módulos solamente daños locales, limitados. En el caso de las pruebas con el quemador de 150 kW, los módulos se destruyeron en gran medida, como puede verse a modo de ejemplo en las imágenes siguientes.



Figura 4-37: Extensión del daño en c-Si con quemador de 25 kW (arriba) y de 150 kW (abajo)

Tabla 4-27: Comparación de los resultados seleccionados en los 9 ensayos de incendio

Pérdida masa en %	Potencia quemador 25kW	Potencia quemador 150kW	Potencia quemador 150kW, ensayo agua de extinción
Tipo módulo c-Si	2,3	72,5	47,8
Tipo módulo CIS	7,9	85,2	18,7
Tipo módulo CdTe	0,1	32,6	31,5

Generación humo en m²*	Potencia quemador 25kW	Potencia quemador 150kW	Potencia quemador 150 W, ensayo agua extinción
Tipo módulo c-Si	41	182	73
Tipo módulo CIS	92	358	274
Tipo módulo CdTe	5	133	86

* La generación de humo en m² significa la proyección de todas las partículas de humo producidas en un plano de dos dimensiones.

Liberación de calor en kj	Potencia quemador 25kW	Potencia quemador 150kW	Potencia quemador 150kW, ensayo agua extinción
Tipo módulo c-Si	7631	59197	27747
Tipo módulo CIS	9699	84712	17506
Tipo módulo CdTe	785	15809	9786

La descripción comparativa muestra que existen diferencias significativas, dependientes del tipo de construcción, en los 3 parámetros, pérdida de masa, generación de humo (total) y liberación de calor (total). El módulo vidrio vidrio (CdTe) muestra aquí, a través de la lámina posterior faltante, propiedades en el comportamiento ante el fuego significativamente mejores que las de los otros dos módulos.

Al comparar los dos módulos de vidrio - película, debe tenerse en cuenta que en la tecnología CIS estaba disponible una masa mayor, de modo que la masa quemada era también más grande y la salida de calor fue mayor.

Cuando en cada caso se refiere la generación de humo a la masa quemada, se reduce la diferencia. Sin embargo, y en conjunto, el comportamiento ante el fuego del tipo de módulo CIS muestra aquí una imagen desfavorable, en comparación con el tipo de módulo c-Si (ver tabla 4-28).

Tabla 4-28: : Producción total de humo en m² * estandarizado a 1 g de masa quemada

Generación de humo en m ² /masa quemada	Potencia quemador 25kW	Potencia quemador 150kW
Módulo tipo c-Si	0,13	0,11
Módulo tipo CIS	0,28	0,13

*Generación de humo en m² significa la proyección de todas las partículas de humo en un plano de dos dimensiones.

Los análisis químicos

En los análisis se indica en cada caso la masa del elemento analizado referida a un metro cúbico estándar de gas de combustión, o un kilogramo de restos del incendio, o un litro de agua de extinción. Además, se indica el total de las cantidades de elementos liberadas, que surgen de la multiplicación de la concentración medida por el volumen total de los gases de combustión, por la masa total de los restos del incendio y por el volumen total de agua de extinción.

Análisis de los gases de combustión

Las concentraciones de formación se midieron de acuerdo con DIN EN 45545-2: 2013, como valor promedio medido durante el periodo de prueba: prueba A / B: 20 min, prueba C: 10 min (apagar después de unos 7 minutos).

Tabla 4-29: Las concentraciones de gases de combustión medias en módulo c-Si

		Prueba1A	Prueba1B	Prueba1C
Arsénico	(µg/m ³)	1,1	0,8	0,1
Plomo	(µg/m ³)	50	630	1010
Cadmio	(µg/m ³)	6,5	60	77
Selenio	(µg/m ³)	24	10	9,8
Dióxido de carbono	(mg/m ³)	842	3786	3068
Monóxido de carbono	(mg/m ³)	6	30	30
Cianuro de hidrógeno	(mg/m ³)	n.d.	n.d.	n.d.
Cloruro hídrico	(mg/m ³)	n.d.	n.d.	n.d.

Bromuro de hidrogeno	(mg/m ³)	n.d.	n.d.	n.d.
Fluoruro hídrico	(mg/m ³)	n.d.	n.d.	n.d.
Óxido nítrico	(mg/m ³)	n.d.	n.d.	n.d.
Dióxido de nitrógeno	(mg/m ³)	n.d.	n.d.	n.d.
Dióxido de azufre	(mg/m ³)	n.d.	n.d.	n.d.
Formaldehido	(mg/m ³)	1,0	0,9	1,8

n.d: no detectable

Tabla 4-30: Concentraciones de gases de combustión medias en módulo CIS

		Prueba2A	Prueba2B	Prueba2C
Arsénico	(µg/m ³)	1,5	1,6	1,0
Plomo	(µg/m ³)	250	270	480
Cadmio	(µg/m ³)	12	14	34
Selenio	(µg/m ³)	4,8	40	8,0
Dióxido de carbono	(mg/m ³)	615	5817	2751
Monóxido de carbono	(mg/m ³)	11	237	382
Cianuro de hidrógeno	(mg/m ³)	n.d.	n.d.	n.d.
Cloruro hídrico	(mg/m ³)	n.d.	n.d.	n.d.
Bromuro de hidrogeno	(mg/m ³)	n.d.	n.d.	n.d.
Fluoruro hídrico	(mg/m ³)	n.d.	n.d.	n.d.
Oxido nítrico	(mg/m ³)	n.d.	n.d.	n.d.
Dióxido de nitrógeno	(mg/m ³)	n.d.	n.d.	n.d.
Dióxido de azufre	(mg/m ³)	n.d.	n.d.	n.d.
Formaldehido	(mg/m ³)	1,2	2,1	4,9

Tabla 4-31: Concentraciones de gases de combustión medias en módulo Cd-Te

		Prueba3A	Prueba3B	Prueba3C
Arsénico	(µg/m ³)	0,3	0,2	0,2
Plomo	(µg/m ³)	34	120	1330

Cadmio	($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	9,9	37	48
Selenio	($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	4,2	4,7	2,2
Dióxido de carbono	(mg/m^3)	42	1453	1495
Monóxido de carbono	(mg/m^3)	1	63	90
Cianuro de hidrógeno	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Cloruro de hidrógeno	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Bromuro de hidrógeno	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Fluoruro de hidrógeno	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Monóxido de nitrógeno	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Dióxido de nitrógeno	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Dióxido de azufre	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Formaldehído	(mg/m^3)	0,4	1,6	2,6

Comparación con los valores límites toxicológicos

CO, CO₂:

En los valores de medida existe un exceso significativo por sobre los valores límites, de más de 10 factores.

Haluros de hidrógeno y óxidos de nitrógeno:

Las concentraciones medidas están por debajo del límite de detección (y también por debajo de los límites toxicológicos).

Metales pesados:

Los valores de medida están muy por debajo de los límites:

Pb <0,1% GW (PAC = 120 mg / m³ 60 min)

Cd <10% GW (AEGL-2 30 min = 0,96 mg / m³)

Se <20% GW (PAC = 0,2 mg / m³)

As <1% GW (PAC = 0,58 mg / m³)

Evaluación de los resultados

No es posible hacer una comparación directa de los valores de medida con los valores límites toxicológicos, debido a los diferentes tiempos de exposición. Las condiciones del entorno varían en cada incendio, es decir, ¡cada incendio es único y singular! Los valores límite sólo se utilizan para estimar la magnitud de un peligro posible para las personas.

Debido a la disposición ventilada con que se hizo la prueba ($1 \text{ m}^3 / \text{s}$), no se llega a una disolución exacta cuantificable de la concentración de contaminantes en el aire extraído. Para obtener una estimación clara del peor de los escenarios, en el caso de una convección pura se daría lugar a aproximadamente 10 veces la concentración de los contaminantes medidos en la proximidad inmediata (aproximadamente 2-5 m por encima del fuego). Esto significa que en este caso extremo, nos mantenemos en el rango de los valores toxicológicos límites para tiempos de exposición de entre 30 y 60 minutos, tanto en el caso del cadmio como del selenio.

Resumen

En las mediciones de concentración de gases de combustión se determinó un exceso significativo por sobre los valores límite para los componentes CO y CO₂. Haluros de hidrógeno y óxidos de nitrógeno no se presentaron en concentraciones medibles.

En el peor de los escenarios, y muy cerca del lugar de emisión, pueden excederse los valores límites toxicológicos para los metales pesados, cadmio y selenio. Para el público en general no es peligrosa la concentración que se ha encontrado en los gases de combustión.

Análisis de residuos

Esta sección se centra en aquellos contaminantes del suelo, que pueden tener relevancia particular para la salud humana. Tenemos, por una parte, la deposición superficial de contaminantes, con riesgos para los cultivos y para las aguas subterráneas, y por otra, los daños en el suelo, que ante todo pueden ser una amenaza para las zonas urbanas. De interés particular aquí son las zonas “sensibles” utilizadas como áreas de juegos infantiles o de jardinería doméstica. En el anexo 2 de la Ordenanza de la Ley Federal de Protección de Suelos y Sitios Contaminados (64), con actualización en el 2012, se indican los valores de prueba para la absorción directa de sustancias contaminantes en el suelo. Estos valores de prueba se definen para cuatro categorías diferentes: parques infantiles, zonas residenciales, parques y áreas comerciales. Para estimar el riesgo de contaminación del suelo por los residuos tóxicos medidos en las pruebas de laboratorio, especialmente de plomo, cadmio y arsénico, se utilizan los valores de las pruebas de la categoría zonas residenciales.

La preparación de los residuos del módulo para su análisis ha resultado ser muy costosa, algo que se esperaba, en parte también por informaciones aparecidas en otras publicaciones. Debido a que los residuos del módulo no son homogéneos (figura 4-38), no se puede derivar de las pruebas, a decir verdad, ninguna declaración general. Sin embargo, el análisis de residuos de incendio proporcionó evidencias de plomo, cadmio, arsénico y selenio en todos los patrones de prueba examinados, en las tecnologías de c-Si, CEI y CdTe.



Figura 4-38: Restos del incendio de 2 módulos CIGS: Marcos de aluminio, vidrio fundido, residuos plásticos aglutinados, hollín y cenizas.

Las cantidades de contaminantes detectadas varían mucho entre los patrones de prueba estudiados de las tres tecnologías. En las siguientes figuras se muestran los valores de medida para las sustancias plomo y cadmio, y el valor de referencia correspondiente según BBodSchV.

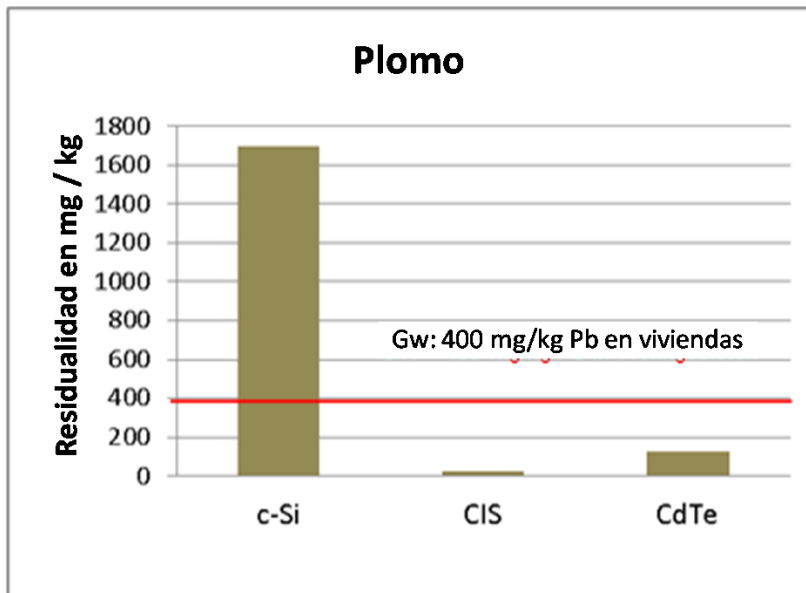


Figura 4-39: Contenido promedio de plomo en los restos de incendio

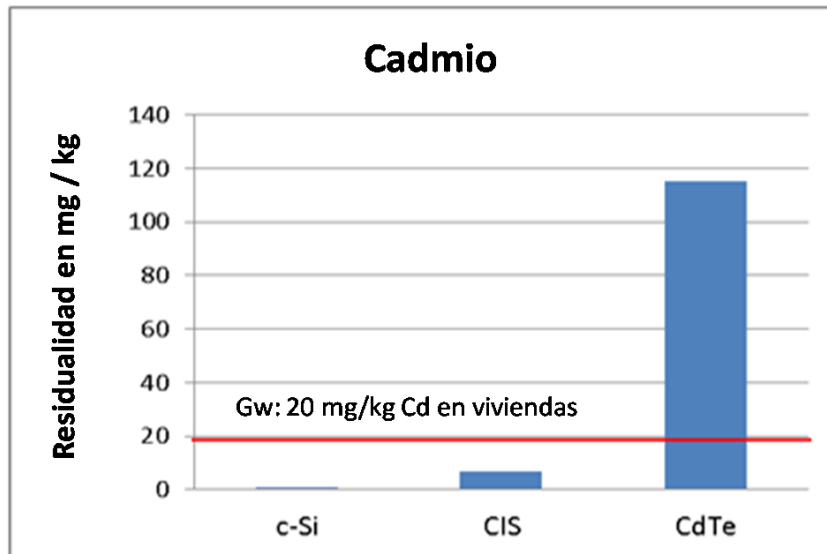


Figura 4-40: Contenido promedio de cadmio en los restos de incendio

En la figura 4-39 puede observarse que en los restos del incendio del módulo cristalino se superó en promedio el valor de la prueba para el plomo, de acuerdo a la Ordenanza de Protección del Suelo, en un factor 4, mientras que los módulos de capa fina presentan valores no críticos.

Por el contrario, la figura 4-40 muestra para el cadmio, un exceso de los valores de prueba en un factor 5 para el módulo de CdTe. Si el área considerada se utiliza como jardín de casa o como zona de juegos infantiles, el valor de verificación permitido, según BBodSchV, se reduce a 2 mg/kg, por lo que se debe poner especial atención a la posible entrada de cadmio en el suelo. En este caso, la concentración de residuos medida del módulo CIS entra también en el intervalo crítico. Para el módulo cristalino no se ha medido ningún exceso por sobre el valor límite de prueba.

En el caso del arsénico, en ninguno de los patrones de prueba se midió un valor crítico.

Resumen

En caso de incendio de un módulo fotovoltaico, los residuos del incendio pueden contener, según el tipo de tecnología, concentraciones de plomo o cadmio, las cuales pueden implicar contaminantes para el suelo en una cantidad crítica.

En este caso, es altamente recomendable eliminar de forma adecuada los restos del incendio y, en caso necesario, la sustitución del suelo

Análisis del agua de extinción

A través del agua de extinción arrojada en grandes volúmenes, los contaminantes liberados de los residuos del fuego y las pequeñas partículas suspendidas pueden acceder al medio circundante y también al suelo. También se debe tener cuidado con el uso posterior de

elementos que se han mojado con el agua de extinción contaminada, como partes de edificios, balcones o terrazas, así como también la vestimenta de protección del personal de bomberos.

No se han encontrado en las investigaciones valores límites de contaminantes para la contaminación producida por el agua en el suelo. Para la evaluación de riesgos, se consultó la ordenanza de lodos de depuración de la agricultura, en cuanto a la contaminación de lodos industriales con metales pesados y otros contaminantes (65). Aquí se mencionan las concentraciones máximas permitidas por unidad de superficie de suelo (mg/m^2), mientras que la concentración de contaminantes en el agua de extinción fue medida por unidad de volumen (mg/m^3). Una comparación directa, por lo tanto, no es posible, pero se hizo un cálculo aproximado.

En la figura 4-41 se enumeran las concentraciones de contaminantes medidas, de plomo y cadmio, para cada tecnología de módulos.

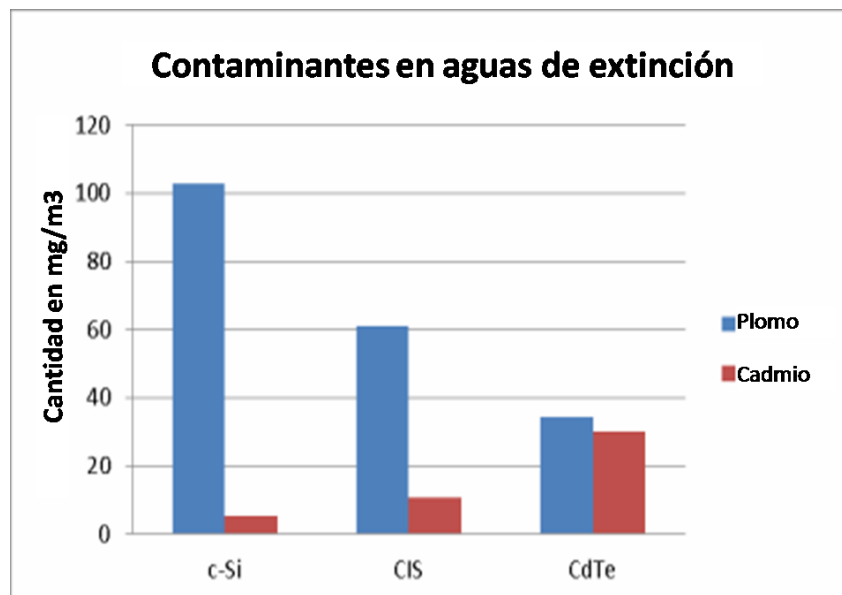


Figura 4-41: Concentraciones de contaminantes medidas, de plomo y cadmio, en el agua de extinción.

Evaluación de los resultados de medición

El valor límite para el plomo es sonrepasado cuando hay una entrada de agua de extinción de 1 m^3 en una superficie de piso inferior a 1 dm^2 (c-Si).

El valor límite para el cadmio es sobrepasado cuando hay una entrada de agua de extinción de 1 m^3 en una superficie de piso inferior a 2 m^2 (CdTe).

Mientras que la exigencia para el plomo claramente no debería ser alcanzada en la práctica, para el cadmio ella puede ser superada, al menos en teoría, en condiciones desfavorables (por ejemplo, si el agua de extinción escurre por sobre un canto).

Conclusión

En un incendio de los módulos de CdTe pueden ocurrir, a través del agua de extinción, y en

las peores condiciones, inyecciones críticas de cadmio en el suelo.

Es recomendable, por lo tanto, una toma de muestras y análisis de suelos.

4.6.7 Resumen

- En un incendio de los módulos fotovoltaicos se liberan, al ambiente circundante, contaminantes adicionales en cantidades significativas. Esto depende de la tecnología de las celdas y, en gran medida, también, del polímero utilizado.
- La emisión de contaminantes por los módulos fotovoltaicos debe ser considerada como una contribución aditiva, ya que cada incendio en un entramado de techo o en una casa hace participar a una carga de fuego muy grande, con sustancias tóxicas.
- Pruebas de laboratorio a gran escala muestran, en condiciones ventiladas, que en los gases de combustión no se sobrepasa ninguno de los valores límites de los metales pesados investigados, ni de los haluros de hidrógeno (se estimó el peor de los casos). Una determinación exacta del valor límite no es posible debido a la singularidad de cada escenario de incendio.
- En los residuos de los incendios se midieron, con los patrones de prueba, y como era de esperarse, metales pesados como el plomo (c-Si) y el cadmio (CdTe), en una cantidad potencialmente superior a los valores límite. Debido a la falta de homogeneidad de los residuos, no es posible hacer ninguna declaración general.
- La concentración de cadmio medida en el agua de extinción advierte sobre una inyección en el suelo posiblemente crítica, en el caso de los módulos de CdTe.

5 Medidas de optimización para la seguridad del producto y de la planta

5.1 Protección preventiva contra incendios

Después de la introducción de los capítulos anteriores destinados a determinar los riesgos y los potenciales de peligro debido a arcos eléctricos, con referencia al origen y control de incendios, se describen a continuación medidas generales y específicas que contribuyen a la reducción de riesgos.

Como modelo central, debe determinarse la definición y los objetivos de protección preventivos de incendio, los cuales pueden deducirse, principalmente, de los requerimientos de la Reglamentación Modelo de Construcción (MBO), o de los Reglamentos Federales de Construcción (LBO). Para esto se aplica, con una formulación concisa y significativa, el §14 de la MBO:

Las obras arquitectónicas deben ser dispuestas, construidas, modificadas y mantenidas de tal manera, que se impida el inicio de un incendio y la propagación de fuego y humo (propagación del incendio), y que en caso de un incendio sea posible el rescate de personas y animales, así como la lucha eficaz contra el fuego.

Resumido en una oración: ¡las plantas solares FV no deben disminuir esta medida válida!

El MBO, como código de construcción modelo, es el manual vinculante de la construcción. Como la ley de construcción en Alemania es una ley estatal, se aplican las 16 LBOs correspondientes a cada uno de los estados federales, con sus respectivos requisitos y definiciones. La protección preventiva contra incendios debe entenderse como la suma de todas las medidas de prevención del origen y la propagación del fuego.

En el párrafo § 61 de la MBO, artículo 2, frase b), se indica:

Plantas de energía solar y colectores solares, instalados sobre o en las superficies de los techos y paredes exteriores, así como las construcciones libres independientes con una altura de hasta 3 metros y una longitud total de hasta 9 metros, se consideran proyectos de construcción libre.

Las plantas de energía solar pertenecen, según la MBO, a las instalaciones propias de los equipos técnicos de la construcción.

Que sean proyectos de construcción libre no significa que los requisitos de la MBO o LBO no se consideren; por el contrario: el derecho de construcción (protección contra incendios, zonas de espaciamiento, las normativas de protección de monumentos), las regulaciones para los productos y los tipos de construcción, la estática y estabilidad, así como la seguridad vial deben ser observadas y tenidas en cuenta. Esto significa, en consecuencia, que el conjunto de todas las medidas preventivas de protección de incendios se compone de muchas exigencias referentes a la instalación de la planta, elección de materiales y operación de la planta, y en general, de los requisitos específicos:

- Cumplimiento de las normas de construcción e instalación, reglamento de construcción del estado.
- Pedir asesoramiento por las autoridades especializadas sobre los requisitos más relevantes relacionados con la seguridad y la construcción.
- Planificación cuidadosa con participación de profesionales.
- Materiales y componentes de alta calidad.
- Ejecución y recepción profesional
- Mantenimiento de equipos y sistemas

Las descripciones generales, mencionadas anteriormente, se detallan en los capítulos siguientes. Como un ejemplo, se debe enfatizar la construcción por sobre los muros corta fuego. Éstos impiden, en los edificios, que las llamas se extiendan a construcciones vecinas, y previenen que alcancen materiales inflamables, por ejemplo en el área del techo. Por lo tanto, es inadmisibles que las plantas solares hagan puente entre las compartimentaciones y por sobre los muros corta fuego, ya que los materiales potencialmente inflamables, tales como las láminas posteriores poliméricas, resistencias o alambres, pueden favorecer la propagación del fuego.

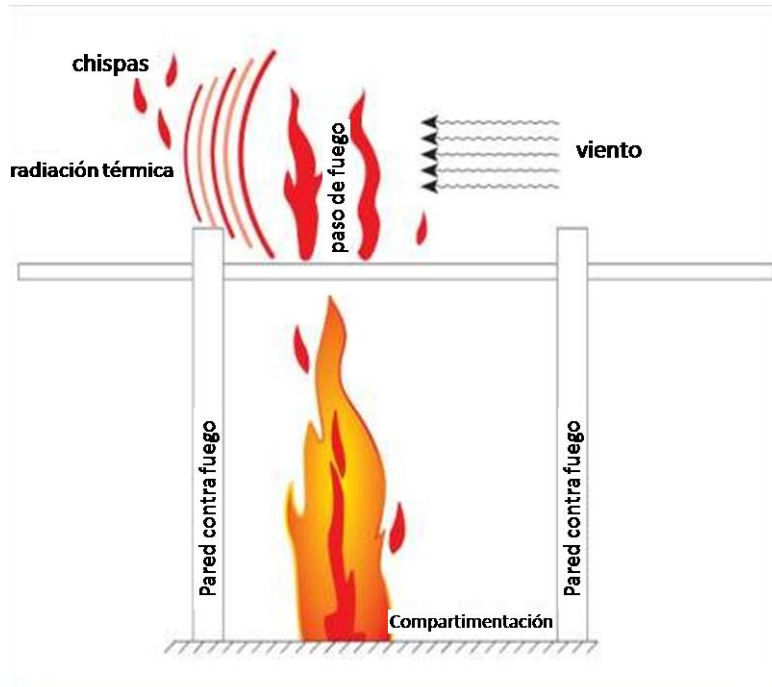


Figura 5-1: Representación de la tarea de un muro de fuego; Fuente: BSW

También las estructuras especiales, tales como las que se encuentran, según el §2 de la MBO, en el ámbito de las construcciones altas (hoteles, p.ej.), requieren más especificaciones. Las plantas fotovoltaicas en la zona de fachada deben cumplir al menos el requisito de inflamabilidad baja, mientras que en la zona del techo alcanza normalmente con la

inflamabilidad normal, en conjunto con un techado duro (capacidad de resistencia a las chispas y calor radiante).

En el ámbito de la prevención de incendios, hay, además de los códigos de construcción, otras exigencias impuestas por regulaciones especiales de construcción (regulación de lugares de reuniones, como estadios; regulación de lugares de alojamiento, como hoteles; regulación de lugares de comercio, como centros comerciales) que finalmente regulan la seguridad contra incendios.

Con el mayor cuidado posible, se debe asegurar que no hay riesgos adicionales de incendio derivados de plantas fotovoltaicas, o que éstos se han reducido al mínimo posible. Una instalación inadecuada y el uso de productos defectuosos, así como una actividad de mantenimiento insuficiente en las plantas fotovoltaicas, pueden aumentar estos riesgos.

Más adelante, el manual detalla la visión general de las normas existentes y otras medidas en materia de prevención de incendios y minimización de riesgos para una producción y uso seguros.

Resultado

§ 14 de la MBO:

Las instalaciones arquitectónicas deben estar dispuestas, construirse, modificarse y mantenerse, de tal modo que se impida la iniciación de un incendio y la proliferación del fuego y humo (propagación del incendio) y, que en el caso de un incendio, sea posible el rescate de personas y animales, y realizar una lucha eficaz contra el fuego.

5.2 Medidas de control de calidad en la producción y su impacto en la evaluación del riesgo

5.2.1 Proceso de producción

Una cantidad grande de errores y defectos en la ejecución, que pueden contribuir a un mayor riesgo de incendio, puede evitarse en una fase temprana, mediante la mejora del control de calidad en la producción. Con este objetivo, TÜV Rheinland realiza inspecciones regulares en las empresas productoras (al menos una vez al año), cuyo objetivo, entre otras cosas, es advertir sobre un control de calidad inadecuado e insuficientes medidas de aseguramiento de la calidad. De acuerdo con una tabla definida y vinculante a nivel mundial para inspectores de TÜV Rheinland, tales carencias y déficits se declaran, ya sea como una recomendación o una desviación. En el caso que haya una desviación, ésta debe ser corregida obligatoriamente por el fabricante del módulo.

En los fabricantes de módulos cristalinos de silicio, hay una serie de pasos en las etapas de producción que son neurálgicos con respecto a posteriores riesgos de un arco eléctrico o de un incendio. Entre éstos se cuenta, en primer lugar, el "stringing", proceso en el cual se conectan las células solares en serie, generalmente en un proceso de soldadura. Esto se hace, hoy en

día, casi exclusiva y totalmente automático con los llamados “stringers”. Si no se ajustan cuidadosamente, o no se miden exactamente parámetros importantes, tales como la temperatura y el tiempo de soldadura, pueden surgir errores de soldadura, que pueden conducir a un aumento de la resistencia de contacto, y, por lo tanto, a un mayor riesgo de arco eléctrico.

Por esta razón, TÜV Rheinland exige a los fabricantes una regularidad de controles (idealmente en línea) de la temperatura de soldadura y una calibración regular de sensores e instrumentos de medición. Del mismo modo, debe proporcionarse la evidencia de una prueba de tracción regular para el control de calidad de los contactos.

Problemas similares pueden surgir en el siguiente proceso de poner los contactos a las cadenas s, que en la mayoría de los casos se realiza manualmente. Aquí también se debe medir en cada caso la temperatura de soldadura, y el instrumento de medición debe estar calibrado.

Como uno de los últimos pasos del proceso de fijación de contactos en las cajas de conexión, se fijan normalmente los polos negativo y positivo en la caja asegurada al módulo. Esto se hace, ya sea mecánicamente, por ejemplo por un cierre de clip, o por un proceso de soldadura adicional, para el cual se aplican los mismos estándares de calidad mencionados anteriormente.

En la producción de módulos de capa fina, se interconectan las células fabricadas monolíticamente, generalmente con una banda de contacto longitudinal y otra lateral. Tal como en los módulos cristalinos de silicio, aquí debe prestarse atención al dimensionamiento adecuado de las bandas de contacto. La fijación de las bandas se lleva a cabo, por ejemplo, por soldadura ultrasónica o por soldadura normal. Una vez más, la monitorización del proceso debe asegurar que no se produzcan defectos en el flujo de corriente.

Los contactos de las cajas de conexión, así como las exigencias al aseguramiento de la calidad son las mismas que las para la producción de módulos de silicio cristalino.

Además de las pruebas en línea, existe una serie de pruebas fuera de línea, muy importantes para verificar la seguridad eléctrica y contra incendio de los módulos. Una de ellas es la prueba de punto caliente, en la que se simula el sombreado de celdas individuales. Otra es la prueba de corriente inversa, en la que se hace pasar a través del módulo, una corriente en la dirección inversa. En ambos casos pueden ocurrir calentamientos críticos. Es por ello que TÜV Rheinland recomienda llevar a cabo este tipo de pruebas con los módulos cuya producción haya sido terminada.

También es útil someter a pruebas de acceso a los componentes individuales de los diseños de módulos, como diodos y cajas de conexión, que son proporcionados por otros productores. Los diodos deben someterse, al azar, a un control de funcionamiento, ya que la falla de un diodo, dependiendo de su naturaleza, puede no ser perceptible en terreno, en funcionamiento normal.

Las cajas de conexión se prueban en cuanto a un correcto funcionamiento; además puede verificarse tengan una aislación eléctrica buena y que no aumenten significativamente la resistencia total en serie del módulo. El pegamento, por medio del cual se monta la caja de conexiones en la parte posterior del panel (se entrega a menudo como un pegamento sólido pre confeccionado junto con la caja), debiera ser examinado en cuanto a sus propiedades de adhesión, por ejemplo, por ensayos de tracción mecánica simples. Además, es aconsejable comprobar si la tapa de la caja está fija.

Si el diseño del módulo incluye placas conectoras de cables crimpados (prensados), se debe medir y controlar de manera sistemática la resistencia de contacto.

Otras medidas auxiliares instructivas son la fotografía por electroluminiscencia (se recomienda fuera de línea, pero también debiera llevarse a cabo en un 100% en línea) y la fotografía infrarroja (por ej., de módulos en su operación experimental), que ayudan a detectar contactos fallados o críticos, en una etapa temprana. Las fotografías electroluminiscentes son particularmente útiles antes de la laminación, para detectar a tiempo fraccionamientos de celdas, micro-fisuras, conexiones defectuosas, etc., antes que los laminados pasen por más etapas de producción costosas y que consumen mucho tiempo. Las fotos pueden ser tomadas también al producto final, antes de su entrega.

Existen también dispositivos móviles que pueden detectar posibles descargas electroestáticas en los componentes del módulo, en algunos de los pasos de producción individuales. TÜV Rheinland, por ejemplo, ha medido, en el proceso de producción, cargas de campo estático en la parte posterior de los módulos, originadas en el transporte de los módulos, por ejemplo a su montaje en la caja y el marco. Si no se toman medidas adecuadas de conexión a tierra (para descarga), existe el peligro, entonces, de que los diodos de derivación se dañen al poner los contactos, debido a una descarga estática repentina, y lleguen fallados al terreno. El tema de las descargas electrostáticas (ESD) no debe ser subestimado, aunque puede ser obviado durante la producción.

En general, se debe monitorear cuidadosamente la introducción de nuevos materiales, así como de nuevos proveedores de materiales y componentes de los módulos, apoyándose en pruebas de calidad adecuadas, ya que los materiales nuevos implican a menudo un riesgo de seguridad para el modelo final del módulo.

Es, además, de importancia esencial para el proceso de producción completo, implementar una trazabilidad completa (idealmente en una base electrónica de datos), para poder relacionar las posibles fallas, que se hacen evidentes solamente en terreno, con eventuales condiciones defectuosas durante la producción de los módulos. Esta trazabilidad debe incluir, tanto los materiales utilizados y sus respectivos proveedores, como todos los equipos del proceso y parámetros del mismo, y todas las pruebas de calidad correspondientes realizadas para el lote de módulos.

Con el fin de garantizar un nivel constante de calidad en todas las pruebas de calidad ya mencionadas, y para reducir al mínimo las influencias subjetivas en la ejecución de las pruebas, es de importancia fundamental realizar sesiones de formación y entrenamientos regulares para los empleados, documentarlas y mantener matrices de competencia donde se documenten los grados de calificación adquiridos. Las instrucciones de trabajo deben mantenerse siempre al día y a disposición a nivel local en los diferentes pasos del proceso.

Otros procesos de calificación útiles son, por ejemplo, un método de medición en línea para comprobar la calidad de soldadura entre las celdas (véase la sección 5.2.3) o bien, criterios de exigencia ampliados para la calificación de los materiales inflamables de los módulos y sus componentes (ver ejemplo en la sección 3.3).

Resumen

La confianza es buena, ¡pero la comprobación es mejor!

Hay muchas posibilidades disponibles en el control interno de calidad. No debe ignorarse, en este caso, una mayor atención a las piezas suministradas a la producción (por ejemplo: cajas

de conexión).

Para la estandarización se recomienda definir medidas de aseguramiento de la calidad en la producción, tanto a nivel de componentes como de módulos. Muchos fabricantes se encuentran ya en un nivel alto. Con un catálogo de aseguramiento de la calidad estandarizado se puede lograr un nivel de calidad uniforme y se pueden evitar los riesgos asociados a una supervisión propia incompleta de los productos.

5.2.2 Los cambios de diseño (de módulo y sistema)

Con el desarrollo de las tecnologías de unión en las conexiones celda-celda, en el pasado se han utilizado regularmente dos barras colectoras o conectoras de celdas. Hoy en día, los estándares establecen más bien tres barras colectoras (véase la sección 3.4.1), o incluso tipos de conexión completamente diferentes, donde se utilizan más de tres barras colectoras. Existe la posibilidad de que las conexiones de celdas se separen de éstas, o se rompan por sí mismas, debido a cargas termo-mecánicas alternantes, o a influencias de origen en la producción o puramente mecánicas. En función del número de conectores de celdas disponibles aumenta la posibilidad de que ello pueda dar lugar a un arco eléctrico. Con al menos tres conectores de celdas, se reduce el riesgo de formación de un arco eléctrico y también el de una disminución temprana de las pérdidas de rendimiento, debido al aumento de las resistencias de transición en el diseño de las celdas. La corriente puede, entonces, fluir a través de los otros conectores de celdas no dañados.

La seguridad contra arcos eléctricos tiene, una vez más, un papel muy amplio en el caso especial de las plantas fotovoltaicas integradas a edificios (GIPV o BIPV). Debido a la sustitución de la parte superior del techado por módulos fotovoltaicos, las capas inferiores del techo están expuestas y bajo particular riesgo, en caso de que haya un arco eléctrico en la parte posterior de los módulos. Al considerar materiales que al inflamarse debido a la proximidad de un arco eléctrico, puedan tener características de propagación de la llama, tiene sentido derivar recomendaciones para el diseño de módulos a usar en BIPV. En este caso, para la evaluación de un fabricante o distribuidor hay que explorar las posibilidades, ver si las siguientes determinaciones de materiales/componentes son posibles:

- Selección de la caja de conexiones: Existen cajas de conexión no inflamables que, ante un arco eléctrico en la caja, deberían garantizar la no propagación del fuego al interior del techo, o al menos un retraso en ello. Las pruebas correspondientes deben ser requeridas por los fabricantes y discutidas como medio de reducción de riesgos.
- Determinación de láminas posteriores con bajo FSI: Según la norma de seguridad IEC61730, el índice de propagación de la llama (FSI) de las láminas posteriores debe ser determinado utilizando la norma ASTM 162 estándar. El valor límite para las láminas del respaldo es 100. El FSI se ve afectado por la temperatura del gas de escape durante el fuego y por la velocidad de propagación en el elemento de prueba.

Algunos experimentos han demostrado que un FSI <10 es realizable. Esto significa restricciones relativamente altas a la propagación del fuego a través de la sola hoja posterior.

Por lo tanto, se puede deducir la recomendación de que en la zona BIPV debieran utilizarse láminas con estas características (FSI < 10).

Vidrio como sustrato de la parte trasera: Para el BIPV se ofrece también la posibilidad de utilizar módulos de vidrio puros, para no utilizar materiales poliméricos como aislación de la parte posterior. Esta disposición de materiales puede también minimizar los riesgos de un arco eléctrico.

En la industria fotovoltaica se emplean, en más de un 90%, materiales de encapsulación específicos, como el EVA y el PVB. Los materiales, individualmente (no como un compuesto), son fácilmente inflamables, pero pueden acelerar la liberación de calor en la construcción final del módulo.

Por lo tanto, también en esta área de los FVs integrados en edificios, se presenta la posibilidad de trabajar con materiales ignífugos como la silicona, empleándolos como materiales encapsulantes.

Resultado

Dados los diversos campos de aplicación de los módulos FV, es necesario hacer una selección de componentes que sean adecuados con respecto a los diferentes requisitos (por ejemplo BIPV), con el fin de aumentar la seguridad contra arco eléctrico.

Esto significa que los riesgos pueden ser reducidos, si el diseño de los módulos se lleva a cabo adaptándose a las situaciones de riesgo.

Discusiones similares se producen, también, en el uso de módulos fotovoltaicos en diferentes climas ambientales.

5.2.3 Calificación de la seguridad de módulos y componentes

Para garantizar una fiabilidad sostenible de los módulos y componentes y con el fin de reducir el riesgo o evitar la formación de arcos eléctricos, se han desarrollado diferentes mecanismos de prueba y de control, que pueden aplicarse, tanto al proceso de fabricación de los componentes, como de los módulos. Algunos métodos se basan en los principios normativos y han sido ajustados o complementados.

Las condiciones más estrictas, en comparación con los requisitos estándar actuales, son en parte necesarias, para reajustar los patrones de daños observados en el campo.

La capacidad de carga de largo plazo de las uniones de celdas

TÜV Rheinland llevó a cabo una serie extensa de pruebas con módulos fotovoltaicos parcialmente defectuosos (puntos calientes en las uniones de células, micro grietas) recolectados en terreno en. En ellas se envejeció los módulos fotovoltaicos de forma diferente. Se utilizaron las pruebas establecidas de ciclos de temperatura y humedad de la calificación CEI (ciclos térmicos y calor húmedo). Posteriormente, los módulos FV fueron cargados mecánica- y dinámicamente, bajo circulación de corriente (Forward Bias de 1,2 a 2 Isc). Esta carga afectó principalmente a las uniones de celdas y condujo a aumentos fuertes de la temperatura local.

En particular, donde ya había un aumento de las resistencias de transición, se hicieron perceptibles diferencias significativas de temperatura, en comparación con los materiales circundantes y los conductores de conexión.

La figura 5-2 muestra un ejemplo de un módulo que generó, después de unos 2.000 ciclos de carga dinámica (según EN 12211/12210), una ráfaga de fuego producida por un arco eléctrico corto en una unión de celda, durante el ciclo de presión. Si bien la tecnología de conexión de estos módulos, conexiones soldadas entre celdas, no representa el “último estado del arte” de posibilidades de contacto seguras, se logró, aquí, sin embargo, generar un arco eléctrico sin daño mecánico artificial de los conectores de celdas.

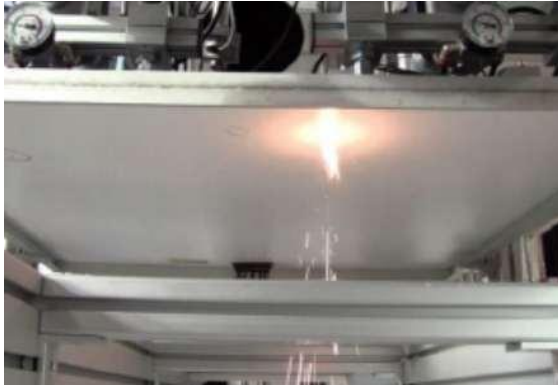


Figura 5-2: Arco dentro de un módulo fotovoltaico

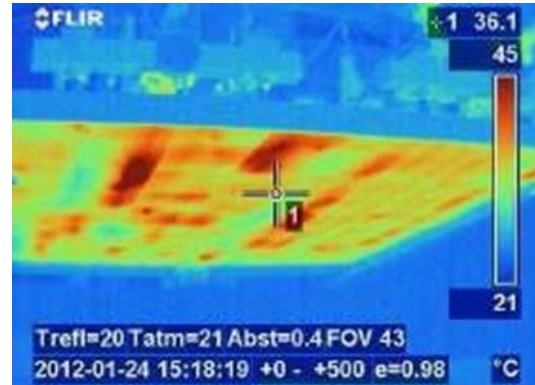


Figura 5-3: Foto IR (infrarrojo)

En el módulo representado, el arco de luz se encendió en el momento de máxima presión durante el ciclo. La corriente total circuló por la segunda barra de distribución de la cadena afectada. Aquí se abrió el conector de celdas restante, en el siguiente ciclo de presión. Poco después, los diodos se destruyeron por la tensión momentáneamente alta que había. La corriente total del módulo circuló a través del diodo de derivación. El diodo se hizo conductor y ya no se pudo establecer una tensión. En todas las pruebas se midieron los módulos, antes y después de las mediciones, con fotografías EL y diagramas IV; durante las pruebas de cargas se observaron los módulos a través de fotografías IR (infrarrojo).

Para hacer visible en una foto EL (electroluminiscente) la distribución del flujo de corriente en una celda, se preparó un módulo de otro fabricante de tal manera de poder separar los conectores de celdas formando meandros, lo que originó un rumbo en zigzag, que la electricidad debía seguir. Con ello, se indujo una carga particular en el resto de las conexiones de celdas que se mantenían intactas. Después de un breve periodo de tiempo de tensión mecánica, no apareció ningún arco eléctrico en los conectores de celdas cargados, en contra de toda expectativa previa. En el cruce de una micro grieta, que se encontraba exactamente entre los conectores de celdas, la corriente fluyó a través de la celda. Aquí surgieron, siguiendo el curso de la grieta, aislados destellos de luz y carbonizaciones, ver figura 5-4:

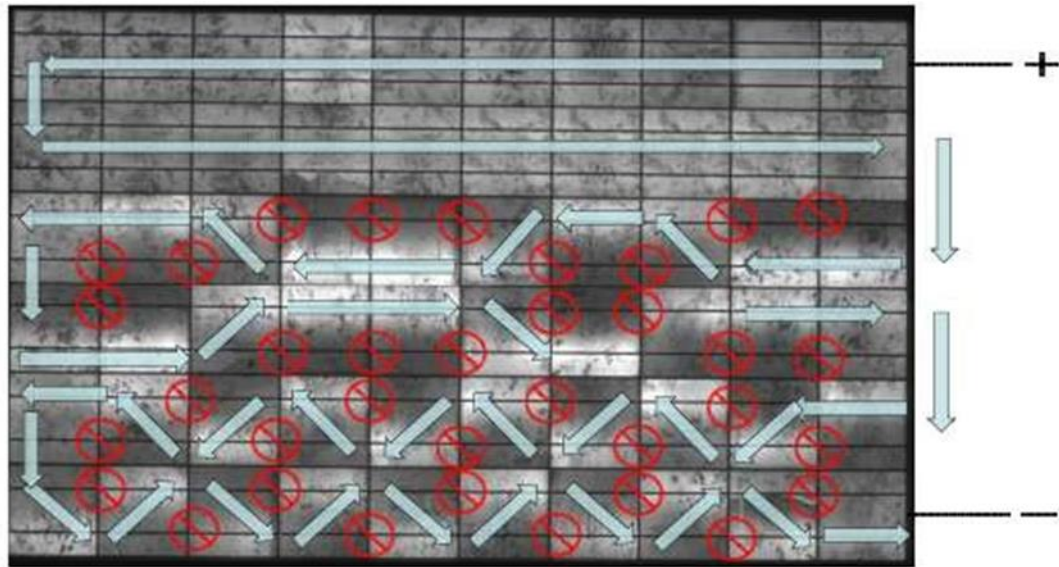


Figura 5-4: Módulo fotovoltaico preparado, con seccionamientos en forma de curvas de las tiras conductoras

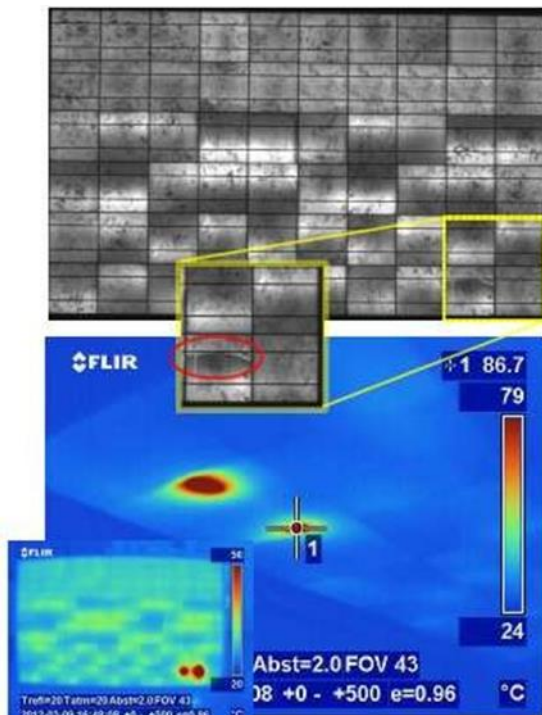


Figura 5-5: Foto EL con una ampliación de la grieta de celda. Abajo: Foto IR con puntos calientes en las uniones de celdas



Figura 5-6: Huellas a lo largo de la grieta de celda, debidas a la carbonización y arcos

Se llevaron a cabo otros experimentos, induciendo, por ejemplo, una carbonización local en la parte posterior de otro módulo, y en diferentes módulos se observaron aumentos significativos de temperatura. Dentro de los 2000 ciclos de carga no surgieron otros arcos eléctricos. Un hallazgo interesante con la carga fluctuante dinámica fue que, dentro de alrededor de 15 segundos entre el cero de la carga de presión y plena tensión, pueden surgir diferencias de temperatura en el módulo de ± 10 K.

En la figura siguiente, se presenta una especie de registro de las pruebas, que puede mostrar la fiabilidad de las conexiones de contacto. Este registro representa una variante de entre muchos otros escenarios imaginables, para someter los módulos a un estrés especial mediante un pandeo dinámico. Aquí se cargan dinámicamente las tiras conductoras y, en particular, los contactos, por estiramientos y compresiones en el módulo. Su robustez es una medida de "seguridad contra arco eléctrico". La carga dinámica se basa aquí en cada una de las secuencias de carga alterna de la norma EN 12210/12211.

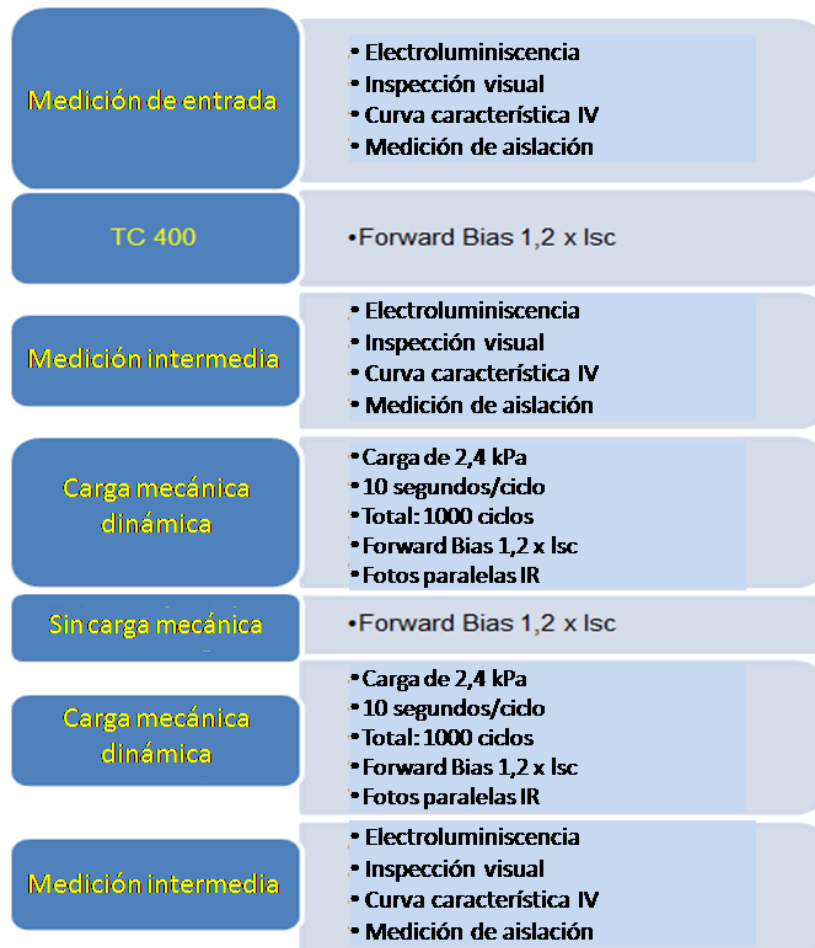


Figura 5-7: Secuencia de pruebas para los módulos fotovoltaicos para determinar la susceptibilidad de arco en las conexiones de celda.

Antes y después de cada fase de carga, hay que investigar los módulos, en este caso, mediante fotos por electroluminiscencia e infrarrojo, en busca de aumentos de temperatura locales. Cabe señalar que, a pesar del largo procedimiento de carga, no han aparecido fallas de contacto o deterioros debido a una mayor resistencia en serie.

Se recomienda un muestreo para las pruebas asociadas, durante la producción, en el caso de nuevas instalaciones o de modificación de los materiales o de los procesos, en soldadura, laminación o de formación de cadenas, por todo el tiempo de producción.

Recomendación para la normalización

La introducción de un método de ensayo mecánico y dinámico, con la energización simultánea

de los módulos. Un método apropiado debe permitir el establecimiento de la capacidad de carga de los conectores de celdas.

Calificación de las soldaduras a través de métodos de medición en línea

Complementando los procedimientos de seguridad de calidad en la producción, nombrados en 5.1, se debe trabajar en las posibilidades de monitorear en línea, es decir, como una parte integral de la producción, la calidad de la soldadura de los conectores de celdas. Desde la perspectiva de una reducción del riesgo de que se originen arcos eléctricos, más arriba se han discutido extensamente los lugares potenciales en que éstos se originan.

Considerando la existencia de más de 30 GWp de capacidad instalada en plantas en Alemania, es fácil ver que los contactos merecen una atención especial en cuanto a medidas adicionales de aseguramiento de la calidad. Partiendo con una capacidad de módulo de 200 W, hay actualmente unos 150 millones de módulos instalados, con un total de alrededor de 10 mil millones de celdas solares (c/u 3 Wp) y más de 50 mil millones de juntas de soldadura.

Para la comprobación de los conectores de celdas, se describe, a continuación, un método que se desarrolló en Fraunhofer ISE y se presentó en BadStaffelstein en 1997. [66]

La calidad de la conexión entre dos celdas solares adyacentes, y, además, de la conexión en la celda, pueden ser juzgadas sin contacto, por medio de corrientes inducidas, capacitivas o inductivas. La figura 5-8 muestra el principio básico del método de medición inductivo, en el que se inyecta una corriente alterna en el módulo y a través de un sensor de corriente, se capta el flujo de corriente en los dos conectores de celdas. Si la corriente se divide desigualmente, quiere decir que existe un fallo en la unión.

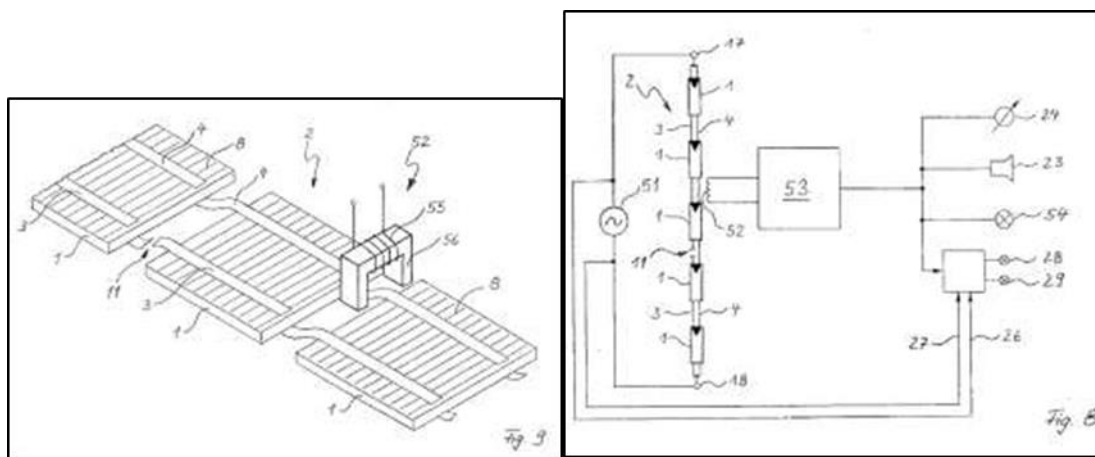


Figura 5-8: Estructura esquemática del método de medición inductivo para el estudio de fallas de conexión entre dos celdas

En una prueba de carga (Prueba TC-1000, según IEC 61215, -40 °C - + 85 °C), se demostró la idoneidad del proceso para la calificación de las uniones de celdas [28]. El aumento de las resistencias de contacto locales condujo a una reducción de la potencia (aproximadamente 50%). Un deterioro significativo ocasionado por los movimientos mecánicos, debido a los cambios de temperatura de la soldadura entre o en las celdas, puede ilustrarse por las fotos EL

e IR. En las fotos EL, los sectores negros de las celdas muestran campos inactivos de celdas negras, mientras que las áreas más claras indican un aumento de las densidades de corriente.

En la práctica, el módulo en una planta mostró pérdidas de potencia, pero el flujo de corriente total no se interrumpía. Sin embargo, se reconocen diferencias de temperatura en las superficies superiores y en las transiciones de celdas. En la figura 5-9 puede verse que las fotos IR y EL no se correlacionan en un 100%. En consecuencia, tendría sentido un método de detección de mayor resolución:

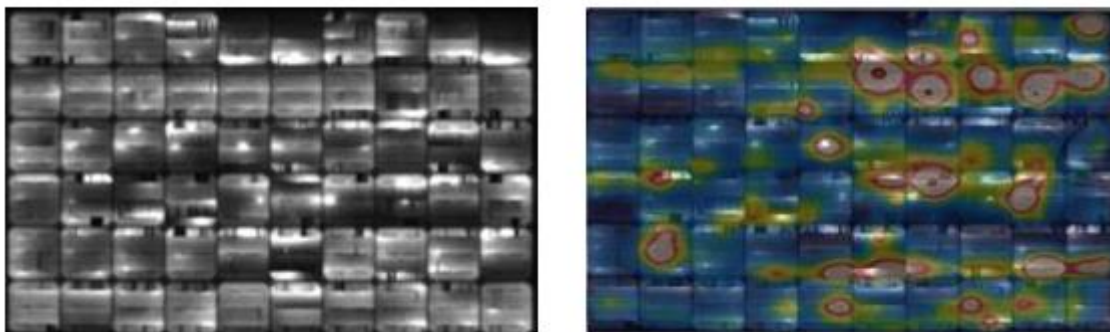


Figura 5-9: Comparación entre fotos EL e IR de un módulo envejecido.

Aquí se advierten claramente los deterioros de las celdas, especialmente en las uniones de celdas. Sin embargo, no hay una correlación del 100% entre IR y EL.

En algunas series de experimentos se midió, a través de un proceso inductivo, la capacidad de carga de corriente de los conectores de celdas, en el módulo descrito anteriormente, mediante el acoplamiento en cadena de una corriente de alta frecuencia, proporcionada por un generador de funciones. Respectivamente en las uniones de celdas se midieron las barras colectoras con un sensor y se examinaron sus propiedades después de la prueba de envejecimiento.

El sensor consta básicamente de una bobina, en la que, a través del campo alterno, se inducen inductivamente tensiones, las que se leen en un osciloscopio. La figura 5-10 muestra las tensiones inducidas en el sensor inductivo, en los conectores de celdas, por las corrientes de la cadena, (los números designan tamaños relativos, proporcionales a la corriente de cadena). A partir de esto, son claramente reconocibles las diferencias en los flujos de los conectores.

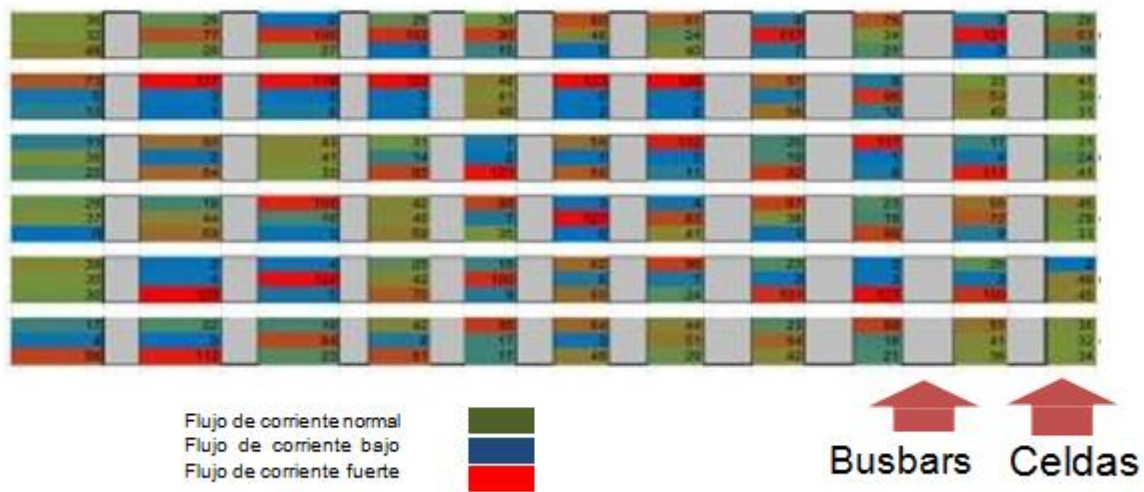


Figura 5-10: Tensión inducida en el sensor por la corriente de fase en los conectores de celdas. (Tamaños relativos proporcionales a la corriente de fase) [28]

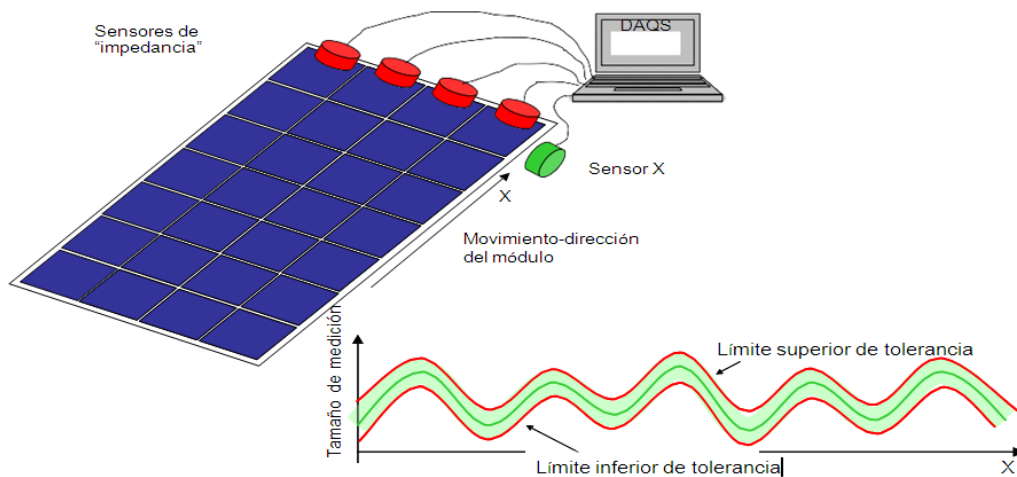


Figura 5-11: Método en línea para detectar errores de conexión de celdas [66]

A partir de estos experimentos, puede deducirse la propuesta de probar y luego usar el mismo procedimiento como un método en línea para la producción de módulos.

Con base en el método de medición inductiva, se podrían ubicar sensores en paralelo a la cinta transportadora, que durante la etapa intermedia, por ejemplo antes o después de la laminación, investiguen la conductividad y la calidad de las juntas de soldadura, como una función de la posición. La figura 5-11 muestra esquemáticamente esta estructura:

Luego de las pruebas fundamentales, realizadas exitosamente, siguen abiertos los aspectos siguientes, que se recomiendan para estudios adicionales dentro del proyecto de desarrollo:

- La definición de los valores límites permisibles de las desviaciones
- La correlación con otros métodos de medición (EL, IR, etc.)
- Influencia del flujo de iluminación / electricidad durante la medición

- Idoneidad para diferentes tecnologías de celdas / módulo (por ejemplo, contactos en lámina posterior)
- Puesto de medición con sensores múltiples y adquisición de datos
- Probar combinación de métodos diferentes
- Desarrollo de un "software inteligente" (por ejemplo, con método de auto aprendizaje)
- La instalación y prueba de un prototipo de sistema en una línea de producción de módulos
- Implementación del producto industrial con socios industriales

Solicitud por fuego de componentes

Con el uso de paneles solares en y dentro del edificio, los módulos solares han sido declarados, desde el 2012, por el DIBt, con limitaciones, como productos regulados de la construcción. Estos incluyen módulos fotovoltaicos agregados, integrados e independientes de un edificio, con un ángulo de instalación de menos de 75° y una superficie de cubierta de vidrio, mecánicamente fija, de máximo 2m² (67). Si los módulos están instalados en un sistema integrado con él, es decir, éstos reemplazan la capa exterior del techo, el distribuidor en Alemania debe llevar un certificado de evaluación general sobre la resistencia suficiente para llamas y radiación de calor (67). De acuerdo con los códigos de construcción de los estados, los productos de construcción deben tener inflamabilidad normal para poder ser instalados en los edificios.

Inflamabilidad normal significa que se cumple con los requisitos de la norma EN 13501-1, y al menos, a la clase E. Esta clasificación de inflamabilidad describe un método de prueba, en el que a la muestra se aplica una llama del tamaño de la de un fósforo, para así investigar la inflamación.



Figura 5-12: Método de prueba para la inflamabilidad según la norma EN 13501-1

Las clasificaciones de incendio habituales, a las que son sometidos los módulos, pertenecen a la UL americana 790 y describen un método de prueba para techos. Las clases de fuego utilizados ahí no se conocen en este país, y por lo tanto, deberían complementarse con las clasificaciones apropiadas, que dan una estimación conocida a lo que se utiliza normalmente.

Para ello recomendamos un etiquetado consciente de productos, de acuerdo a la clasificación europea EN 13501-1.

Como los módulos fotovoltaicos generalmente no corresponden a los requisitos del tamaño especificados en el método de la prueba (ISO 11925-2), no es posible realizar una investigación de todo el producto. El fabricante de módulos puede solicitar una declaración de todo el producto, siempre que haya una prueba para el comportamiento ante el fuego, tanto del material compuesto laminado, así como de otros materiales poliméricos críticos. Las cajas de conexiones, conectores y cables fotovoltaicos, se les debe probar su inflamabilidad de acuerdo con las normas IEC 62790 (o EN 50548), IEC 62852 (o EN 50521) y prEN 50618 (o TÜV Rheinland 2PfG 1169), con una prueba de filamento incandescente o de flama de gas. Aquí también se evalúa si los materiales escurren en estado ardiente o incandescente.

Hasta ahora no existen requisitos normativos ni requisitos contra incendios para las uniones adhesivas usadas en componentes. Con pruebas internas y externas de laboratorio, hay que investigar el adhesivo y las conexiones adhesivas entre laminado y el marco, y también la caja de conexiones, para ver si es que existen desviaciones respecto a los requisitos de la clasificación europea.

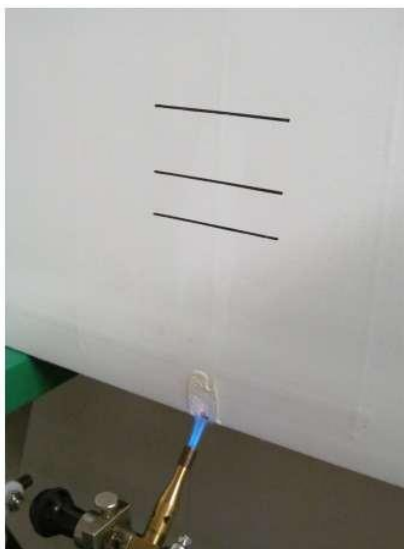


Figura 5-13: Calificación de la inflamabilidad del material

Estas pruebas sirven para la calificación del material, pero, debido a la descripción del test, no son comparables con la clasificación de la norma EN13501-1.

En consecuencia, hay que declarar el comportamiento del fuego de los componentes y del módulo bajo estos requisitos. Este etiquetado adicional ayuda a los planificadores, arquitectos y, sobre todo, a los instaladores, a evaluar los riesgos de inflamabilidad existentes.

Con el fin de analizar más a fondo cómo se deben estimar los requisitos normativos tecnológicos de incendio para cajas de conexión, se realizaron con diversos elementos de

pruebas, series de comparación para establecer la inflamabilidad de los componentes de la caja.

El objetivo era comprender si los requisitos de prueba según las reglas establecidas para las cajas de conexión del módulo eran suficientes, y, por lo tanto, la inflamabilidad de los materiales era suficientemente baja, frente a la ocurrencia de un arco eléctrico.

Los elementos que presentan potenciales de riesgo ante la formación de un arco eléctrico en una caja de conexión son, básicamente: diodo de derivación, el ingreso y la conexión de las cadenas principales, y de los cables.

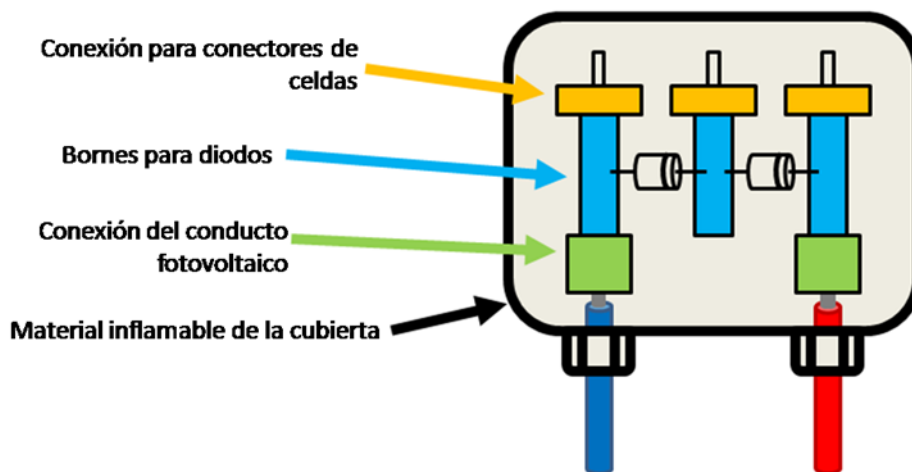


Figura 5-14: Caja de conexiones fotovoltaica con conexiones de terminales

En el surgimiento de un arco eléctrico, puede suponerse que los materiales circundantes se ven afectados negativamente por las temperaturas extremadamente altas del arco ($> 5000\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Para la clasificación de la seguridad, se debe investigar si los materiales circundantes pueden provocar una propagación del fuego en la eventualidad de un arco. Esto es, en caso que las partes ardientes del material escurran o puedan seguir ardiendo de forma independiente luego de la extinción del arco. Esto es de particular importancia en el caso de instalar un interruptor o desconector.

En TÜV Rheinland se llevaron a cabo investigaciones detalladas, que fueron más allá de la normativa, las cuales complementan el trasfondo normativo de la prueba para montajes experimentales reales. Las pruebas con fuego se llevaron a cabo sobre la base de la prueba según la norma EN 60695-11-20, que también se utiliza en la norma EN 50548 para FV, aplicación en cajas de conexiones. En todo caso, y en conformidad con la norma EN 60695, todas las muestras fueron alineadas verticalmente. Debido a que los módulos son instalados en su mayoría con una inclinación de 20° a 60° , (sin contar las instalaciones de fachada), para la planta experimental se escogió también una estructura inclinada. Como puede verse en la figura 5-15 siguiente, para la instalación de la prueba se eligió un ángulo entre 30° a 50° , para determinar si esta disposición tiene un impacto en las propiedades del fuego de la caja de conexión.

Además, se pretendía determinar sobre la base de este sistema experimental, qué tan crítico es el impacto de los materiales que eventualmente goteen sobre los materiales reales de construcción; por ejemplo, aquellos subyacentes al bastidor, materiales de aislación, etc. Esto tiene especial importancia en la consideración de las plantas de techo integradas.

La llama de prueba fue aplicada en los puntos donde un arco, en caso de falla, puede ocurrir en la práctica.

La llama empleada es la de 500 W descrita en EN 60695-11-20. La llama se aplicó en 5 ciclos de 5 segundos de fuego, con una pausa cada 5 segundos, tal como se describe en esta norma.



Figura 5-15: Llama aplicada en la cubierta, en la zona de las conexiones de los conductores y flama aplicada en la unión del cable del objeto de prueba. (Fuente: TÜV Rheinland).

Con el fin de determinar si el subsuelo podría encenderse por el goteo del material en llamas, se dispuso una capa fina de lana de algodón a 300 mm por debajo de los puntos en llamas; tal como se describe en EN 60695-11-20.

Para evaluar la prueba, se recurrió de nuevo a la norma EN 60695-11-20, registrando el tiempo de la postcombustión o de resplandor, y se observó si el material se escurría y si la base de lana de algodón se encendía.

Tabla 5-1: Criterios de evaluación para los resultados de las pruebas (fuente: DIN EN 60695-11-20)

Criterios	Categoría 5VB
Postcombustión con llama más la luminiscencia residual después de la quinta exposición a llama	≤ 60s
Se encendió la lana de algodón por la quema de partículas o gotas del dispositivo bajo prueba	no
¿Muestra completamente quemada?	no

Tabla 5-2: Descripción general - Comparación de los ensayos realizados empleando la medida normativa.

	Configuración de prueba aplicada	Configuración de prueba normativa (EN50548)
--	-------------------------------------	---

Objeto de prueba	Caja de conexiones completa montada en el suelo	Muestra de material del patrón final
Inclinación	30° a 50° respecto a la vertical	Vertical
Distancia al suelo	300mm	
Capa sobre el suelo	Una disposición de lana de algodón no apretada	
Llama de prueba	Llama de 500 W - según la norma EN 60695-11-20, calibrada según IEC 60695-11-3	
Exposición al fuego	5 veces (5 segundos en llamas + 5 segundos de pausa)	
Punto de aplicación	Desde el exterior, en el área del terminal de conexión para conductores FV	Borde inferior de la prueba
Evaluación	5VB según DIN EN 60695-11-20, Párr.8.4 (ver cuadro 1)	

Se realizó un total de 45 pruebas de inflamabilidad. Para ello, se sometieron a la prueba muestras de 8 fabricantes diferentes y un total de 19 tipos de cajas de conexión diferentes. Con el fin de confirmar la reproducibilidad de las pruebas, se llevó a cabo, dentro de lo posible, más de una prueba según el tipo y material de la caja de conexión.

Resultados

Las pruebas han demostrado que la mayoría de los objetos de prueba pudo cumplir con los criterios. Sólo 13 exposiciones a llamas tuvieron que ser consideradas como “no cumplen”.

Un material fue especialmente llamativo, porque se quemó en la disposición usada, con una postcombustión larga, y encendió la lana de algodón y el material de contra piso, al gotear. No obstante, en una prueba complementaria, con la disposición exacta según EN60695-11-20, el material cumplió todos los requisitos (!).

Otras pruebas mostraron que el material de la carcasa misma no es, a menudo, el que en la práctica constituye un riesgo, sino que lo eran las partes adosadas, tales como tuercas en las uniones de cables, o las prensa-estopas o sellos, las cuales eran los que promovían más el fuego.

Resultado

Las pruebas presentadas aquí forman la base para las investigaciones sobre el comportamiento de los componentes de las cajas de conexión bajo la influencia de una llama o respectivamente, de un arco eléctrico, en relación con los materiales de construcción

circundantes.

Recomendación para la normalización:

La propuesta de prueba práctica concreta debiera ser considerada en una futura adaptación de la norma EN 50548 y tendría que ser integrada en un concepto integral de seguridad del producto, con miras a las instalaciones prácticas.

El pegado de los laminados y las cajas de conexión: pruebas de tracción

La capacidad de influencia de las conexiones laminares defectuosas entre materiales de encapsulación y hojas posteriores aislantes de los módulos fotovoltaicos, en el proceso de corrosión en conectores (a través del agua difusa), tiene en el comportamiento a largo plazo, desde una perspectiva de seguridad técnica, un papel de tan gran importancia, como la integridad mecánica y el impacto en el comportamiento de rendimiento.

Para determinar qué tan alta es la adhesión entre las unidades de laminado, se puede determinar la fuerza de adhesión, a través de pruebas de tracción; mediante mediciones comparativas, también antes y después de las condiciones ambientales simuladas.

Pruebas comparativas de TÜV Rheinland [68] muestran que las cualidades de los laminados instalados en campo se diferencian fuertemente en cuanto a la fuerza de tracción. (Figura 5-17 y figura 5-18).



Figura 5-16: Plataforma para probar la fuerza de despegado

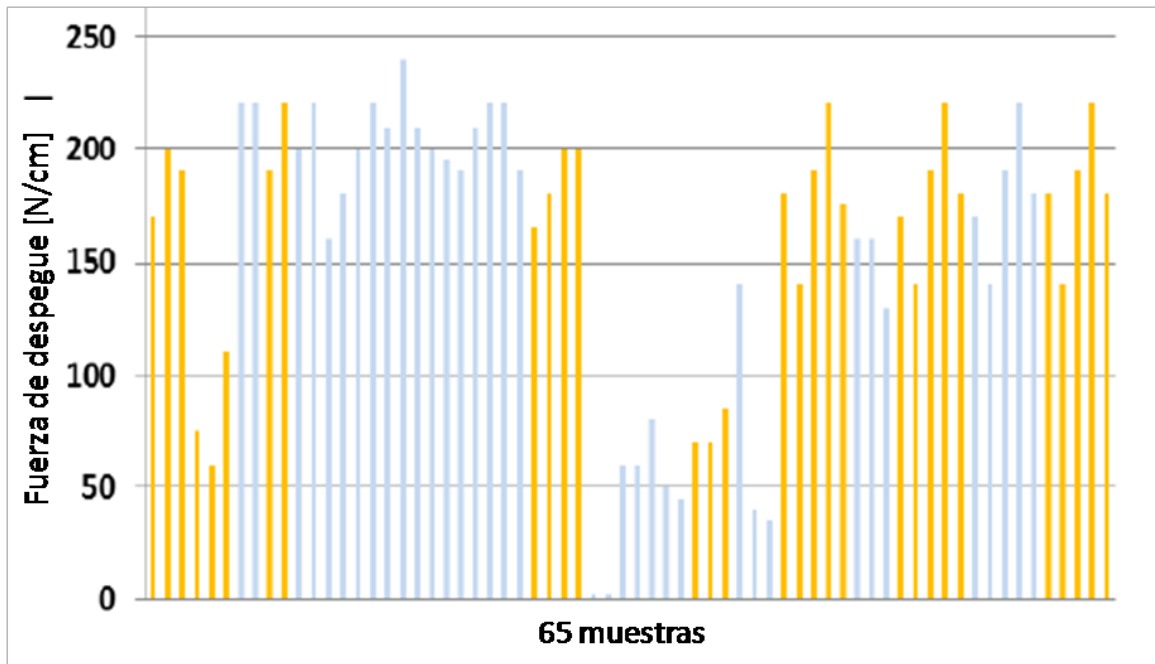


Figura 5-17: Muestra de la serie de comparaciones para determinar la resistencia a la tracción de los materiales compuestos laminados entre EVA y lámina posterior.

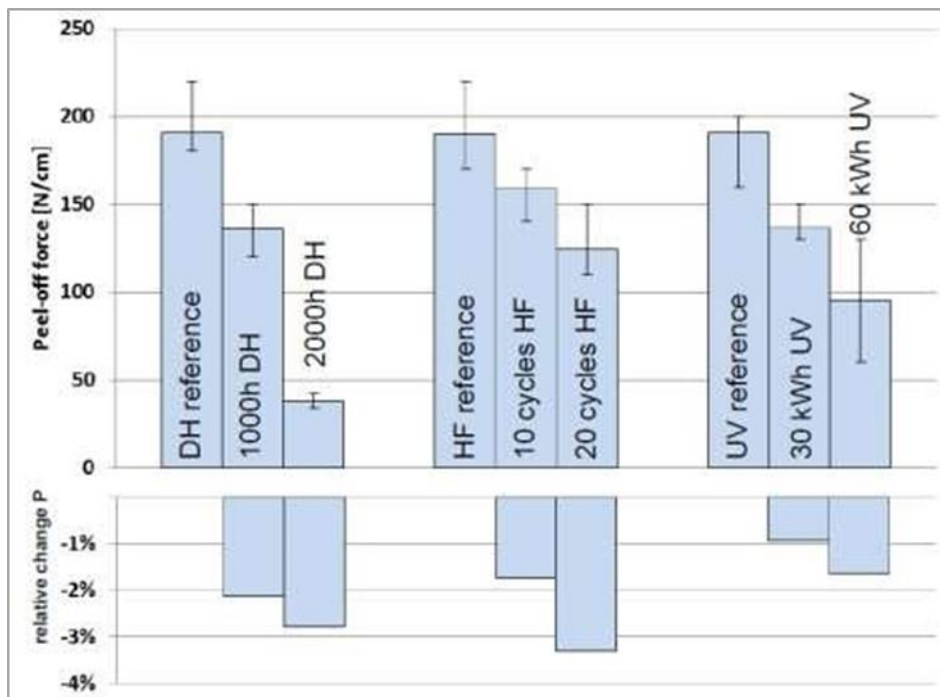


Figura 5-18: Determinación del envejecimiento antes y después de las condiciones ambientales simuladas en el ejemplo de la adherencia de capas de laminado.

La fuerza adhesiva se ve afectada por el envejecimiento. Debido a las influencias ambientales, la lámina posterior se vuelve frágil. Esto conduce, no sólo a una reducción en las propiedades aislantes, sino también a un envejecimiento acelerado del contacto.

Para determinar la calidad del laminado, las siguientes propiedades mecánicas pueden usarse y examinarse con este propósito:

- Diagrama de tensión y deformación antes y después del envejecimiento
- Límite de estiramiento y la resistencia a la tracción
- El cambio del módulo—E



Figura 5-19: Ejemplo de deslaminación cerca de una barra colectora

Para la fuerza de retención de las cajas de conexión vale, según las normas vigentes, p.ej., dentro de la UL 1703 (estándar para módulos fotovoltaicos FlatPlate), que los cables de conexión se ponen a prueba en los "tests de cableado del compartimiento", con el peso máximo del módulo, pero con un mínimo de 155 N. Esto equivale a la carga que se produciría cuando, por un manejo claramente erróneo en la práctica, los módulos se transportan inadecuadamente, boca abajo y sostenidos de los cables de conexión.

Sin duda, se puede discutir sobre esta gran fuerza de sujeción, ya que es cierto que una carga así, en la práctica, podría explicarse solamente mediante la instalación por personal no entrenado, lo que debe evitarse, aunque se haga la prueba. Además, está definida la prueba de compartimiento de cableado, en la que se tira los cables de conexión con 89 N en diferentes direcciones. La "prueba de robustez de la terminación" de la IEC 61215 (resp. IEC 60068-2-21) está por bajo estos requisitos de carga, ya que se tira los cables de conexión con menos de 40 N.

En los debates actuales sobre la futura edición 3 de la norma IEC 61215, se pretende que la prueba se adapte para manejar situaciones propias de la práctica, con cargas en función de las secciones transversales de los conductores (hasta 155 N en conductores de sección transversal 55 mm). Asimismo, se integrará una prueba de torsión, la cual debe simular una torsión de cables durante la instalación. Además, se pretende incluir en la siguiente edición una

prueba de la fuerza de mantenimiento de la caja de conexiones (con 40 N durante 30 minutos), con la que se solicita el pegamento, resp. la unión con la hoja posterior. El resultado de la prueba se evalúa en función de las propiedades de aislación (fisuras de fuga).

En tracción natural vertical, dependiendo del peso de los cables y conectores, el peso es de sólo unos pocos gramos. Las pruebas existentes se refieren a la fuerza de retención suficiente de conexiones de tornillo o a conexiones permanentes entre la caja de conexiones y los cables del módulo, pero también a la durabilidad de la unión adhesiva entre la caja de conexiones y la hoja posterior.

A partir de las secuencias de pruebas anteriores, el estándar de prueba IEC ofrece definiciones orientadas a la aplicación, con el fin de investigar en la producción y en base a muestras, la capacidad de sujeción del cable del módulo a la caja, ya sea como control de entrada de insumos por parte del proveedor o en la entrega del módulo fotovoltaico terminado.

La determinación de las resistencias de contacto en las conexiones críticas en la caja de conexiones del módulo

Con la enmienda A2 propuesta actualmente en la ES 50548 o en la primera edición prevista de IEC 62790 (cajas de conexión para módulos fotovoltaicos), se han definido adiciones con respecto a los requisitos relevantes de protección contra el fuego. Estas se refieren principalmente a la fiabilidad de las conexiones de contacto dentro de la caja de conexiones. Para mejorar la calificación de las resistencias de contacto, se realizan mediciones para determinar la resistencia de transición entre los puntos de conexión del cable del módulo y los conectores de celdas, dentro de la caja de conexiones. Las mediciones de comparación se llevan a cabo antes y después de la prueba de cambios de temperatura.

La resistencia de contacto no debe exceder un total de 5 mili ohmios como valor inicial, y no podrá crecer en más del 150% después de la prueba de envejecimiento. Para la medición, la caja de conexiones está en cortocircuito en los terminales de conectores de celdas, y se energiza con 1A (ver figura 5-20).

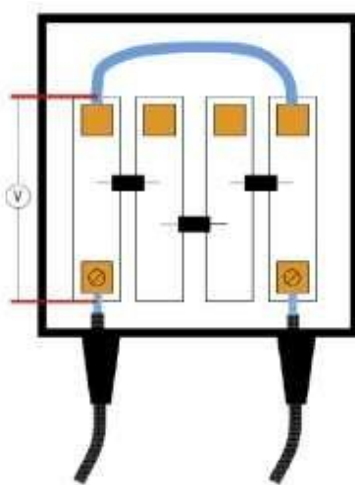


Figura 5-20: Los puntos de medición para determinar la resistencia de contacto dentro de la caja de conexiones (EN 50548: 2011 + A1: 2013)

Los conectores internos (dentro de la caja de conexiones), deben cumplir además con los requisitos de las normas EN 50521: 2012 y IEC 62852 ed.1 (FDIS) (Conectores para plantas fotovoltaicas), en las cuales, la prueba acelerada de ciclos de temperatura tiene un número de ciclos de 800.

En un inminente complemento de la parte 1 de la norma de seguridad para los módulos fotovoltaicos EN 61730- 1: 2007 / A11: 2014 "Módulos fotovoltaicos (FV) - calificación de seguridad - Parte 1: Requisitos para la construcción", se requiere para Europa que los componentes, tales como cajas de conexión y enchufes cumplan con los requisitos estándar mencionados antes. Este no ha sido, hasta ahora, el caso en la versión de la norma IEC. Aquí se sigue trabajando en la mejora de las normas de seguridad mediante una segunda edición de la serie IEC 61730.

Inflamabilidad de láminas posteriores

Actualmente se exige a las láminas posteriores, dentro de la norma IEC 61730-1 sobre el estándar ASTM EE 162, el ya mencionado índice de propagación de llama, con un valor máximo de 100 FSI. Este valor se calcula a partir de las propiedades de propagación de la llama en la muestra de prueba, dentro de marcas de medición predefinidas. El resultado queda determinado, además de por la velocidad de propagación de la llama (mientras más rápida la propagación, más alto será el FSI), por la temperatura en la unidad de escape de gases.

Por medio de piezas de prueba de diversos fabricantes de papel de aluminio, se aplicó una serie de pruebas de comparación, a películas posteriores y frontales, por diversos métodos (ISO, ASTM, UL).

El objetivo del estudio fue determinar las tendencias en materiales y sus propiedades, y permitir una selección preliminar cualitativa de los materiales del módulo, como componentes del equipo, a través del desarrollo de métodos de prueba apropiados.

Hasta ahora, falta la estimación en cuanto al comportamiento durante fuego en el producto final.

Para las pruebas estaban disponibles los materiales: APA, ETFE, PPE, TPT y PA (barrera de vapor convencional). Además de la mencionada norma ASTM, se utilizaron las normas ISO 11925-2 (también de importancia como una base de pruebas para la clasificación de los materiales de construcción), ISO 5658-2 y 95/28 CE.

Tabla 5-3: Descripción general de las muestras de ensayo y las pruebas aplicadas

Laboratorio-NR	Letra	Prueba	Masa	Espesor	Material	Cantidad
L20056A	A	UL 94	200*50	0,43	APA	15
L20056B	A	ISO 11925-2	250*90	0,43	APA	12
L20056C	A	ISO 5658-2	800*155	0,43	APA	3
L20056D	A	95/28 EG	560*170	0,43	APA	3
L20057A	B	ASTM E 162	457*152	0,1	ETFE-frontsheet-F1	4
L20057B	B	ISO 11925-2	250*90	0,1	ETFE-frontsheet-F1	12
L20057C	B	ISO 5658-2	800*155	0,1	ETFE-frontsheet-F1	3
L20057D	B	95/28 EG	560*170	0,1	ETFE-frontsheet-F1	3
L20058A	C	ASTM E 162	457*152	0,28	TPT	6
L20058B	C	ISO 11925-2	250*90	0,28	TPT	24
L20058C	C	ISO 5658-2	800*155	0,28	TPT	6
L20058D	C	95/28 EG	560*170	0,28	TPT	6
L20059A	D	ASTM E 162	457*152	0,35	PPE	4
L20059B	D	ISO 11925-2	250*90	0,35	PPE	12
L20059C	D	ISO 5658-2	800*155	0,35	PPE	3
L20059D	D	95/28 EG	560*170	0,35	PPE	3
Klimamem.	E	ASTM E 162	457*152	0,06	PA (aislación cortavapor)	6
Klimamem.	E	ISO 11925-2	250*90	0,06	PA (aislación cortavapor)	14
Klimamem.	E	ISO 5658-2	800*155	0,06	PA (aislación cortavapor)	4
Klimamem.	E	95/28 EG	560*170	0,06	PA (aislación cortavapor)	6
Klimamem.	E	UL 94	200*50	0,06	PA (aislación cortavapor)	12

En resumen, se puede verificar que, para todas las muestras de prueba, para cada una de las pruebas, la evaluación del comportamiento ante el fuego se efectúa de manera similar. Por lo tanto, la declaración sobre la calidad de los materiales se refleja en cada aplicación de pruebas, por lo que en un principio todos los métodos parecen ser igualmente adecuados.

Con la norma ISO 11925-2, no se probó solamente una muestra, sino que también se probó el uso de silicato de calcio (CaSi) como un compuesto de sustrato. La muestra de hoja o película no se pegó al silicato de calcio (CaSi), sino que se sujetó. Los resultados difieren significativamente de los resultados sin CaSi, por lo que una prueba con cada película (consistentemente negativos a excepción de ETFE) no es comparable con una prueba orientada a la aplicación final. Una protección con CaSi mostró una propagación de la llama similar a la de la aplicación de la clasificación de materiales de construcción en el producto final (módulo como un material compuesto).

Las láminas C y D mostraron un comportamiento del material encendido bastante violento, lo que en la realidad no ocurriría de tal modo, por ser un material compuesto. Las películas finas se comportan en general mejor, pues escapan rápidamente al calor por fusión. En los materiales compuestos, sin embargo, son el PVB o EVA quienes determinan de nuevo las características anti-incendios, las cuales son potencialmente peores que las de las películas de lámina posterior, lo que podría suponer potencialmente un problema en láminas posteriores más delgadas.

Todas las pruebas son apropiadas para encontrar una preselección de películas para láminas posteriores. Sin embargo ellas no reemplazan las pruebas orientadas a la aplicación final de

materiales compuestos. La norma ASTM no es suficiente para hacer una declaración fiable sobre la hoja posterior en el producto total “módulo”.

Sin embargo, todos los estándares ofrecen la posibilidad de determinar la calidad de los materiales individuales. En la ASTM E 162 e ISO 11925-2 es posible utilizar el CaSi como un sustrato, lo que, sobre la base de comparaciones con las muestras finales (módulo: prueba en hoja posterior, ver 02/2011), promete una tendencia significativa.

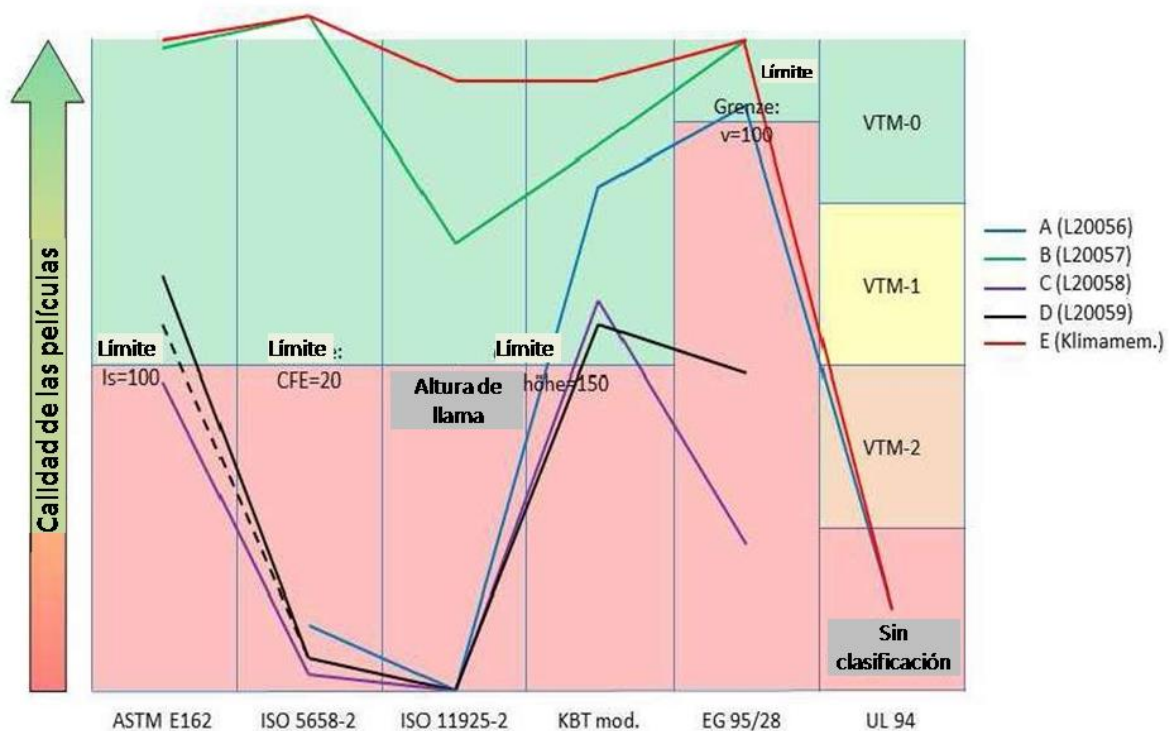


Figura 5-21: Información general de las muestras de ensayo y pruebas aplicadas.

Recomendaciones para la estandarización:

Se recomienda incluir también pruebas orientadas a la aplicación final, en conformidad con los requisitos de la IEC 61730-1. Una prueba de inflamabilidad y de propagación de la llama, en sólo una hoja posterior de material polimérico, no es suficiente por sí sola.

Por otra parte, y a partir de las experiencias de pruebas de Currenta y TÜV Rheinland, en la prueba de carga en el techo UL 790 en los módulos (prueba de fuego dentro de la norma IEC 61730-2), se recomienda, en las pruebas individuales de láminas posteriores, incluir también lo que más tarde será el lado interior de la película, en una investigación de propagación de la llama; ya que aquí se utilizan, en parte, otros materiales en vez de las mencionadas láminas de capa de núcleo.

Estos resultados y conclusiones son puestos a disposición de la WG 2 – Normativa IEC TC 82 y también se encuentran en el proyecto actual de una revisión de los IEC 61730.

5.2.4 Medidas de seguridad en el transporte

En los capítulos anteriores se ha descrito el riesgo potencial de incendio de las grietas de celdas. En un caso concreto, en que ha circulado una corriente eléctrica en diagonal a través de una celda (como resultado de dos conectores de celdas que hacían mal contacto) se han producido daños menores por incendio, a lo largo de una grieta de la celda. Bajo esta motivación, se incluye también en esta guía una indicación de seguridad en el transporte y de precauciones con la carga.

Las vibraciones y los golpes mecánicos son causados por los movimientos transitorios u oscilantes durante el transporte, en los que la carga sale de su posición de equilibrio por efecto de baches en el camino, o incluso por el manejo irresponsable de los constructores.

En series de experimentos se ha determinado las frecuencias de resonancia (aproximadamente 11 Hz) de los módulos que están bajo el efecto de vibraciones (mesa vibradora) aplicadas por tiempos largos. En casos individuales, las cargas han sido suficientes para producir fraccionamientos y daños en las celdas [69]. Otras influencias durante el transporte, pueden no sólo afectar a la estabilidad mecánica de celdas, sino que también generar tensiones en el vidrio (por ejemplo, carga oblicua).

Las láminas posteriores de módulos se exponen, por una posición incorrecta en el transporte, a amenazas por el contacto con la grúa horquilla, por ejemplo, a las presiones del mástil, perforaciones por las puntas, etc.



Figura 5-22: Izquierda: Manejo incorrecto con presión de las puntas de la grúa horquilla. Derecha: transporte inadecuado de los módulos solares.

Con el fin de lograr el nivel más alto de reducción del riesgo de daños durante el transporte, se considera eficaz evitar los factores críticos para la seguridad y eficacia. Los daños mencionados, en las láminas traseras (arañazos, desprendimientos de material), causados por errores de transporte y manipulación, o bien por un embalaje insuficiente, han sido descubiertos en la práctica y representan un riesgo considerable antes del funcionamiento del sistema.

Por ese motivo se recomienda usar solamente embalaje de calidad, que esté certificado según estándar internacional IEC 62759-1, norma en la que se analiza la idoneidad de embalajes para transporte de módulos FV.

5.3 Operación segura de la planta

5.3.1 Evitar la formación de arcos eléctricos/sobrecalentamiento. Selección y dimensionamiento de componentes

Para prevenir casos de incendio, es importante evitar la formación de arcos y los sobrecalentamientos locales en la planta fotovoltaica.

El foco debe estar puesto aquí en la selección de componentes, diseño, instalación y mantenimiento de la mejor calidad posible, a pesar de la presión de precios existente. Es mucho más probable que un arco eléctrico se produzca en una planta fotovoltaica mal ejecutada que en una de alta calidad. Los fabricantes de componentes, así como también los proyectistas y empresas de montaje, deben tomar medidas adecuadas y obedecer los reglamentos.

68. Selección de componentes adecuados

El primer paso en el establecimiento de una planta fotovoltaica es la selección de sus componentes. Se deben seleccionar módulos, conectores, cables, inversores y otros componentes que planteen un riesgo muy bajo de incendio. Este es el caso, cuando el fabricante del componente es extremadamente cuidadoso con la calidad de los puntos de unión.

Específicamente para el **módulo**, esto significa que en la producción se debe poner atención a disponer el menor número posible de puntos de soldadura, ejecutados con una alta calidad, también en la caja de conexiones. Los tornillos deben evitarse en favor de los bornes de resorte. Los alivios de tensión del cable, cuidadosamente ejecutados en los cables de conexión del módulo, pueden prevenir que una tensión o carga en los cables, conduzca a daños en la conexión a la caja.

Los **conectores de enchufe** deben engatillar fácil y firmemente en su lugar y tener una resistencia de contacto permanentemente baja. En general, tanto en los conectores de enchufe como en las cajas colectoras, se debe tener cuidado en ocupar sistemas modernos, de fabricantes de marca reconocida.

En los conectores de tornillo existe el peligro de un contacto inestable, lo cual es potencialmente peligroso, el cual es mucho mayor que en los terminales de resorte modernos, por lo que no debieran seguir siendo utilizados.

Los **cables solares** deben ser altamente resistentes a los rayos UV y deben tener siempre una aislación doble, ya que así el riesgo de un arco paralelo es significativamente menor.

Los **inversores** con un control de aislación integrado hacen que una (primera) falla a tierra ya sea detectable, con lo que prácticamente se impide una conexión indirecta entre los dos polos, a través del potencial de tierra.

69. Planificación orientada a los arcos eléctricos

También con la planificación detallada de la construcción de una planta fotovoltaica es posible contribuir con mucho a la seguridad contra incendios. Al revés, hay algunos errores graves que deben ser evitados en la planificación de un sistema, ya que aumentan considerablemente el riesgo de una emergencia de incendio.

Los módulos fotovoltaicos de hoy están equipados con diodos de derivación que, durante un sombreado parcial, evitan voltajes altos inversos en las celdas y, de ese modo, protegen el módulo de sobrecalentamientos, los llamados hotspots. Sin embargo, estos diodos de derivación pueden fallar. Esto puede suceder por sobretensiones en la producción, transporte, instalación, o incluso durante la operación, si ocurre el impacto de un rayo en las cercanías.

Además, los eventos de sombreado de larga duración, o que cambian con frecuencia, conducen a menudo a una sobrecarga térmica y a un aumento de los ciclos de estrés de los diodos de derivación.

Por lo tanto, la mejor protección contra los puntos calientes es instalar los módulos de manera de evitar hasta donde posible los sombreados, especialmente aquellos prolongados. Particularmente las sombras afiladas debidas a luz solar intensa son perjudiciales y no debieran ocurrir. Menos críticas son las sombras en la mañana o al anochecer, cuando los rayos del sol están en un ángulo relativamente bajo, y las corrientes y el calentamiento adicional resultan relativamente bajos.

A menudo se integran elementos de seguridad, como fusibles o interruptores, en la parte de CC de las plantas fotovoltaicas. Uno debiera comprobar en cada caso individual si la medida es realmente útil, ya que cada componente adicional contiene en sí misma el riesgo de puntos de contacto adicionales y de otras fuentes de error. Un sistema “delgado”, con el menor número de componentes posibles, tiene la ventaja de que hay menos puntos en los que el sistema puede dañarse.

Los sistemas más pequeños, con menos de tres líneas paralelas, no requieren fusibles de cadena, ya que las eventuales corrientes internas de las cuales debieran proteger los fusibles, pueden ser soportadas por los módulos [35]. Esto se aplica para la mayoría de los sistemas sobre techo en casas individuales o multifamiliares. Si el uso de fusibles es de todos modos necesario, es esencial asegurarse de que éstos satisfagan las necesidades especiales de FV, donde la corriente de operación nominal es apenas menor que la corriente de cortocircuito.

Lo mismo se aplica para la instalación de interruptores en el cableado CC. Con ellos es posible dejar partes de la planta sin voltaje, lo que puede ser útil en caso de una reparación o de otros trabajos de construcción, o en el caso de una operación de rescate de bomberos (“interruptor del bombero”). Sin embargo, desde el punto de vista del peligro de un incendio en una planta fotovoltaica, los interruptores adicionales son simplemente otro punto de falla. Por ello, se debe evaluar si el objetivo de protección no puede lograrse también disponiendo los cables CC protegidos contra un contacto accidental, por ejemplo, al estar bajo el yeso o en canales de cables.

En caso de que se instalen interruptores, éstos deben estar diseñados para las necesidades especiales de las plantas fotovoltaicas. No es suficiente usar interruptores estándar CC y respetar la información sobre sus corrientes y tensiones máximas, ya que en fotovoltaica se presenta una característica corriente y tensión diferente a la de las fuentes normales de tensión directa.

Un error grave, que todavía se comete de vez en cuando, es la colocación de los componentes de la planta en salas con material altamente inflamable, por ejemplo, paja, basura o aserrín.

Especialmente el inversor, que a su vez genera calor, no debe ser instalado en este tipo de entorno, bajo ninguna circunstancia.

Otros componentes, que no deben estar en este tipo de espacios son, por ejemplo, los cables, ya que se aumenta el riesgo de incendio, por el hecho de que pueden calentarse o saltar alguna chispa en la instalación, lo que puede desatar un incendio.

70. Instalación correcta

De importancia particular en la construcción de plantas fotovoltaicas a prueba de fuego es el equipo de instaladores. En el pasado ocurrían frecuentes daños, debido a faltas flagrantes durante la instalación.

Las fallas de instalación especialmente críticas que se han producido en el pasado, afectaron a los conectores enchufables integrados. Errores muy peligrosos y, lamentablemente todavía ocasionales, afectan a una introducción incompleta o al acoplamiento de conectores de diferentes fabricantes. Esto último puede ocurrir, incluso si los conectores de diferentes fabricantes son mecánicamente compatibles, ya que es posible que aumente la resistencia de contacto, conduciendo a un calentamiento y daño creciente, a largo plazo, en la conexión. Al ejecutar las conexiones en terreno, hay que asegurarse de que las herramientas son las apropiadas para asegurar la presión óptima.

Otros problemas con el cableado se refieren a su enrutamiento incorrecto, sin la suficiente fijación, por encima de bordes afilados, el no respeto de radios de curvatura mínimos o el paso por encima de muros cortafuego que separan sectores de incendio.

Para evitar arcos desde los conductores que eventualmente transportan a tierra la corriente captada por un pararrayos, hacia los componentes y el cableado de una planta fotovoltaica, debe mantenerse al menos 0,5 m de distancia entre ambos sistemas (véase el capítulo 3.5.1). Un cálculo de la (mínima) distancia de separación “s” se describe en la norma EN 62305-3 (VDE 0185-305-3).

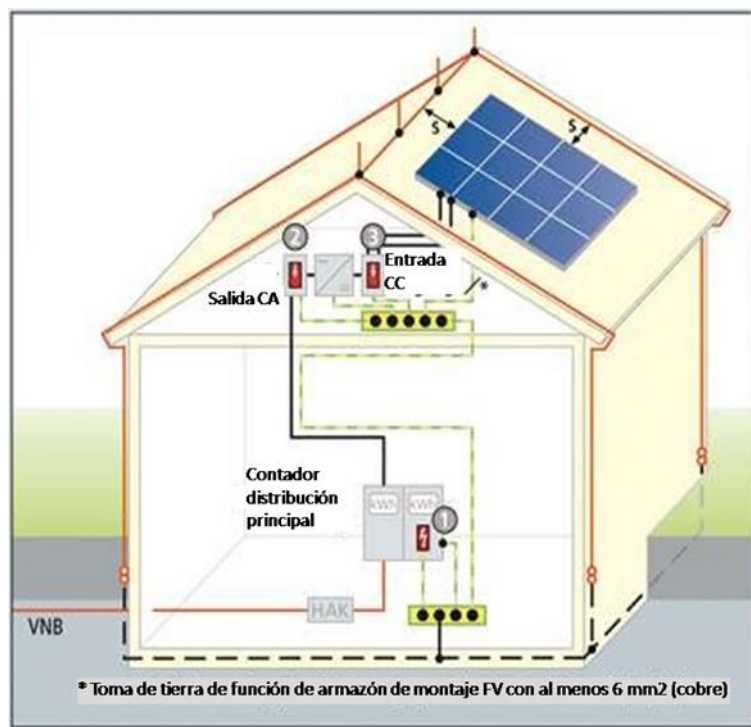


Figura 5-23: Concepto de protección contra sobretensiones para una planta fotovoltaica con protección externa contra rayos, con distancia de separación “s”, fuente: Dehn, planificador de rayo [70]

Esto no afecta, eso sí, al conductor igualador de potenciales, que siempre debe conducirse muy cercano a los cables DC. También se debe cuidar que el tamaño de los bucles formados por el cableado, se mantenga tan bajo como sea posible, de modo que cuando ocurra una caída de rayo, se induzcan las sobretensiones menos peligrosas posibles.

Al mismo tiempo, se debe mantener lo más baja posible la posibilidad de un arco paralelo, es decir, el contacto eléctrico a través del aire entre dos conductores de polaridad opuesta.

Ambos requisitos se conjugan a través de un tendido de cables doblemente aislados, puestos uno al lado del otro, o bien idealmente, con el tendido de las dos líneas principales en dos sistemas de conducción de cables directamente adyacentes o con una pared divisoria. El uso de sistemas de conducción de cables separados para el positivo y el negativo, está prescrito solamente cuando se instala en un entorno combustible.

En algunas faenas se ha observado que, por comodidad de algunos instaladores, los módulos se llevan colgando de los cables. Aunque los terminales de los cables suelen tener un aliviador de tensión, no están diseñados para estas cargas. Este proceder debe evitarse absolutamente.

Si se emplean fusibles o interruptores de cadena DC, es necesario garantizar que éstos pueden llevar permanentemente la corriente de la instalación. La capacidad de transporte de corriente puede disminuir debido al calentamiento, cuando los componentes se instalan directamente al lado del otro.

También en la instalación de inversores deben observarse estrictamente todas las distancias mínimas especificadas. Esto se descuida a menudo, pero puede tener consecuencias graves, cuando los componentes de la planta fallan debido al sobrecalentamiento resultante, o incluso llegan a incendiarse. No se permite el montaje sobre materiales combustibles, como la madera.

Si no se dio cuenta del peligro durante la planificación de la planta, a estas alturas una empresa instaladora especializada formal debiera renunciar por completo a la instalación de los componentes de la planta en ambientes con materiales altamente inflamables (por ejemplo, heno, paja, aserrín, combustible, etc.).

71. Pruebas de aceptación y mantenimiento regular

La norma DIN EN 62446 (VDE 0126-23): 2010-07 describe, además de los puntos que debe contener una documentación del sistema, las siguientes pruebas y mediciones para la puesta en marcha, así como los controles y medidas periódicas para una operación segura.

(Compilado hecho sobre la base de la siguiente información: [71])

Todas las pruebas durante el montaje y al término de la obra, deben llevarse a cabo según la norma IEC 60364-6 (DIN VDE 0100-600:2008-06).

Inspección del sistema de corriente continua:

- Hay que comprobar la documentación que indique que se ha elegido, diseñado y construido el sistema de corriente continua, en general, según los requisitos de la norma IEC 60364-6 y, en particular, de acuerdo con los requisitos de la norma DIN VDE 0100-712.

- Los componentes de corriente continua están diseñados para funcionar con este tipo de corriente, con la tensión máxima del sistema de corriente continua y con la corriente nominal máxima.
- Se ha realizado una protección mediante la aplicación de la clase de protección II, o con una aislación equivalente en el lado de la CC.
- Cables de cadena FV, cables de generador FV y los cables principales del sistema de corriente continua han sido elegidos e instalados de manera que el riesgo de defectos a tierra y cortos circuitos se reduzcan al mínimo. Esto se obtiene, normalmente, con el uso de cables con aislación protectora y con aislación reforzada (a menudo llamados de "doble aislación").
- El sistema de cableado ha sido seleccionado y construido de manera que pueda soportar las influencias externas esperables, como viento, hielo, temperatura y exposición a la luz solar.
- Los cables de las cadenas de sistemas sin dispositivos de protección contra sobrecorrientes en las cadenas, hay que dimensionar dichos cables, para mayor seguridad, con una mayor sección que la requerida para el máximo de corriente inversa teóricamente posible. Los cables de cadena deben estar diseñados de manera que puedan absorber el flujo de retorno más alto desde los cables paralelos.
- Una conexión en paralelo de cadenas puede realizarse sólo con cadenas de la misma polaridad y aproximadamente la misma tensión en circuito abierto. De lo contrario, se pueden producir fallas peligrosas e incontrolables por los sistemas de protección.
- En sistemas con dispositivos de protección contra sobre-corriente de cadena (ramal), éstos deben estar instalados y configurados correctamente, bajo las condiciones técnicas locales de conexión o de acuerdo con las instrucciones del fabricante para la protección de los módulos fotovoltaicos.
- Debe instalarse un interruptor de corriente continua operable bajo carga en el lado de la corriente continua del inversor.
- Si hay diodos de cadena incorporados, su tensión de bloqueo debe ser de al menos 2x UOC STC de la cadena FV. Los circuitos de protección (por ejemplo, protección contra

sobretensiones, condensador amortiguador conectado en paralelo) son en realidad inusuales, pero deben ser tenidos en consideración.

- Si un conductor de corriente continua está puesto a tierra, debe existir por lo menos una separación sencilla entre el lado de corriente alterna y el de corriente continua. Las conexiones a tierra deben estar protegidas contra la corrosión.
- Si se han instalado conductores igualadores de potencial, deben estar tendidos de forma paralela y a la menor distancia posible de los cables/conductores CC y CA y accesorios.

Protección contra el sobre-voltaje:

- El área de todos los bucles del cableado debe ser lo más pequeña posible, para reducir tensiones inducidas, causadas por rayos.
- El conductor igualador de potenciales existente del armazón del generador fotovoltaico debe estar conectado a tierra. Estos conductores deben estar paralelos y en un contacto tan cercano como sea posible, a los cables de CC.
- Los marcos del módulo no deben estar conectados a tierra de forma individual.

El sistema de corriente alterna ha sido seleccionado, diseñado y construido, en general, según los requisitos de la norma IEC 60364 y, específicamente, en concordancia con los requisitos de la norma DIN VDE 0100-712.

- En el lado de la corriente alterna debe haber un dispositivo para separar el inversor, que se puede realizar, por ejemplo, a través de los fusibles de línea precedentes.
- Todos los dispositivos de conmutación y de separación deben estar conectados de tal manera que la planta fotovoltaica se sitúe en el “lado de la carga” y que el suministro público se encuentre en el “lado de la alimentación”.
- Los parámetros de funcionamiento del inversor deben estar programados en conformidad con las condiciones técnicas locales de conexión, o de acuerdo con las instrucciones del fabricante.

- Todos los circuitos, dispositivos de protección, interruptores y terminales tienen rotulaciones apropiadas:
- Deben existir advertencias de prevención sobre la tensión, incluso después de la desconexión de la alimentación desde la red.
- El interruptor de alimentación de corriente alterna debe estar claramente etiquetado.
- En el punto de interconexión con la red debe haber advertencias de prevención respecto a la duplicidad del suministro.
- En el lugar debe existir un diagrama esquemático de la instalación.
- En el lugar deben estar indicados los ajustes de las protecciones del inversor, así como los detalles de la planta.
- En el lugar deben estar indicados los procedimientos de apagado de emergencia.
- Todas las inscripciones y señalizaciones deben estar fijas de manera permanente y adecuada.

Pasos de las pruebas:

La parte que sigue trata de las mediciones exigidas por la norma VDE 0126-23, para explicar al práctico los pasos necesarios de la prueba y su ejecución técnica en el trabajo diario:

1. Prueba de todos los circuitos de corriente alterna, según DIN VDE 0100-60
2. Examen del sistema de corriente continua
3. Prueba de continuidad de los conductores de protección y igualación de potenciales

4. Prueba de polaridad de cada cadena
5. Prueba de tensión en circuito abierto de cada cadena
6. Prueba de corriente de cortocircuito de cada cadena
7. Prueba de funcionamiento
8. Medición de la resistencia de aislación de los circuitos de corriente continua

Esta secuencia de mediciones dada por la norma no es siempre el camino más rápido para el práctico, sin embargo, es más razonable realizar los puntos de prueba en dicha secuencia.

Las mediciones con la cadena abierta debieran juntarse, es decir, sólo después de la evaluación de la medida de aislación, efectuar la prueba de funcionamiento, con la puesta en marcha del inversor.

En una planta fotovoltaica, los arcos eléctricos no se generan normalmente de golpe y sin previo aviso, sino que, generalmente, son desencadenados por el envejecimiento (degradación). Incluso ya antes de llegar a esta situación es posible detectar algunos signos. A través de una mantención regular (por ejemplo, cada 2 años), se pueden detectar oportunamente los puntos críticos y corregir a tiempo los defectos.

La prueba más importante es una inspección visual general de la planta, hecha por un experto. Muchos daños pueden detectarse fácilmente sólo con la vista. Estos incluyen, por ejemplo, rotura del módulo, decoloración o deformación de módulos y cajas de conexiones, cables porosos o raspados, enchufes fundidos por el calor o suciedad excesiva.

El calentamiento puede ser localizado efectivamente mediante una cámara de infrarrojo. Con ella se puede comprobar tanto los módulos, como los componentes BOS, y reemplazar a tiempo los componentes excesivamente calientes.

Los interruptores CC incorporados en las plantas fotovoltaicas operan sólo en caso de una falla. Si la planta funciona normalmente, éstos se encuentran siempre en estado conectado. Pero, los interruptores tienen, a menudo, la característica de que su resistencia de contacto aumenta significativamente durante un periodo de larga inactividad. Esto puede conducir a calentamientos, lo que a largo plazo puede llegar incluso a producir arcos eléctricos. Así que un elemento de seguridad, como un interruptor, puede desatar un incendio, si no está en constante mantenimiento.

Algunos fabricantes de interruptores recomiendan hacer funcionar sus interruptores anualmente, diez veces seguidas. Con ello se raspan (eliminan) eventuales recubrimientos de óxido, y la resistencia de contacto se reduce significativamente [72]. Con ello se previene además, que los contactos de un interruptor queden pegados cuando deben accionar.

¡Se recomienda fuertemente esta medida para todos los seccionadores CC que operan mecánicamente!

Un objetivo importante del mantenimiento de una planta fotovoltaica es la localización de diodos de derivación defectuosos. Los diodos de derivación abiertos, que son relativamente difíciles de encontrar, pueden favorecer la aparición de un arco eléctrico, al ocurrir una segunda falla. Mientras el módulo solar opere sin fallas y sin sombreado, una falla de un diodo de derivación no produce una limitación de la planta fotovoltaica. Pero, la función de protección ejercida por el diodo ya no se da. Un sombreado conduce entonces a un calentamiento fuerte de las zonas afectadas del módulo y a una pérdida esencial en el rendimiento del módulo.

Desde el punto de vista de la seguridad contra incendios, pesa más, que cualquiera interrupción adicional de la trayectoria de la corriente en el módulo (por ejemplo rasgado de cinta, micro-fisuras, etc.), conduce muy probablemente a la aparición de un arco.

Los *diodos de derivación cortados (de forma permanente)* pueden descubrirse durante el mantenimiento, mediante una cámara de infrarrojo de aproximadamente 300 W / m² de irradiación, debido a una temperatura ligeramente superior de la sección de módulo afectado (véase fig. 5-24).

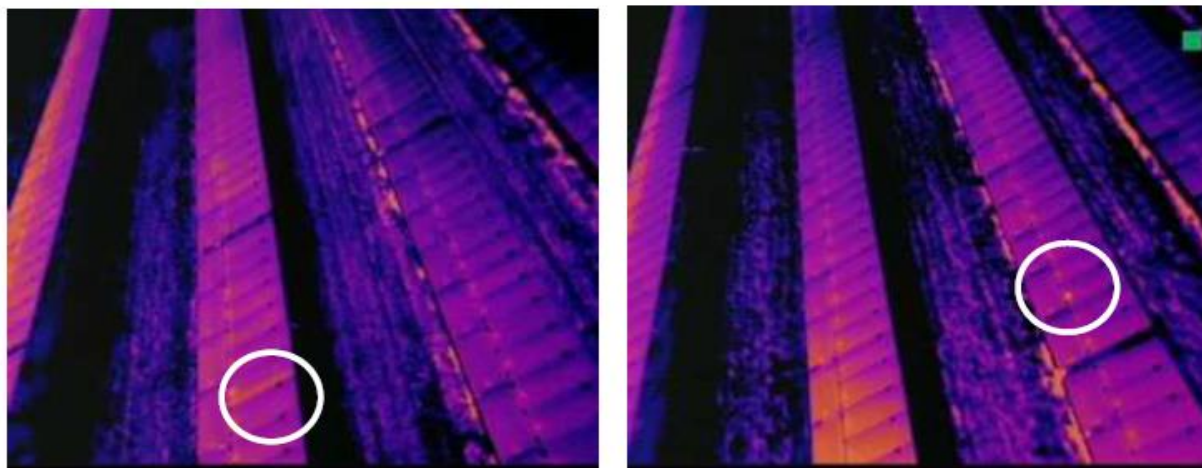


Figura 5-24: Izquierda: diodo de derivación caliente y la cadena derecha afectada. Derecha: diodo de derivación claramente calentado en una vista general IR hecha con drones, en una planta al aire libre de aproximadamente 5 años. Foto: TÜV Rheinland.

Otro método de detección independiente y fiable de radiación, es la medición comparativa de los voltajes de circuito abierto de las cadenas individuales.

El caso más relevante desde el punto de vista de la protección contra incendios, que es el de los diodos de derivación parcialmente conductores o abiertos, es, sin embargo, el más difícil de descubrir. Si los diodos de unión fotovoltaica pueden reconocerse con una cámara infrarroja, es posible identificar un diodo de derivación parcialmente conductor por su temperatura significativamente elevada (figura 5-24 re).

También aquí hay propuestas de métodos de medición ligados a la línea, que se enumeran en el capítulo 5.5. La búsqueda de diodos de derivación defectuosos debe realizarse necesariamente después de una caída de rayo en la planta FV, o cuando el rayo cae en el sistema de protección contra rayos ubicado en las inmediaciones.

5.3.2 Especificaciones de la planta (diseño de la planta, incluyendo planificación de la protección contra incendios)

Al planificar e instalar plantas fotovoltaicas, es necesario tener en cuenta las necesidades de protección contra incendios. Se deben cumplir las correspondientes exigencias de protección contra incendios de la Reglamentación Modelo de construcción, así como otras normas de construcción, las normas técnicas de protección contra incendios, y la guía de aplicación VDE VDE-AR-E 2100-712.

Los reglamentos técnicos “Planificación, instalación y mantenimiento de plantas fotovoltaicas enfocada a la protección contra incendios” fueron publicados en marzo del 2011, en conjunto por la Asociación Federal de la Industria Solar (BSW), Sociedad Alemana de Energía Solar (DGS), la Asociación Central Alemana de Información y Operaciones Tecnológicas y Eléctricas (ZVEH), Bomberos de Múnich y la Confederación de Planificadores y Expertos en la Asociación de Protección Preventiva de Incendios. Además se coordinaron con la Asociación de Dirección de los Cuerpos de Bomberos Profesionales en Alemania (Bund AGBF). Por lo tanto, se les reconoce como “estado de la técnica”.

En ellos se concentraron las exigencias ya existentes en los distintos conjuntos de reglas en los campos plantas eléctricas y construcción, se identificaron las lagunas normativas y se presentaron medidas para su solución. Este reglamento técnico de protección contra incendios surgió de un trabajo interdisciplinario, con participación del cuerpo de bomberos, protección contra incendios, expertos en fotovoltaica y encargados de protección de incendios, diseñadores e instaladores.

Para profundizar en la problemática, se recomienda a todo instalador o diseñador descargar www.dgs-berlin.de (ver apéndice, página 254). Se puede solicitar como folleto en el BSW, bajo www.solarwirtschaft.de.

La calidad de los componentes, el diseño, construcción e instalación afectan crucialmente los riesgos de errores de funcionamiento, los cuales pueden resultar en un incendio (por ejemplo, mediante un arco).

Los módulos e inversores deben tener los certificados apropiados. Los fundamentos del montaje están establecidos en la norma DIN VDE 0100-712 "Montaje de plantas de baja tensión - Plantas de energía fotovoltaica" y deben cumplirse. De allí se desprende la ejecución de la planta en la clase de protección II.

Los conectores deben ser instalados profesionalmente. No se debe utilizar enchufes diferentes entre sí o inadecuados.

Sólo deberían utilizarse fusibles de cadena adecuados, de acuerdo con el proyecto de norma IEC 60263-6. Para plantas con una y hasta tres cadenas, se puede prescindir de la utilización de fusibles. Precaución: ¡fusibles inapropiados o la instalación o disposición inapropiada de porta-fusibles aumentan el riesgo de arco!

En principio, deben utilizarse inversores con supervisión de la aislación. Además, hay que prestar atención a una adecuada integración en los sistemas existentes o requeridos de protección contra rayos y sobretensiones. Los requisitos de protección contra los rayos y sobretensiones, en particular, de acuerdo con las normas del suplemento 5 VDE 62305-3 "Protección contra rayos y sobretensiones para plantas de energía fotovoltaica" deben tenerse en cuenta y respetarse.

Los módulos y los circuitos deben estar sujetos adecuadamente. La sujeción de los módulos fotovoltaicos debe ser realizada en el sitio, siguiendo las instrucciones de montaje del fabricante de módulos y bajo prueba de las cargas de nieve y viento, de acuerdo con DIN 1055 parte 4 y 5 y el Código Euro 1. Esta prueba también debería llevarse a cabo para el sistema de montaje, por ejemplo, por medio del sistema estático y para la transmisión de las cargas al techo y al edificio.

Las fallas y defectos en la planta eléctrica pueden revelarse por medio de pruebas, de conformidad con la norma EN 62446 - "Plantas fotovoltaicas acopladas a la red, requisitos mínimos para la documentación del sistema, inspección de puesta en marcha e inspecciones periódicas".

Se debe tomar en consideración el estado generalmente aceptado de la técnica, las normas y las certificaciones, pautas y reglas que de ellas se desprendan, así como las indicaciones del "DGS - Guía de plantas fotovoltaicas", las cuales proporcionan las bases para una buena calidad de la planta.

Se debe evitar la instalación de circuitos CC, inversores o de la caja de unión del generador (GAK) en áreas de salida y de escaleras.

Los componentes eléctricos tales como GAK y el inversor deben montarse en una base no combustible.

En particular, se debe realizar una selección, instalación, sujeción y cableado profesional de los conductores. Así por ejemplo, para el uso al aire libre, sólo deberían usarse conductores adecuados, según el "Perfil de requisitos para conductores para plantas fotovoltaicas", de acuerdo con VDE-AR-E 2283-4, marca: tipo PV1-F.

Se debe poner atención al montaje correcto, al alivio de la tensión y al radio de curvatura permisible. No se permite un tendido por sobre bordes afilados.

Los conductores deben ser protegidos contra roedores, y no sólo en las zonas rurales, ya que en un entorno urbano también los hay.

Indicaciones para el lugar de instalación seguro de los inversores

Las ranuras de ventilación y los disipadores de calor de los inversores deben estar despejados y libres, de modo que se garantice una refrigeración óptima.

Por la misma razón, los dispositivos no deberían, en lo posible, estar montados muy unos encima de otros. Aquí es imprescindible tener en cuenta las especificaciones del fabricante.

¡Los inversores no pueden ser instalados en paredes de madera o de otros materiales inflamables!

No se recomienda usar una lámina de metal como blindaje entre el inversor y la pared de madera, ya que la lámina conduce el calor residual del inversor, y limita el intercambio de aire pasa los límites de la madera, lo que puede conducir a la combustión espontánea.

Lo más adecuado como base es una placa de construcción, clasificación de materiales de construcción A1 (= no combustible), por ejemplo, un silicato de calcio con un espesor de 15 mm y con una proyección circunferencial de 10 cm. Los inversores no deben ser instalados en áreas donde hay materiales combustibles.

Los equipos deben ser protegidos contra vapores agresivos, vapor de agua y polvo fino. En graneros o establos se pueden generar vapores de amoníaco, por ejemplo, que pueden causar daño al inversor.

5.3.3 Plantas sobre o en edificios

Por principio, la instalación de plantas fotovoltaicas no debe reducir la protección que proporcionan los techos y muros corta fuego. Para que un incendio en el edificio no se extienda a otros edificios o a partes de edificios vecinos, las ordenanzas de construcción de los diversos estados (LBO), así como la ordenanza maestra (MBO) establecen diversas exigencias para edificios y tejados (ver Sec. 5.2.1 de protección contra incendios).

Estas incluyen, en particular, el requisito de "techos duros" para las soluciones de techo y el uso en las instalaciones de techo de materiales con una calificación de al menos clase de material B2 "inflamabilidad normal", clase B2 según DIN 4102 (antigua) o tipo E según la norma EN 13501 (nueva). La mayoría de los módulos fotovoltaicos con vidrio pueden clasificarse en la clase B2 y E. El oferente del módulo debe demostrar esto con una declaración del fabricante (ÜH).

En las plantas integradas al techo, la certificación de "techos sólidos", es proporcionada normalmente por el fabricante, en la forma de certificados de prueba de inspección. La "Hoja de indicaciones para la producción, la planificación y ejecución de las plantas solares" 7/2012 del Instituto Alemán de Tecnología de la Construcción (DIBt) dice, entre otras cosas: "Las plantas solares deben consistir en materiales de inflamación al menos normal (§ 26 párrafo 1 MBO.). Si éstos están situados en o sobre la envolvente del edificio, las superficies de las paredes exteriores, así como los recubrimientos de ellas, en edificios de las clases 4 y 5 deben ser ignífugos (§ 28 párr. 3 inciso 1 MBO).

Los componentes con materiales inflamables no deben pasar por encima de los muros cortafuegos (§ 30 párr. 5 inciso 1 mitad de la frase 2, párr. 7 frases 1, 2 MBO)".

En la MBO se define, además, la forma de construir muros cortafuegos y las separaciones entre los así llamados materiales inflamables normales y los muros cortafuegos. Con ello se pretende evitar la propagación del incendio por chispas o calor radiante. Así la MBO prescribe en el § 32, entre otras cosas, que las estructuras sobre el techo, del tipo buhardilla, construidas con materiales combustibles, deben estar alejadas al menos 1,25 metros del muro cortafuegos. Esto se aplica, análogamente, a los módulos fotovoltaicos y a otros componentes del sistema.

En ocasiones, se han sobre-construido las zonas de incendio con módulos fotovoltaicos, o los conductores pasan de una zona de fuego a otra, o fueron tendidos sin protección, por sobre los muros cortafuegos. Según las normas técnicas de protección contra incendios, derivadas de las instrucciones maestras de tendido de conductores (MLAR), los conductores que se colocan a través de un muro cortafuego o que pasan por encima de éste, deben disponerse de manera de crear zonas estancas. De lo contrario, existe un riesgo de transmisión del fuego por el llamado "efecto mecha" del material de aislación. Los materiales utilizados deben ser adecuados para aplicaciones en exteriores.

Se muestra a continuación un ejemplo de una solución rentable para la transferencia de cables FV por sobre muros de protección contra fuego, a través de vendajes de protección contra incendios (autorizados por el DIBT).



Figura 5-25: El vendaje de protección contra incendios puede prevenir la transmisión de incendios por sobre muros cortafuegos. Foto: OboBettermann, [73]

Los muros cortafuegos deben alzarse al menos 30 centímetros por encima del material normalmente inflamable y con ello por sobre el borde superior del generador FV. Como ya se mencionó, los materiales normalmente inflamables pueden ser instalados solamente a ciertas distancias de los muros cortafuegos. Por lo tanto, los módulos FV normalmente inflamables instalados sobre la cubierta del techo deben respetar una distancia de por lo menos 1,25 m (figura 5-26).

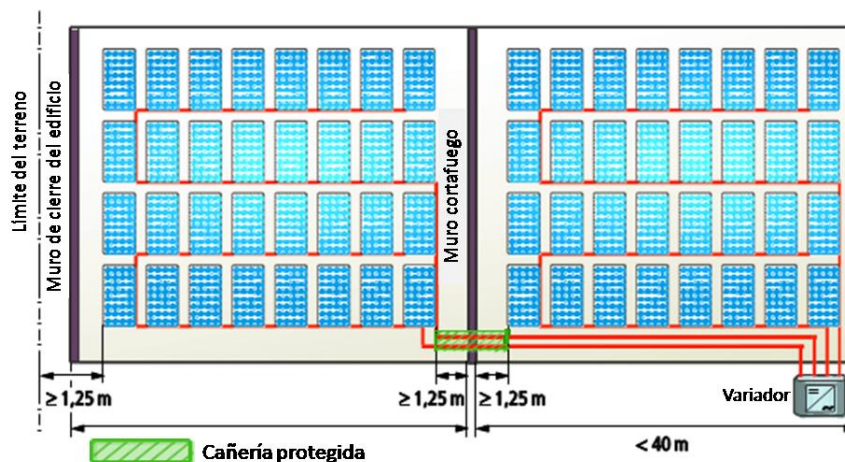


Figura 5-26: Cableado por sobre muro cortafuego y separaciones de módulos del muro cortafuego o del límite del terreno [Fuente: DGS Berlín]

Exigencias de planificación para el combate de incendios

En caso de incendio de un edificio, los bomberos y el equipo de asistencia deben llegar con rapidez y seguridad a la fuente del fuego. En algunas operaciones es inevitable llegar directo desde el techo hacia el entramado del tejado, inmediatamente debajo, y extinguir desde ahí. En este caso una instalación bajo tensión eléctrica, como lo es una planta FV, podría ser un estorbo, particularmente si ocupa el área entera del techo, lo que por consiguiente debiera evitarse.

Tan variados como los edificios, así de diversas son las entradas posibles al entramado del tejado. A continuación (figura 5-27) se representan, a manera de ejemplo, las variantes más importantes de techos con posibilidades de acceso:



Figura 5-27: Diversas posibilidades de acceso para el combate de incendios en techo inclinado [Fuente: DGS Berlín]

En muchos casos, el bombero puede proceder a través de la segunda mitad del techo, donde no está el generador FV (en Alemania, la parte norte; en Chile, el lado sur) y desde allí, combatir el fuego, a una distancia suficiente de las partes energizadas del sistema. Si ambas partes del techo están ocupadas por generadores FV (techos con orientaciones este y oeste), debe existir otra posibilidad de llegar al entretecho.

Otras formas de acceso pueden ser los tragaluces o las ventanas de frontón. En tal caso hay que asegurarse de que éstas tengan las dimensiones de una “ventana de emergencia” apropiada como vía de escape y que sean accesibles para los servicios de emergencia. Para ello, según el código modelo de construcción, debe tener las dimensiones libres mínimas de 90 cm de ancho y 120 cm de alto.

Sin embargo, si no es posible un acceso al entretecho ni por los techos posteriores, ni por las ventanas, debe asegurarse que una parte apropiada del techo permanezca libre. Para los servicios de emergencia, un mínimo de 1 m de ancho de banda libre es útil para llevar a cabo la lucha contra incendios (figura 5-28).



Figura 5-28: Posibilidades de acceso para los bomberos [Fuente: DGS Berlín]

En techos sin ningún otro acceso y con una superficie menor a 40 x 40 m, se debe dejar una franja libre de 1 metro en el lado más largo. Si la instalación tiene un largo superior a 20 metros, se recomienda dejar una franja libre adicional al centro. Si se está planificando plantas fotovoltaicas grandes, las superficies de generadores deben quedar divididas en secciones de un máximo de 40 x 40 metros. Entre estas secciones hay que realizar sendas libres de al menos un metro. En la planificación de las distancias a las partes que llevan voltaje, es importante tener en cuenta tanto los módulos fotovoltaicos mismos, como los conductores y otros componentes de la planta. Al planificar plantas fotovoltaicas en edificios especiales, según se definen en las normas de construcción de los estados federales, y en techos de forma especial, debería consultarse a expertos en protección contra incendios.

Exigencias para la instalación eléctrica

Durante la instalación debe tenerse en cuenta la guía de aplicación VDE-AR-2100-712 "Exigencias mínimas para el área de CC en una planta fotovoltaica, en caso de un combate al fuego o de una asistencia técnica". El hecho de que en el generador fotovoltaico exista durante el día una tensión no interrumpible de hasta 1000 V, complica el actuar del cuerpo de bomberos en la lucha contra el fuego.

En su accionar, los bomberos deben tener en cuenta la regla de seguridad al apagar fuegos en sistemas eléctricos, definida en la norma VDE 0132. Por esto deben respetar las distancias de seguridad apropiadas de uno a cinco metros, según que trabajen con rociado o con pitón de chorro.

Fuera del edificio, esta distancia de extinción para la planta FV puede cumplirse en general fácilmente. En cambio, durante la extinción de un incendio o durante un rescate de personas dentro de un edificio, no siempre es posible cumplir las distancias de seguridad, sobre todo cuando hay visibilidad reducida debido al humo. Por esto se formuló en la VDE AR-2100-712, como objetivo de protección en la planificación e instalación de plantas fotovoltaicas, evitar tensiones peligrosas de CC accesibles durante un incendio, para que la gente de rescate y extinción de incendios, pueda llevar a cabo su labor de forma segura, en el interior del edificio.

Para alcanzar este objetivo de protección, hay que cumplir con las siguientes exigencias mínimas para el diseño, construcción e instalación de plantas fotovoltaicas, de acuerdo con VDE AR2100-712:

- En toda planta es obligatorio instalar la señalización de la planta fotovoltaica y del cableado. Esto se refiere a la colocación del letrero normalizado en la caja de conexiones de la casa, y la instalación de un plano esquemático, para los servicios de emergencia, en el punto de transferencia al sistema eléctrico, por ejemplo, la caja de conexiones de la casa o del distribuidor principal del edificio.
- Deben tomarse medidas de instalación, ya sean constructivas o técnicas, para llevar a cabo la protección contra tensiones peligrosas accesibles en el interior del edificio.
- Se ofrecen las medidas constructivas de instalación siguientes:
 1. Tendido protegido contra el fuego, dentro del edificio, de los conductores CC no desconectables: La resistencia al fuego del sistema de conductores se rige por el código de construcción estatal aplicable (al menos F30). Esto se puede lograr, por ejemplo, a través de la instalación bajo el estuco, según la norma VDE 0100-520, o de conductos y parrillas protegidos contra incendios, de acuerdo con la norma EN 1366 o DIN 4102.
 2. Instalación del área CC de una planta FV fuera del edificio, por ejemplo, mediante:

La disposición de los conductores CC por fuera del edificio y su ingreso directamente a la sala de operaciones eléctricas o al punto de conexión de la casa; o

La instalación del inversor se hace en áreas libres o en la entrada del edificio. Si el inversor queda instalado en la entrada del edificio, debe prestarse atención especial al cumplimiento de las zonas de incendio y deben hacerse barreras estancas adecuadas contra incendios.

3. Tendido de conductores FV de CC protegidos contra el contacto y resistentes al fuego, dentro del edificio: 1 metro por encima de la zona de alcance de las personas que circulan sin ninguna ayuda (escalera, etc.) y montaje sobre los sistemas de soporte de cables según DIN 4102-12. En este método de instalación, el sistema de soporte de cables tiene que quedar incluido en el sistema igualador de potenciales.

En principio, para la instalación de conductores CC se acepta un área no protegida de hasta un metro alrededor del generador fotovoltaico en el techo y del inversor, en el edificio, lo que debe quedar claramente establecido en la documentación para los servicios de emergencia.

Los conductores CC no desconectables dentro de un edificio, pueden ser ocultos con una capa de al menos 15 mm de espesor de yeso mineral, de acuerdo con la norma maestra de construcción “bajo enlucidos”. El montaje puede hacerse también en parrillas y canales de instalación, hechos de materiales no combustibles, con una resistencia al fuego de al menos F30.

Si no se (puede) implementar las medidas de instalación en edificios, se debe aplicar una de las medidas de instalación técnica siguientes:

1. La instalación de un interruptor libre CC con disparo a distancia para desconectar la línea principal de CC en el edificio o para desconectar las cadenas del módulo, o
2. El uso de dispositivos de desconexión del módulo, los que aún no han sido autorizados por una norma de producto en el reglamento.

En tal caso, sólo el sistema CC del lado de salida puede ser considerado un área protegida. La capacidad permanente de carga de corriente continua del equipo de desconexión debe estar diseñada para al menos 1,25 veces el valor de la corriente de cortocircuito ISC STC en el punto de conexión. En caso de producirse una falla interna, debe caer en un estado seguro (principio fallo seguro), por ejemplo, la separación en caso de falla por un dispositivo de separación.

Si esto no se puede garantizar, entonces debe monitorearse a diario la función del dispositivo. Para no perjudicar el dispositivo de cierre en su función, eventualmente deben utilizarse equipos que impiden las corrientes de retorno en los inversores o en cadenas paralelas, como por ejemplo, diodos o fusibles de cadena.

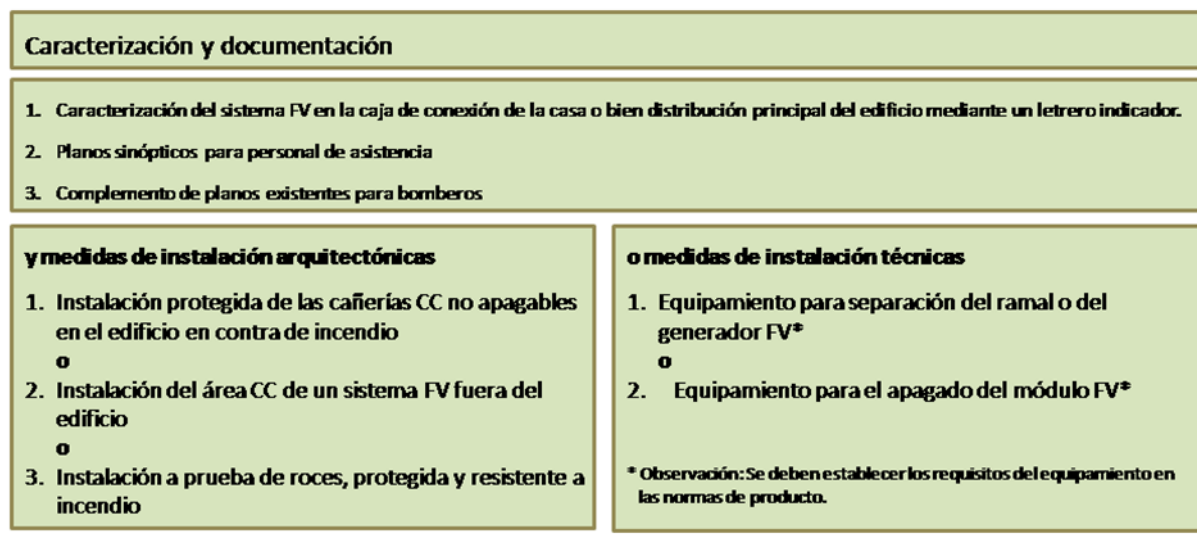
En la activación a través de una señal habilitadora externa, por ejemplo, desde un dispositivo de control o de un inversor, que debe estar permanentemente en espera (principio de fail-safe), el cierre debe reaccionar si, en un plazo de 15 segundos como máximo, la señal habilitadora ya no está presente. Es conveniente que el dispositivo se reactive al regreso de la señal habilitadora.

Los medios para separar la cadena, resp. el generador fotovoltaico, deben cumplir con las exigencias de un dispositivo de conmutación, de acuerdo con la norma EN 60947-3 o EN 60947-2. Los medios de corte instalados en, o sobre la caja de conexión del módulo, deben

cumplir al menos con las exigencias de prueba de temperatura de diodos de derivación, IEC 61215 o IEC 61646. El medio para el corte del módulo puede ser un interruptor semiconductor sin función de separación, cuando es posible asegurar la separación mediante los mecanismos típicos de caída.

Para los modos de corte recién mencionados falta aún definir, en una norma de producto, otras exigencias, como por ejemplo, pruebas adaptadas de vida útil, o probabilidad de falla definida.

Tabla 5-4: Diagrama resumen de medidas de prevención de incendio de la VDE AR 2100-712.



5.3.4 Plantas instaladas al aire libre

En la planificación debe considerarse un acceso adecuado para los bomberos. Se deben dejar caminos cortafuegos libres entre las secciones del generador, para que circulen los vehículos de bomberos, sobre todo hacia los transformadores e inversores. Se recomienda dividir la mesa del generador en sectores contra incendios y dejar libres los pasillos entre medio, para descartar los riesgos de una transmisión del incendio.

El monitoreo general de la planta debiera estar equipado con un monitoreo de incendio, y se debiera instalar BMA. Se debiera informar a los bomberos a cargo acerca de la planta FV, incluyendo los cableados, así como poner los planos a su disposición. Los bomberos debieran tener acceso al BMA.

Los cables subterráneos deben conectarse adecuadamente y tenderse con protección ante daños mecánicos, como por ejemplo al cortar el pasto. Igualmente se deben llevar a cabo las conexiones en el transformador e inversores en forma adecuada y con protección ante daños mecánicos. En forma general, en el sector CC debe efectuarse también una instalación de tierra y cortocircuito segura.

Se debiera minimizar las cargas incendiables y los peligros de incendio mediante las medidas siguientes:

- Usar material apropiado para la subestructura
- Hacer un tendido de cables protegido contra roedores
- No dejar tirada ninguna carga incendiable en el recinto, después de la instalación (cajas de cartón, material de embalaje, etc.)
- Evitar la vegetación muy intensa debajo de la planta FV (cortarla periódicamente, sobre todo debajo de la planta FV) y retirar de la instalación el pasto cortado
- Mantenimiento periódico del sistema de ventilación de los inversores

5.3.5 Detección de arcos eléctricos

Si se respetan las indicaciones de manejo especificadas en el capítulo 5.3.1., destinadas a impedir el surgimiento de arcos eléctricos y sobrecalentamientos, es muy improbable que se desencadene un incendio en una planta FV. En general, tal estrategia debe ser evaluada como completamente suficiente.

Los riesgos de arcos eléctricos se evalúan en forma diferente en los E.E.U.U.: Las plantas FV son implementadas a menudo con un generador FV conectado a tierra, lo cual significa un riesgo más grande de arco eléctrico paralelo. Las casas se construyen a menudo de materiales combustibles, como madera, y los techos son provistos de cartón bituminoso.

Por eso se sigue en USA otra vía: En el Código Eléctrico Nacional 2011 [74] se prescribe la instalación de detectores de arcos eléctricos (LBD) disponibles en las plantas FV instaladas en edificios (siguiendo el ejemplo de algunos determinados circuitos de corriente alterna en las casas, donde eso ya se usa hace algunos años).

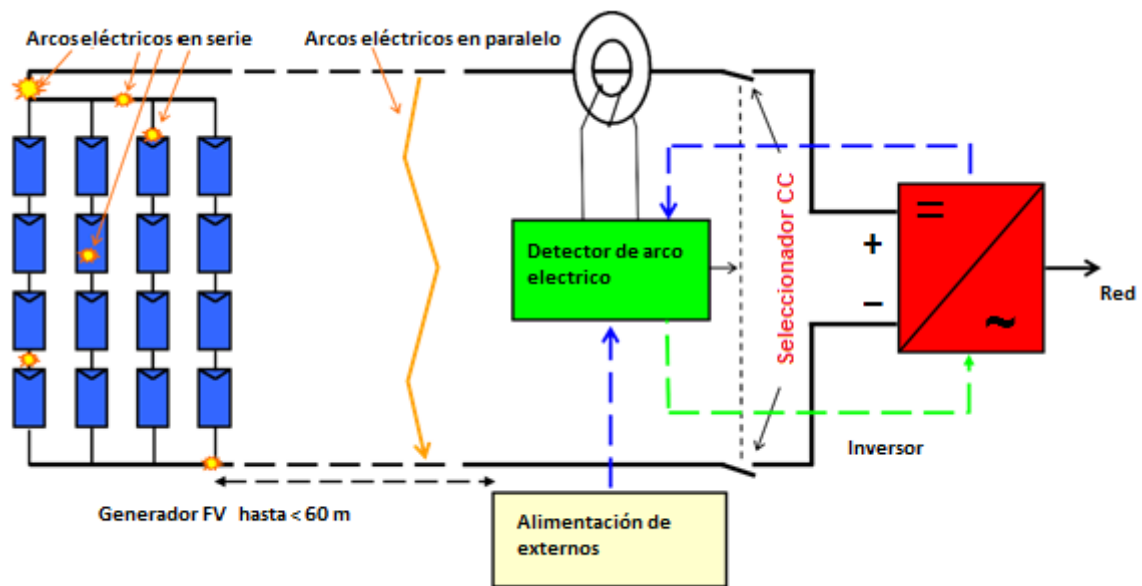


Figura 5-29: Principio de conexión típico de un LBD de desarrollo actual. La alimentación y desconexión desde el inversor (por integración) o exteriormente. Análisis de corrientes parásitas del arco eléctrico en el rango 1 - 500 kHz (según el fabricante) [6].

En Alemania y Europa no hay, de momento, preceptos de instalación comparables para detectores de arcos eléctricos. Sin embargo puede ser recomendable su instalación, ya que no es posible una protección 100% ante eventualidades de arcos eléctricos.

Aquello sería concebible como recomendación para las plantas en las cuales una ocurrencia de incendio fuese peligrosa, especialmente para la vida e integridad física, o también para valores materiales especiales que valga la pena proteger, por ejemplo, en edificios públicos tales como jardines infantiles, escuelas, hogares para ancianos, hospitales o incluso museos o archivos.

Sin embargo, de todas formas es indispensable que el detector de arco eléctrico funcione confiablemente de forma permanente.

Esto no representa un desafío menor. Se debe asegurar que el detector de arco eléctrico permanezca enteramente operativo durante un intervalo de tiempo muy largo, si es posible durante la vida útil completa de la planta FV, sin que él mismo cause errores en la planta. Medidas preventivas, tales como un auto-test incorporado, podrían ser de ayuda.

Un detector de arco eléctrico es además significativo solamente si se puede asumir que reconozca arcos eléctricos muy confiablemente. Debido a la variedad de las plantas FV, en las cuales debiera instalarse, esta tarea es cualquier cosa menos trivial. Los arcos eléctricos en módulos producen otros patrones de ruido que aquellos en bornes. Diferentes longitudes de conductor absorben las señales del arco eléctrico en forma distinta. Las interferencias desde el inversor, transitorios al conectar o señales de radio acopladas, pueden enmascarar o traslapar los ruidos provenientes del arco eléctrico.

Solamente los algoritmos de detección muy robustos y probados en una diversidad grande de plantas, pueden garantizar aquí una utilidad verdadera.

Aún más crítico es el tema de las operaciones falsas. Un detector de arcos eléctricos que produce falsas operaciones, no será muy apreciado por el operador de la planta: Si la planta FV se apaga, debido a la detección de un arco eléctrico, la ubicación exacta de la falla es

finalmente desconocida por entero. Por lo tanto, se debe revisar el sistema dispendiosamente, para encontrar o excluir el error.

Más difícil aún es probar que no hay un arco eléctrico presente, sino que ocurrió una falsa operación del detector. En caso de duda, sólo un especialista puede asumir esto y, en realidad, recién luego de una revisión de cada módulo, de todos los puntos de conexión y del cableado completo.

Esto provoca costos substanciales y un desconcierto grande en el cliente. El peligro grande es que, después de algunas falsas alarmas de ese tipo, el dueño de la planta simplemente puentee un detector de arcos eléctricos no confiable, para evitar dichos costos y caídas en el rendimiento.

En la detección de arcos eléctricos ligados a los conductores existe un potencial alto para operaciones falsas:

- Los saltos en el flujo de corriente pueden ser provocados También, por ejemplo, por el desplazamiento de las nubes o por una sombra repentina, p.ej., debido a hojas o a suciedad de aves.
- Los dispositivos electrónicos vecinos o incluso las señales de radio mismas, pueden producir patrones de interferencia, las cuales pueden ser recogidas por el extenso cableado de una planta FV. Estos patrones de interferencia pueden funcionar dentro del mismo rango de frecuencias típico en los arcos eléctricos .
- También el inversor, como parte del sistema, produce, con las frecuencias de conmutación usadas para la transformación de la energía (entre aproximadamente 1 kHz hasta más de 10 kHz, más las armónicas correspondientes), interferencias y contribuciones al ruido, las cuales pueden ser malinterpretadas como efectos de un arco eléctrico.

Este último punto es particularmente difícil de dominar, puesto que cada inversor produce un espectro de interferencia distinto y este es afectado también por mecanismos como el MPP-Tracking, operación con régimen de carga parcial, o servicios de la red.

Por lo tanto es muy ambicioso pretender fabricar un detector de arcos eléctricos que funcione con cualquier inversor presente en el mercado y bajo todas las condiciones de operación.

Ayuda pueden prestar, junto a algoritmos de detección robustos y probados detalladamente, *conceptos de desconexión apropiados* (por ej. desconexión ligeramente retardada o - después de cierto período de espera en estado de desconexión – la reconexión reiterada, a modo de prueba antes de la desconexión definitiva), siempre que ésto sea permitido normativamente.

Resumen

Resumiendo, se comprueba que los detectores de arcos eléctricos pueden representar un plus de seguridad en situaciones de peligro especiales.

Esto es el caso, sin embargo, solamente si el detector de arcos eléctricos instalado puede reconocer situaciones de arco eléctrico en forma confiable y se pueden excluir con alta probabilidad las falsas operaciones.

Por lo tanto, es imprescindible la selección cuidadosa de dicho equipo.

5.3.6 Baterías y reguladores de carga

Las plantas FV independientes de la red, con baterías y reguladores de carga, no eran parte del proyecto de investigación que sirve de base a este informe. Pero, puesto que las baterías se utilizan cada vez más en plantas FV acopladas a la red, se especifican aquí las exigencias mínimas con respecto a la prevención de incendios.

En la norma EN 50272-2:2001 (VDE0510 parte 2, o bien IEC 62485-2) se describen detalladamente los requisitos de seguridad en las baterías y sistemas de batería para baterías estacionarias de plomo y NiCd.

A continuación nos ocuparemos solamente de las medidas para la prevención de sobrecalentamientos y formación de arcos eléctricos en el ámbito de los conmutadores y del cableado, y de las medidas contra el peligro de explosión. Se deben considerar estas medidas también en el caso de las baterías de iones de litio.

- La tensión nominal es producto del número de celdas conectadas en serie y de la tensión nominal de cada celda (baterías de plomo: 2 V, baterías de níquel/cadmio: 1,2 V). Sin embargo, esta no corresponde a la tensión existente durante la carga (más alta) o descarga (más baja).
- En los cables de la batería y en los cables de todos los dispositivos conectados a la barra CC, tales como el regulador de carga, inversor de la batería o bien el cargador de batería, deben preverse todos los disyuntores de más de un polo (polo positivo y negativo). Al contrario de los interruptores fotovoltaicos CC, éstos no deben abrir con corriente nominal, Incluso pueden usarse enchufes o bornes especiales.

Dado que el personal de servicio en las plantas FV está acostumbrado a la separación bajo carga y, para facilitar el mantenimiento, se recomienda encarecidamente el empleo de dispositivos de separación con capacidad de separación bajo carga, cuando el regulador de carga, inversor y batería quedan instalados en cajas separadas.

- Puesto que la batería puede proveer, como fuente de voltaje, corrientes de cortocircuito extremadamente altas, los cables hasta los fusibles de baterías deben tenderse a prueba de fallas a tierra y de cortocircuitos. Al igual que los cables fotovoltaicos CC, se recomienda el uso de cables unipolares con doble aislación. En las redes CC aisladas e inversores de batería no separables galvánicamente, es necesaria una protección de todos los polos. Con las redes CC conectadas a tierra e inversores de batería no separables galvánicamente con cable neutro implementado, debe protegerse solamente el conductor no conectado a tierra.

- Durante la carga y especialmente durante al exceder la carga salen gases, de todas las celdas y baterías de las baterías de plomo y NiCd. Estos se originan debido a la electrólisis a través de la corriente de carga. Los gases están compuestos de oxígeno e hidrógeno.

Mediante ventilación natural o técnica se debe mantener la concentración de hidrógeno por debajo del 4% (concentración de volumen). En la EN 50272-2:2001 se indica una fórmula y tabla detalladas para el cálculo de este caudal de flujo. En baterías de plomo, libres de mantenimiento, con celdas cerradas y electrólito en gel o envuelto en fieltro, este caudal de flujo es cinco veces más pequeño que con celdas cerradas con electrólito líquido. En tal caso se puede asegurar una ventilación suficiente, generalmente, mediante dos aberturas pequeñas hacia afuera en el cuarto de baterías.

- Las baterías de iones de litio no deben ser sobrecargadas. Por lo tanto, tampoco desarrollan gases durante la carga. Sin embargo, dado que, en caso de falla y bajo condiciones desfavorables, puede salirse el electrólito alcohólico, se aconseja un volumen mínimo de espacio en el lugar de instalación para las baterías de litio.

5.4 Requisitos especiales contra incendio para plantas FV sobre y junto a techos

En un proyecto paralelo se realizó, con la promoción del Ministerio Federal de Economía (BMWi; matrícula de fomento 01FS12053), por intermedio de TÜV Rheinland, Currenta GmbH und Co. OHG y la Universidad de Wuppertal, un trabajo pre-normativo en el ámbito de las exigencias contra incendios de plantas FV sobre y junto a techos.

El objetivo central de este proyecto es una definición de métodos de pruebas de incendios que, adaptados al mundo del producto "plantas FV integradas o sobre el techo", retraten de forma realista cargas de fuego debidas a influencias de incendios externos.

Estos métodos de prueba deben generarse de los conocimientos obtenidos de la serie de ensayos, los cuales se conforman a partir del examen individual y de la aplicación de la combinación de pruebas europeas establecidas para incendios en techos.

Sobre la base de estos métodos de prueba debe poder entregarse una afirmación calificativa en cuanto a la transmisión de un incendio or la planta fotovoltaica integrada en el edificio (GIPV), o bien, la influencia sobre la cubierta subyacente del techo a través de la fotovoltaica aditiva en el edificio (GAPV), en caso de haber chispas y calor irradiado.

Los conocimientos deben desembocar en la estandarización europea internacional y servir ahí considerablemente para el trabajo sobre un código de ensayos armonizado.

Las series de ensayos deben determinar las influencias sobre GIPV, sobre la base de las pruebas europeas de carga de fuego para techos. Aquí se debe cumplir sobretodo con la opción más conveniente de compuestos incendiarios, parámetros de carga del viento, así como fuentes adicionales de irradiación cruciales para el desarrollo de ensayos de incendios simulados.

En el caso de GAPV se investigan por primera vez los efectos de una instalación de módulos sobre el techo para el escenario de una fuente de incendio entre la planta FV y la techumbre (por ej. chispas que resultan de incendios externos o cohetes artificiales extraviados).

Además se pretende caracterizar los diversos tipos de techumbres usados en Alemania y las distintas ubicaciones de los compuestos incendiarios (posición y estructura) mediante mediciones de temperaturas.

Las conclusiones de esta serie de ensayos deben poner a los solicitantes del trabajo en la posición de evaluar en qué medida deben aplicarse pruebas de incendio a las plantas FV, para prevenir en forma segura la transmisión de fuego, desde incendios exteriores, hacia el interior del edificio, o bien, para no representar ninguna carga adicional en un examen del riesgo en el GAPV.

En las pruebas se examinaron distintas estructuras de techos y sistemas de plantas FV diversas.

Para los materiales de techumbres y estructuras de techos se seleccionaron las configuraciones siguientes, las cuales representan la techumbre “blanda” así como también la “dura” (véase también el capítulo 6.2.2):

Configuración 1:

1. Situación: Banda de betún no arenada, $d = 5,0 \text{ mm}$
2. Situación: Placas aislantes de poliestireno, $d = 80 \text{ mm}$
3. Situación: Banda de betún con barrera de vapor de aluminio, $d = 5,0 \text{ mm}$.

Configuración 2:

1. Situación: Banda de betún arenada, $d = 5,2 \text{ mm}$
2. Situación: Banda de betún no arenada, $d = 5,0 \text{ mm}$
3. Situación: Placas aislantes de poliuretano, $d = 80 \text{ mm}$
4. Situación: Banda de betún con barrera de vapor de aluminio, $d = 5,0 \text{ mm}$.

Configuración 3:

1. Situación: Banda de PVC, $d = 1,5 \text{ mm}$

2. Situación: Placas aislantes de lana mineral, $d = 80 \text{ mm}$
3. Situación: Banda de betún con barrera de vapor de aluminio, $d = 5,0 \text{ mm}$.

Configuración 4:

1. Situación: Tejas incl.listones, $d \approx 80 \text{ mm}$
2. Situación: Banda tensora inferior, $d \approx 2 \text{ mm}$
3. Situación: Cabrio intermedio con fieltro afianzador de lana de vidrio, $d = 200 \text{ mm}$.

Configuración 5:

1. Situación: Módulo integrado en el techo, insertado en una cubierta de techo virtual compuesta de placas CaSi y listones de techo, $d = 50 \text{ mm}$
2. Situación: Banda tensora inferior, $d \approx 2 \text{ mm}$
3. Situación: Cabrio intermedio con fieltro afianzador de lana de vidrio, $d = 200 \text{ mm}$.

Además, se seleccionó para el ensayo un sistema de mechero como iniciador de la ignición, el cual se validó precisamente de tal forma y se examinó para su reproducibilidad en la aplicación.

El mechero desarrollado se comparó, para todas las configuraciones de techo, con el cesto de virutas normado, en un principio sin módulos FV.

Se pudo comprobar que con el mechero podrían producirse las mismas tasas de liberación de calor que con las virutas ardiendo utilizadas según ENV 1187-1. El mechero de gas se utilizó por consiguiente también en las configuraciones posteriores de techo con módulos FV.

¡En total se comprobó que la construcción/configuración del techo afecta de forma importante los resultados de los ensayos!

Es así como en los ensayos con capa de betún se quemaron completamente los elementos de la techumbre y capas inferiores, así como también los módulos. Esto es válido para techumbres blandas y duras. Esta “reducción de grado” en la techumbre dura, la cual se clasifica originalmente con Broof (t1), puede explicarse con la disipación de calor hacia arriba limitada claramente por la estructura del módulo FV.

En la techumbre blanda ya existe originalmente una clasificación más baja de la techumbre.

Los caballetes para el soporte de los módulos FV en las plantas sobre techos planos, utilizados en los ensayos, corresponden al “peor de los casos” que ocurren en la práctica. Por un lado, en él podrían llegar chispas entre los módulos y la superficie del techo, por otro lado podrían caer materiales goteantes del módulo en forma libre sobre la techumbre.



Figura 5-30: Izquierda: Capa de asiento bitumen elastómero, capa de aislación EPS; capa de bloqueo de vapores de bitumen, con nuevo quemador de gas. Derecha: capa aislante de PVC, capa de aislación de lana mineral, capa de bloqueo de humo de bitumen.

Actualmente hay también sistemas de soporte que previenen precisamente esta entrada de chispas (p.ej., mediante paredes posteriores en la construcción, lastre por medio de gravilla). Además, se podría prevenir o bien limitar fuertemente una expansión del incendio con bases no inflamables o difícilmente inflamables (por ej. esterillas protectoras), colocadas entre la subestructura y la superficie de la techumbre. Para evaluar su idoneidad son necesarios ensayos adicionales, que han sido clasificados como significativos.

Los ensayos para el uso de bandas de PVC para techo plano en interacción con tejas en estructura de techo paralela, resultaron poco críticos, ya que la destrucción se limitó al ámbito del iniciador de la ignición.



Figura 5-31: Izquierda: Estructura de techo paralelo con tejas de cemento y módulo FV. Derecha: El iniciador de ignición se ubicó entre el módulo y la superficie del techo



Figura 5-32: Resultado después de la prueba. Se destruyó el módulo, el fuego no traspasó la superficie del techo

Tampoco se pudo observar resultados críticos en los ensayos acerca de la integración del techo, de modo que se mantuvieron los criterios de clasificación definidos para las estructuras en EN 13501-5.

Se debe hacer notar que en las estructuras de los sistemas integrados en el techo se instalan usualmente elementos plásticos adicionales, para garantizar la estanqueidad a la lluvia en módulos con ripia o instalados en junta. La variedad de los sistemas actualmente disponibles para instalación no puede ser representada completamente en los ensayos de este proyecto.

Por lo tanto, en los ensayos con yeso el análisis se concentró en una planta de techo integrado con una conexión al ras de placas de silicato de calcio. Al mismo tiempo se instalaron capas de techumbre inferior normales (capa tensora inferior, normalmente inflamable, y aislación de lanas minerales, difícilmente inflamables).

En estas mediciones no hubo ninguna expansión del fuego o inflamación sobre o en el módulo FV. **Sin embargo debe definirse claramente qué materiales (y clases de incendios) de la configuración de techo se utilicen en las pruebas para un método de prueba posterior que sea armonizante.**

Dependiendo del resultado de la prueba se podrá decidir entonces si un sistema GiPV puede instalarse sin limitaciones o, solamente en combinación con ciertos materiales.

Dentro del proyecto no se consideró el caso de la exigencia de **tinas plásticas como sistema de montaje en techo plano** (el caso de incendio con estas tinas mencionado en el capítulo 3.3, pág. 51, ocurrió recién después de la conclusión de los ensayos).

La tarea del proyecto era entregar exigencias en forma de recomendaciones para ser consideradas en un trabajo de estandarización posterior. Para ello se elaboraron resultados y posiciones completos. Una definición de la secuencia de las pruebas y las exigencias no pudieron ser discutidos en forma concluyente en este proyecto.

Para la instalación de plantas FV integradas al techo se ofrece recurrir a **las definiciones y métodos de prueba de ENV 1187**, la cual está establecida para techumbres desde hace ya mucho tiempo. Los ensayos mostraron que el método -1 es aplicable para la parte superior de la techumbre. Es preciso definir la colocación de los compuestos incendiarios o bien del

mechero, en forma análoga a ENV 1187-1. Aquí deben cargarse las juntas del sistema (módulo-módulo o bien módulo-conexión al techo), en cada caso con una fuente de ignición.

En forma análoga a la prueba usual de techumbres, pueden aplicarse los criterios de clasificación EN 13501-5.

Un método de prueba debe exigir, además, que los materiales de la techumbre, como la banda tensora inferior, etc., estén también contenidos en la protocolización, para incluir, dado el caso, las restricciones necesarias en la utilización de los sistemas en combinación con materiales diversos. Sería concebible que los módulos FV presentasen clasificaciones de resistencia al fuego peores con determinadas subestructuras, que con techumbres regulares, como tejas o ladrillos.

Para las pruebas puede utilizarse, ya sea la cesta de virutas o también el mechero. Ambos compuestos incendiarios son apropiados.

En plantas FV paralelas al techo debiera definirse, como referencia para las pruebas, un tipo ejemplar de teja o depiedra. Alternativamente puede ser también una base no inflamable, por ejemplo de silicato de calcio, para simular subestructuras y situaciones de techumbre comparables.

Aquí surgen otras investigaciones FE adicionales, para comparar techumbres regulares con materiales de reemplazo potenciales para las pruebas de laboratorio. El empleo del mechero conlleva ventajas, puesto que la cesta de virutas no puede ser ubicada, debido a su tamaño, entre el módulo FV y la superficie del techo. La discusión durante la estandarización debe considerar este hecho.

La distancia usual al techo en las pruebas no debiera exceder 8 centímetros entre el lado inferior del módulo y la superficie del techo, a no ser que el fabricante pueda mejorar la protección contra incendios con una distancia más grande.

Consecuentemente, las exigencias de pruebas debieran definir pruebas que estén en total acuerdo con las especificaciones del fabricante, según su situación particular de montaje.

¡Lo mismo es válido para plantas de techo montadas sobre caballetes, en el ámbito de los techos planos, donde ambas variantes de fuentes de ignición condujeron a propagaciones de incendio diversamente rápidas y diversamente masivas!

Una ejecución de prueba en los sistemas GAPV, especialmente para la construcción en techos planos con el sistema de montaje propio del fabricante, tiene sentido, puesto que la estructura constructiva por sí sola puede prevenir la transmisión de la inflamación, independientemente de las capas de techumbre.

Ahora bien, existen fabricantes de módulos que no poseen un sistema de montaje en techo plano propio, sino que lo adquieren de un proveedor externo, o bien el instalador realiza el montaje de módulos y sistemas de diversos fabricantes.

Para módulos sin un sistema de montaje asociado debe diseñarse una solución practicable para la estandarización, por un lado para mantener el costo de prueba bajo y, por el otro, para asegurar una medida lo más grande posible de la calificación del método de prueba.

Para todos los casos recién mencionados debe utilizarse la EN 13501-5 como base de clasificación, ya que la meta de protección continúa siendo la misma, que las cargas de fuego exteriores no deben penetrar al interior del edificio.

Otros parámetros, tales como la duración de la prueba y las velocidades del viento, deben ser objeto de discusión futura de la estandarización. En el proyecto presente no se pudo realizar ninguna diversificación.

Con el apoyo de cinco países europeos se decidió que en el otoño del año 2014, una “New Work Item Proposal” inició el trabajo para la producción de un método de prueba de incendios en plantas FV instaladas en techos.

En este sentido existe también la votación positiva del comité nacional. Se escogió para esto el título siguiente: “La exposición a incendios externos de techos en combinación con plantas fotovoltaicas FV; método(s) de prueba”. Los resultados de nuestra investigación sirven como punto de partida para discusiones posteriores.

El proyecto de estandarización debe ser visto como un documento de trabajo conjunto con representantes del CEN, es decir, de la estandarización europea para asuntos técnico-construtivos.

Resumen

Los métodos de prueba europeos para las plantas FV, que se montan en techos, no presentan actualmente todavía ninguna imagen armonizada en el sentido de las ordenanzas de construcción. Los módulos FV se prueban hasta ahora según la IEC 61730-2, con el método de prueba UL 790 de E.E.U.U.

¡Debido a las muchas normas válidas en Europa para la prueba de inflamabilidad y propiedades de transmisión de incendios en techos, la EN 61730 europea no considera hasta ahora la prueba de incendio para módulos FV!

Buscando uniformidad, la Comisión europea de trabajo normativo, en conjunto con Cenelec y CEN, elabora actualmente un método en el cual se consideran las diversas maneras de instalar los techos.

5.5 Puesta en marcha y funcionamiento

Tras la construcción en el lugar de uso de una planta fotovoltaica es necesario hacer una puesta en funcionamiento. Con esto se pretende asegurar que la planta funcione debidamente y que no supone ningún tipo de peligro. Habitualmente se comprueba el buen funcionamiento a través de pruebas de puesta en marcha, las que se documentan con protocolos de puesta en marcha.

Para las plantas fotovoltaicas es válida principalmente la DIN EN 62446 VDE 0126-23, sistemas fotovoltaicos conectados a la red – exigencias mínimas de documentación del sistema, prueba de puesta en marcha y pruebas repetitivas. En ella se documentan los

requerimientos mínimos para la puesta en marcha. Éstos, sin embargo, se refieren principalmente a la parte CC.

Para la parte CA y la instalación en general, corresponden las normas y estándares electrotécnicos habituales (como, por ejemplo, VDE 0100, parte 610)

La puesta en marcha suele ejecutarla el mismo que monta la planta. Tiene que confirmar que se ha puesto en marcha la planta correctamente y que ésta puede ser usada sin correr peligro. Con ello se le puede entregar la planta al dueño o usuario. Una vez entregada al dueño (sin perjuicio de la recepción), éste es el responsable por los peligros o daños que pueda provocar su operación. Por lo tanto, él es el responsable de asegurar una operación debida, aunque puede delegar esta tarea a un operador.



Figura 5-33: Mediciones en las cadenas del generador, en la caja de bornes

Es recomendable hacer una capacitación a los operarios antes de la entrega de la máquina. Asimismo se deben entregar al dueño todos los documentos necesarios para el uso y mantenimiento.

Estos documentos incluyen especialmente:

- Descripción de la planta (por ejemplo, con un plano del sistema)
- Planos unilineales de corrientes y conexiones
- Fichas de datos sobre los productos
- Manuales de uso
- Eventualmente, certificados de garantía, seguro, etc.
- Protocolos de la puesta en marcha
- Eventualmente, análisis de seguridad

Además, son de ayuda:

- Dirección del servicio al cliente
- Recomendaciones para el mantenimiento

El dueño está comprometido a supervisar el uso correcto del sistema, para lo cual tiene que tomar medidas adecuadas. Esto es, por un lado, supervisar los parámetros de uso (por ejemplo, a través de indicaciones de estado) y, por otro lado, un mantenimiento e inspección adecuados. Estos puntos son tratados con más profundidad en los capítulos siguientes.

5.5.1 Recepción

Una planta FV necesita una recepción, como cualquier máquina instalada.

Quien recibe formalmente es el dueño u operador. Como éste suele carecer de los conocimientos específicos necesarios, delegan a menudo dicha recepción en empresas (empresas especializadas, oficinas de ingeniería, institutos de control, etc.) o buscan la ayuda de expertos.

Con la recepción, el dueño declara que el tipo y montaje de la planta están acorde a las especificaciones acordadas (con reserva por eventuales deficiencias escondidas) y que se han realizado los servicios acordados en el contrato.

Con ello, jurídicamente, entra en vigor la obligación de cancelar el monto completo (el cual está estipulado en el contrato), salvo que se hayan tomado otros acuerdos o que existan deficiencias.

Además, como ya se describió en el capítulo “puesta en marcha”, el dueño asume la responsabilidad sobre el uso de la planta.

Por lo tanto, la recepción tiene consecuencias importantes para el dueño y debería llevarse a cabo con gran minuciosidad, especialmente para descartar riesgos de seguridad (por ejemplo, peligro de golpes eléctricos o de incendio). En una recepción cuidadosa deberían identificarse de forma segura deficiencias o alteraciones en cuanto a la forma de ejecución, calidad y conformación. De ella pueden derivarse exigencias de retoques o de suministros posteriores.

Como los dueños muchas veces no poseen los conocimientos necesarios para una evaluación adecuada de las plantas, se recomienda buscar profesionales. Aparte de la formación específica y la orientación técnica de la persona en cuestión, es recomendable poseer alguna experiencia en la evaluación de plantas FV. Se encuentran suficientes empresas calificadas en todos lados.

La extensión de las pruebas y controles a realizar en la recepción debiera adaptarse según el tipo, tamaño y complejidad de la planta, según las circunstancias especiales del entorno o del perfil específico de exigencias. Así, por ejemplo, existen más puntos de control en caso de una planta FV integrada a un edificio que en una que va paralela al tejado. De igual manera, en el caso de una planta grande, con una inversión importante, es recomendable un control de rendimiento más profundo que en una planta pequeña. La decisión la toma finalmente el dueño o inversionista. Sin embargo, es posible que existan ciertas exigencias por parte de bancos o compañías de seguro.



Figura 5-34: Control visual (izquierda en el WR) y medición (derecha en el GAK) durante la recepción

Una recepción de calidad debería contener los siguientes puntos esenciales:

- Revisión de los documentos
 - Integridad
 - Elección y dimensionamiento correctos de los componentes
 - Aptitud de los componentes para el uso
 - Trabajo conjunto de los componentes

- Ajuste de la planta con las especificaciones
 - Parámetros de la planta (interpretación y dimensionamiento)
 - Orientación y ajuste del generador
 - Elección de componentes
 - Calidad de ejecución
 - Cumplimiento de las propiedades prometidas

- Control visual extenso
 - Constatar el cumplimiento de normas y pautas relevantes
 - Comprobar que no hay deficiencias

- Probar y medir, por ejemplo
 - medir en las cadenas (corriente en el corto circuito, tensión en circuito abierto, resistencia de la aislación)
 - revisión termo gráfica

- activación de componentes importantes para la seguridad
- medir curvas características eléctricas U-I
- mediciones mecánicas

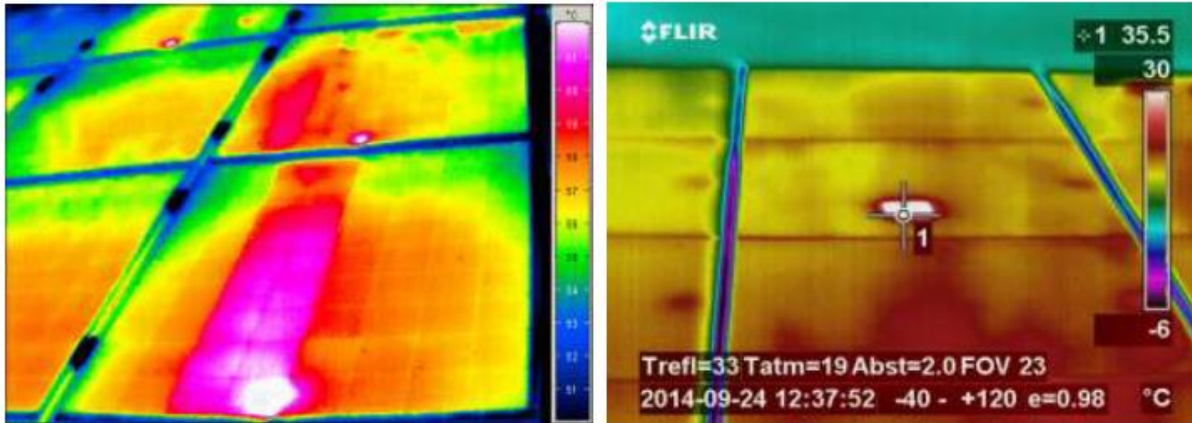


Figura 5-35: Ejemplos de termografía del generador FV

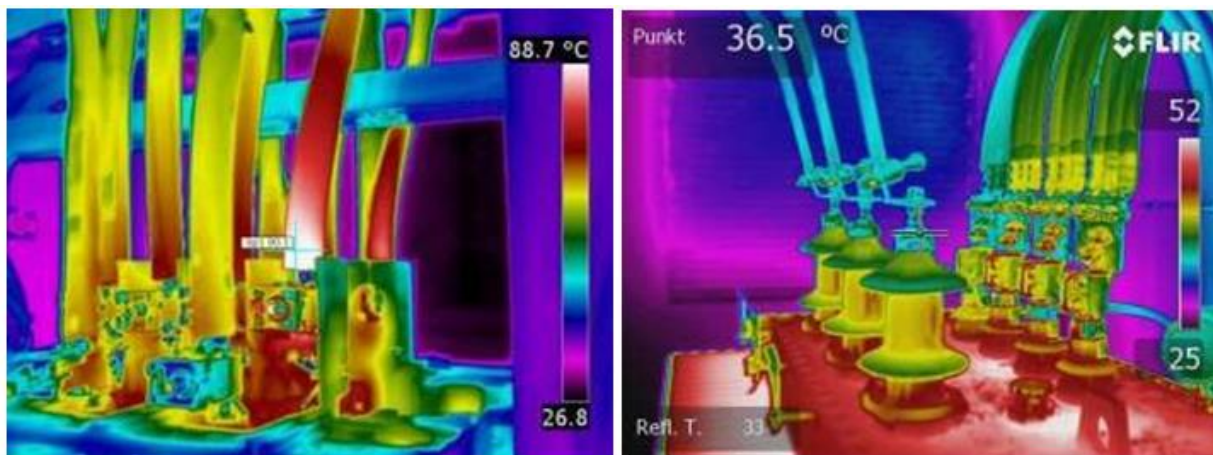


Figura 5-36: Ejemplos de termografía en el repartidor inferior y en el transformador

Hay que considerar que se debe tomar en cuenta todos los componentes de la planta, desde el módulo hasta el punto de alimentación a la red. También son parte de la planta, por ejemplo, los caballetes e infraestructura del módulo, así como las fundaciones y anclajes.

En la evaluación de la planta debiera tenerse en cuenta también la calidad del trabajo realizado y la aptitud de la planta para un uso a largo plazo (20 años y más).

Aparte de los criterios principales de evaluación, hay también otros puntos que podrían jugar un papel importante, entre ellos:

- Facilidad de mantenimiento
- Como afecta al hombre y entorno

- Cumplimiento de las ventajas prometidas

Resumen

Una recepción extensa y detallada de la planta reduce considerablemente el riesgo de fallas, dado que pueden detectarse y enmendarse deficiencias y faltas a la calidad.

5.5.2 Mantenimiento e inspección

Al contrario de afirmaciones hechas en el pasado por fabricantes de componentes y constructores de plantas, ¡las plantas FV no son para nada libres de mantenimiento!

Están sujetas a exigencias grandes, debido a circunstancias externas, especialmente climáticas (viento, lluvia, granizo, presión por la nieve, rayos ultravioletas, cambios rápidos de temperatura, etc.).

Además, en las plantas FV ocurren también mecanismos típicos de envejecimiento. Como en todos los componentes o plantas puede haber disfunciones o fallas prematuras. Además, acontecimientos o influencias extraordinarias (por ejemplo, mordiscos de roedores, sustancias agresivas, temperaturas extremas, rayos, etc.) pueden producir daños o envejecimiento acelerado. Estos daños o cambios en el material pueden, aparte de reducir los ingresos, provocar recalentamientos locales que, en el peor de los casos, llevan a la destrucción térmica de componentes, a la formación de un arco eléctrico estable y a un incendio al interior de la planta FV.

Por ello son necesarias inspecciones y medidas de mantenimiento de forma regular, para garantizar un funcionamiento seguro y correcto. Asimismo, la inspección y mantenimiento tal de la planta pueden aumentar el rendimiento.

Según el tipo de planta y exigencias se recomiendan intervalos y medidas distintos. Aparte de intervalos fijos es recomendable una inspección y mantenimiento extra por eventos. Este debiera realizarse en caso de eventos concretos (por ejemplo, tormenta, aviso de avería, desconexión de la planta, disminución de rendimiento, etc.).

A continuación se nombran todas las medidas habituales de inspección y mantenimiento.

Medidas típicas de inspección:

- Control visual (por ejemplo, daño exterior o cambios en el material).
- Control de los parámetros de la planta (indicadores de estado, avisos de fallas, rendimiento, etc.).
- Pruebas y mediciones (aquí pueden aplicarse las mismas medidas que en la puesta en marcha o una parte de ellas; a menudo sólo algunas comprobaciones al azar).

Medidas típicas de mantenimiento:

- Limpiar los módulos FV y los sensores meteorológicos
- Limpiar radiadores y canales de ventilación o filtros
- Cuidado de la naturaleza, al menos cortar la vegetación
- Cambiar piezas desgastadas
- Control y activación de instalaciones de seguridad (véase capítulo 3.3.3.2)
- Regulación o calibración de parámetros

Hay que tener en cuenta que para llevar a cabo cada uno de los puntos se necesitan calificaciones y equipamientos distintos. Algunas medidas las puede hacer el propio operador. Otras, en cambio, requieren profesionales con la calificación y equipamiento correspondientes (por ejemplo, un electricista calificado).

En el mercado existen una serie de ofertas para el mantenimiento de plantas FV. Muchas veces se ofrecen contratos de mantenimiento integrales. En tal caso hay que asegurarse de que queden establecidos en el contrato las medidas a realizar y los intervalos correspondientes.

A menudo se ofrecen contratos combinados de mantenimiento y gestión empresarial. La ventaja es que las dos responsabilidades pasan a ser una sola y no hay problemas de intersección. Sin embargo, en estos casos suele faltar un mecanismo de control.

Resumen

Inspecciones regulares y otras en caso de eventos especiales, contribuyen a minimizar el riesgo de falla a largo plazo y evitar situaciones de peligro.

5.5.3 Dispositivos para conectar y separar

Para llevar a cabo inspecciones y mantenimientos es necesario separar eléctricamente el generador FV e inversor. La problemática particular acerca de desconectar en el nivel de módulo, en caso de recurrir a bomberos u otro tipo de ayuda, se describe de forma separada en el capítulo 6.3.

Para medir una cadena de módulos por separado hace falta separarla. Por lo tanto, se necesitan los dispositivos respectivos para desconectar y separar. A menudo éstos se encuentran ubicados en las cajas de bornes del generador, las cuales pueden estar equipadas con seccionadores interruptores bajo carga y bornes separadores, o porta-fusibles con una función para separar.



Figura 5-37: Caja de toma de corriente de generador con interruptor bajo carga y bornes de separación

En el caso de inversores en cadena, la apertura está, en algunos casos, integrada en el inversor. Una separación de las cadenas es posible gracias a conexiones enchufables en la entrada del inversor.

Es muy importante considerar que sólo se puede abrir mediante los interruptores bajo carga o los interruptores seccionadores bajo carga. Todas las demás instalaciones de separación sólo pueden ser usadas sin carga. Para prevenir, habitualmente se colocan avisos de advertencia. Se debe respetar las instrucciones para prevenir accidentes (especialmente los BGVA3).

Advertencia: Debido a conexiones en paralelo en las cajas de conexión o en el inversor pueden existir tensiones de polaridad inversa. Habiendo radiación solar, los módulos FV están permanentemente bajo tensión.



Figura 5-38: Porta-fusible con función de separar



Figura 5-39: Separador con fusible



Figura 5-40: Interruptor seccionador

Equipos separadores similares deben existir también en el lado AC. Se les ubica generalmente en el inversor (inversor central), ocasionalmente en repartidores.

También existen equipos de apertura y separación junto al transformador, o en caso de plantas grandes, en la subestación de media tensión (figura 5-41). Ahí deben existir las instalaciones necesarias para separar, poner en cortocircuito y poner a tierra (por ejemplo, un kit de contacto de tierra y cortocircuito para el transformador, véase figura 5-42).

Las acciones correspondientes en estos lugares sólo las pueden ejecutar profesionales con autorización y, posiblemente, equipo de protección individual.



Figura 5-41: Estación de media tensión



Figura 5-42: Kit de contacto a tierra y cortocircuito para el transformador

5.5.4 Vigilancia automática de la planta (monitoreo)

Como se ha descrito en los capítulos anteriores, no se puede asumir necesariamente que las plantas FV trabajarán todo el tiempo de uso (habitualmente 20 años, en el caso de plantas nuevas se estima hasta 30 años) sin fallas y sin cambios en la eficiencia y las ganancias. Para minimizar lo más posibles reducciones de las utilidades por fallas, suspensiones parciales o

disminuciones de eficiencia, es necesario una vigilancia calificada de los parámetros, y una rápida detección y aviso de cualquier falla.

Lo anterior suele conseguirse a través de un monitoreo de la planta.

Como los parámetros de la planta dependen directamente de las condiciones de irradiación y del nivel de temperatura, no es posible derivar ningún valor directo de rendimiento sin conocer estas circunstancias del entorno. Por lo tanto, se requiere una alta calidad en los sensores y también en los aparatos que miden la irradiación.

Los aparatos requieren un control y calibraciones regulares, igual que un mantenimiento sistemático para minimizar irregularidades en la medición.

Correlacionando los datos climáticos con los parámetros de la instalación, es posible determinar y analizar el rendimiento de la planta. Un valor característico muy usado es la “razón de performance” (PR), que relaciona la energía almacenada con la energía de radiación recibida, dando con ello una idea del rendimiento de la planta.

Según lo detallada que sea la captación de parámetros, es posible detectar problemas de diversas magnitudes. Por ejemplo, con un seguimiento de la corriente en la cadena se puede detectar y localizar más rápido una desconexión o una disminución significativa de la potencia en la cadena. Mediante comparaciones relativas con otras cadenas se detectan discrepancias.

También pueden detectarse problemas en algún inversor en particular (por ejemplo, arranques tardíos o suspensiones temporarias).

En plantas grandes suelen juntarse varias cadenas para la recogida de datos.

En el mercado se encuentran disponibles diversos tipos de soluciones. Por ejemplo, en la figura 5-43 se muestra el monitoreo de cadenas, en el que se pueden mostrar y analizar los historiales de todas las corrientes de cadena, en diferentes resoluciones (períodos) del inversor.

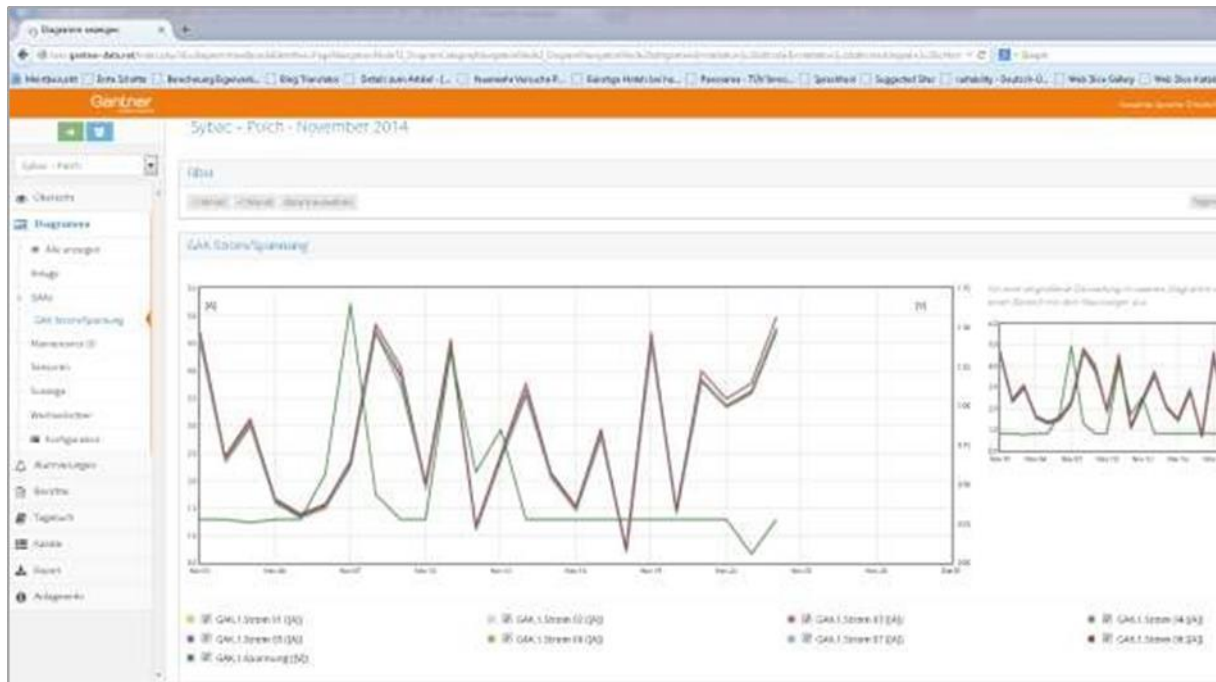


Figura 5-43: Ejemplo de un portal de monitoreo en línea con seguimiento de las corrientes de cadena

5.6 Instalaciones para la desconexión de los módulos solares y generadores

5.6.1 Planteamiento de tareas

Las celdas solares crean una tensión eléctrica mientras se les ilumina. Con una iluminación muy baja, esa tensión es también baja pero, subiendo la iluminación llega rápidamente a la tensión completa. La corriente eléctrica producida por una celda solar es proporcional a la iluminación.

Los generadores solares no pueden apagarse – como las baterías – sin tomar medidas adicionales. Esta propiedad, que difiere de las fuentes de tensión habituales, requiere un trato especial durante la instalación y mantenimiento de las plantas FV, y también en el eventual caso de acciones de auxilio en edificios con plantas FV o en áreas de superficie libre.

Debido al aumento rápido de las plantas FV, en 2008 se produjo una discusión intensa acerca de si la imposibilidad de apagarlas suponía un riesgo para las fuerzas de auxilio y si los bomberos debían dejar que estos edificios con plantas FV se incendiaran de forma controlada. Finalmente, dicha discusión llevó en 2010 a la decisión del Consejo de los Ministros del Interior de los estados federales alemanes, en cuanto a que todos los módulos FV deberían poder ser apagados. Se pidió a los gremios de estandarización de la DKE (Comisión Alemana de tecnología eléctrica) que crearan normas del producto e instalación correspondiente. Se constituyó un grupo de trabajo, el cual elaboró la regla de uso VDE AR-E 2100-712, en la que se describen “medidas fundamentales para el área DC de una planta fotovoltaica para cumplir con la seguridad eléctrica en caso de un combate contra incendios o de una prestación de ayuda técnica” [75], [76].

Como aún no existe ningún estándar técnico establecido para apagar módulos y generadores que podrían ser la base de una norma de producto, dicha regla de uso se limita a describir requisitos mínimos técnicos y organizativos para conseguir un estado seguro para la planta.

En ella, y en general, no se exige una desconexión, sino que ésta representa una solución opcional cuando las medidas de construcción realizadas no son consideradas suficientemente seguras (por ejemplo, la colocación segura de conductores, colocación de conductores y del inversor en el exterior), según se explica también en el capítulo 6.3.3; exigencias de una instalación eléctrica.

La susodicha discusión controvertida sobre el potencial de peligro para las fuerzas de auxilio ha iniciado, además, la creación de material informativo amplio y de capacitaciones para bomberos y auxiliares. Lo anterior produjo una paulatina objetivización, la cual ha hecho que los bomberos se apartaran de la exigencia generalizada de desconexión, con el argumento de que también todo dispositivo de desconexión puede fallar.

Como un asistente en acción durante una emergencia difícilmente será capaz de seguir siempre las “cinco reglas de seguridad” [77] para tratar plantas eléctricas, debe asumir que a pesar de existir un dispositivo de desconexión, la planta no estará libre de tensión.

Por ello, se atiene a las reglas básicas tradicionales de: “acercarse a plantas eléctricas solo hasta un metro de las partes bajo tensión y, al extinguir con manguera, acercarse sólo hasta un metro con chorro pulverizado y hasta cinco metros con chorro lleno”.

Al existir en Alemania a fines de 2014 ya más de 1,5 millones de plantas FV, con una potencia global de aproximadamente 38 GW, hay otra pregunta clave pendiente, si es que los dispositivos de desconexión pueden ser instalados a posteriori, y si se puede ordenar su instalación a posteriori. Aparte de preguntas técnicas, también hay que considerar preguntas jurídicas, como el mantenimiento de derechos anteriores.

Por lo tanto, se debe asumir que las fuerzas de auxilio se encontrarán, en el futuro mediano y futuro, con plantas, tanto con, como sin dispositivos de desconexión. Como esto no debiera ser conocido en la mayoría de los casos, las fuerzas de auxilio deberán seguir tratando cada planta como una sin posibilidad de desconexión.

En otros países, especialmente Estados Unidos, hay otros puntos de vista. Ahí se incluyó en el National Electric Code vigente, bajo la entrada “Rapid Shutdown (NEC 690.12)” [78], la exigencia de que toda planta fotovoltaica integrada en un edificio o de superficie libre debe poder ser apagada en un lapso de 10 segundos. Puede permanecer un resto de tensión de hasta 30 voltios y un resto de potencia de hasta 240 VA. Esta exigencia, sin embargo, no desliga a las fuerzas de auxilio de cumplir las reglas de seguridad vigentes hasta ahora.

5.6.2 Exigencias generales a los sistemas para la interrupción de un generador solar o de un módulo solar

En el pasado ya se han hecho una serie de propuestas para desconectar plantas FV en caso de una emergencia, algunas de las cuales han llegado a probarse. Éstas se han resumido y evaluado en [79], [80].

Un primer tipo de posibilidad se basa en una cobertura vasta y opaca del generador solar, por ejemplo, con espuma de combate de incendio, con una lona de cubierta o con gel opaco. Estas propuestas no han resultado factibles técnicamente de momento, o los bomberos no las consideran practicables. La espuma de combate de incendio no suele quedar pegada en las superficies inclinadas y lisas que tienen los módulos, aplicar gel toma demasiado tiempo y las lonas de cubiertas requieren que no haya viento y no son aptas para plantas grandes (véase figura 5-44). En caso de un incendio de vivienda con peligro para personas, los bomberos optarán siempre por un ataque desde el interior, respetando las reglas tradicionales, y no por cubrir primero un generador solar. Estas posibilidades de apagar un generador solar no se encuentran en las reglas de uso VDE-AR-E 2100-712.



Figura 5-44: Intentos de cobertura opaca de módulos FV, foto: <http://pv-notaus.de/gefahren.html>

La segunda clase de sistemas ejecuta una desconexión eléctrica dentro de la planta FV. Ésta puede producirse en distintos niveles del módulo, hasta el inversor. Eso sí, se consiguen éxitos variados en cuanto a la protección de la personas. La inversión extra varía también según la medida. La susodicha regla de aplicación en este caso contempla solamente plantas FV en o encima de edificios.

La posibilidad de desconectar sistemas al aire libre no se ha exigido hasta ahora, aunque podría ser ventajosa si, por ejemplo, hay que rescatar personas de un vehículo o un avión en una planta así (por ejemplo, murallas anti ruido en las autopistas).

La función básica que se exige en el manual de aplicación VDE-AR-E 2100-712 consiste en que en caso de suspensión de la tensión de red o al desconectar el inversor, tienen que desconectarse automáticamente las líneas eléctricas CC tendidas dentro de un edificio por un dispositivo de seguridad que se encuentra afuera del edificio.

Desconectado significa que

- La tensión debe ser menor a 120 V.
- La suma de todas las corrientes de cortocircuito en terminales debe ser menor a 12 mA.
- La energía de salida del sistema CC debe ser menor a 350 mJ.

Los elementos de apertura, al igual que los diodos de bypass, deben ser capaces de llevar de forma permanente 1,25 veces el valor de la corriente de cortocircuito nominal, y debería mostrar un comportamiento tipo Fail-Safe, es decir, en caso de una falla pasar automáticamente al modo seguro y apagado. Si esto no se puede garantizar (por ejemplo, en caso de interruptor de semiconductores) es necesario realizar una revisión diaria, por ejemplo, en la mañana al conectar el inversor.

Además, los sistemas no deben llevar a circunstancias operacionales no permitidas como, por ejemplo, corrientes inversas dentro de los generadores, cuando se desconectan módulos aislados ya sea sin querer, o temporalmente desfasados por un dispositivo de puesta en cortocircuito.

Las instalaciones de desconexión deben ser conectadas por una señal de activación. Si ésta no se mantiene de forma permanente, se debe proceder, dentro de 15 segundos, a la desconexión. Por otra parte, la señal de activación sólo puede generarse si hay tensión de red. La señal puede ser suprimida por otras instalaciones de interrupción o de vigilancia, o también de forma manual.

Una vez que se recuperen las condiciones normales de funcionamiento (por ejemplo, se recupera la tensión de red), el dispositivo de desconexión puede volver a conectarse automáticamente.

En caso de sistemas independientes (en isla) se debe interrumpir la señal de activación si se apaga el sistema que crea la red independiente.

5.6.3 Instalaciones técnicas para la desconexión de módulos solares y generadores

El manual de aplicación contempla la posibilidad de desconectar a nivel de generador y a nivel de módulo. Aquí se incluye tanto la opción de separar como la de un cortocircuito.

La figura 5-45 muestra, como ejemplo, una instalación para separar al final del generador o bien en la entrada del edificio. Este tipo de instalación de maniobra, que se ha hecho conocido como “interruptor de bomberos”, debe cumplir las exigencias para aparatos de conexión según DIN EN 60947-3(VDE 0660-107) o según DIN EN 60947-2(VDE 0660-101).

Todavía quedan por establecerse más exigencias en una norma de producto.

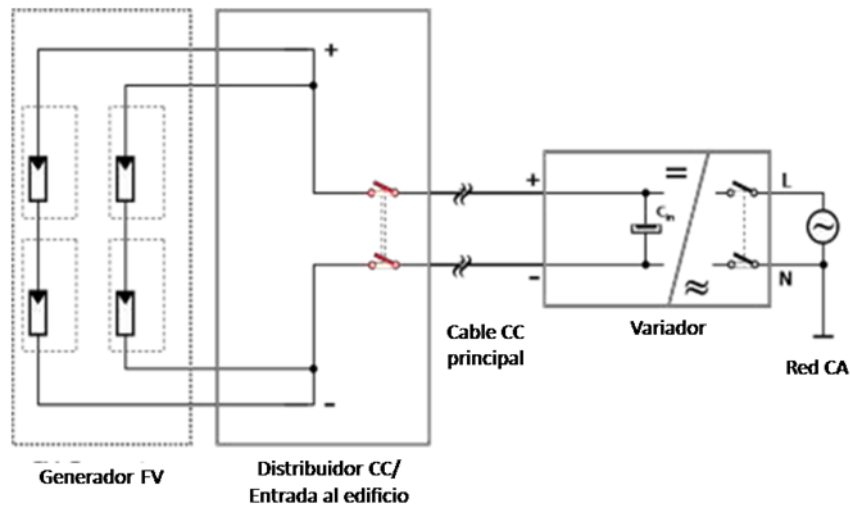


Figura 5-45: Ejemplo de instalación para separar al final del generador

Según la regla de aplicación, no se permite una desconexión mediante la aplicación de un cortocircuito en bornes de un generador solar (figura 5-46). Esto se justifica porque, a pesar de que las líneas eléctricas detrás del lugar del cortocircuito están sin tensión, en un punto de separación en la cadena que ha quedado en cortocircuito, se aplica la tensión de cadena completa, lo cual, al fin de cuentas, representa un potencial de peligro mayor dentro del propio generador solar. Por tanto, se debe evitar un cortocircuito permanente. Una puesta en cortocircuito muy breve (15 segundos) para desconectar arcos eléctricos paralelos entre dos conductores bajo corriente, está permitida, aunque dichos arcos eléctricos paralelos ocurren muy poco.

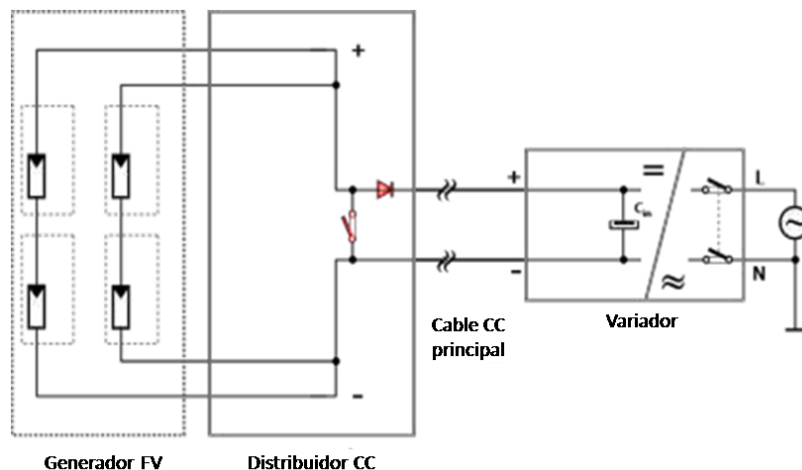


Figura 5-46: Ejemplo de instalación para poner en cortocircuito al final del generador

La figura 5-47 muestra una instalación para desconectar un módulo solar a través de la separación. Aunque no se menciona expresamente en el manual, también se aplica a módulos con transductores CC/CC o CC/CA integrados, los cuales entregan una función del mismo efecto. Lo fundamental aquí es que la instalación para desconectar puede ser también un interruptor de semiconductores, sin la función de separar, si el mecanismo típico de falla asegura una desconexión.

Si lo anterior no está garantizado, hay que ejecutar la función de prueba automática a diario, véase más arriba.

Las exigencias para ese tipo de instalación para desconectar un módulo FV aún tienen que ser establecidas en la norma de producto.

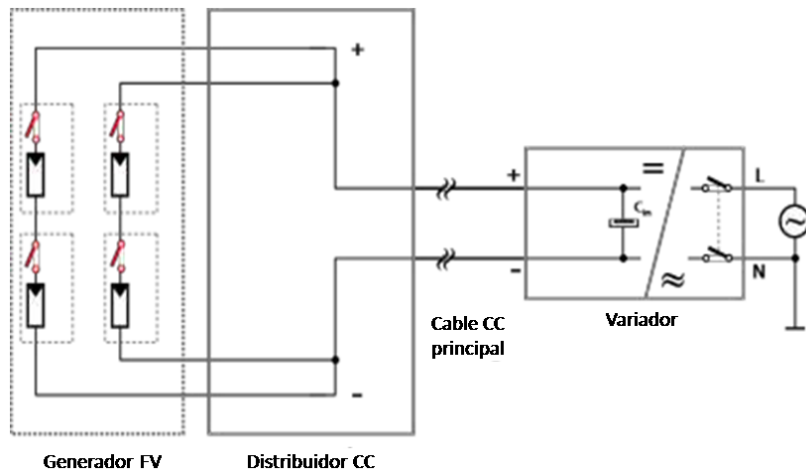


Figura 5-47: Ejemplo de instalación para desconectar con interruptores serie a nivel de módulo

La instalación para poner en cortocircuito a nivel de módulo mostrada en figura 5-48 fue rechazada, particularmente por los fabricantes de módulos, durante el procedimiento de oposición pública de las reglas de aplicación. No se pudo llegar a ningún resultado definitivo, por lo cual las exigencias par ese tipo de instalación para poner en cortocircuito un módulo FV todavía deben quedar establecidas en la norma de producto.

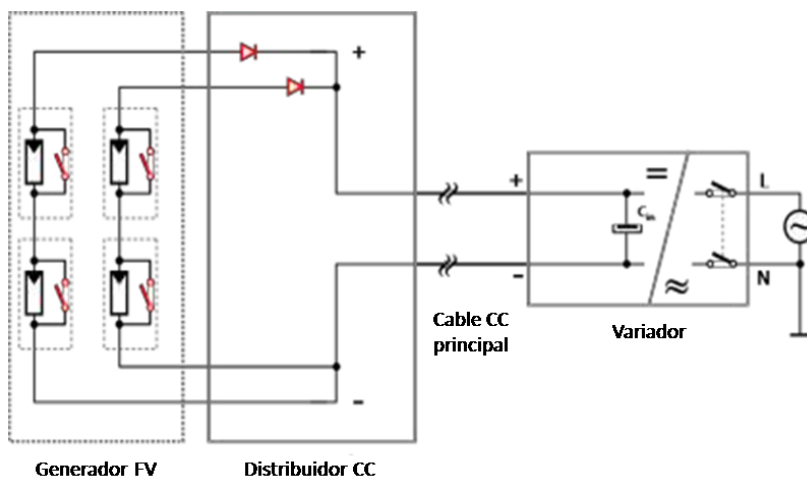


Figura 5-48: Ejemplo de instalación para desconectar vía cortocircuito a nivel de módulo

5.6.4 Resumen

La regla o manual de aplicación VDE describe una serie de medidas, con las cuales se puede preservar la seguridad eléctrica en caso de un combate al fuego o de una prestación técnica de auxilio.

La desconexión del generador solar o de módulos aislados no es obligatoriamente necesaria, sino que representa una opción.

La conclusión de la investigación sobre los interruptores-seccionadores bajo carga de 3.3.3.2 es además que los interruptores se ven afectados por temperaturas ambiente elevadas de forma permanente, con degradación de contactos. En la planificación deberían sobredimensionarse los interruptores: al igual que las líneas eléctricas CC, los interruptores deberían soportar por lo menos el 125% de la corriente nominal. Interruptores expuestos a temperaturas ambientales elevadas deben ser dimensionados según las indicaciones de “derating” del fabricante:

- Todos los interruptores deberían ser inspeccionados anualmente, para detectar recalentamientos.
- Todos los interruptores deberían pasar anualmente por un mantenimiento, durante el cual deben accionarse unas diez veces.

Las exigencias técnicas detalladas para los sistemas de desconexión o cortocircuito aún deben establecerse en normas de producto. Trabajos pre-normativos básicos acerca del tema se realizan actualmente en el marco de un proyecto conjunto de investigación patrocinado por el Ministerio de Economía y Energía con el código 0325596F. Los socios TÜV Rheinland, LGA Products, E-T-A Elektrotechnische Apparate, Q3 Energieelektronik, Eaton Industries y SMA Solar Technology se dedican a realizar pruebas de envejecimiento y fiabilidad de estos sistemas.

5.7 Obligaciones de etiquetado e información

En principio, las fuerzas de auxilio deben mantener las distancias del VDE 132, en caso de incendio. En aquellas instalaciones en que se usan los dispositivos de desconexión según la regla de aplicación VDE-AR2100-712, se puede considerar al sistema DC que va hacia fuera como área protegida. El dispositivo de desconexión y el área protegida después de la desconexión, deberían marcarse por separado en el plano conjunto.

Recomendación: En la medida que salgan al mercado dispositivos para desconectar módulos certificados por una norma de producto, debería usarse un cartel especial, por ejemplo, con marco verde y con unos símbolos para indicar desconexión de módulos. De este modo, las fuerzas de auxilio pueden captar más rápido que no puede haber tensiones CC peligrosas en el generador.

En principio, sería bueno que ya en el cuartel de bomberos existiera información acerca de si en el edificio en cuestión hay una planta FV. La mantención de dicha información, sin embargo, es un reto. Un problema adicional lo constituye el hecho de que no todos los cuarteles de bomberos tienen computadores con acceso a internet. Sería útil crear una base de datos central, en internet, a la cual puedan acceder las autoridades regionales para distribuir los datos a las comunas o directamente a las estaciones de bomberos.

Los registros de plantas FV en la Agencia Federal de Redes Eléctricas en Alemania serían válidos en principio. Sin embargo, la petición realizada por el grupo de estudio fue rechazada por dicha agencia.

También sería válido reunir y evaluar todos los registros y operadores de sistemas eléctricos en la página web de la DGS www.energymap.info (archivo csv con las direcciones de todas las plantas EEG registradas en Alemania). Sin embargo, para ello faltaría elaborar una plataforma en línea adecuada para buscar direcciones y códigos postales. Un problema mayor constituye la falta de actualización y la falta de datos. El registro de un operario de red se realiza hasta 18 meses después de la puesta en marcha.

Más de 10.000 plantas carecen actualmente de datos de dirección. La dirección indica habitualmente el lugar de conexión a la red, el cual no necesariamente coincide con la ubicación de la planta. Deberían verificarse todos los datos o, mejor aún, debería presionarse a los operadores para que cumplan con sus obligaciones legales (EEG §52).

6 Medidas para el aumento de la seguridad de los equipos de rescate

6.1 Etiquetado de plantas

Las plantas FV sobre el tejado no pueden verse siempre de inmediato, sobre todo en caso de un desprendimiento fuerte de humo. Actualmente no existe ningún archivo central con una recopilación al día de todas las plantas FV. Por ello, debe asegurarse una información clara y rápida para los bomberos y otras fuerzas de auxilio, en el propio lugar.

Un identificativo en la caja de conexión de la casa hace posible que los bomberos reconozcan rápidamente que hay una planta FV en el objetivo. Para identificarla, hay que colocar el cartel de advertencia (figura 6-1) según la regla de aplicación VDE-AR 2100-712 en el punto de entrega de la planta FV, por ejemplo, en la caja de conexión o en el repartidor principal del edificio (el adhesivo correspondiente puede obtenerse en línea desde la Sociedad Alemana de Energía Solar).

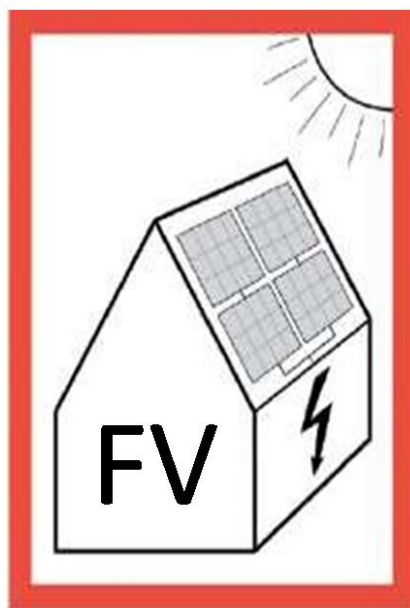


Figura 6-1: Cartel de advertencia FV según VDE-AR 2100-712

6.2 Plano para bomberos, tendido de conductores y dispositivos técnicos

Además, tiene que haber (colgado, disponible, etc.), en el punto de entrega de la instalación eléctrica, un plano del conjunto (figura 6-2), hecho según regla de aplicación VDE-AR 2100-712, que ayude a las fuerzas de auxilio a identificar rápidamente, en el objeto, la ubicación de los componentes que llevan corriente. El eventual plano para bomberos según DIN 14096 existente previamente, debería actualizarse antes de la puesta en marcha.

Un plano del conjunto debe mostrar lo más claro y simple posible, el tipo y la ubicación de los componentes de la planta FV, como por ejemplo:

- todas las líneas eléctricas bajo tensión y que no pueden ser desconectadas
- conductores eléctricos FV bajo tensión CC, tendidos de forma protegida contra el fuego en el edificio
- ubicación del generador FV
- ubicación de todas las instalaciones de activación CC.

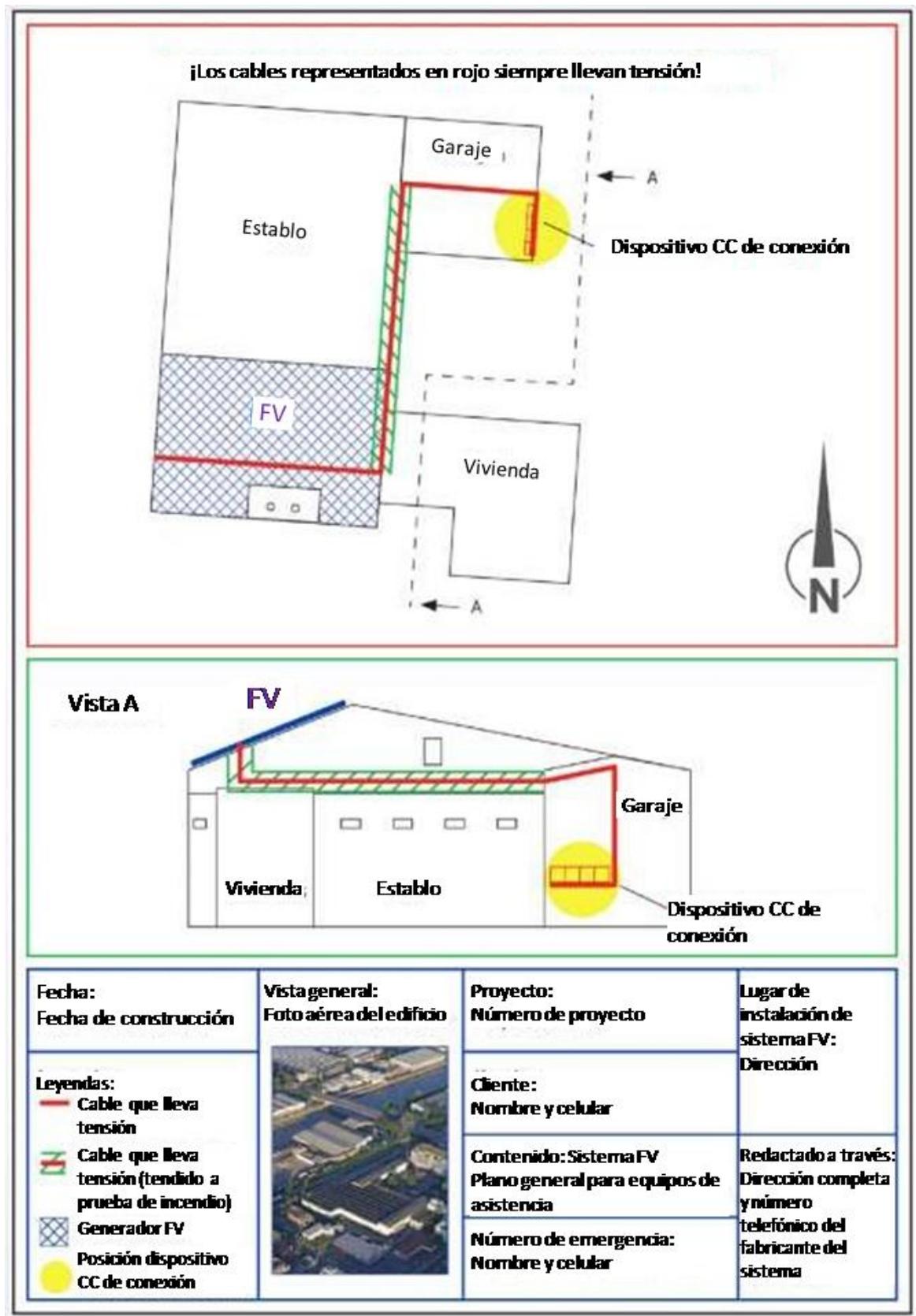


Figura 6-2: Ejemplo de un plano de conjunto para las fuerzas de auxilio, según VDE-AR-2100-712

6.3 Directriz a usar en caso de incendio

Para el caso de un incendio ya se analizó en el capítulo 5 una serie de escenarios. Aunque estas situaciones se diferencian individualmente en los procedimientos técnicos y tácticos a seguir, es posible resumir las medidas de precauciones técnicas, organizativas y de personal.

Medidas técnicas

Las medidas técnicas deben conducir la planta automáticamente a un estado de seguridad, en caso de cualquier falla de la misma. El estado de seguridad existe si trabajadores no especializados pueden trabajar también sin peligro en la planta. Una intervención extra por parte de personas no debe ser necesaria para alcanzar el estado de seguridad. Soluciones normativas técnicas se encuentran en elaboración.

Medidas organizativas

En la reflexión sobre las medidas organizativas no se ha hecho mención separada a todos los procedimientos habituales -en caso de incendio o auxilio técnico- como, por ejemplo, el uso de equipos respiratorios o el tener en cuenta un área de peligro debida a escombros.

Como el elemento principal que surge, desde un punto de vista organizativo, de todos los escenarios contemplados, debe mencionarse la distancia de seguridad. Hay que diferenciar entre la distancia básica de las fuerzas de auxilio y la distancia a la hora de apagar un incendio. Según el folleto informativo “Peligros eléctricos en el lugar de actuación” (GUV-18677), de la Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung e.V., hay que mantener como mínimo un metro de distancia de todas las plantas y partes de ellas baja tensión. Si es posible, o en una situación poco clara, hay que establecer una zona aislada de seguridad.

Durante la extinción de incendios valen distancias de seguridad diferenciadas, según la norma “Combate de incendios y prestación de ayuda técnica en el área de plantas eléctricas” (DIN VDE 0132) de la Asociación de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Técnica Informática. Dichas distancias se confirmaron también para plantas FV, mediante las pruebas prácticas realizadas por el proyecto de investigación.

Si hay que realizar trabajos en el área de, o en la misma planta dañada, éstos sólo pueden ser realizados y evaluados por profesionales del área eléctrica. Dichos profesionales pueden poner también la planta en un estado de seguridad que posibilite un trabajo sin peligros. Si la planta o los elementos de conexión no se encuentran dañados, es posible que personal no profesional ejecute una desconexión parcial de la planta (véase instructivo BSW). Durante todos los trabajos es obligatorio llevar el equipo de protección individual según las normas vigentes.

En particular, para plantas de alta tensión rige que todos los trabajos deben ser ejecutados exclusivamente por operarios especialmente calificados eléctricamente.

En caso de usar iluminación artificial, es válida la recomendación de cumplir las distancias de seguridad según el capítulo 4.5.2 del proyecto de investigación.

Medidas de personal

Para minimizar el riesgo del personal, aparte de todas las medidas técnicas y organizativas, hay que inculcar forzosa y continuamente, a través de formaciones repetidas, los conocimientos acerca de los peligros, consecuencias y medidas de seguridad. Lo importante de estas formaciones es que existe una línea unitaria de lo que se quiere transmitir, lo que sólo puede ser llevado a cabo por personal profesionalmente calificado para ello. La instrucción, tanto en su parte teórica como práctica, debe ser realizada en el propio lugar de trabajo. Como medida complementaria, pueden ayudar empresas especializadas.

6.4 Directriz en inundación de las plantas FV (peligro de explosión)

Las prestaciones de auxilio en plantas FV inundadas requieren de medidas organizativas que van más allá de las ya descritas en el capítulo 7.3. Aparte de cumplir con las distancias de seguridad habituales, sólo se puede acceder a las áreas inundadas después de que éstas se encuentren libres de tensión (GUV-I 8677). Para conseguir dicho estado libre de tensión, un operario calificado eléctricamente debe desconectar del generador todas las partes de la planta que se encuentran bajo el agua. Con ello se evita, además, que se siga produciendo más hidrógeno.

Debido a la posibilidad de que se forme gas detonante, el proceder de las fuerzas de auxilio debe ir acompañado de mediciones de explosión. Si en esas mediciones se encuentra que hay peligro de explosión, o si se llega a esa conclusión por señales concretas, hay que adaptar el área cerrada a las distancias acorde al peligro en cuestión.

Además, en caso de dañar los acumuladores eléctricos, pueden producirse gases tóxicos y corrosivos (por ejemplo FH).

Con una ventilación enfocada a las áreas afectadas, pueden prevenirse dichos peligros.

7 Resumen y perspectivas futuras

En este manual se han resumido los resultados de más de tres años de trabajo de investigación de los socios, con el apoyo de expertos FV, asociaciones profesionales, socios industriales, bomberos, empresas de instalación, agencias aseguradoras y operadores.

Los trabajos abarcaron una serie de temáticas:

- Evaluación de riesgos de incendio en plantas FV, tanto para el caso de influencia ajena, por fuego desde el exterior, como también para los riesgos de inicio de incendio que existen dentro de la propia planta FV.
- Evaluación del riesgo durante un incendio FV, para las fuerzas de auxilio, especialmente los bomberos, y estrategias para evitar tales riesgos.
- Evaluación de las posibilidades de minimizar el riesgo de que se forme o propague un incendio dentro de la planta.
- Derivación de recomendaciones acerca del diseño de componentes y sistemas, materiales, aseguramiento de la calidad en la fabricación, instalación y operación.

Para el análisis de riesgos se llevó a cabo entre 2011 y fines de 2013 una investigación extensa de los daños reales causados por incendios efectivos en plantas FV, que incluyó una encuesta y consultas en línea a los bomberos y a las compañías que aseguran plantas FV en Alemania. Se pudo establecer 430 casos de daños por incendio o calor en plantas FV, de los cuales aproximadamente la mitad tuvo su origen segura o, al menos, muy probablemente en la propia planta FV. De la investigación resultó que los daños fueron originados, en aproximadamente un tercio de los casos, por los propios componentes FV, en otro tercio, por fallos en la planificación, y el último tercio, por fallos en el montaje de la planta. Los incendios ocurrieron, de un modo más que proporcional, al mediodía o a principios de la tarde y en los meses de verano, es decir, con un nivel alto de radiación solar y de circulación de corrientes. Bajo tales condiciones es que fallan los componentes deficientes o ya dañados.

Sobre la base de estos resultados de investigación y pruebas de laboratorio, un gremio de expertos llevó a cabo una FMEA (“Failure Mode and Effects Analysis” o “Análisis de posibilidades y efectos de fallas”). Como fuente principal de fallos se detectó el “factor hombre”, por lo cual las recomendaciones derivadas se encuentran principalmente en el área de garantizar calidad, tanto en los componentes, como en la planificación y ejecución de las plantas.

Para la estandarización se recomienda reforzar las medidas para garantizar la calidad en la producción, tanto a nivel de componentes como de módulos. Muchos fabricantes se enfocan ya hacia un nivel más alto. Con un catálogo de calidad de la seguridad estandarizado se pretende conseguir un nivel de calidad homogéneo y evitar riesgos provocados por una supervisión incompleta de los productos.

Controles regulares de las plantas por terceros independientes fueron valorados como muy útiles. Componentes adicionales de seguridad pueden reducir aún más el riesgo, aunque sólo ocupan el segundo lugar detrás de una planificación y ejecución profesional de la planta, con componentes de alta calidad.

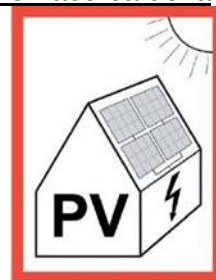
En los componentes se identificó, en muchos casos, contactos defectuosos envejecidos de forma precoz como el lugar de riesgo, tanto en el propio módulo (¡caja de conexiones!), como en los conectores enchufables y contactos en cajas recolectoras e inversores. A largo plazo éstos llevan a un recalentamiento, el cual al final puede provocar que se chamusquen elementos o un arco eléctrico. Los materiales del entorno y la situación de montaje deciden después cómo sigue el desarrollo del daño. Por ejemplo, los peritos han encontrado a menudo instalaciones de inversores en ambientes o encima de una superficie inflamable (piso de madera), lo cual en el caso de un fallo puede llevar a consecuencias devastadoras, al igual que láminas o maderas de tejados normalmente inflamables, en el caso de usar módulos BIPV.

A pesar de las medidas de garantía de calidad, un recalentamiento o un arco eléctrico no es 100% descartable. Los detectores de arcos eléctricos pueden en principio disminuir el riesgo aún más, pero sólo si muestran una seguridad de detección alta, combinada con una

inclinación baja a tener desconexiones fallidas. Por las características de los arcos eléctricos y las muchas influencias molestas posibles, esto es muy difícil de alcanzar, y además depende del tipo de inversor. Aquí todavía hay necesidad de un mayor desarrollo. La investigación intensiva en el proyecto ha entregado soluciones posibles, las cuales necesitan desarrollarse aún más. Otro punto abierto es la robustez necesaria para garantizar la aptitud funcional de las plantas FV durante los 25 - 30 años estimados actualmente.

Como factor principal para la seguridad de los bomberos se declaró la información acerca de la existencia de una planta FV en un edificio, la cual se garantiza a través de un cartel de advertencia en el área de entrada o en el área de conexión eléctrica de la casa.

Los riesgos para los bomberos se originan principalmente en la tensión continua que se produce en el generador, la cual sigue en el lado CC mientras caiga luz sobre los módulos, aunque la planta AC esté desconectada de la red eléctrica.



En el área de desconexión de módulos y generador no existe todavía un estado técnico establecido ni tampoco una norma de producto ni de instalación. Los gremios de estandarización de la DKE han elaborado hasta ahora una regla de aplicación (VDE-AR-E 2100-712), la cual describe exigencias técnicas mínimas y organizativas para llegar a un estado seguro de la planta en caso de una emergencia. De forma general no se exige una desconexión, la que se considera como una opción, cuando se estima que las medidas de contrucción no son suficientes (por ejemplo, colocación segura de conductores eléctricos, cubicación de los conductores eléctricos y del inversor en el área exterior).

Como un bombero o auxiliar está bajo fuerte tensión y presión del tiempo durante un caso de emergencia, y el rescate de personas está siempre en primer plano, difícilmente podrá preocuparse de cumplir las “cinco reglas de seguridad” al manejar plantas eléctricas. Por tanto, tiene que asumir que la planta no está libre de tensión, aunque en ella exista un dispositivo de desconexión.

Cumpliendo con la distancia mínima de un metro, tal como se recomienda en general en el caso de plantas eléctricas, puede enfrentarse este peligro. Especialmente en caso de incendios con fuerte reducción de la visibilidad, situaciones poco claras en el edificio, y eventualmente rescate de personas, las líneas de corriente continua representan un peligro eléctrico alto para las fuerzas de auxilio. Por ello hay que prestar atención especial al tendido de cables de menor riesgo en plantas FV. Éste debería realizarse lo más lejano posible del edificio o en canaletas de cables protegidos.

Una serie de pruebas acerca de la conductividad han confirmado que, cumpliendo las distancias mínimas recomendadas, – cinco metros con chorro pleno y un metro con chorro pulverizado – no hay peligro para las fuerzas de auxilio por corrientes peligrosas a través del chorro de agua. Sólo hay que usar tubos de chorro y agua aprobados para extinguir incendios, ya que aditivos en la espuma aumentan la conductividad. Las mediciones mostraron, además, que la ropa mojada prácticamente ya no ofrece ninguna protección aislante. Sótanos inundados con plantas eléctricas, por ejemplo, inversores o baterías eléctricas (acumuladores) implican peligro para la vida, en caso de una falla.

Aparte del riesgo de un golpe eléctrico se pueden formar gases corrosivos y explosivos (gas detonante). Por ello es importante mantener una buena ventilación.

Investigaciones acerca de emisiones en caso de incendio mostraron que hay sustancias nocivas adicionales, aparte de CO y CO₂, que son habituales en incendios de casas. Excesos

posibles de los valores límites toxicológicos en el caso de metales pesados como plomo y cadmio, cuya liberación depende de la tecnología, sólo pudieron comprobarse en la cercanía directa al lugar del incendio y sólo bajo condiciones muy desfavorables. Gracias a las investigaciones bibliográficas, las propias pruebas de incendio y el cálculo de una simulación de propagación del incendio, se puede descartar que las sustancias nocivas causadas por módulos FV quemándose sean un peligro para el entorno. Los restos del incendio pueden contener metales pesados como plomo y cadmio, en cantidades que van más allá de los valores límites aceptables (valor límite en el suelo para zonas habitadas). El agua para extinguir podría, en caso de haber módulos CdTe dañados, provocar la introducción crítica de cadmio en el suelo. Los resultados de las mediciones no pueden ser generalizados, pero sí muestran que existe un potencial de riesgo. Por lo tanto, es imprescindible una eliminación profesional de los restos del incendio. En caso de daños mayores por incendio de módulos CdTe, se recomienda una investigación de la tierra del entorno inmediato.

Serie extensas de pruebas con luz artificial (focos) han confirmado que los reflectores de los bomberos pueden producir, bajo ciertas circunstancias, corrientes peligrosas en los módulos. En el proyecto se plantea una fórmula de separación general y simple, la cual posibilita a los bomberos averiguar rápidamente la distancia mínima, dada la potencia de sus focos, y evitar así un peligro eléctrico por las corrientes CC cuando actúan de noche.

Durante el tiempo que demoró el proyecto, la construcción de plantas FV con almacenamiento se incrementó fuertemente. El fomento político de estas plantas, especialmente en el segmento de plantas pequeñas, y el desarrollo rápido de la tecnología de almacenamiento, hacen esperar una mayor propagación en los próximos años. En el marco de este proyecto de investigación se pudo evaluar sólo puntualmente las nuevas situaciones de montaje y sus riesgos.

Estos riesgos y propiedades especiales en el caso de daño por almacenamientos eléctricos, se analizan en el marco de otro proyecto de investigación bajo el liderazgo de TÜV Rheinland. Su título completo es *"Seguridad y fiabilidad de plantas fotovoltaicas con sistemas de almacenamiento, con una consideración especial de los riesgos de incendios y estrategias para extinguirlos"*.

La conclusión de las investigaciones de este y otros proyectos paralelos es que el riesgo de inicio de un incendio en plantas FV es muy bajo, cuando hay planificación adecuada de protección contra incendio, cuando se usan componentes de alta calidad, y cuando la instalación se lleva a cabo en forma profesional. No se pueden descartar del todo recalentamientos por envejecimiento de contactos durante el tiempo operativo, pero suelen evolucionar durante un tiempo prolongado. En el peor de los casos, ello puede llevar a la formación de un arco eléctrico. Arcos eléctricos de corriente continua no son auto-extinguibles y conllevan así el riesgo de propagación de incendios. Inspecciones y mantenimientos regulares pueden prevenir un daño mayor, al igual que la inspección después de acontecimientos especiales, como temporales o terremotos. Para situaciones de montajes especiales, los detectores de arcos eléctricos con automatismo de desconexión pueden entregar una seguridad adicional. Para estos sistemas todavía se necesita un tiempo de desarrollo en cuanto a fiabilidad y longevidad.

Las plantas FV no representan ningún peligro especial para bomberos, si se respetan las distancias de seguridad, al igual que en el caso de otras plantas bajo tensión eléctrica. Una medida protectora elemental y eficiente para los bomberos es el marcaje visible de que hay una planta FV en el edificio.

8 Anexo

I. Lista de las publicaciones especializadas derivadas del proyecto

- *Fire Safety at PV Systems – Fire Prevention and Fire Fighting*, [Seguridad ante incendios en sistemas FV – Prevención y combate de incendios], 15.02.2011, Photon PV Safety Conference, San Francisco – USA, F. Reil.
- *Normanforderungen zur Brandsicherheit sowie erweiterte Maßnahmen zur Brandvorbeugung und –bekämpfung*, [Exigencias de la norma para la seguridad ante incendios, así como medidas ampliadas para la prevención y combate de incendios], 18.02.2011, 1. PV conferencia de usuarios, Colonia, F. Reil.
- *Normanforderungen zur Brandsicherheit sowie erweiterte Maßnahmen zur Brandvorbeugung und –bekämpfung*, [Exigencias de la norma para la seguridad ante incendios, así como medidas ampliadas para la prevención y combate de incendios], 18.03.2011, Argesolar Praxis Seminario, Saarbrücken, F. Reil.
- *German Research Project: Fire Safety Risks at PV Systems and Risk Minimization*, [Proyecto alemán de investigación: Riesgos en la seguridad ante incendios de sistemas FV y su minimización], 12.04.2011, Photon PV Safety Conference, Berlin, F. Reil.
- *Brandschutz an PV-Anlagen – Aktuelle Normanforderungen und Forschungsaktivitäten*, [Protección ante incendios en plantas FV – Exigencias normativas actuales y actividades de investigación], 14.04.2011, Seminario componentes FV, Colonia, F. Reil
- *Normanforderungen für den Brandschutz von PV-Anlagen und Ausblick*, [Exigencias normativas para la protección ante incendios de plantas FV y perspectivas], 17.05.2011, Bauzentrum München, Múnich, F. Reil
- *Normanforderungen für den Brandschutz von PV-Anlagen und Ausblick*, [Exigencias normativas para la protección ante incendios de plantas FV y perspectivas], 25.05.2011, Bauzentrum München, Múnich, W. Vaaßen
- *Technische Möglichkeiten zur Abschaltung von Solargeneratoren im Schadensfalle – eine Übersicht und Bewertung; [Posibilidades técnicas de desconectar generadores solares en caso de falla – Síntesis y evaluación]*, 4. 03 2011, 26. Simposio Energía solar fotovoltaica, Bad Staffelstein, Páginas 594 – 599, Dr. H. Schmidt
- *Übersicht und Bewertung der verschiedenen Abschaltlösungen*, [Síntesis y evaluación de las diversas soluciones de desconexión], 08.06.2011, Seminario-DGS “Photovoltaik und Brandschutz“, Múnich, Dr. H. Schmidt
- *Determination of Fire Safety Risks at PV Systems and Development of Risk Minimization Measures*, [Determinación de riesgos en la seguridad ante incendios en sistemas FV y desarrollo de medidas para minimizarlo], septiembre 2011, EUPVSEC 2011, Hamburgo, F. Reil, W. Vaaßen, A. Sepanski, B. van Heeckeren, F. Gülcenc, Dr. H. Schmidt, R. Grab, G. Bopp, H. Laukamp, S. Phillip, H. Thiem, A. Richter, A. Krutzke, R. Haselhuhn, M. Halfmann, F. Volkenborn, Prof. Dr. H. Häberlin
- *Brandrisiken in PV-Anlagen und Erstellung von Sicherheitskonzepten*, [Riesgos de incendios en plantas FV y elaboración de conceptos de seguridad], November 2011, VDI-Fachforum – PV und Brandschutz - Ein schwelender Konflikt, Düsseldorf, A. Sepanski, F. Reil, W. Vaaßen
- *Brandschutz an PV-Anlagen - Aktuelle Normanforderungen und Forschungsaktivitäten*, [Protección contra incendios en plantas FV – Nuevas exigencias de la norma y actividades de investigación], octubre 2011, TRLP Simposio de inversores, Colonia, F. Reil
- *Qualitätskontrolle von PV-Anlagen im Systemhaus*, [Control de calidad en plantas FV], enero 2012, Seminario prevención de incendios, Colonia, A. Richter

- *Statistische Schadensanalyse an deutschen PV-Anlagen*, [Análisis estadístico de fallas en plantas FV alemanas], enero 2012, Seminario prevención de incendios, Colonia, H. Laukamp
- *Lichtbogenversuche an Modulen und Komponenten*, [Experimentos sobre arcos eléctricos en módulos y componentes], enero 2012, Seminario prevención de incendios, Colonia, A. Sepanski
- *Elektrische Gefährdung der Feuerwehren durch PV-Anlagen (Messung elektrischer Leitfähigkeiten)*, [Peligro eléctrico para los bomberos en plantas FV (Medidas de conductividades eléctricas)], enero 2012, Seminario prevención de incendios, Colonia, H. Thiem
- *Gefährdung beim Löschangriff an PV-Anlagen bei Mond- und Kunstlicht*, [Peligros en la extinción de incendios en plantas FV con luz lunar y artificial], enero 2012, Seminario prevención de incendios, Colonia, Prof. Dr. H. Häberlin
- *Baustoffklassifizierung und Entflammbarkeitsuntersuchungen an PV-Modulen*, [Clasificación de los materiales constructivos y experiencias de inflamación en módulos FV], enero 2012, Seminario prevención de incendios, Colonia, F. Reil
- *Anforderung an die Qualitätssicherung*, [Exigencias al aseguramiento de la calidad], enero 2012, Seminario prevención de incendios, Colonia, J. Althaus
- *Brandschutz bei BIPV*, [Protección contra incendios en plantas BIPV], enero 2012, Seminario prevención de incendios, Colonia, F. Reil
- *Brandschutzgerechte Installationen*, [Instalaciones adecuadamente protegidas contra incendios], enero 2012, Seminario prevención de incendios, Colonia, R. Haselhuhn
- *Lichtbogenerkennung – Normüberblick und technische Anforderungen*, [Reconocimiento de arcos eléctricos – visión de conjunto de la norma y exigencias técnicas], enero 2012, Seminario prevención de incendios, Colonia, S. Philipp
- *Sicherheitskonzepte zum Schutz vor elektrischem Schlag*, [Conceptos de seguridad en la protección contra descargas eléctricas], enero 2012, Seminario prevención de incendios, Colonia, S. Philipp
- *Fire protection and safety concepts*, [Protección contra incendios y conceptos de seguridad], enero 2012, 2º Foro sobre inversores y tecnología de sistemas FV, Berlin, H. Schmidt
- *PV systems - a fire hazard? - Myths and facts from German experiences*, [Los sistemas FV - ¿Un peligro de incendio? – Mitos y realidades de la experiencia alemana], 2012, 27th EU PVSEC, H. Laukamp, G. Bopp, R. Grab, H. Häberlin, B. van Heeckeren, S. Phillip, F. Reil, H. Schmidt, A. Sepanski, H. Thiem, W. Vaaßen
- *Qualifizierung und Risikobetrachtung von Lichtbögen in PV-Modulen*, [Cualificación y reflexiones sobre el riesgo de arcos eléctricos en módulos FV], OTTI: PV-Symposium, Bad Staffelstein, 2013, F. Reil, W. Vaaßen, A. Sepanski, B. van Heeckeren
- *Lichtbogendetektion in PV-Anlagen*, [Detección de arcos eléctricos en plantas FV], OTTI: PV-Symposium, Bad Staffelstein, 2013, R. Grab, Prof. Dr. H. Häberlin, R. Schmitz, L. Borgna, Dr. H. Schmidt, H. Laukamp, G. Bopp, F. Reil
- *Brandverhalten von PV-Modulen*, [Comportamiento ante fuego de los módulos FV], VDI „Technische Sicherheit“, enero 2013, M. Halfmann, Dr. B. Bansemer:
- *Lichtbogenerkennung bei PV-Modulen*, [Reconocimiento de arcos eléctricos en módulos FV], 9. Workshop Photovoltaik-Modultechnik, 30.11.2012, S. Philipp:

- *PV systems - a fire hazard? - Myths and facts from German experiences*, [Los sistemas FV - ¿Un peligro de incendio? – Mitos y realidades de la experiencia alemana], 27th EU PVSEC, 26.9.2012, H. Laukamp
- *Schadens- und Brandfallanalyse an PV-Anlagen*, [Análisis de daños y de incendios en plantas FV], 2. Workshop PV-Brandsicherheit, 24.01.2013, Friburgo, H. Laukamp:
- *Risikoanalyse von PV-Systemen mit der FMEA-Methodik*, [Análisis de riesgos en sistemas FV con el método FMEA], 2. Workshop PV-Brandsicherheit, 24.01.2013, Friburgo, Dr. H. Schmidt:
- *Erarbeitung neuer Prüfmethode für Lichtbogendetektoren*, [Elaboración de nuevos métodos de prueba para detectores de arco eléctrico], 2. Workshop PV-Brandsicherheit, 24.01.2013, Friburgo, R. Grab
- *Technische Brandrisikominimierung bei Gebäudeintegrierter Photovoltaik (BIPV)*, [Minimización técnica del riesgo de incendios en fotovoltaica integrada en edificios (BIPV)], 2. Workshop PV-Brandsicherheit, 24.01.2013, Friburgo, F. Reil:
- *Fehleranalyseverfahren für Bypassdioden*, [Procedimiento de análisis de fallas en diodos de bypass], 2. Workshop PV-Brandsicherheit, 24.01.2013, Friburgo, Dr. H. Schmidt:
- *Brandschutz an PV-Anlagen*, [Protección contra incendios en plantas FV], Solarpraxis PV Systemtechnik, Düsseldorf, 08.03.2013, F. Reil
- *Bestimmung von Brandrisiken an PV-Anlagen und Ableitung von Maßnahmen zur Risikominimierung*, [Determinación de los riesgos de incendios en plantas FV y deducción de medidas para minimizarlos], Fortbildungsstätte der Berufsfeuerwehren NRW AGBF NRW, Münster, 22.10.2012, F. Reil
- *Bauregelung des DIBt mit Baustoffklassifizierung von PV-Modulen*, [Regulación constructiva de DIBt, con clasificación de los materiales constructivos de módulos FV], 10. Workshop Modul- Technik, Köln (representado por Alexander Werner, BSW), 30.11.2012, F. Reil
- *Bestimmung von Brandrisiken an PV-Anlagen und Ableitung von Maßnahmen zur Risikominimierung*, [Determinación de riesgos de incendios en plantas FV y deducción de medidas para minimizarlos], Wissenschaftstage Berlin, Berlin, 27.11.2012, F. Reil:
- *Baulicher Brandschutz an PV-Anlagen*, [Protección contra incendios en construcciones de plantas FV], Verbraucherschutz NRW, Siegburg, 23.11.2013, F. Reil
- *Entzündbarkeit von Solarmodulen und Komponenten*, [Inflamabilidad de módulos solares y componentes], TLRP Wechselrichter Seminar, Colonia 20.11.2012, F. Reil
- *Comparison of Different DC Arc Spectra – Derivation of Proposals for the Development of an International Arc Fault Detector Standard*, [Comparación de diferentes espectros de arcos CC – Derivación de propuestas para el desarrollo de una norma internacional sobre detectores de arcos], Publicación-IEEE PVSC, Tampa, USA, 2013
- *Determination of Arcing Risks in PV Modules with Derivation of Risk Minimization Measures* [Determinación de riesgos de arcos en módulos FV con deducción de medidas para minimizarlo], Publicación-IEEE PVSC, Tampa, USA, 2013
- *Qualität in der Photovoltaik – Werterhalt und Ertragssicherung durch Wartung*, [Calidad en la fotovoltaica – Mantención del valor y aseguramiento de los ingresos con el mantenimiento], EnergieAgentur NRW, Düsseldorf, 2013
- *Zusammenfassung Schadensfallerhebung und -analyse*, Ergebnisse einer extensiven Erfassung von Schäden, [Resumen de encuesta sobre daños y su análisis, Resultados de un registro extensivo de daños], Seminario prevención de incendios, Colonia, enero 2014, H. Laukamp, Dr. H. Schmidt, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

- *Lichtbogendetektion in PV-Anlagen, [Detección de arcos en plantas FV]*, Seminario prevención de incendios, Colonia, enero 2014, R. Grab, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Prof. Dr. H. Häberlin, L. Borgna, Berner Fachhochschule Technik und Informatik, BFH-TI
- *Hinweise zu einer ganzheitlichen Installation zur Brandrisikominimierung*, [Indicaciones para una instalación global que minimice riesgos de incendio], Colonia, enero 2014, R. Haselhuhn, Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. DGS
- *Installationsempfehlungen und Diskussionsstand der zukünftigen PV Installationsnorm IEC 60364-9-1, [Recomendaciones de instalación y estado de la discusión sobre la futura norma IEC 60364-9-1 sobre instalaciones FV]*, Seminario prevención de incendios, Colonia, enero 2014, G.Bopp, H.Laukamp, Fraunhofer- Institut für Solare Energiesysteme ISE
- *Neuartige Methoden zur Qualitätssicherung und Fehlersuche, [Métodos novedosos de aseguramiento de la calidad y detección de fallas]*, Seminario prevención de incendios, Colonia, enero 2014, N.Bogdanski, TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH, Dr. H. Schmidt, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
- *Emissionen von Solarmodulen im Brandfall, [Emisiones de los módulos solares durante un incendio]*, Seminario prevención de incendios, Colonia, enero 2014, A. Sepanski, TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH
- *Elektrische Risiken für Einsatzkräfte, Rückblick und neue Ergebnisse*, [Riesgos eléctricos para bomberos, Retrospectiva y nuevos resultados], Seminario prevención de incendios, Colonia, enero 2014, Horst Thiem, Berufsfeuerwehr München, M. Reichard, A. Sepanski, F. Reil, TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH
- *Emissionen von Photovoltaikmodulen im Brandfall, [Emisiones de módulos fotovoltaicos durante un incendio]*, 11. Workshop Modul-Technik, Colonia, noviembre 2014, A. Sepanski, TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH, B. Bansemer Currenta GmbH

En dos programas de televisión en el *Bayrischer Rundfunk* (programa *Geld+Leben* 2011) y en el ARD (programa *Plusminus*) se debatió el tema de la protección contra incendios en plantas FV. El presente proyecto de investigación también fue mencionado en el programa del ARD.

El canal televisivo 3Sat documentó en el programa *hitec* en diciembre del 2011, de forma intensiva, las mediciones de conductividad y remitió a los trabajos del proyecto de investigación. El programa está enlazado en la página web del proyecto. También el WDR en su programa *Kopfball* trató y explicó los temas del capítulo 5.5 de forma muy gráfica.

II. Descarga de documentos

- Folleto “planificación, edificación y mantenimiento de plantas FV para prevenir incendios”: http://www.dgs.de/fileadmin/bilder/Dokumente/PV-Brandschutz_DRUCK_24_02_2011.pdf
- Hoja informativa-DIBT “Hoja informativa, consejos para la fabricación, planificación y ejecución de plantas solares” https://www.dibt.de/de/Fachbereiche/Abteilung_I.html
- BSW Solar, ficha técnica para fuerzas de auxilio – trabajo en almacenes fijos de litio para energía solar – Consejos para combatir incendios y prestación de auxilio técnico. <http://bsw.li/1u5Yqz5>

III. Páginas web

- Páginas web del proyecto: <http://www.pv-brandsicherheit.de>
- Páginas web de los socios del proyecto:
 - TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH: www.tuv.com/PV
 - Fraunhofer Institut Solare Energiesysteme: www.ise.fraunhofer.de
 - Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, Landesverband Berlin-Brandenburg e.V.: <http://www.dgs-berlin.de>
 - Feuerwehr/Brandtechnologie München: <http://www.muenchen.de/rathaus/Stadtverwaltung/Kreisverwaltungsreferat/Branddirektion-Muenchen.html>
 - Currenta GmbH&Co.OHG: Error! Referencia de hyperlink no válida.
Analytik: <http://www.analytik.currenta.de>
 - Energiebau Solarstromsysteme GmbH: <http://www.energiebau.de>
 - Berner Fachhochschule: <http://www.bfh.ch>
Photovoltaiklabor der Berner Fachhochschule: <http://www.pvtest.ch>
- Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie: <http://www.dgs.de>
- Bundesverband Solarwirtschaft: <http://www.solarwirtschaft.de>
Manual para planificar y erigir plantas fotovoltaicas y más publicaciones profesionales: <http://www.dgs-berlin.de/de/publikationen/photovoltaikleitfaden.html>
- Bundesnetzagentur: <http://www.bundesnetzagentur.de>
Registro de plantas fotovoltaicas:
http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Anlagenregister/Anlagenregister_node.html

IV. Encuesta

La encuesta para la recolección de casos de recalentamiento e incendios en relación con plantas fotovoltaicas sigue disponible en línea. Los datos se siguen recogiendo en 2015. Les agradecemos su apoyo.

La encuesta en línea está disponible en: <http://www.pv-brandsicherheit.de>

V. Lista de figuras

Figura 1-1: Planta FV conectada a la red, con alimentación directa.	13
Figura 2-1: Arco eléctrico CC estable entre electrodos de cobre, foto TÜV Rheinland.	45
Figura 2-2: Límite de ignición del arco eléctrico, determinado en base a electrodos de cobre.....	45
Figura 2-3: Diferentes posibilidades de dispositivos para la extinción del arco eléctrico [4].	46
Figura 2-4: Curva característica V/I de un bipolo activo lineal y de un generador FV, y la línea límite de ignición del arco eléctrico para una separación de contactos fija (esquemáticamente).....	48
Figura 3-1: El calor de combustión de distintos polímeros en comparación con combustibles convencionales [10].	50
Figura 3-2: Daños después de una solicitación con 25 kW de potencia del quemador, a la izquierda, c-Si, al centro, CIS (puesto en sentido transversal) y a la derecha, CdTe (puesto en sentido transversal).	52
Figura 3-3: Daños después de una solicitación con 150 kW de potencia del quemador, a la izquierda, c-Si, en el centro, CIS (puesto en sentido transversal) y a la derecha, CdTe (puesto en sentido transversal).	52
Figura 3-4: Tasas de liberación de calor del Módulo c-Si durante los experimentos, (rojo: quemador de 25 kW, verde: quemador de 150 kW; azul: en este caso se apagó el fuego después de los 7 minutos; no relevante para lo que se está viendo en este punto).	53
Figura 3-5: A la izquierda: montaje experimental TÜV/Currenta con quemador de superficie. Foto: TÜV Rheinland. A la derecha: montaje experimental BAM con quemador de gas puntiforme en posicionamiento central, foto BAM [12].	54
Figura 3-6: Arcos eléctricos en módulos FV, fotos: TÜV Rheinland.....	56
Figura 3-7: Posible propagación de arcos eléctricos en serie y paralelo en una planta FV. Fuente: [14].....	57
Figura 3-8: Módulos fotovoltaicos quemados en un tejado plano. Subestructuras con cubetas de plástico.....	58
Figura 3-9: Después del incendio de un almacén y de un taller de vehículos (Foto: compañía de bomberos de Norderney).	59
Figura 3-10: Visión general para los montos de los daños en los casos investigados.	60
Figura 3-11: división de los siniestros según el tipo de planta (base 139 siniestros)	61
Figura 3-12: Distribución de siniestros en edificios dañados. “En el techo” incluye también plantas integradas en fachadas (base 57 daños).	61
Figura 3-13: Cantidades de causas de siniestros para más de 100 casos.	62
Figura 3-14: La instalación incorrecta de inversores sobre madera no cumple con la seguridad contra incendios, además, es difícil de alcanzar para el mantenimiento. Fotos: W. Schröder, experto FV, 2014.	63
Figura 3-15: Clasificación aproximada de la parte de la planta donde se presentaron fallas (para un total de 174 fallas).	65
Figura 3-16: Número de fallas por elemento (cifra total de fallas 174).	65
Figura 3-17: Antigüedad de la planta al momento del siniestro. (99 casos)	67
Figura 3-18: Casos de daños después del año de admisión. Con las tasas de expansión sube también la frecuencia de daños (datos para un total de 157 casos).....	68
Figura 3-19: Número de casos de fallas con daños por mes (un total de 171).	69
Figura 3-20: Número de casos de fallas con daños, con dependencia de las horas del día (aquí 99, para muchos casos no pueden señalarse las horas).	69
Figura 3-21: Restos de dos conectores sacados de los escombros de un edificio, [9] (Foto: Instituto para la Prevención e Investigación de Daños (IFS de acuerdo a sus siglas en alemán).	71
Figura 3-22: Incendio en una caja de conexiones del generador. En el centro de la foto se ve una caja del mismo tipo constructivo que no posee ningún techo protector (Fuente: Cuerpo de voluntarios de bomberos de la ciudad de Bühl).....	72
Figura 3-23: Recinto técnico de una planta FV después de un incendio.....	73

Figura 3-24: Huellas claras de sobrecalentamiento en las conexiones y en el interior de un interruptor que “sobrevivió”.	74
Figura 3-25: Resistencia total de cuatro interruptores en función del número de ciclos de conmutación. Los interruptores 6, 11 y 12 son del mismo tipo, el interruptor 14 es de tipo divergente.	75
Figura 3-26: interruptor principal CC tipo palanca probado.	76
Figura 3-27: Contactos enchufables dañados, en una caja de conexión del módulo.	77
Figura 3-28: Conexión CA de una planta FV quemada (Foto: Uli Motzer, compañía de seguros de Würtemberg).	78
Figura 3-29: El extremo de un conductor de aluminio (Foto: Uli Motzer, compañía de seguros de Würtemberg).	78
Figura 3-30: fusible sobrecalentado (Foto: H. Godard, Energossa).	79
Figura 3-31: Conductores quemados de un inversor (Fuente: Cuerpo de bomberos de Weyerbusch).	79
Figura 3-32: Montaje del inversor en tableros de madera OS ₃ , a la izquierda, aquí fue lo ocurrido. Foto: Voluntarios del cuerpo de bomberos del municipio de Perl, 2011. A la derecha: aquí luce bien a la vista, pero no está acorde con la normativa de protección contra incendios. Foto W. Schröder, experto en FV, 2014.	81
Figura 3-33: Caso leve de incendio (Foto: Cuerpo de bomberos de Ellwangen).	81
Figura 3-34: Evento que provocó el arco eléctrico en una planta FV instalada sobre el techo. Izquierda: betún de la membrana del techo ardiendo, con densas formaciones de humo y goteando en llamas. A la derecha: por suerte pudo salvarse el edificio. Fotos: Voluntarios del cuerpo de bomberos de la ciudad de Goch.	82
Figura 3-35: Fotografía EL de un módulo intacto.	84
Figura 3-36: Fotografía EL de un módulo con micro-fisuras y fracturas en celdas.	84
Figura 3-37: Daños que aparecen con mayor frecuencia en la inspección de entrada (sobre 50 piezas/año).	85
Figura 3-38: Frecuencias de fallas en módulos reclamados.	87
Figura 3-39: Frecuencia de patrones de daños en diferentes fabricantes.	88
Figura 3-40: Cantidad de conectores de celdas usados en tipos de módulos diferentes.	89
Figura 3-41: Frecuencia del número de barras colectoras, dependiendo del tamaño de la celda.	89
Figura 3-42: Repercusiones de un arco eléctrico provocado al separar conductores de celdas. Fotos: TÜV Rheinland.	90
Figura 3-43: Caja de conexiones después de un arco eléctrico entre el cable de conexión y el terminal de conexión [5].	91
Figura 3-44: Variedades de contactos.	92
Figura 3-45: Disipadores de calor.	94
Figura 3-46: Daño directo por un rayo en una planta de 10 años (Fuente: Photovoltaik-Büro Ternus & Diehl GBR).	95
Figura 3-47: Caja de conexiones de módulo con diodos de bypass dañados debido a corrientes de rayos acoplados.	97
Figura 3-48: Resultado del acoplamiento de conectores de diferentes fabricantes [33].	99
Figura 3-49: Comparación: Crimpeados correctos e incorrectos en terreno [33].	99
Figura 3-50: Diagrama en bloques de una planta FV con puntos de conmutación.	102
Figura 3-51: Caja de conexiones del generador [Fuente: DGS-Berlín].	103
Figura 3-52: Fusibles FV según la norma [Fuente: SIBA].	104
Figura 3-53: Componentes de un inversor de cadena [38].	105
Figura 3-54: Componentes de un inversor de cadena [38].	107
Figura 3-55: Ejemplo de un inversor central en un armario de distribución.	107
Figura 3-56: Disposición y termografía de un inversor FV de alta eficiencia. Medida máxima de temperatura: 60,4 °C [38].	110
Figura 3-57: Grupos de montaje y funciones con un RPZ > 150.	115
Figura 3-58: Grupos de montaje y funciones con un RPZ ≤ 150.	115
Figura 3-59: Grupos de montajes-funciones con un RPZ > 150 y proposición de solución con el RPZ más bajo.	117

Figura 4-1: Trabajo del cuerpo de bomberos en un incendio FV sobre un edificio residencial (2008 en Bremen), figura: www.feuerwehr.de	123
Figura 4-2: Rangos de corriente y tiempo de circulación, con efectos de la corriente continua sobre las personas, cuando el flujo es longitudinal (Fuente: DIN IEC/TS 60479-1 (VDE V 0140-479-1): 2007-5).....	133
Figura 4-3: Rangos de corriente y tiempo de circulación, con efectos de corrientes alternas (15–100 Hz) sobre las personas, cuando el flujo es longitudinal (fuente: DIN IEC/TS 60479-1 (VDE V 0140-479-1): 2007-5).....	133
Figura 4-4: El total de la resistencia del cuerpo (Fuente: Figura Brieselang.NET)	136
Figura 4-5: Esquema de configuración del chorro en un pitón multipropósito	137
Figura 4-6: Pitones multipropósito CM	139
Figura 4-7: Pitón de aspersión C (Fuente: Voluntarios del cuerpo de bomberos de Múnich)	139
Figura 4-8: Montaje experimental con un módulo FV simulado (electrodo de metal perforado) y una boquilla a un metro de distancia.	139
Figura 4-9: Montaje experimental con una resistencia corporal simulada, para la medición de las corrientes de descarga a través del chorro.	139
Figura 4-10: Medición de las corrientes de descarga a través del chorro de agua; representación esquemática (Gráfico: Solarpraxis AG [Harald Schütt]).....	140
Figura 4-11: Árbol de experimentos para la medición de la conductividad con agente extintor agua	140
Figura 4-12: Corrientes de fuga en pitón multipropósito CM (agua).....	141
Figura 4-13: Corrientes de descarga en pitones de chorro hueco C (agua).....	142
Figura 4-14: El correr del agua forma pistas conductoras al suelo mojado; aquí chorro directo.	143
Figura 4-15: El correr del agua forma pistas conductoras al suelo cubierto de agua; aquí chorro de neblina.	144
Figura 4-16: Circuito de corriente y circuito de corriente de fallas.....	144
Figura 4-17: Medición de corriente de descarga durante la extinción con espuma, en un sistema eléctrico bajo tensión. Ensayos en terrenos de la OVAG, en 2014, proyecto de cooperación de OVAG Y vfd.	145
Figura 4-18: Medición de la corriente de fuga, extinción con espuma bajo chorro de neblina. Ensayos en terrenos de la OVAG, en 2014.	145
Figura 4-19: Montaje experimental con un maniquí y un diagrama esquemático.....	146
Figura 4-20: Efecto de las corrientes en las superficies de contacto, perforación por quemadura, a causa de la acción de la corriente	149
Figura 4-21: Maniquí de madera en la piscina con agua y el montaje experimental esquemático.....	150
Figura 4-22: El espectro de luz en focos halógenos de diferentes fabricantes y clases de potencia.	155
Figura 4-23: Sensibilidad espectral de diferentes tecnologías de módulos.....	155
Figura 4-24: Corrientes de cortocircuito generadas en diferentes combinaciones tipo de foco - tipo de módulo.....	156
Figura 4-25: Focos halógenos usados por el THW (Agencia Federal de ayuda técnica) de Siegburg alumbrando una construcción compacta de seis módulos.....	157
Figura 4-26: Medición, al nivel de módulo, de la radiación recibida desde el reflector (arriba, abajo, lateral y centralmente).	157
Figura 4-27: Corriente de cortocircuito medida y extrapolada tras la irradiación con lámparas halógenas de diferentes rendimientos.	158
Figura 4-28: Emisiones y riesgos en caso de incendio.	161
Figura 4-29: Muestra de un módulo con el curso de la porción de Cd dentro de la muestra fundida y enfriada nuevamente. Fuente: [47]	163
Figura 4-30: Análisis de residuos: Antes y posterior a test de combustión de muestras de módulos CdTe y CIGS (Fuente: BAM 2013, [12]).....	164
Figura 4-31: Concentración de inmisión de cadmio con dependencia de la distancia al lugar del incendio con un contenido máximo de cadmio de 66 g/m (el peor caso)	165

Figura 4-32: Ejemplo de concentración de sustancias dañinas en función de la distancia y altura (Fuente: Oficina Federal Austríaca para la Protección del Medio Ambiente, [56])	166
Figura 4-33: Cuota de mercado de las tecnologías de celdas más importantes (fuente: Photon Europe GmbH, Abril 2012)	169
Figura 4-34: Montaje del ensayo (aquí se representa con un módulo c-Si)	179
Figura 4-35: Quemador de gas	180
Figura 4-36: Prueba de incendio con una potencia del quemador de 25 kW (arriba) y 150 kW (abajo)	182
Figura 4-37: Extensión del daño en c-Si con quemador de 25 kW (arriba) y de 150 kW (abajo)	183
Figura 4-38: Restos del incendio de 2 módulos CIGS: Marcos de aluminio, vidrio fundido, residuos plásticos aglutinados, hollín y cenizas	189
Figura 4-39: Contenido promedio de plomo en los restos de incendio	189
Figura 4-40: Contenido promedio de cadmio en los restos de incendio	190
Figura 4-41: Concentraciones de contaminantes medidas, de plomo y cadmio, en el agua de extinción	191
Figura 5-1: Representación de la tarea de un muro de fuego; Fuente: BSW	194
Figura 5-2: Arco dentro de un módulo fotovoltaico	200
Figura 5-3: Foto IR (infrarrojo)	200
Figura 5-4: Módulo fotovoltaico preparado, con seccionamientos en forma de curvas de las tiras conductoras	201
Figura 5-5: Foto EL con una ampliación de la grieta de celda. Abajo: Foto IR con puntos calientes en las uniones de celdas	201
Figura 5-6: Huellas a lo largo de la grieta de celda, debidas a la carbonización y arcos	201
Figura 5-7: Secuencia de pruebas para los módulos fotovoltaicos para determinar la susceptibilidad de arco en las conexiones de celda	202
Figura 5-8: Estructura esquemática del método de medición inductivo para el estudio de fallas de conexión entre dos celdas	203
Figura 5-9: Comparación entre fotos EL e IR de un módulo envejecido	204
Figura 5-10: Tensión inducida en el sensor por la corriente de fase en los conectores de celdas. (Tamaños relativos proporcionales a la corriente de fase) [28]	205
Figura 5-11: Método en línea para detectar errores de conexión de celdas [66]	205
Figura 5-12: Método de prueba para la inflamabilidad según la norma EN 13501-1	206
Figura 5-13: Calificación de la inflamabilidad del material	207
Figura 5-14: Caja de conexiones fotovoltaica con conexiones de terminales	208
Figura 5-15: Llama aplicada en la cubierta, en la zona de las conexiones de los conductores y flama aplicada en la unión del cable del objeto de prueba. (Fuente: TÜV Rheinland)	209
Figura 5-16: Plataforma para probar la fuerza de despegado	211
Figura 5-17: Muestra de la serie de comparaciones para determinar la resistencia a la tracción de los materiales compuestos laminados entre EVA y lámina posterior	212
Figura 5-18: Determinación del envejecimiento antes y después de las condiciones ambientales simuladas en el ejemplo de la adherencia de capas de laminado	212
Figura 5-19: Ejemplo de deslaminación cerca de una barra colectora	213
Figura 5-20: Los puntos de medición para determinar la resistencia de contacto dentro de la caja de conexiones (EN 50548: 2011 + A1: 2013)	214
Figura 5-21: Información general de las muestras de ensayo y pruebas aplicadas	217
Figura 5-22: Izquierda: Manejo incorrecto con presión de las puntas de la grúa horquilla. Derecha: transporte inadecuado de los módulos solares	218
Figura 5-23: Concepto de protección contra sobretensiones para una planta fotovoltaica con protección externa contra rayos, con distancia de separación "s", fuente: Dehn, planificador de rayo [70]	221
Figura 5-24: Izquierda: diodo de derivación caliente y la cadena derecha afectada. Derecha: diodo de derivación claramente calentado en una vista general IR hecha con drones, en una planta al aire libre de aproximadamente 5 años. Foto: TÜV Rheinland	227

Figura 5-25: El vendaje de protección contra incendios puede prevenir la transmisión de incendios por sobre muros cortafuegos. Foto: OboBettermann, [73]	231
Figura 5-26: Cableado por sobre muro cortafuego y separaciones de módulos del muro cortafuego o del límite del terreno [Fuente: DGS Berlín]	231
Figura 5-27: Diversas posibilidades de acceso para el combate de incendios en techo inclinado [Fuente: DGS Berlín]	232
Figura 5-28: Posibilidades de acceso para los bomberos [Fuente: DGS Berlín]	232
Figura 5-29: Principio de conexión típico de un LBD de desarrollo actual. La alimentación y desconexión desde el inversor (por integración) o exteriormente. Análisis de corrientes parásitas del arco eléctrico en el rango 1 - 500 kHz (según el fabricante) [6].	237
Figura 5-30: Izquierda: Capa de asiento bitumen elastómero, capa de aislación EPS; capa de bloqueo de vapores de bitumen, con nuevo quemador de gas. Derecha: capa aislante de PVC, capa de aislación de lana mineral, capa de bloqueo de humo de bitumen.	243
Figura 5-31: Izquierda: Estructura de techo paralelo con tejas de cemento y módulo FV. Derecha: El iniciador de ignición se ubicó entre el módulo y la superficie del techo	243
Figura 5-32: Resultado después de la prueba. Se destruyó el módulo, el fuego no traspasó la superficie del techo.....	244
Figura 5-33: Mediciones en las cadenas del generador, en la caja de bornes.....	247
Figura 5-34: Control visual (izquierda en el WR) y medición (derecha en el GAK) durante la recepción	249
Figura 5-35: Ejemplos de termografía del generador FV	250
Figura 5-36: Ejemplos de termografía en el repartidor inferior y en el transformador.....	250
Figura 5-37: Caja de toma de corriente de generador con interruptor bajo carga y bornes de separación	253
Figura 5-38: Porta-fusible con función de separar	254
Figura 5-39: Separador con fusible	254
Figura 5-40: Interruptor seccionador	254
Figura 5-41: Estación de media tensión	254
Figura 5-42: Kit de contacto a tierra y cortocircuito para el transformador	254
Figura 5-43: Ejemplo de un portal de monitoreo en línea con seguimiento de las corrientes de cadena	256
Figura 5-44: Intentos de cobertura opaca de módulos FV, foto: http://pv-notaus.de/gefahren.html	258
Figura 5-45: Ejemplo de instalación para separar al final del generador.....	260
Figura 5-46: Ejemplo de instalación para poner en cortocircuito al final del generador....	260
Figura 5-47: Ejemplo de instalación para desconectar con interruptores serie a nivel de módulo	261
Figura 5-48: Ejemplo de instalación para desconectar vía cortocircuito a nivel de módulo	261
Figura 6-1: Cartel de advertencia FV según VDE-AR 2100-712	263
Figura 6-2: Ejemplo de un plano de conjunto para las fuerzas de auxilio, según VDE-AR-2100-712.....	265

VI. Lista de tablas

Tabla 1-1. Categorías de las plantas FV.	15
Tabla 1-2: Normas y series de normas importantes en relación con la configuración de sistemas FV.	17
Tabla 1-3: Normas importantes para módulos fotovoltaicos	20
Tabla 1-4: Normas y series de normas importantes para inversores FV.....	21
Tabla 1-5: Normas y series de normas importantes para los sistemas de montaje FV.	22
Tabla 1-6: Normas importantes para componentes CC o sistemas de almacenamiento. ..	24
Tabla 1-7: Contenidos ejemplares de instrucciones de instalación de módulos FV.	25
Tabla 1-8: Contenidos ejemplares de instrucciones de instalación para inversores.	27
Tabla 1-9: Contenidos ejemplares de instrucciones de instalación para elementos CC	29
Tabla 1-10: Contenidos ejemplares de las indicaciones de instalación para sistemas de fijación.....	31
Tabla 1-11: Criterios para la responsabilidad por defectos y para los términos de garantía de los fabricantes de módulos.	36
Tabla 1-12: Criterios para las condiciones y términos de garantía y de responsabilidad por defecto de los inversores.....	37
Tabla 1-13: Criterios para la responsabilidad por defectos y términos de garantía de sistemas de montaje.	39
Tabla 3-1: Magnitud de los daños en aproximadamente 210 casos.	60
Tabla 3-2: Proporción de los daños más recurrentes en la cifra total de los daños.	85
Tabla 3-3: Catálogo de clasificación específico para los análisis de una planta FV.....	112
Tabla 3-4: Modelo de evaluación de un enchufe CC que no está bien conectado.....	114
Tabla 3-5: Modelo de evaluación de diversas medidas de mejoras.....	116
Tabla 4-1: Matriz de riesgos del cuerpo de bomberos, para el uso en plantas FV.....	120
Tabla 4-2: Matriz de riesgo del cuerpo de bomberos.....	121
Tabla 4-3: Grupos de riesgos y necesidad de acción	122
Tabla 4-4: Valores límites para carga de corriente prolongada.....	134
Tabla 4-5: Valores seleccionados de la impedancia del cuerpo con un flujo de corriente de mano a mano, en función de la tensión de contacto (DIN IEC/TS 60479-1 (VDE V 0140-479-1):2007-05)	135
Tabla 4-6: Valores de referencia para las distancias mínimas en tensiones bajas.	137
Tabla 4-7: Ropa seca mano-pies.....	147
Tabla 4-8: Ropa seca mano-mano	147
Tabla 4-9: Ropa húmeda, de mano a pie	148
Tabla 4-10: Ropa húmeda, de mano a mano	148
Tabla 4-11: Ropa húmeda, sin botas, mano a pie	148
Tabla 4-12. Resultados experimentales para la prueba 3.....	151
Tabla 4-13: Ejemplos de distancias mínimas recomendadas para potencias de focos utilizados a menudo.	159
Tabla 4-14: Los factores de seguridad para evaluar los resultados de las pruebas.....	159
Tabla 4-15: Composición fundamental de componentes FV.....	167
Tabla 4-16: Tecnologías FV	168
Tabla 4-17: Ejemplo de composición de un módulo estándar Si 215 Wp, fuente: [8].....	170
Tabla 4-18: Materiales y masa media de un módulo cristalino estándar típico, una lámina de vidrio	171
Tabla 4-19: Ejemplo para la composición de un módulo CTe (120 c 60 cm), fuente: [8]..	172
Tabla 4-20: Composición típica de módulos CIGS (tres productores), fuente:[8].....	172
Tabla 4-21: Metales, materiales y proporciones de masa de módulos de capa fina (CIS/CIGS y CdTe).....	172
Tabla 4-22: Contenido porcentual de metales liberados a 1000° C (partículas sólidas en el gas de combustión y los gases)	175
Tabla 4-23: Tasa de liberación máxima de polímeros en caso de incendio.	176

Tabla 4-24: Concentraciones máximas en un área específica.....	176
Tabla 4-25: Tipos de módulos	178
Tabla 4-26: Identificación del ensayo	183
Tabla 4-27: Comparación de los resultados seleccionados en los 9 ensayos de incendio.....	184
Tabla 4-28: : Producción total de humo en m ² * estandarizado a 1 g de masa quemada	185
Tabla 4-29: Las concentraciones de gases de combustión medias en módulo c-Si	185
Tabla 4-30: Concentraciones de gases de combustión medias en módulo CIS.....	186
Tabla 4-31: Concentraciones de gases de combustión medias en módulo Cd-Te.....	186
Tabla 5-1: Criterios de evaluación para los resultados de las pruebas (fuente: DIN EN 60695-11-20).....	209
Tabla 5-2: Descripción general - Comparación de los ensayos realizados empleando la medida normativa.....	209
Tabla 5-3: Descripción general de las muestras de ensayo y las pruebas aplicadas.....	216
Tabla 5-4: Diagrama resumen de medidas de prevención de incendio de la VDE AR 2100-712.....	235

VII. Índice de abreviaturas

Abreviatura	Descripción
ABS	Acrilonitrilo butadieno estireno
AEGL	Acute Exposure Guideline Level
a-Si	Silicio amorfo (módulo de película delgada)
AR	Capa de supresión de reflejos
ASTM	ASTM Internacional (originalmente American Society for Testing and Materials)
Forward Bias	Poner corriente en sentido directo
BBodSchgV	Ordenanza federal para vertederos de residuos contaminantes y la protección del suelo
BIMSCHV	Ordenanza federal de protección contra inmisiones
BMU	Ministerio del medio ambiente, protección de la naturaleza, construcción y energía
BMWi	Ministerio de economía y energía
CdTe	Cadmio - telurio
CPS	Concentrated Solar Power (Módulos FV concentrados)
DIN	Instituto Alemán de estandarización
ETW	Valores tolerados en prestaciones de auxilio
EL	Electroluminiscencia
ERPG	Planificación para responder a emergencias
EVA	Etil Vinil Acetato
EN	Normas europeas
FSI	Flame Spread Index, Índice de difusión de llamas
FTIR	Espectrofotómetro de transformada de Fourier
GAK	Caja de conexión de corriente continua
HPLC	Cromatografía líquida de alta eficacia (inglés: High performance liquid chromatography)
NN	Altitud encima del Cero Normal
IR	Infrarrojo (Termografía)
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
ISO	Organización Internacional de Normalización
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
c-Si	Silicio cristalino (módulo de película gruesa)
CIS	Copper indium gallium selenide
LBO	Ordenamiento para la construcción
ICP-MS	Espectrometría de Masas con Plasma Acoplado Inductivamente (inglés inductively coupled plasma mass spectrometry)

Mpp	Punto de fuerza máximo Maximum Power Point
ML	Carga mecánica (Mechanical Load)
μ -Si	Silicio micromorfo
MBO	Ordenamiento patrón para la construcción
PA	Poliamida
PAC	Protective Action Criteria
PET	Tereftalato de polietileno
PSA	Equipamiento de protección personal
PVB	Butiral de polivinilo
PVF	Fluoruro de polivinilo
STC	Condiciones de prueba estándares
IV	Diagrama corriente-tensión (también característica I-U)
UL	Underwriters Laboratories
VFDB	Asociación para promover la protección contra incendios en Alemania
Wet Leakage – Medición de energía de fuga en entorno mojado	

VIII. Bibliografía

- [1] L. Photon, „Marktübersicht Wechselrichter,“ [Revisión del mercado de inversores], *Photon Profi*, 3 2013.
- [2] „<http://www.photovoltaiik.org/wissen/leistungsgarantie>,“ [Online]. [Revisado el 22 01 2015].
- [3] T. Schöpf, „*Seminar Störlichtbogenschutz: Grundlagen der Kontaktphysik*“, [Seminario Protección contra arcos: Fundamentos de la física de contactos], Haus der Technik, München, 2011.
- [4] P. Slade, „*Electrical Contacts*“, [Contactos eléctricos], Marcel-Dekker, Nueva York, 1999.
- [5] J. Zornikau, „*Untersuchung der Entstehung von Lichtbögen in Photovoltaik-Modulen und Bewertung der Risiken*“, [Investigación sobre la formación de arcos en módulos fotovoltaicos y evaluación de los riesgos], *Tesis de licenciatura*, TÜV Rheinland, Colonia, 2007.
- [6] G. Burkhard, „*Schaltgeräte der Elektrotechnik*“, [Equipos de maniobra en la electrotécnica], VEB Technik Verlag, Berlin, 1985.
- [7] Ökopol, „Stoffbezogene Anforderungen an Photovoltaik-Produkte und deren Entsorgung,“ [Exigencias para materiales de productos fotovoltaicos y su limpieza], Institut für Ökologie und Politik GmbH, IE Institut für Energetik und Umwelt GmbH, 2004.
- [8] Ökopol, „Studie zur Entwicklung eines Rücknahme- und Verwertungssystems für photovoltaische Produkte,“ [Estudio sobre el desarrollo de un sistema de retiro y aprovechamiento de productos fotovoltaicos], Institut für Ökologie und Politik GmbH, 2007.
- [9] Dr. H. Wirth, Fraunhofer ISE, „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland“ [Datos actuales sobre fotovoltaicos en Alemania], Abril 2012.
- [10] VDS, „Kunststoffe - Eigenschaften, Brandverhalten, Brandgefahren, VDS 2516:2000-12“, [Plásticos – propiedades, comportamiento ante fuego, peligros de incendio, VDS 2516:2000-12], 2000.
- [11] S. Krüger, B. Teichmann, M. Despinasse, B. Klaffke, BAM, „Systematische Untersuchung des Brandverhaltens und des Feuerwiderstandes von PV-Modulen einschließlich der Emissionen im Brandfall und Entwicklung eines Prüfverfahrens zum Einfluss von PV-Modulen auf die harte Bedachung“, [Investigación sistemática del comportamiento ante fuego y de la resistencia al fuego de módulos FV, incluyendo las emisiones en caso de incendio, y desarrollo de un procedimiento de pruebas para verificar la influencia de los módulos FV sobre techo duro], Fraunhofer IRB Verlag, 2014.
- [12] B. Teichmann, S. Krüger, „Systematische Untersuchung des Brandverhaltens und des Feuerwiderstandes von Photovoltaik-Modulen einschließlich der Emissionen im Brandfall und Entwicklung eines Prüfverfahrens zum Einfluss von PV-Modulen auf die harte Bedachung“, [Investigación sistemática del comportamiento ante fuego y de la resistencia al fuego de módulos FV, incluyendo las emisiones en caso de incendio, y desarrollo de un procedimiento de pruebas para verificar la influencia de los módulos FV sobre techo duro], BAM Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung, Abt. Bauwerkssicherheit, Berlin, 2013.
- [13] H. Laukamp, „*Schadens- und Brandfallanalyse an PV-Anlagen (geänderte Version)*“, [Análisis de incendios y daños en plantas FV (versión ampliada)], 2. PV- Brandschutz-Workshop, Friburgo, 2013.
- [14] H. Häberlin, „*Was tun bei Detektion? Sinnvolle Strategien zum Erreichen eines sicheren Anlagenzustands bei Auslösen des Lichtbogendetektors*“, [¿Qué hacer al detectar? Estrategias prácticas para conseguir un estado seguro de las plantas cuando opera el detector de arcos], 2. PV-Brandschutz-Workshop, Friburgo, 2013.
- [15] L. Erbe, „Typische Mängel an Photovoltaikanlagen“, [Defectos típicos en plantas FV], http://www.schadenprisma.de/pdf/sp_2011_3_4.pdf, *Schadenprisma*, 2011.
- [16] C. Bendel, „Qualitätsmängel in Photovoltaikanlagen“, Kassel, [Defectos de calidad en plantas FV], *Elektropraktiker Photovoltaik*, 2011.
- [17] M. Schmitt, „Mängel bei der Errichtung von Photovoltaikanlagen“, [Defectos al construir plantas FV], Tagungsband 26. nationales Symposium Photovoltaik, Bad Staffelstein, 2011.

- [18] I. Röpcke, „Feuergefahr im Kuhstall“, [Peligro de incendio en el establo], Photovoltaik Magazin, 04/2009.
- [19] K. Freier, Bundesumweltministerium Berlin (BMU), „Jetzige und künftige Anforderungen des EEG“, [Exigencias actuales y futuras del EEG], Vortrag bei der 1. Deutsche Photovoltaik – Sicherheitstagung, Berlin, 09/2013.
- [20] R. Brück, TÜV Rheinland LGA Products GmbH, „Anforderungen an die Interoperabilität von Steckverbindern“, [Exigencias de interoperabilidad de conectores enchufables], http://www.tuv.com/media/germany/10_industrialservices/pv_modulworkshop_2012/5-4_Brueck_Anforderungen_an_die_Interoperabilitaet_von_Steckverbindern., 9. Seminar tecnología de módulos, Colonia, 2012.
- [21] M. Berginski, Multi-Contact, „Sichere Steckverbindungen: Paarung von Fremdprodukten / Crimpen im Feld“, [Conectores enchufe seguros: emparejamiento de productos extraños / crimpeado en terreno], 2.ter Workshop PV Brandsicherheit, http://www.pv-brandsicherheit.de/fileadmin/WS_24-01-13/09_Berginski_Sichere_Steckverbindungen.pdf, Colonia, 2013.
- [22] IFS, IFS Kiel, „Kurzschluss an einer Photovoltaikanlage“, [Cortocircuito en una planta FV], IFS SCHADENBEISPIEL, http://www.schadenprisma.de/pdf/sp_2010_2_6.pdf, Schadenprisma Heft 2, 2010.
- [23] Santon Katalog Schalter, <http://www.santonswitchgear.com/> (P-Type Switch Disconnect 10IS1UKB.pdf), Download 2012.
- [24] Siemens, „Grundlagen der Niederspannungs-Schalttechnik“, [Fundamentos de la técnica de maniobras en baja tensión], Kap 21J, 2008.
- [25] VdS, „Elektrische Anlagen in feuergefährdeten Betriebsstätten und diesen gleichzustellende Risiken“, [Plantas eléctricas en establecimientos con peligro de incendios y los riesgos correspondientes], 2013.
- [26] T. Kuchlmayr, „Vermeidung von Praxisfehlern bei der Montage und Installation von Photovoltaik-Anlagen - Praxisbericht eines Sachverständigen“, [Prevención de errores prácticos en el montaje e instalación de plantas FV – Informe de la práctica de un perito], Photovoltaik Expertenseminar, Internationales Congresscenter Stuttgart, 25.02.2010, Stuttgart, 2010.
- [27] Dr. H. Schmidt, Fraunhofer ISE, „Fehleranalyseverfahren für Bypassdioden“, [Procedimiento para analizar fallas en diodos de bypass], 3. Workshop, www.pv-brandsicherheit.de, Friburgo, 2013.
- [28] Dr. Nicolas Bogdanski, TÜV Rheinland, „Neuartige Methoden zur Qualitätssicherung und Fehlersuche“, [Métodos novedosos para asegurar la calidad y la búsqueda de fallas], 3. Workshop Brandschutz, Colonia, 2014.
- [29] J. Zornikau, W. Vaaßen und F. Reil, „Occurrence of Electric Arcs in Crystalline Silicon PV Modules“, [Ocurriencia de arcos eléctricos en módulos FV de silicon cristalino], EU PVSEC, Hamburgo, 2009.
- [30] Conergy Group, „Keine Brandgefahr - Conergy PowerPlus Module bieten höchste Sicherheit in der Photovoltaik“, [No hay peligro de incendios – Los módulos Conergy PowerPlus proporcionan máxima seguridad en la fotovoltaica], Pressemitteilung, 2009.
- [31] FPE Fischer, „Fischer stellt neue Aluminium-Anschlussdose vor, 13.05.2011“, [Fischer presenta la nueva caja de conexiones de aluminio], (Online). Available: <http://www.mm-erneuerbare-energien.de/solarenergie/articles/315708/>.
- [32] H. Häberlin und M. Kämpfer, „Schäden an Bypassdioden in PV-Modulen durch Spannungen und Ströme, die durch nahe gelegene Blitzströme verursacht werden“, [Daños en diodos de bypass en módulos FV, causados por tensiones y corrientes derivadas de corrientes de rayo cercanas], 23. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2008.
- [33] Multi-Contact, Berginski, M., „Sichere Steckverbindungen: Paarung von Fremdprodukten / Crimpen im Feld“, [Conectores enchufe seguros: emparejamiento de productos extraños / crimpeado en terreno], 2. PV-Brandschutz-Workshop, Friburgo, 2013.

- [34] H. Laukamp, G. Bopp, N. Henze, P. Kremer, A. Soria Moya und C. Wittwer, „*Gibt es relevante Rückströme in PV-Generatoren?*“, [¿Existen corrientes inversas importantes en los generadores FV?], 25. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2010.
- [35] H. Häberlin, „*Photovoltaik - Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen*“, [Fotovoltaica – Corriente desde la luz solar para redes eléctricas y plantas en isla], Electrosuisse-Verlag, Fehraltorf, 2010.
- [36] VDE 0100-712, „*Errichten von Niederspannungsanlagen Teil 7-712: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Solar-Photovoltaik-(PV) – Stromversorgungssysteme*“, [Erección de instalaciones de baja tensión, parte 7-712: Exigencias para establecimientos, salas y plantas especiales – Fotovoltaica solar FV – sistemas de distribución eléctrica], VDE Verlag GmbH, 2006.
- [37] E. Vinaricky, „*Elektrische Kontakte, Werkstoffe und Anwendungen*“, [Contactos eléctricos, materiales y aplicaciones], Springer Verlag, 2002.
- [38] Photon, 10/2010.
- [39] <http://de.wikipedia.org/wiki/Risikoanalyse/>.
- [40] <http://de.wikipedia.org/wiki/FMEA/>.
- [41] BSW, Bergische Universität Wuppertal, „FG Sicherheitstechnik/Abwehrender Brandschutz, Einsatz an stationären Lithium-Solarstromspeichern, Hinweise für die Brandbekämpfung“, [Técnica de seguridad FG/protección defensiva contra incendios, empleo en acumuladores estacionarios de litio], 12/2014.
- [42] C. Bendel, „Untersuchung der Gefährdung von Brandschützern beim Löschen von unter Spannung stehenden PV-Anlagen, PV-Testanlage bei Fa. SMA, 24.08.2010“, [Investigación sobre el peligro para los bomberos en trabajos de extinción en plantas FV bajo tensión], 2010.
- [43] Berner Fachhochschule, Technik und Informatik, Labor für Photovoltaik, H. Häberlin, „Gefährdung der Feuerwehr beim Löschangriff an PV-anlagen bei Mond- und Kunstlicht“, [Peligros para los bomberos en un ataque al fuego en plantas FV, bajo luz de luna y artificial], 2012.
- [44] Underwriters Laboratories Inc., „Firefighter Safety and Photovoltaic Installations Research Project“, [Seguridad para los bomberos y proyecto de investigación en plantas FV], 2011.
- [45] ROHS-Richtlinie 2011/65/EU, „Directive 2011/65/EU of the European Parliament and of the council on the restriction of the use of certain hazardous substances in electrical and electronic equipment“, [Directiva 2011/65/EU del Parlamento Europeo sobre la restricción en el uso de ciertas sustancias peligrosas en los equipos eléctricos y electrónicos], 2011.
- [46] T. Ebert, Chr. Müller, Bundesverband Boden e.V., „Schadstoffe in Photovoltaik-Freiflächenanlagen - sind sie eine Gefahr für den Boden?“, [Substancias nocivas en plantas FV al aire libre - ¿Son un peligro para el suelo?], 2011.
- [47] Fthenakis, V.M. et al., „Emissions and Encapsulation of Cadmium in CdTe PV Modules During Fires“, [Emisión y encapsulamiento de cadmio, durante incendios en módulos CdTe], Environmental Sciences Department, Brookhaven National Laboratory, NY and Consortium for Advanced Radiation Resources, Univ. of Chicago, 2005.
- [48] Photovoltaik.org, „Besondere Gefahren der Photovoltaik durch giftige Verbrennung und Ausbreitung“, [Peligros especiales de la fotovoltaica por quema de venenos y su propagación], 2013. [Online]. Available: <http://www.photovoltaik.org/betrieb/brandschutz/giftige-verbrennung-brandausbreitung>.
- [49] Sicherheitsdatenblatt Cadmium gemäß Verordnung (EG) Nr. 1907/2006, „Cadmium“, Sigma-Aldrich GMBH, 2011.
- [50] M. Held, Chr. Hagendorf, „<http://www.csp.fraunhofer.de/presse-und-veranstaltungen/details/id/47/>, „Scientific Comment of Fraunhofer to Life Cycle Assessment of CdTe Photovoltaics, 28 02 2012“. [Comentario científico de Fraunhofer al cálculo del ciclo de vida de la fotovoltaica CdTe], (Online). Available: <http://www.csp.fraunhofer.de/presse-und-veranstaltungen/details/id/47/>. [Zugriff am 19 09 2013].

- [51] E. Environmental Protection Agency, „Acute Exposure Guideline Levels (AEGL)“, [Pauta de niveles de exposición aguda], <http://www.epa.gov/oppt/aegl/pubs/chemlist.htm>.
- [52] P. Sinha, R. Balas, L. Krueger, „Fate and Transport Evaluation of Potential Leaching and Fire Risks from CdTe PV“, 37th IEEE Photovoltaic Specialist Conference, Seattle, 2011.
- [53] S. Krüger, „Rauchentwicklung, Rauchgaszusammensetzung und Brandrückstandsanalytik von PV- Modulen im Brandfall“, [Producción de humo, composición de gases de incendio y análisis de los restos de un incendio en módulos FV], Vortrag VDI, Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM), Berlin, 2011.
- [54] K. Sander et. al, „Studie zur Entwicklung eines Rücknahme- und Verwertungssystem für photovoltaische Produkte“, [Estudio sobre el desarrollo de un sistema de retiro y aprovechamiento de productos fotovoltaicos], *Ökopol, EPIA, BSW-Solar*, 2007.
- [55] J. Beckmann, A. Mennenga, Bayerisches Landesamt für Umwelt (BLU) , „Berechnung von Immissionen beim Brand einer PV-Anlage aus CdTe-Modulen“, [Cálculo de inmisiones en el incendio de una planta FV con módulos CdTe], <http://www.lfu.bayern.de/luft/doc/pvbraende.pdf>, 2011.
- [56] C. Nagl, W. Spangl, „Flächenhafte Darstellung Luftschadstoffe – Räumliche Variation der Schadstoffkonzentration, Machbarkeitsstudie zur Berechnung der PM10-, PM2,5 und NO2-Belastung in Österreich“, [Representación areal de los productos nocivos en el aire – Variación espacial de la concentración de materiales nocivos, Estudio de factibilidad para el cálculo de las cargas de PM10, PM2,5 y NO₂ en Austria], Umweltbundesamt Österreich, 2007.
- [57] H. Saran, TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH, „Entstehung von giftigen Gasen beim Brand von Photovoltaik-Modulen“, [Producción de gases venenosos en el incendio de módulos fotovoltaicos], TÜV Rheinland, 1997.
- [58] Dr. Körber, TÜV Rheinland, „Stellungnahme: Risikoanalyse für die Schadstofffreisetzung bei Bränden von PV-Anlagen“, [Toma de posición: Análisis del riesgo de liberación de productos nocivos en incendios de plantas FV], Colonia, 2012.
- [59] H. Cramer, „Grundlegende Untersuchungen über die Emissionen von Spurenstoffen bei der Verbrennung von Kohle“, [Investigaciones básicas sobre las emisiones de materiales menores al quemar carbón], VGB Kraftwerkstechnik 66 (1986), Heft 8, S. 750-753, 1986.
- [60] Vehlow, J., Birnbaum, L., Köppel, W., „Arsen und Antimon in der Abfallverbrennung“, [Arsénico y antimonio en la quema de basuras], A J 3/97, S. 9-19, 1997.
- [61] Vogg, H., Braun, H., Metzger M. und Schneider J., „The specific Role of Cadmium und Mercury in Municipal Solid waste Incineration“, [El rol específico del cadmio y el mercurio en la incineración municipal de basuras], Waste Management Research (1986) 4, S. 65-79, 1986.
- [62] Dr. Ortner, Dr. Hensler, „Beurteilung von Kunststoffbränden“, [Juicio sobre incendios de plásticos], www.lfu.bayern.de/luft/doc/kunststoffbraende.pdf, 1995.
- [63] VFDB, Verein zur Förderung des Deutschen Brandschutzes e.V., Richtlinie vfdb 10/01 „Bewertung von Schadstoffkonzentrationen im Feuerwehreinsatz, Stand Herbst 2010“, [Evaluación de las concentraciones de materiales nocivos en las intervenciones de bomberos, situación al otoño 2010], 2010.
- [64] BBodSchV, „Bundesbodenschutz- und Altlastenverordnung - BBodSchV“, [Ordenanza federal sobre residuos y protección del suelo], 1999.
- [65] BMU, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, „Klärschlammverordnung“, [Ordenanza sobre lodos agrícolas], 1992 / 2012.
- [66] Dr. H. Schmidt, Fraunhofer ISE, „Aus der Praxis für die Praxis – Fehlersuche in Solargeneratoren und Modulen“, [Desde la práctica para la práctica – Búsqueda de fallas en generadores solares y módulos], 12. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein 1997, páginas 128 - 134, 1997.
- [67] DIBT, DIBT-Hinweispapier „Hinweise für die Herstellung, Planung und Ausführung von Solaranlagen“, [Indicaciones para la producción, planificación y realización de plantas solares], Berlin, 2012.

- [68] Dr. N. Bogdanski et al., TÜV Rheinland, „Analytical methods to analyze ageing of PV modules on module level”, [Métodos analíticos para analizar, al nivel de módulos, el envejecimiento de módulos FV], PVSEC, Amsterdam, 2014.
- [69] F. Reil, „*Mechanische Beanspruchungen für PV-Module – Transportbelastungen*“, [Solicitaciones mecánicas de módulos FV – Esfuerzos durante el transporte], Köln, 2009.
- [70] Dehn + Söhne, „Blitzplaner“, [Planificador contra rayos], 2. aktualisierte Auflage, Neumarkt, 2007.
- [71] <http://www.elektrofachkraft.de/fachwissen/fachartikel/regelwerke/anforderungen-der-neuen-din-en-62446-vde-0126-teil-23-2010-07/>, consultado en enero 2014.
- [72] H. Laukamp und G. Bopp, „*PV Fire Hazard - Analysis and Assessment of Fire Incidents*“, [Peligro de incendio en FV – Análisis y cálculo de incidentes con fuego], EU PVSEC, Paris, 2013.
- [73] S. Ring, O. Bettermann, Energy 2.0, „Brandschutz auf dem Dach“, [Protección contra incendios en el techo], Junio 2012.
- [74] W. B. Sandia, National Laboratories, Edition National Electric Code, Article 690.11, 2011.
- [75] VDE, „Anwendungsregel VDE-AR-E 2100-712“, VFDE Verlag GmbH, Berlin, 2013.
- [76] „www.sonnenenergie.de, 2014“, [Online]. Available: [http://www.sonnenenergie.de/index.php?id=30&no_cache=1&tx_ttnews\[tt_news\]=92](http://www.sonnenenergie.de/index.php?id=30&no_cache=1&tx_ttnews[tt_news]=92).
- [77] „Wikipedia, 2014“, [Online]. Available: http://de.wikipedia.org/wiki/F%C3%BCnf_Sicherheitsregeln.
- [78] „www.solarprofessional.com, 2014“, [Online]. Available: [4] <http://www.solarprofessional.com/articles/design-installation/understanding-the-nec-2014-and-its-impact-on-pv-systems/page/0/4>.
- [79] „www.pv-brandsicherheit.de, Workshop am 26.01.2012“, [Online]. Available: [5] http://www.pv-brandsicherheit.de/fileadmin/WS_26-01-12/Sicherheitskonzepte_H_Schmidt_T%C3%99CV-Workshop_26012012_Homepage.pdf.
- [80] „www.pv-brandsicherheit.de, Workshop 24.01.2013“, [Online]. Available: [6] http://www.pv-brandsicherheit.de/fileadmin/WS_24-01-13/08_H%C3%A4berlin_Was_tun_nach_Ausl%C3%B6sung_LBD.pdf.
- [81] BINE Informationsdienst, „Recycling von Photovoltaik-Modulen“, [Reciclamiento de módulos fotovoltaicos], 2010.
- [82] Patterson, M. H., Turner, A. K., Sadeghi, M., Marshall, R.J. 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam, Netherlands, „Health, Safety, and Environmental Aspects of the Production and Use of CdTe Thin Film Photovoltaics Modules“, [Aspectos de salud, seguridad y ambientales de la producción y uso de módulos fotovoltaicos de película delgada de CdTe], 1994.
- [83] E. Augsten, „*Blick in die Blackbox*, Sonne, Wind und Wärme“, [Una mirada a la caja negra, sol, viento y calor], 9/2007.
- [84] H. Häberlin und M. Kämpfer, „*Measurements of Damages at Bypass Diodes by Included Voltages and Currents in PV Modules Caused by Nearby Lightning Currents with Standard Waveform*“, [Mediciones de daños en diodos bypass por Corrientes y tensiones internas en módulos FV, originadas por corrientes de rayo cercanas con forma de onda estándar], 23rd EU PVSEC, Valencia, 2008.
- [85] <http://www.pv-brandsicherheit.de/freiburg2013>.
- [86] Arnold, H., „MOSFETs plus Logik statt Bypass-Dioden“, [Lógica de mosfet plus en vez de diodos de bypass], *Energie&Technik*, 2011.
- [87] TÜV Rheinland, „Internet basierte Umfrage zu Brandfällen“, [Encuesta sobre incendios, vía internet], <http://www.pv-brandsicherheit.de/9/> 2010 bis 2015.
- [88] IFS, „Brandgefährliche Mängel und Versäumnisse“, [Defectos y descuidos con peligro de incendio], IFS Report, 03/2012.

- [89] Siemens AG, „Sicherheitssysteme - BETA Niederspannungs-Schutzschalttechnik“, [Sistemas de seguridad – técnica de maniobras en baja tensión BETA], Technik- Fibel, Bestell-Nr.: E10003-E38-10T-G3021, 2010.
- [90] Friege, H., Kummer, B., „Ressourcenschonung am Beispiel der Elektro- und Elektronikaltgeräte“, [Cuidado de los recursos en el ejemplo de los aparatos eléctricos y electrónicos usados], III. Photovoltaik-Module, 2012.
- [91] M. Bächle, Allianz Stuttgart, „Einsatz von Aluminiumkabeln in der Photovoltaik“, [Empleo de conductores de aluminio en la fotovoltaica], 5/6/2012.
- [92] Photon „Marktübersicht PV-Modultechnologien“, [Revisión del mercado de tecnologías de módulos FV], 2012.

IX. Anexos

Los cuadros del análisis AMFE en español están a continuación de los cuadros originales en alemán.

a) Resultados AMFE

Resultados del análisis AMFE del tema riesgo de incendio en sistemas FV,
10.12.2012, Frankfurt

Beteiligte Komponente/ Ort	Potentielle Fehler	potentielle Ursachen	Ist-Zustand				Verbesserter Zustand					
			Auftritts- wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs- wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs- wahrscheinlichkeit	RPZ	mögliche Abstellmaßnahmen	Auftritts- wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs- wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs- wahrscheinlichkeit	RPZ	Kommentar
DC-Stecker												
DC- Steckverbinder	Steckverbinder verschmort	Stecker nicht vollständig gesteckt.	4	7	8	224	Schulung der Installateure	3	7	8	168	
							Stecker-Design: Rastnasen, Haptik, Farbring etc.	2	7	7	98	
							Abnahmeprüfung (DIN 0126-23)	4	7	7	196	
							Abnahmeprüfung (erneuerte Methoden, z.B. IR)	4	7	6	168	Neue Messmethoden entwickeln
							Regelmäßige Wiederholungs- prüfung (DIN 0126-23)	4	7	7	196	
							Regelmäßige Wiederholungs- prüfung (erneuerte Methode, z.B. IR)	4	7	5	140	
							Lichtbogen-Detektor	4	4	7	112	Wenn zuverlässige Funktion
		Stecker mechanisch beschädigt oder korrodiert durch unsachgemäße Installation, Bewitterung, Tierfraß, Produktionsfehler.	4	7	7	196	Schulung der Installateure	3	7	7	147	
							Abnahmeprüfung (DIN 0126-23)	4	7	7	196	
							Regelmäßige Wiederholungs- prüfung (DIN 0126-23)	4	7	5	140	
							Lichtbogen-Detektor	4	4	6	96	
							Isolationsmessung	4	7	5	140	
		Stecker werksseitig schlecht gecrimpt (auch innerhalb von Verteilern, Wechselrichtern etc.)	3	7	7	147	QS-Maßnahmen beim Hersteller					
							Abnahmeprüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)					

Beteiligte Komponente/ Ort	Potentielle Fehler	potentielle Ursachen	Ist-Zustand				Verbesserter Zustand					
			Auftritts-wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs-wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs-wahrscheinlichkeit	RPZ	mögliche Abstellmaßnahmen	Auftritts-wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs-wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs-wahrscheinlichkeit	RPZ	Kommentar
		Stecker <i>werksseitig</i> schlecht gecrimpt (auch innerhalb von Verteilern, Wechsellichtern etc.)	3	7	7	147	Regelmäßige Wiederholungsprüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)					
							Lichtbogen-Detektor					
		Stecker <i>vor Ort</i> schlecht gecrimpt	7	7	7	343	Schulung der Installateure	4	7	7	196	
							Stecker-Design: Kontaktierung ohne Sonderwerkzeug	3	7	7	147	
							Regelmäßige Wiederholungsprüfung (DIN 0126-23)	7	7	5	245	
							Lichtbogen-Detektor	7	4	6	168	
		Stecker <i>unterschiedlicher Hersteller</i> (Plagiate) kombiniert	7	7	9	441	Schulung der Planer / Installateure	4	7	9	252	
							Einigung auf genormte, kompatible Stecker	1	7	9	63	
							Normativer Ausschluss von inkompatiblen Verbindungen	2	7	9	126	
AC-Stecker												
AC-Stecker	Stecker verschmort	Schraubkontakte unzureichend angezogen	3	6	5	90	Schulung der Installateure					
							Abnahmeprüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)					
							Regelmäßige Wiederholungsprüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)					
		Unzulässigerweise starre Leitung an nicht dafür geeignetem Stecker	5	5	4	100	Schulung der Installateure					
							Abnahmeprüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)					
		Unzulässigerweise flexible Leitung ohne geeignete Aderendhülsen	5	4	7	140	Schulung der Installateure					

Beteiligte Komponente/ Ort	Potentielle Fehler	potentielle Ursachen	Ist-Zustand				Verbesserter Zustand					
			Auftritts-wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs-wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs-wahrscheinlichkeit	RPZ	mögliche Abstellmaßnahmen	Auftritts-wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs-wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs-wahrscheinlichkeit	RPZ	Kommentar
		Unzulässigerweise flexible Leitung ohne geeignete Aderendhülsen	5	4	7	140	Abnahmeprüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)					
Schraub-Klemmen (DC)												
Schraub-Klemmen in Feldverteilern, Wechselrichtern (DC-Seite)	Klemmen verschmort	Schraubkontakte unzureichend angezogen, Leitungen ungeeignet eingeführt	7	7	6	294	Schulung der Installateure, Drehmoment-schlüssel	4	7	6	168	
							Abnahmeprüfung (DIN 0126-23)	7	7	5	245	
							Abnahmeprüfung (verbessert, z.B. mit IR oder Messung Kontaktwiderstand)	7	7	3	147	
							Regelmäßige Wiederholungsprüfung (DIN 0126-23)	7	7	4	196	
							Regelmäßige Wiederholungsprüfung (verbessert, z.B. mit IR)	7	7	3	147	
							Bevorzugter Einsatz von Federzug-klemmen (wo möglich)	3	7	3	63	
							Konstruktive Änderungen am Generatoranschluss-kasten	5	7	4	140	z.B. einfachere, gerade Einführung von Leitungen
		Unterdimensioniert, zu dicht gereiht (Umgebungstemperatur, Derating), keine Potentialtrennplatten etc.	5	8	7	280	Lichtbogen-Detektor	7	4	6	168	
							Planung verbessern	3	8	7	168	
							Abnahmeprüfung (DIN 0126-23)	5	8	5	200	
							Verbesserte Abnahmeprüfung (z.B. Widerstands-messung, IR)	5	8	4	160	
		Kabel-Isolation mit eingeklemmt	5	7	8	280	Abnahme durch Dritten (PV-Sachverständiger)	5	8	2	80	
							Schulung der Installateure	5	7	8	280	In diesem Fall nicht hilfreich
							Abnahmeprüfung (DIN 0126-23)	5	7	8	280	

Beteiligte Komponente/ Ort	Potentielle Fehler	potentielle Ursachen	Ist-Zustand				Verbesserter Zustand					
			Auftritts- wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs- wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs- wahrscheinlichkeit	RPZ	mögliche Abstellmaßnahmen	Auftritts- wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs- wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs- wahrscheinlichkeit	RPZ	Kommentar
		Kabel-Isolation mit eingeklemmt	5	7	8	280	Erweiterte Abnahmeprüfung (mit Thermokamera)	5	7	4	140	
		Unsachgemäße Verarbeitung von Alu-Leitungen	7	8	6	336	Konstruktive Änderung an der Klemmleiste (Ausrichtung)	4	7	6	168	
							Schulung der Installateure	5	8	6	240	
							Abnahmeprüfung (DIN 0126-23)	7	8	5	280	
							Erweiterte Abnahmeprüfung (mit Thermokamera)	7	8	3	168	
							Abnahme durch Dritten (PV- Sachverständiger mit Aluwissen)	7	8	3	168	
							Lichtbogendetektor	7	7	6	294	große Querschnitte --> große Leistungen -- > Folge Parallellichtbogen
Schraub- klemmen (AC)												
		Schraubkontakte unzureichend angezogen, Leitungen ungeeignet eingeführt	6	6	6	216	Schulung der Installateure, Drehmoment-schlüssel	4	6	6	144	
							Abnahmeprüfung (DIN 0126-23)	6	6	5	180	
							Abnahmeprüfung (verbessert, z.B. mit IR oder Messung Kontaktwiderstand)	6	6	3	108	
							Regelmäßige Wieder- holungsprüfung (DIN 0126-23)	6	6	4	144	
							Regelmäßige Wieder- holungsprüfung (verbessert, z.B. mit IR)	6	6	3	108	
							Bevorzugter Einsatz von Federzug- klemmen (wo möglich)	3	6	3	54	
							Konstruktive Änderungen am Generatoranschluss- kasten	5	6	4	120	z.B. einfachere, gerade Einführung von Leitungen
							Lichtbogen-Detektor					Lichtbogen bei Kupfer erst bei sehr hoher Temperatur, Effekt unklar

Beteiligte Komponente/ Ort	Potentielle Fehler	potentielle Ursachen	Ist-Zustand				Verbesserter Zustand					
			Auftritts- wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs- wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs- wahrscheinlichkeit	RPZ	mögliche Abstellmaßnahmen	Auftritts- wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs- wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs- wahrscheinlichkeit	RPZ	Kommentar
Schraub- Klemmen in Feldverteilern, Wechselrichtern (AC-Seite)	Klemmen verschmort	Unterdimensioniert, zu dicht gereiht (Umgebungstemperatur, Derating), keine Potentialtrennplatten etc.	5	7	7	245	Planung verbessern	3	7	7	147	
							Abnahmeprüfung (DIN 0100-600)	5	7	5	175	
							Verbesserte Abnahmeprüfung (z.B. Widerstands-messung, IR)	5	7	4	140	
	Kabel-Isolation mit eingeklemmt						Abnahme durch Dritten (Piv- Sachverständiger)	5	7	2	70	
							Schulung der Installateure	5	6	8	240	In diesem Fall nicht hilfreich
							Abnahmeprüfung (DIN 0100-600)	5	6	8	240	
	Unsachgemäße Verarbeitung von Alu-Leitungen						Erweiterte Abnahmeprüfung (mit Thermokamera)	5	6	4	120	
							Konstruktive Änderung an der Klemmleiste (Ausrichtung)	4	6	6	144	
							Schulung der Installateure	5	8	6	240	
							Abnahmeprüfung (DIN 0100-600)	7	8	5	280	
							Erweiterte Abnahmeprüfung (mit Thermokamera)	7	8	3	168	
Löt- verbindungen	Lötstellen verschmort, ggf. Lichtbögen im Modul	Schlechte Lötung, Alterung durch mechanischen / thermischen Stress	7	6	9	378	Abnahme durch Dritten (Piv- Sachverständiger mit Aluwissen)	7	8	3	168	
							Lichtbogendetektor	7	4	5	140	Lichtbogen bei Kupfer erst bei sehr hoher Temperatur, Effekt unklar
							QS-Verbesserung beim Hersteller (24h)	2	6	9	108	
Lötverbindungen innerhalb des Moduls (Zelverbinder, Querverbinder)							Regelmäßige Wiederholungs- prüfung (DIN 0126-23)	7	6	8	336	

Beteiligte Komponente/ Ort	Potentielle Fehler	potentielle Ursachen	Ist-Zustand				Verbesserter Zustand					
			Auftritts-wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs-wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs-wahrscheinlichkeit	RPZ	mögliche Abstellmaßnahmen	Auftritts-wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs-wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs-wahrscheinlichkeit	RPZ	Kommentar
		Schlechte Lötung, Alterung durch mechanischen / thermischen Stress	7	6	9	378	Regelmäßige, verbesserte Wiederholungsprüfung (mit IR)	7	6	3	126	Wenn die Sonne scheint
							Lichtbogen-Detektor	7	4	7	196	
Dioden												
Bypass- und Stringdioden	Dioden kurzgeschlossen oder offen	Überspannung durch statische Entladung während Modulfertigung und Installation	4	4	9	144	QS-Maßnahmen, Schulung der Installateure					
							Überspannungsschutz an den Dioden					
		Überspannung durch Gewitter oder Schaltstörungen im System	6	4	8	192	Regelkonformer Blitzschutz	4	4	8	128	
							Überspannungsschutz an den Dioden, spannungsfeste Dioden	3	4	8	96	
							Erweiterte Wiederholungsprüfung (IR, neue Messverfahren)	6	4	4	96	
		Langzeit-Ausfall durch thermische Überlastung und Temperaturwechsel bei wechselnder Abschattung	4	4	9	144	Einsatz "Kühler" Techniken					
							Regelmäßige Wiederholungsprüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)					
Modul												
Modul	Unterbrechungen, Isolationsfehler	Abgerissene Zellverbinder (Bändchen)	4	6	8	192	Designänderungen beim Hersteller, QS-Maßnahmen	2	6	8	96	
							Regelmäßige Wiederholungsprüfung (IR, neue Messverfahren)	4	6	4	96	
							Lichtbogen-Detektor	4	4	7	112	
		Zellbruch	2	3	8	48						
		Glasbruch	6	5	2	60	Verbesserte Montagetechnik					

			Ist-Zustand				Verbesserter Zustand					
Beteiligte Komponente/ Ort	Potentielle Fehler	potentielle Ursachen	Auftritts- wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs- wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs- wahrscheinlichkeit	RPZ	mögliche Abstellmaßnahmen	Auftritts- wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs- wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs- wahrscheinlichkeit	RPZ	Kommentar
		Glasbruch	6	5	2	60	Wiederholungs- prüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)					
		Beschädigung der Rückseiten-Folie durch Montagefehler, Alterung (Delaminierung) oder Vandalismus	5	4	7	140	Lichtbogen-Detektor					
			Zellschäden wie Mikrorisse, Schnecken Spuren etc.	8	2	6	96	Schulung der Installateure				
Isolationsüber- wachung durch Wechselrichter												
Abnahmeprüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)												
Regelmäßige Wiederholungs- prüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)												
						Vermeidung der Ursachen durch Design und QS-Maßnahmen						
						Regelmäßige Wiederholungs- prüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)						
DC-Sicherungen												
DC-Sicherungen	Überhitzung, mangelndes Schaltverhalten	Verwendung ungeeigneter Sicherungen, z. B. AC-Sicherungen oder unzureichender Spannungs- oder Stromparameter oder ungeeignete Installation	6	8	7	336	Verbesserte Planung, Auswahl geeigneter Komponenten	2	8	7	112	
							Verzicht auf DC- Sicherungen, wenn möglich	1	1	1	1	Achtung: Nur wenn möglich (2 oder 3 Strings)
							Abnahmeprüfung (nach DIN 0126-23)	6	8	4	192	
							Abnahmeprüfung durch Dritte (PV- Sachverständige)	6	8	2	96	
AC-Sicherungen												
AC-Sicherungen	Überhitzung	Überhitzung durch starke Bündelung, hohe Umgebungstemperaturen ((Derating) etc.	6	6	5	180	Verbesserte Planung, Auswahl geeigneter Komponenten	3	6	5	90	
							Abnahmeprüfung (nach DIN 0100-600)	6	6	3	108	

Beteiligte Komponente/ Ort	Potentielle Fehler	potentielle Ursachen	Ist-Zustand				Verbesserter Zustand					
			Auftritts-wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs-wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs-wahrscheinlichkeit	RPZ	mögliche Abstellmaßnahmen	Auftritts-wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs-wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs-wahrscheinlichkeit	RPZ	Kommentar
		Überhitzung durch starke Bündelung, hohe Umgebungstemperaturen (Derating) etc.	6	6	5	180	Regelmäßige Wiederholungsprüfung (nach DIN 0105-100)	6	6	2	72	Braunfärbungen zusätzlich erkennbar
Kabel (DC und AC)												
Kabel (DC und AC)	Mechanische Beschädigung, Isolationsfehler, Lichtbogen	Langzeitschäden durch Verwitterung (UV-Strahlung, Feuchtigkeit, Temperaturwechsel etc.)	7	7	4	196	Auswahl geeigneter Komponenten	4	7	4	112	
							Geschützte Leitungsverlegung	3	7	4	84	
							Leitungsverlegung in getrennten Schutzrohren	3	5	4	60	
							Isolationsüberwachung durch Wechselrichter	7	7	2	98	Eigentlich bereits Stand der Technik
							Regelmäßige Wiederholungsprüfung (nach DIN 0126-23)	7	7	3	147	
							Lichtbogen-Detektor	7	7	4	196	Parallel- und Endlichtbögen
		Beschädigung durch achtlose Installation	7	5	4	140	Schulung der Installateure					
							Abnahmeprüfung (visuell, Isolationsmessung)					
		Elektrische Überlastung wg. Querschnitt oder gehäufte Verlegung	5	5	6	150	Verbesserte Planung, Auswahl geeigneter Komponenten					
							Abnahmeprüfung (visuell, IR)					
DC-Schalter												
DC-Schalter innerhalb oder außerhalb des Wechselrichters	Schalter verschmort, kein Trennvermögen	Nicht DC-tauglich	3	8	6	144	Verbesserte Planung, Auswahl geeigneter Komponenten					
							Abnahmeprüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)					
		Bemessungsspannung und Strom unzureichend	6	8	6	288	Verbesserte Planung, Auswahl geeigneter Komponenten	2	8	6	96	

			Ist-Zustand				Verbesserter Zustand					
Beteiligte Komponente/ Ort	Potentielle Fehler	potentielle Ursachen	Auftritts-wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs-wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs-wahrscheinlichkeit	RPZ	mögliche Abstellmaßnahmen	Auftritts-wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs-wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs-wahrscheinlichkeit	RPZ	Kommentar
		Bemessungsspannung und Strom unzureichend	6	8	6	288	Abnahmeprüfung (nach DIN 0126-23)	6	8	3	144	Kontakalterung: Schalter müssen betätigt werden
Wechselrichter												
Wechselrichter	Wechselrichter überhitzt, Wechselrichter elektrisch defekt	Lüftung verstopft / ausgefallen	6	4	5	120	Auswahl eines sauberen Standortes					
							Fail-Safe-Verhalten des Wechselrichters					
							Regelmäßige Wartung / Reinigung					
							Regelmäßige Wiederholungsprüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)					
		Umgebungstemperatur zu hoch	5	4	5	100	Verbesserte Planung, Auswahl geeigneter Komponenten					
							Belüftungsmaßnahmen					
		Interner elektrischer Fehler	4	4	8	128	Gutes Design, hohe Fertigungsqualität					
							Überspannungsschutz					
Feuchtigkeit							Metallgehäuse					
							Lichtbogen-Detektor/ Modulabschaltung					
Allgemeine Installation	Korrosion durch Feuchtigkeitseintrag	Ungeeignete Schutzart (IP xx) / Mangelnder Luftaustausch	5	4	6	120	Verbesserte Planung, Auswahl geeigneter Komponenten					Für jeweiligen Installationsort passende Schutzart wählen!
		Kabeleinführung in PG-Verschraubungen von oben	4	4	3	48	Abnahmeprüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)					
							Schulung der Installateure					

			Ist-Zustand				Verbesserter Zustand					
Beteiligte Komponente/ Ort	Potentielle Fehler	potentielle Ursachen	Auftritts-wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs-wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs-wahrscheinlichkeit	RPZ	mögliche Abstellmaßnahmen	Auftritts-wahrscheinlichkeit	Brandauslösungs-wahrscheinlichkeit (Bedeutung)	Entdeckungs-wahrscheinlichkeit	RPZ	Kommentar
		Kabeleinführung in PG-Verschraubungen von oben	4	4	3	48	Abnahmeprüfung (visuell, IR, neue Messverfahren)					
Brandgefahr												
Allgemeine Installation	Erhöhte Brandgefahr	Montage auf brennbarem Untergrund (z. B. Holz- oder Spanplatte) oder in Umgebung mit leichtentzündlichen Gegenständen (z. B. Stroh, Heu, Treibstoffen etc.)	6	6	5	180	Auswahl eines geeigneten Standortes	1	6	5	30	
							Einhaltung der einschlägigen VDE- und Bauvorschriften	2	6	5	60	
							Einhaltung der Vorschriften des Herstellers	3	6	5	90	wenn sinnvoll
							Abnahmeprüfung (nach DIN 0126-23)	6	6	3	108	
							Regelmäßige Wiederholungsprüfung (nach DIN 0126-23)	6	6	3	108	Änderung der Nutzung des Raums möglich
Lötverbindungen J-Box												
Lötverbindungen innerhalb Junction-Box	Lötstellen verschmort, ggf. Lichtbögen im Modul oder in der Junction-Box	Schlechte Lötung, Alterung durch mechanischen / thermischen Stress	5	7	9	315	QS-Verbesserung beim Hersteller	2	7	9	126	
							Regelmäßige Wiederholungsprüfung (DIN 0126-23)	5	7	9	315	
							Erweiterte regelmäßige Wiederholungsprüfung (mit IR)	5	7	3	105	
							Lichtbogen-Detektor	5	4	8	160	

a) Resultados AMFE

Resultados del análisis AMFE del tema riesgo de incendio en plantas FV, 10.12.2012, Frankfurt aM

a = Probabilidad ocurrencia

b = Probabilidad de inicio de incendio

c = Probabilidad descubrirlo

Situación real							Situación mejorada						
Componente	Falla	Causa potencial	a	b	c	RPZ	Medidas remedio posibles	a	b	c	RPZ	Comentario	
Lugar	potencial												
Enchufes CC y Conector de enchufes CC	Enchufe chamuscado	Enchufe no inserto por completo	4	7	8	224	Formación de los instaladores	3	7	8	168		
							Mejorar diseño enchufes	2	7	7	98		
							Prueba de recepción DIN 0126-23	4	7	7	196		
							Prueba recepción mejorada (IR)	4	7	6	168	Desarrollar nuevos métodos de medida	
							Pruebas regulares DIN 0126-23	4	7	7	196		
							Pruebas regulares mejoradas IR	4	7	5	140		
							Detector de arcos	4	4	7	112	Siempre que sea confiable	
		Enchufe dañado mecánicamente o corroído por mala instalación, clima, mordisqueo de animales falla de producción	4	7	7	196	Formación de los instaladores	3	7	7	147		
							Prueba de recepción DIN 0126-23	4	7	7	196		
							Pruebas regulares DIN 0126-23	4	7	5	140		
							Detector de arcos	4	4	6	96		
							Medida de la aislación	4	7	5	140		
		Enchufe mal crimpeado en fábrica (también en inversor, cajas de conexiones)	3	7	7	147	Mejorar controles fabricante						
							Prueba recepción mejorada (IR)						
							Pruebas regulares visual, IR						
							Detector de arcos						

		Enchufe mal crimpeado en terreno	7	7	7	343	Formación de los instaladores	4	7	7	196	
							Mejorar enchufes	3	7	7	147	
							Pruebas regulares DIN 0126-23	7	7	5	245	
							Detector de arcos	7	4	6	168	
		Combinación de enchufes de varios fabricantes	7	7	9	441	Formación de los planificadores	4	7	9	252	
							Enchufes normalizados	1	7	9	63	
							Prohibición enchufes incompatibles	2	7	9	126	

Situación real							Situación mejorada						
Componente Lugar	Falla potencial	Causa potencial	a	b	c	RPZ	Medidas remedio posibles	a	b	c	RPZ	Comentario	
Enchufe AC	Enchufe chamuscado	Contactos mal atornillados	3	6	5	90	Formación de los instaladores						
							Prueba de recepción visual o IR						
							Pruebas regulares visual o IR						
		Cables muy tensos en enchufes inapropiados	5	5	4	100	Formación de los instaladores						
							Prueba de recepción visual o IR						
		Cables flexibles sin vainas terminales adecuadas	5	4	7	140	Formación de los instaladores						
							Prueba de recepción visual o IR						
Contactos CC atornillados en inversores (lado CC), cajas de conexiones	Contactos chamuscados	Contactos mal atornillados, conductores mal introducidos	7	7	6	294	Formación de los instaladores	4	7	6	168		
							Prueba de recepción DIN 0126-23	7	7	5	245		
							Prueba recepción mejorada (IR)	7	7	3	147		
							Pruebas regulares DIN 0126-23	7	7	4	196		
							Pruebas regulares mejoradas IR	7	7	3	147		
							Uso contactos con resorte	3	7	3	63		
							Cambios de conectores generador	5	7	4	140	Mejorar entrada de cables	
							Detector de arcos	7	4	6	168		
		Subdimensionado, derating, muy apretados	5	8	7	280	Mejorar planificación	3	8	7	168		
							Prueba de recepción DIN 0126-23	5	8	5	200		
							Prueba recepción mejorada (IR)	5	8	4	160		
							Recepción por terceros	5	8	2	80		
		Aislación de los cables apretada	5	7	8	280	Formación de los instaladores	5	7	8	280	No ayuda en este caso	

						Prueba de recepción DIN 0126-23	5	7	8	280		
						Recepción con termocámara	5	7	4	140		
						Cambiar disposición constructiva	4	7	6	168		
		Trato inadecuado cables aluminio	7	8	6	336	Formación de los instaladores	5	8	6	240	
							Prueba de recepción DIN 0126-23	7	8	5	280	
							Recepción con termocámara	7	8	3	168	
							Recepción por terceros	7	8	3	168	
							Detector de arcos	7	7	6	294	Secciones grandes -> potencias grandes -> arco paralelo

Situación real							Situación mejorada					
Componente	Falla potencial	Causa potencial	a	b	c	RPZ	Medidas remedio posibles	a	b	c	RPZ	Comentario
Contactos atornillados en lado AC inversores, cajas de conexiones	Contactos chamuscados	Contactos mal atornillados, conductores mal introducidos	6	6	6	216	Formación de los instaladores	4	6	6	144	
							Prueba de recepción DIN 0126-23	6	6	5	180	
							Prueba recepción mejorada (IR)	6	6	3	108	
							Pruebas regulares DIN 0126-23	6	6	4	144	
							Pruebas regulares mejoradas IR	6	6	3	108	
							Uso contactos con resorte	3	6	3	54	
							Cambios en conectores generador	5	6	4	120	Mejorar entrada de cables
							Detector de arcos					Poco útil en cobre
		Subdimensionado, derating, muy apretados	5	7	7	245	Mejorar planificación	3	7	7	147	
							Prueba de recepción DIN 0126-23	5	7	5	175	
							Prueba recepción mejorada (IR)	5	7	4	140	
							Recepción por terceros	5	7	2	70	
		Aislación cables apretada	5	6	8	240	Formación de los instaladores	5	6	8	240	No ayuda en este caso
							Prueba de recepción DIN 0126-23	5	6	8	240	
							Recepción con termocámara	5	6	4	120	
							Cambiar disposición constructiva	4	6	6	144	
		Trato inadecuado cables aluminio	7	8	6	336	Formación de los instaladores	5	8	6	240	
							Prueba de recepción DIN 0126-23	7	8	5	280	
							Recepción con termocámara	7	8	3	168	
							Recepción por terceros	7	8	3	168	

							Detector de arcos	7	7	5	140	Poco útil en cobre
Uniones soldadas en módulos	Soldaduras chamuscadas, arcos	Soldadura mal hecha, envejecimiento por estrés térmico y mecánico	7	6	9	378	Mejorar controles fabricante	2	6	9	108	
							Pruebas regulares DIN 0126-23	7	6	8	336	
							Pruebas regulares mejoradas IR	7	6	3	126	Cuando brilla el sol
							Detector de arcos	7	4	7	196	
Diodos de bypass y de cadena	Diodos corto circuitados o abiertos	Sobretensiones por descargas estáticas durante fabricación o montaje	4	4	9	144	Mejorar controles fabricante					
							Protección de sobretensiones					
		Sobretensiones por tormenta o por maniobras en el sistema	6	4	8	192	Pararrayos	4	4	8	128	
							Protección en los diodos	3	4	8	96	
							Pruebas regulares mejoradas IR	6	4	4	96	
		Desconexión extensa por sobrecarga y sombreado	4	4	9	144	Uso de técnicas nuevas					
							Pruebas regulares mejoradas IR					

Situación real							Situación mejorada						
Componente	Falla	Causa potencial	a	b	c	RPZ	Medidas remedio posibles	a	b	c	RPZ	Comentario	
Lugar	potencial												
Módulos	Interrupciones, fallas de aislación	Bandas de unión cortadas	4	6	8	192	Cambios de diseño del fabricante	2	6	8	96		
							Pruebas regulares mejoradas IR	4	6	4	96		
							Detector de arcos	4	4	7	112		
		Rotura de celda	2	3	8	48							
		Rotura del vidrio	6	5	2	60	Técnica de montaje mejorada						
							Pruebas regulares mejoradas IR						
							Detector de arcos						
		Daño de lámina trasera durante montaje, envejecimiento, vandalismo	5	4	7	140	Formación de los instaladores						
							Supervisión aislación por inversor						
							Prueba recepción mejorada (IR)						
							Pruebas regulares mejoradas IR						
		Daños tales como microrupturas, caracoles, babosas	8	2	6	96	Mejorar el diseño						
							Pruebas regulares mejoradas IR						
Fusibles CC	Sobrecalentamiento Malas maniobras	Uso fusibles inapropiados (AC), (tensión y/o corriente no corresponden)	6	8	7	336	Mejorar la planificación	2	8	7	112		
							Evitar fusibles en lo posible	1	1	1	1	Sólo con 2 o 3 cadenas	
							Prueba de recepción DIN 0126-23	6	8	4	192		
							Recepción por terceros	6	8	2	96		
Fusibles AC	Sobrecalentamiento	Calentamiento por montaje apretado, temperatura ambiente muy alta	6	6	5	180	Mejorar la planificación	3	6	5	90		
							Prueba de recepción DIN 0126-23	6	6	3	108		
							Pruebas regulares DIN 0126-23	6	6	2	72	Color café ayuda reconocer	

Cables (conductores) AC y CC	Daño mecánico, falla aislación, arcos	Daño acumulado por el clima (humedad, radiación UV, cambios temperatura	7	7	4	196	Elegir componentes apropiados	4	7	4	112	
							Tendido protegido	3	7	4	84	
							Conductores en tubos separados	3	5	4	60	
							Supervisión aislación por inversor	7	7	2	98	Es el estado técnico actual
							Pruebas regulares DIN 0126-23	7	7	3	147	
							Detector de arcos	7	7	4	196	Arcos paralelo y a tierra
		Daños por instalación descuidada	7	5	4	140	Formación de los instaladores					
							Prueba de recepción visual					
		Sobrecarga eléctrica (sección pequeña)	5	5	6	150	Mejorar la planificación					
							Prueba recepción mejorada (IR)					

Situación real							Situación mejorada						
Componente	Falla	Causa potencial	a	b	c	RPZ	Medidas remedio posibles	a	b	c	RPZ	Comentario	
Lugar	potencial												
Interruptor CC dentro o fuera del inversor	Interruptor chamuscado, sin capacidad de corte	No apto para CC	3	8	6	144	Mejorar la planificación						
							Prueba recepción mejorada (IR)						
		Tensión y corriente insuficientes	6	8	6	288	Mejorar la planificación	2	8	6	96	Interruptores deben ser accionados regularmente	
							Prueba de recepción DIN 0126-23	6	8	3	144		
Inversor	Sobrecalentado fallado	Ventilación obstruida o desconectada	6	4	5	120	Elegir ubicación limpia						
							Desempeño fail-safe						
							Mantenimiento regular, limpieza						
							Pruebas regulares IR						
		Temperatura ambiente muy alta	5	4	5	100	Mejorar la planificación						
							Mejorar ventilación						
		Falla eléctrica interna	4	4	8	128	Buen diseño, calidad terminaciones						
							Protección de sobretensiones						
							Caja metálica						
							Detector de arcos que desconecte						
Humedad en la planta	Corrosión	Aislamiento inadecuado (IP xx), poco intercambio de aire	5	4	6	120	Mejorar la planificación					Elegir aislamiento según ubicación	
							Prueba recepción mejorada (IR)						
		Ingreso de cables desde arriba	4	4	3	48	Formación de los instaladores						
							Prueba recepción mejorada (IR)						

Peligro de incendio	de incendio elevado	Montaje sobre base inflamable o cerca elementos inflamables	6	6	5	180	Elegir ubicación apropiada	1	6	5	30	
							Respetar normas VDE y	2	6	5	60	
							Respetar instrucciones fabricante	3	6	5	90	Cuando tenga sentido
							Prueba de recepción DIN 0126-23	6	6	3	108	
							Pruebas regulares DIN 0126-23	6	6	3	108	Puede cambiar uso del local
Soldaduras en caja de conexiones	Soldaduras chamuscadas, arcos en caja conexiones	Soldadura mal hecha, envejecimiento por estrés térmico o mecánico	5	7	9	315	Mejorar calidad fabricante	2	7	9	126	
							Pruebas regulares DIN 0126-23	5	7	9	315	
							Pruebas regulares mejoradas IR	5	7	3	105	
							Detector de arcos	5	4	8	160	

b) Emisiones en experimentos de laboratorio con módulos FV

1. Tema y objetivo de la investigación

En el marco del proyecto de investigación-BMU “Valoración del riesgo de incendio en plantas fotovoltaicas y creación de conceptos de seguridad para minimizar el riesgo” se realizaron en el Laboratorio de Ensayos de Incendios de CURRENTA, en junio de 2014, investigaciones experimentales con el objetivo de caracterizar la liberación de sustancias nocivas desde módulos fotovoltaicos, en caso de incendio. El programa de investigación incluía tres tipos diferentes de módulo (tabla 1). Los módulos fueron inflamados con un quemador de gas, en posición inclinada, por la parte trasera, en una disposición adecuada para simular un posible escenario de origen de incendio en aplicaciones FV sobre el techo. Los análisis de sustancias nocivas se hicieron en las muestras de los gases de escape, restos del incendio y agua usada para apagarlo.

Tipo	Estructura	Marco	Longitud (mm)	Ancho (mm)	Espesor (mm)
c-Si	Vidrio-Lámina	Aluminio	1655	1000	45*
CIS	Vidrio- Lámina	Aluminio	1255	980	35*
CdTe	Vidrio-Vidrio	sin	1200	600	8
* Espesor del marco					

Tabla1: Tipos de módulos investigados

2. Montaje experimental

Los módulos FV fueron montados sobre una placa de fibrocemento, colocada sobre rieles de perfil de unos 40 mm, entrecruzados. Dicha placa estaba inclinada unos 23° con respecto a la plataforma de ensayo horizontal (figura 1). La inclinación se escogió según la prueba de incendio UL 790. Los módulos sobresalían por unos 45 cm por sobre el borde delantero de la placa y se les prendió fuego por detrás, en esa parte. Como fuente de incendio se usó el quemador de gas descrito en la UL 790, el cual produce una llama de un ancho de aproximadamente 100 cm (figura 2). El quemador fue posicionado 10 cm por debajo del borde delantero de los módulos, siendo la distancia horizontal hacia el borde delantero de ellos también de unos 10 cm.

Tanto en el lado delantero como trasero del módulo se colocaron, a lo largo del eje del módulo, cinco elementos térmicos. Las distancias hacia el borde delantero del módulo eran de 10, 40, 70, 100 y 130 cm. En el diagrama de temperaturas que se encuentra en el anexo, se denominan “MS-01” (parte trasera del módulo) y “MS-06” (parte delantera del módulo) los lugares de medida en la arista delantera del módulo.

Para los ensayos con agua de extinción se colocaron dos boquillas en el área superior del montaje, en el espacio entre módulo y placa. Para acumular el agua que pasaba por la placa base, se colocó una tina de acero de 1,75 x 1,50 m², en el suelo de la sala de ensayo.

Para inflamar en cada caso un área de módulo de tamaño parecido, se hicieron las pruebas, en caso de los módulos c-Si con un módulo colocado a lo largo (longitud: 1655 mm); en el caso de los módulos CIS con dos módulos colocados de forma transversal (longitud combinada: 1960 mm); y en el caso de los módulos CdTe con tres módulos colocados de forma transversal (longitud combinada 1840 mm, incluyendo separaciones de montaje).

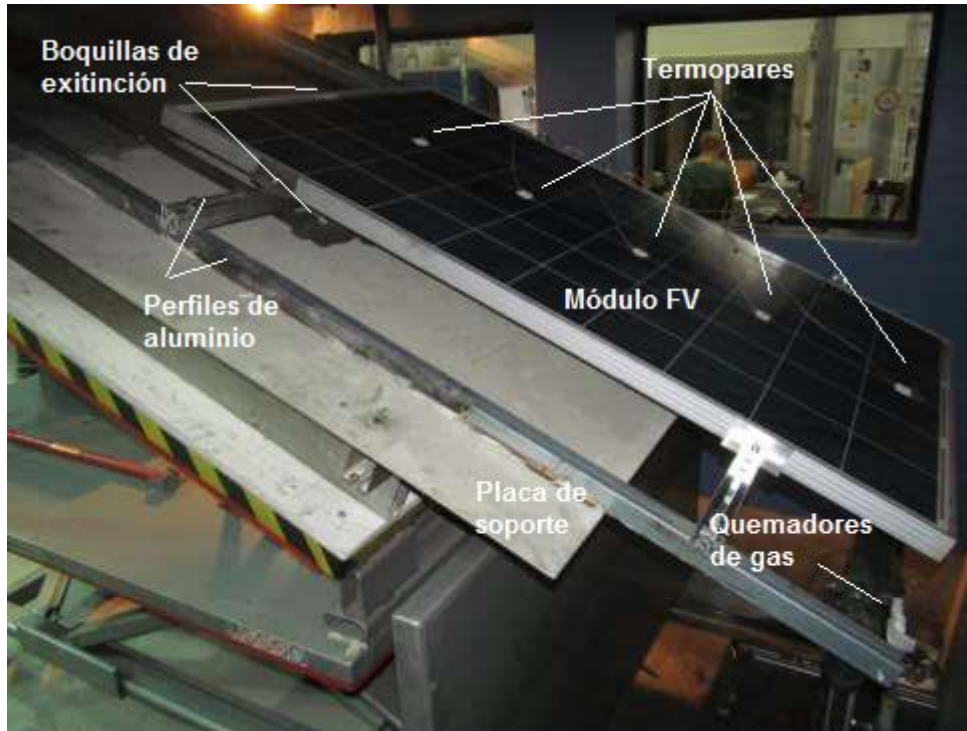


Figura 1: Montaje experimental (aquí con un módulo c-Si)



Figura 2: Quemador de gas

3. Ejecución de la prueba

En todos los tipos de módulo se hicieron pruebas con 25 kW y 150 kW de potencia del quemador, para analizar el comportamiento ante el incendio y la liberación de sustancias nocivas con diferentes intensidades de fuerzas térmicas (figura 3). Complementariamente, se hizo otra prueba en cada módulo, con 150 kW intensidad del quemador, pero apagando el fuego después de 6 a 7 minutos, con 20 litros de agua aplicados durante 45 segundos.

Las pruebas se realizaron debajo de una campana de extracción de gases según ISO 9705, con un flujo de aire de extracción de 1m³/s. Se midieron los siguientes valores:

- Tasa de liberación de calor
- Tasa de producción de humo
- Temperaturas en el lado delantero y trasero del módulo
- Pérdida de masa de los módulos y masa de los restos del incendio
- Superficie destrozada del módulo
- Tasas de producción de los componentes gaseosos dióxido de carbono (CO₂), monóxido de carbono (CO), cianuro de hidrógeno (HCN), cloruro de hidrógeno (HCl), bromuro de hidrógeno (HBr), fluoruro de hidrógeno (HF), óxido de nitrógeno (NO), dióxido de nitrógeno (NO₂), dióxido de azufre (SO₂)
- Las cantidades de arsénico, plomo, cadmio y selenio en los gases de escape
- Las cantidades de arsénico, plomo, cadmio y selenio en los restos del incendio
- Las cantidades de arsénico, plomo, cadmio y selenio en el agua de extinción.

Además se hicieron dos pruebas de referencia, con placas de silicato de calcio (no inflamables) en vez de los módulos, para averiguar las cantidades de humo, CO₂ y CO que produce el quemador de gases bajo las circunstancias normales de uso. Dichos valores se descontaron de los resultados reales, de manera que los resultados de las pruebas referidos en la sección 4 sólo representan las emisiones de los módulos FV.

Análisis de los gases de escape

Para determinar arsénico, plomo, cadmio y selenio se guió una parte del aire de salida por un sistema de filtros y después por una absorción. El análisis se hizo con un ICP-MS. Los resultados medidos en el párrafo 4 corresponden a la suma de las partes aglomeradas en partículas y las partes filtrables.

El análisis de los componentes gaseosos (con la excepción del formaldehído) se hizo de manera continua en el tiempo, con un espectrómetro FTIR conectado al tubo de salida del sistema de extracción. En la sección 4 se señalan los valores de concentración a lo largo de la prueba.

Para determinar el formaldehído se usó un cartucho de absorción y el análisis se hizo con HPLC.

Análisis de los restos del incendio

Los restos del incendio consistían en partes dañadas y caídas del módulo, las que se juntaron durante la experiencia en la placa sostenedora del armazón de prueba y en la tina de recolección colocada debajo. Primero se juntó los restos del incendio, barriéndolos, y después se les mezcló. De esta mezcla se tomó dos pruebas, las que se trituroó con un molino de corte. Se determinó contenidos de arsénico, plomo, cadmio y selenio, mediante ICP-MS.

Análisis del agua para extinguir el incendio

Tras mezclar el agua recolectada en la tina se tomó dos pruebas y se las analizó en cuanto a las cantidades de arsénico, plomo, cadmio y selenio, mediante ICP-MS.

El análisis de arsénico, plomo, cadmio y selenio lo hizo la sección especializada análisis de elementos; el de las pruebas de gases de escape y formaldehído la sección especializada análisis de aire; y el de los restos del incendio la sección especializada análisis de medio ambiente, de CURRENTA.



Figura 3: Prueba de incendio con una potencia de 25 kW (arriba) y 150 kW (abajo)

4. Resultados de las pruebas

En total se llevaron a cabo nueve pruebas, las que se denominan a continuación.

	25 kW potencia del quemador	150 kW potencia del quemador	150 kW potencia del quemador, prueba de agua de extinción
Tipo de módulo c-Si	1 a	1 B	1C
Tipo de módulo CIS	2 a	2 B	2C
Tipo de módulo CdTe	3 a	3 B	3C

Tabla 2: Denominación de prueba

En las pruebas con 25 kW de potencia, y en los tres tipos de módulo, sólo hubo daños limitados en la superficie. Con 150 kW de potencia, los módulos quedaron destrozados vastamente. La documentación de las pruebas se encuentra en el anexo del informe.

Los resultados del análisis químico que se muestra a continuación se encuentran referidos como masa del material analizado en relación a un metro cúbico estándar de gases de escape, a un kilogramo de restos de incendio o a un litro de agua, según el caso. Además se indican las cantidades completas de sustancia liberadas, las que resultan de la multiplicación de las concentraciones medidas de sustancias medidas con el volumen total de los gases de escape, la masa completa de los restos de incendio, o el volumen completo del agua, según el caso,.

En estos cuadros, n.d.: significa no demostrable, y n.i.: no investigado.

4.1 Tipo de módulo c-Si

Liberación de calor, desprendimiento de humo y daño del objeto de prueba

		Ensayo 1A	Ensayo 1B	Ensayo 1C
Duración del ensayo	(s)	1200	1200	600
Tasa máxima de liberación de calor	(kW)	29,2	246,6	272,9
Tasa promedio de liberación de calor	(kW)	6,4	49,3	46,2
Liberación total de calor	(kJ)	7631	59197	27747
Tasa máxima de desprendimiento de humo*	(m ² /s)	0,12	0,78	2,05
Tasa promedio de desprendimiento de humo*	(m ² /s)	0,03	0,15	0,12
Desprendimiento total de humo*	(m ²)	41	182	73
Masa inicial del objeto de prueba	(g)	19978	20022	19882
Masa final del objeto de prueba	(g)	19525	5502	10375
Pérdida de masa	(g)	453	14520	9507
Pérdida de masa	(%)	2,3	72,5	47,8
Masa de los restos del incendio	(g)	143	12798	n.i.
Masa quemada	(g)	310	1722	n.i.
Superficie destrozada	(m ²)	0,54	1,53	0,97

*El desprendimiento de humo se entrega en m², es decir, la superficie que ocuparían todas las partículas en un plano bidimensional

Tabla 3: Valores característicos tecnológicos de incendio; tipo de módulo c-Si

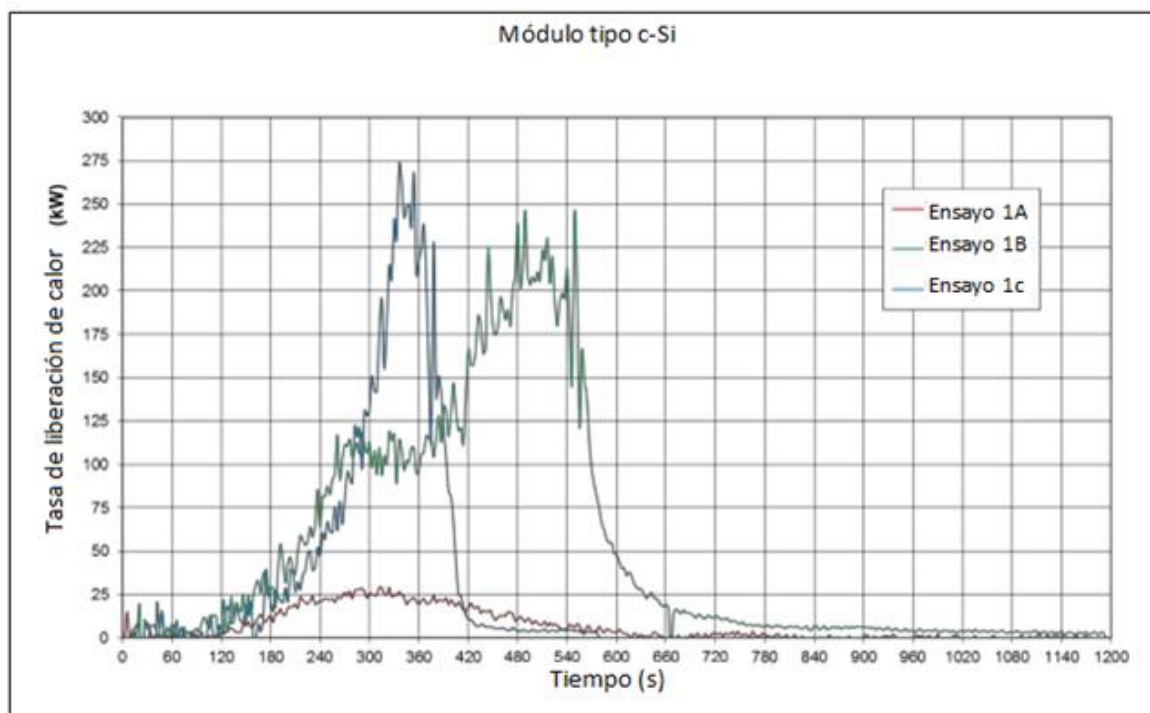


Figura 4: Tasa de liberación de calor de módulo tipo c-Si

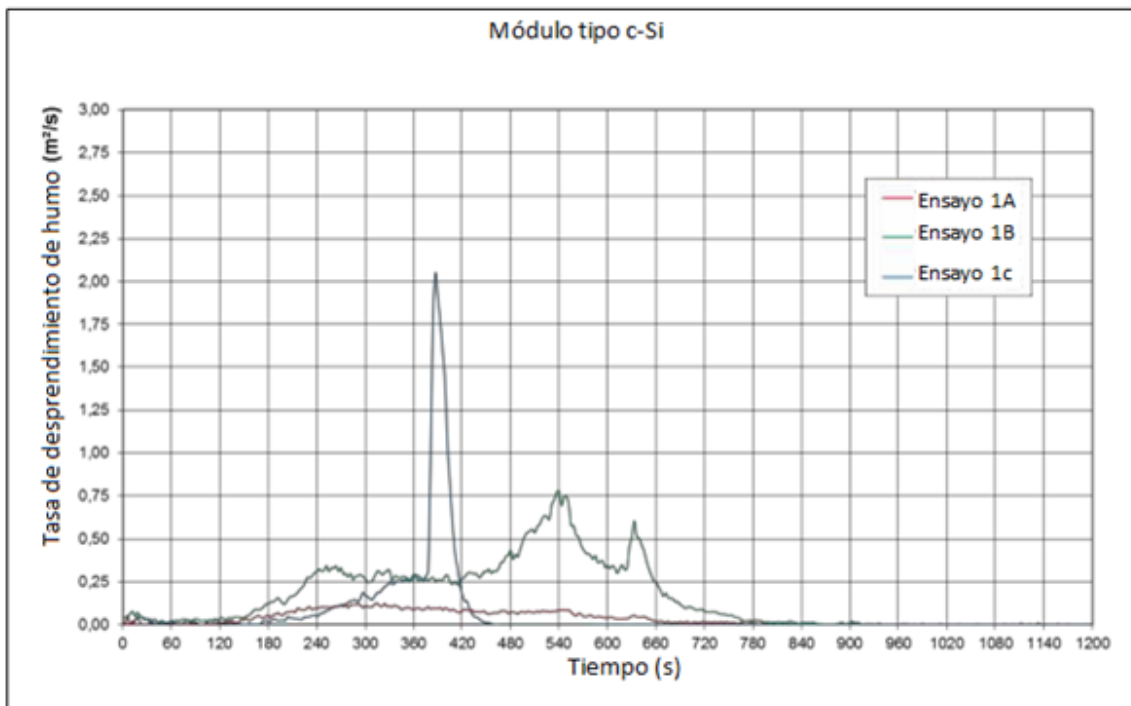


Figura 5: Tasa de desprendimiento de humo de módulo tipo c-Si

Análisis de gases de escape

		Ensayo 1A	Ensayo 1B	Ensayo 1C
Arsénico	($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	1,1	0,8	0,1
Plomo	($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	50	630	1010
Cadmio	($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	6,5	60	77
Selenio	($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	24	10	9,8
Dióxido de carbono	(mg/m^3)	842	3786	3068
Monóxido de carbono	(mg/m^3)	6	30	30
Cianuro de hidrógeno	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Cloruro de hidrógeno	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Bromuro de hidrógeno	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Fluoruro de hidrógeno	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Monóxido de nitrógeno	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Dióxido de nitrógeno	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Dióxido de azufre	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Formaldehido	(mg/m^3)	1,0	0,9	1,8

Tabla 4: Análisis de gases de escape tipo de módulo c-Si – valores de medición (promediados en el tiempo)

		Ensayo 1A	Ensayo 1B	Ensayo 1C
Arsénico	(mg)	1,3	1,0	0,1
Plomo	(mg)	61	760	600
Cadmio	(mg)	7,9	72	46
Selenio	(mg)	29	12	5,8
Dióxido de carbono	(g)	1020	4543	1822
Monóxido de carbono	(g)	7	36	18
Formaldehido	(g)	1,2	1,1	1,1

Tabla 5: Análisis de gases de escape, tipo de módulo c-Si, liberación completa calculada

Análisis de restos de incendio

		Ensayo 1A		Ensayo 1B		Ensayo 1C	
		Muestra 1	Muestra2	Muestra 1	Muestra2	Muestra 1	Muestra 2
Arsénico	(mg/kg)	48	30	11	9,1	n.i.	n.i.
Plomo	(mg/kg)	4800	6400	700	2700	n.i.	n.i.
Cadmio	(mg/kg)	0,3	2,5	0,4	1,4	n.i.	n.i.
Selenio	(mg/kg)	0,5	110	0,3	20	n.i.	n.i.

Tabla 6: Análisis de restos de incendio, tipo de módulo c-Si – valores de medición

		Ensayo 1A		Ensayo 1B		Ensayo 1C	
		Muestra 1	Muestra 2	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 1	Muestra 2
Arsénico	(mg)	6,9	4,3	140	120	n.i.	n.i.
Plomo	(mg)	690	920	9000	35000	n.i.	n.i.
Cadmio	(mg)	0,04	0,36	5,1	18	n.i.	n.i.
Selenio	(mg)	0,07	16	3,8	260	n.i.	n.i.

Tabla 7: Análisis de restos de incendio, tipo de módulo c-Si – liberación completa calculada

Análisis de agua para extinción de incendios

		Ensayo 1A		Ensayo 1B		Ensayo 1C	
		Muestra 1	Muestra 2	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 1	Muestra 2
Arsénico	(µg/L)	n.i.	n.i.	n.i.	n.i.	0,9	1,2
Plomo	(µg/L)	n.i.	n.i.	n.i.	n.i.	76	130
Cadmio	(µg/L)	n.i.	n.i.	n.i.	n.i.	4,9	5,7
Selenio	(µg/L)	n.i.	n.i.	n.i.	n.i.	13	3,6

Tabla 8: Análisis del agua para extinción; tipo de módulo c-Si – valores de medición

		Ensayo 1 ^a		Ensayo 1B		Ensayo 1C	
		Muestra 1	Muestra 2	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 1	Muestra 2
Arsénico	(mg)	n.i.	n.i.	n.i.	n.i.	0,02	0,02
Plomo	(mg)	n.i.	n.i.	n.i.	n.i.	1,5	2,6
Cadmio	(mg)	n.i.	n.i.	n.i.	n.i.	0,10	0,11
Selenio	(mg)	n.i.	n.i.	n.i.	n.i.	0,26	0,07

Tabla 9: Análisis del agua para extinción, tipo de módulo c-Si – liberación completa calculada

4.2 Módulo tipo CIS

Liberación de calor, desprendimiento de humo y daño del objeto de prueba

		Ensayo 2A	Ensayo 2B	Ensayo 2C
Duración de la prueba	(s)	1200	1200	600
Tasa máxima de liberación de calor	(kW)	41,7	184,1	186,3
Tasa promedio de liberación de calor	(kW)	8,1	70,6	29,2
Liberación total de calor	(kJ)	9699	84712	17506
Tasa máxima de desprendimiento de humo	(m ² /s)	0,34	0,92	2,94
Tasa promedio de desprendimiento de humo	(m ² /s)	0,08	0,30	0,46
Desprendimiento total de humo	(m ²)	92	358	274
Masa inicial del objeto de prueba	(g)	39165	39099	39124
Masa final del objeto de prueba	(g)	36075	5805	31806
Pérdida de masa	(g)	3090	33294	7318
Pérdida de masa	(%)	7,9	85,2	18,7
Masa de los restos del incendio	(g)	2758	30547	n.i.
Masa quemada	(g)	332	2747	n.i.
Superficie destrozada	(m ²)	0,45	2,36	2,34

Tabla 10: Valores característicos tecnológicos de incendio de módulo tipo CIS

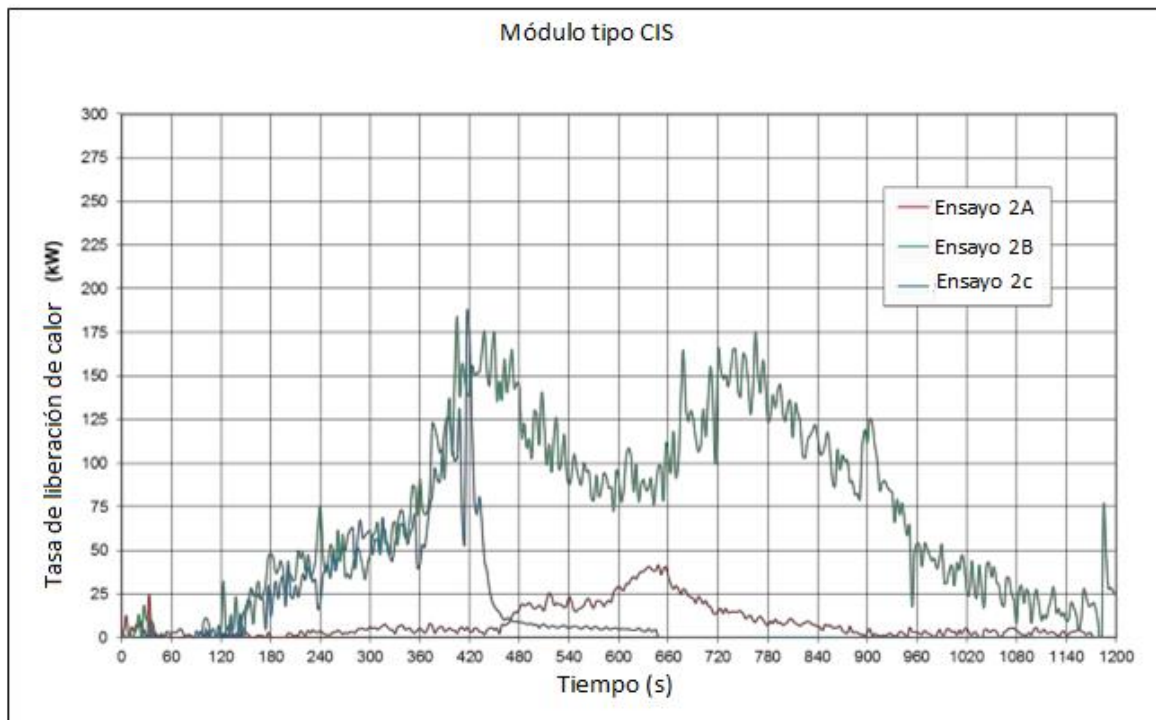


Figura 6: Tasa de liberación de calor de módulo tipo CIS

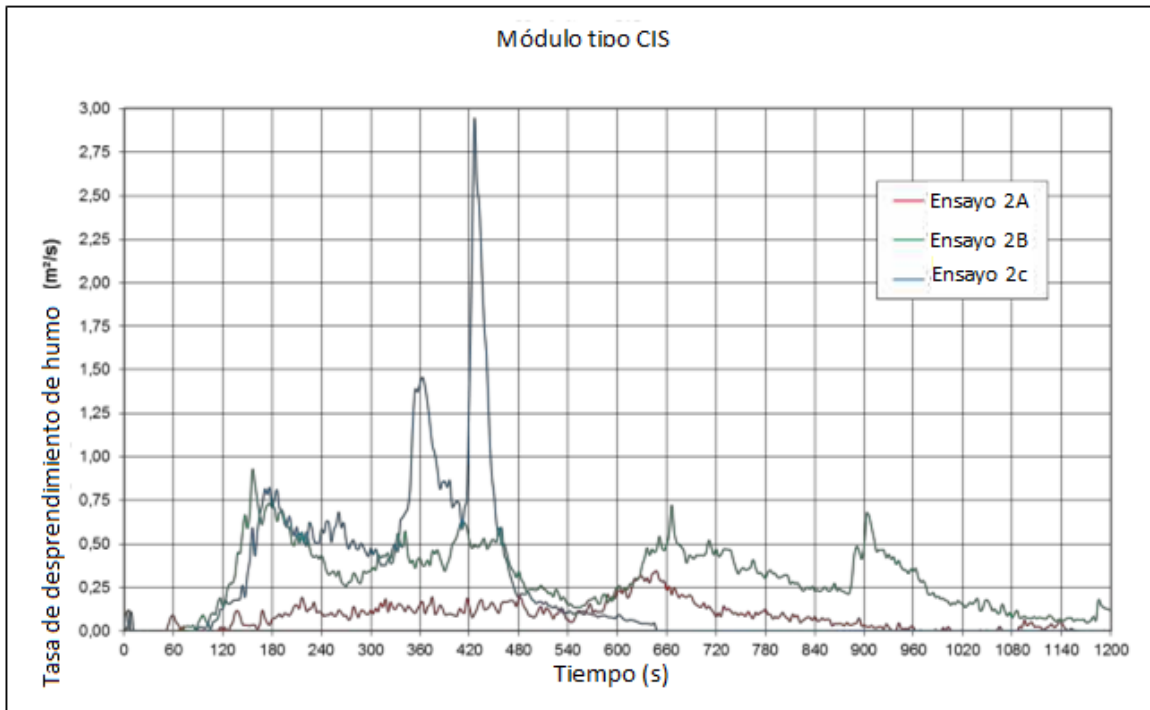


Figura 7: Tasa de desprendimiento de humo de módulo tipo CIS

Análisis de gases de escape

		Ensayo 2A	Ensayo 2B	Ensayo 2C
Arsénico	($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	1,5	1,6	1,0
Plomo	($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	250	270	480
Cadmio	($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	12	14	34
Selenio	($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	4,8	40	8,0
Dióxido de carbono	(mg/m^3)	615	5817	2751
Monóxido de carbono	(mg/m^3)	11	237	382
Cianuro de hidrógeno	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Cloruro de hidrógeno	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Bromuro de hidrógeno	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Fluoruro de hidrógeno	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Monóxido de nitrógeno	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Dióxido de nitrógeno	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Dióxido de azufre	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Formaldehído	(mg/m^3)	1,2	2,1	4,9

Tabla 11: Análisis de gases de escape de módulo tipo CIS – valores de medición (promediado en el tiempo)

		Ensayo 2A	Ensayo 2B	Ensayo 2C
Arsénico	(mg)	1,9	1,8	0,6
Plomo	(mg)	310	300	290
Cadmio	(mg)	15	16	20
Selenio	(mg)	5,9	45	4,8
Dióxido de carbono	(g)	760	6492	1634
Monóxido de carbono	(g)	14	265	227
Formaldehído	(g)	1,5	2,3	2,9

Tabla 12: Análisis de gases de escape de módulo tipo CIS – liberación completa calculada

Análisis de restos de incendio

		Ensayo 2A		Ensayo 2B		Ensayo 2C	
		Muestra 1	Muestra 2	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 1	Muestra 2
Arsénico	(mg/kg)	1,7	2,2	1,7	2,5	n.i.	n.i.
Plomo	(mg/kg)	23	26	23	29	n.i.	n.i.
Cadmio	(mg/kg)	5,9	5,9	6,0	7,4	n.i.	n.i.
Selenio	(mg/kg)	350	260	360	110	n.i.	n.i.

Tabla 13: Análisis de restos de incendio de módulo tipo CIS – valores de medición

		Ensayo 2A		Ensayo 2B		Ensayo 2C	
		Muestra 1	Muestra 2	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 1	Muestra 2
Arsénico	(mg)	4,7	6,1	52	76	n.i.	n.i.
Plomo	(mg)	63	72	700	890	n.i.	n.i.
Cadmio	(mg)	16	16	180	230	n.i.	n.i.
Selenio	(mg)	970	720	11000	3400	n.i.	n.i.

Tabla 14: Análisis de restos de incendio de módulo tipo CIS – liberación completa calculada

Análisis de agua para extinción de incendios

		Ensayo 2A		Ensayo 2B		Ensayo 2C	
		Muestra 1	Muestra 2	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 1	Muestra 2
Arsénico	(µg/L)	n.i.	n.i.	n.i.	n.i.	0,7	0,9
Plomo	(µg/L)	n.i.	n.i.	n.i.	n.i.	61	61
Cadmio	(µg/L)	n.i.	n.i.	n.i.	n.i.	12	9,5
Selenio	(µg/L)	n.i.	n.i.	n.i.	n.i.	240	700

Tabla 15: Análisis del agua para extinción, módulo tipo CIS – valores de medición

		Ensayo 2A		Ensayo 2B		Ensayo 2C	
		Muestra 1	Muestra 2	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 1	Muestra 2
Arsénico	(mg)	n.i.	n.i.	n.i.	n.i.	0,01	0,02
Plomo	(mg)	n.i.	n.i.	n.i.	n.i.	1,2	1,2
Cadmio	(mg)	n.i.	n.i.	n.i.	n.i.	0,24	0,19
Selenio	(mg)	n.i.	n.i.	n.i.	n.i.	4,8	14

Tabla 16: Análisis del agua para extinción, módulo tipo CIS – liberación completa calculada

4.3 Módulo tipo CdTe

Liberación de calor, desprendimiento de humo y daño del objeto de prueba

		Ensayo 3A	Ensayo 3B	Ensayo 3C
Duración del ensayo	(s)	1800	1200	600
Tasa máxima de liberación de calor	(kW)	15,3	66,5	88,2
Tasa promedio de liberación de calor	(kW)	0,4	13,2	16,3
Liberación total de calor	(kJ)	785	15809	9786
Tasa máxima de desprendimiento de humo	(m ² /s)	0,08	0,23	0,87
Tasa promedio de desprendimiento de humo	(m ² /s)	0,003	0,11	0,14
Desprendimiento total de humo	(m ²)	5	133	86
Masa inicial del objeto de prueba	(g)	35583	35540	35527
Masa final del objeto de prueba	(g)	35552	23942	24334
Pérdida de masa	(g)	31	11598	11193
Pérdida de masa	(%)	0,1	32,6	31,5
Masa de los restos del incendio	(g)	2	11035	n.i.
Masa quemada	(g)	29	563	n.i.
Superficie destrizada	(m ²)	0,03	0,32	0,82

Tabla 17: Valores característicos tecnológicos de incendio de módulo tipo CdTe

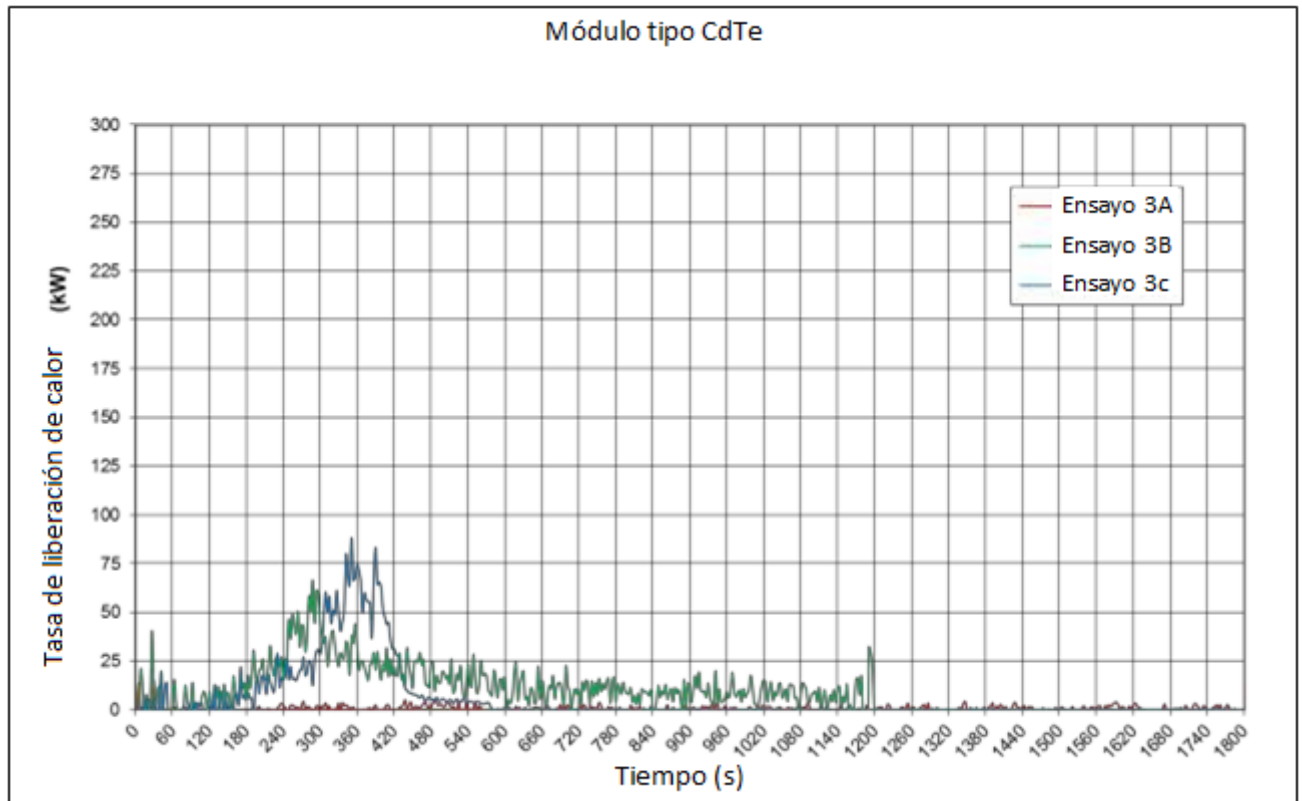


Figura 8: Tasa de liberación de calor de módulo tipo CdTe

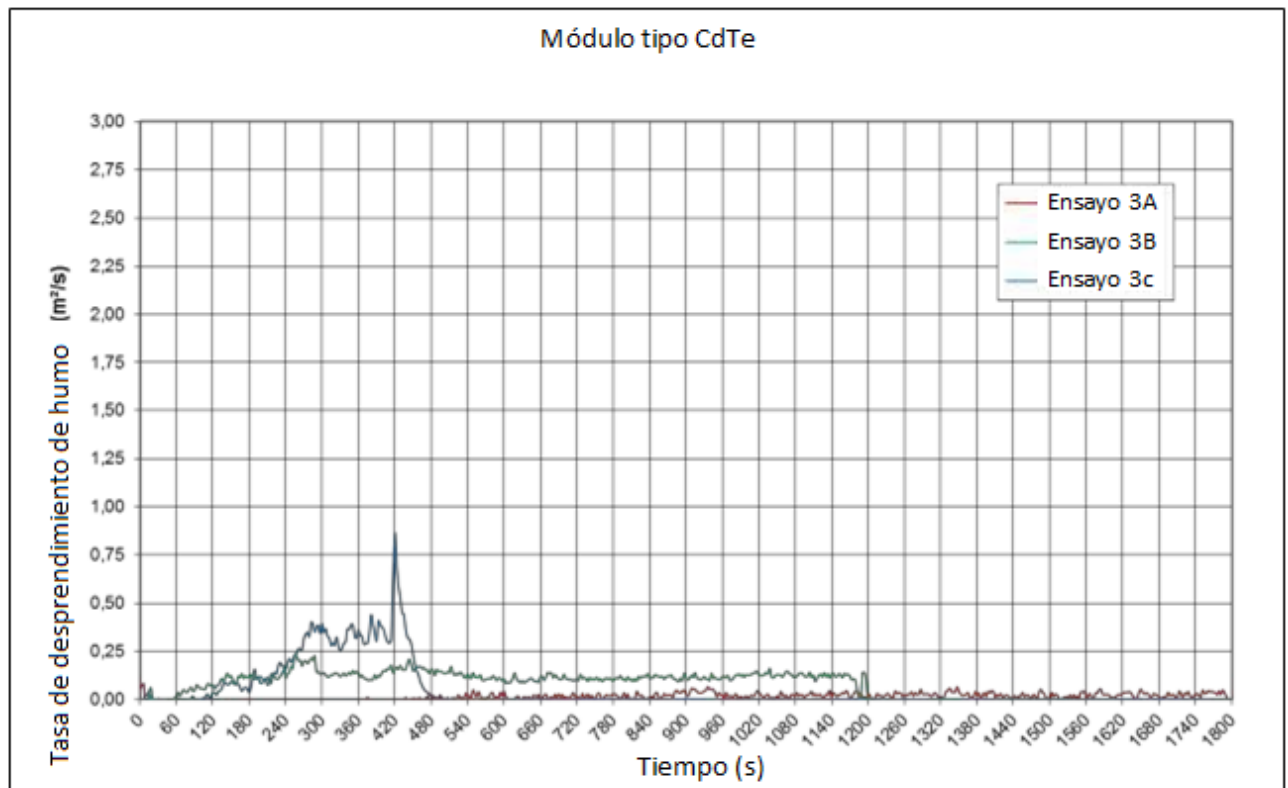


Figura 9: Tasa de desprendimiento de humo de módulo tipo CdTe

Análisis de gases de escape

		Ensayo 3A	Ensayo 3B	Ensayo 3C
Arsénico	($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	0,3	0,2	0,2
Plomo	($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	34	120	1330
Cadmio	($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	9,9	37	48
Selenio	($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	4,2	4,7	2,2
Dióxido de carbono	(mg/m^3)	42	1453	1495
Monóxido de carbono	(mg/m^3)	1	63	90
Cianuro de hidrógeno	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Cloruro de hidrógeno	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Bromuro de hidrógeno	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Fluoruro de hidrógeno	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Monóxido de nitrógeno	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Dióxido de nitrógeno	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Dióxido de azufre	(mg/m^3)	n.d.	n.d.	n.d.
Formaldehído	(mg/m^3)	0,4	1,6	2,6

Tabla 18: Análisis de gases de escape de módulo tipo CdTe – valores de medición (promediado en el tiempo)

		Ensayo 3A	Ensayo 3B	Ensayo 3C
Arsénico	(mg)	0,6	0,2	0,1
Plomo	(mg)	64	140	800
Cadmio	(mg)	19	43	29
Selenio	(mg)	7,9	5,4	1,3
Dióxido de carbono	(g)	79	1674	897
Monóxido de carbono	(g)	2	73	54
Formaldehído	(g)	0,8	1,8	1,6

Tabla 19: Análisis de gases de escape de módulo tipo CdTe – liberación completa calculada

Análisis de restos de incendio

		Ensayo 3A		Ensayo 3B		Ensayo 3C	
		Muestra 1	Muestra 2	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 1	Muestra 2
Arsénico	(mg/kg)	2,2	8,2	0,6	0,9	n.i.	n.i.
Plomo	(mg/kg)	17	160	52	200	n.i.	n.i.
Cadmio	(mg/kg)	2,0	7,4	120	110	n.i.	n.i.
Selenio	(mg/kg)	300	250	2,8	3,6	n.i.	n.i.

Tabla 20: Análisis de restos de incendio de módulo tipo CdTe – valores de medición

		Ensayo 3A		Ensayo 3B		Ensayo 3C	
		Muestra 1	Muestra 2	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 1	Muestra 2
Arsénico	(mg)	0,004	0,02	6,6	9,9	n.i.	n.i.
Plomo	(mg)	0,03	0,3	570	2200	n.i.	n.i.
Cadmio	(mg)	0,004	0,02	1300	1200	n.i.	n.i.
Selenio	(mg)	0,6	0,5	31	40	n.i.	n.i.

Tabla 21: Análisis de restos de incendio de módulo tipo CdTe – liberación completa calculada

Análisis de agua para extinción de incendios

		Ensayo 3A		Ensayo 3B		Ensayo 3C	
		Muestra 1	Muestra 2	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 1	Muestra 2
Arsénico	(µg/L)	n.i.	n.i.	n.i.	n.i.	1,4	1,4
Plomo	(µg/L)	n.i.	n.i.	n.i.	n.i.	35	34
Cadmio	(µg/L)	n.i.	n.i.	n.i.	n.i.	7,1	53
Selenio	(µg/L)	n.i.	n.i.	n.i.	n.i.	73	47

Tabla 22: Análisis de agua para extinción; módulo tipo CdTe – valores de medición

		Ensayo 3 ^a		Ensayo 3B		Ensayo 3C	
		Muestra 1	Muestra 2	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 1	Muestra 2
Arsénico	(mg)	n.i.	n.i.	n.i.	n.i.	0,03	0,03
Plomo	(mg)	n.i.	n.i.	n.i.	n.i.	0,70	0,68
Cadmio	(mg)	n.i.	n.i.	n.i.	n.i.	0,14	1,1
Selenio	(mg)	n.i.	n.i.	n.i.	n.i.	1,5	0,94

Tabla 23: Análisis de agua para extinción; módulo tipo CdTe – liberación completa calculada

c) Permiso para plantas FV

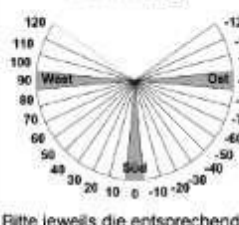
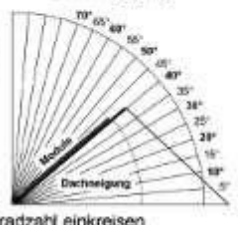


Photovoltaik-Anlagenpass

Nr.

ZVEH



PHOTOVOLTAIKANLAGE	
Installierte Anlagenleistung Nennleistung aller Module: _____ kWp Leistungstoleranz der Module: _____ %	Käufer der Anlage / Auftraggeber _____ (Vorname, Name oder Firma)
Ausrichtung und Dachneigung Ausrichtung  Dachneigung  Bitte jeweils die entsprechende Gradzahl einkreisen	Straße, Hausnummer _____ PLZ, Ort _____ Anlagenstandort _____ Gebäude-/Grundstückseigentümer (Vorname, Name oder Firma) _____ Straße, Hausnummer _____ PLZ, Ort _____
Anlagenfoto/-beschreibung <i>Foto oder Anlagenbeschreibung (Gebäudeart, Schrägdach / Flachdach, zusammenhängende oder mehrere Teilanlagen, aufdach / integriert, ...)</i>	Inbetriebnahme, Einspeise-Stromzähler Tag der Inbetriebnahme: _____ Einspeise-Stromzähler Reg-Nr.: _____ Zählerstand bei Übergabe: _____ kWh Eigenstromverbrauch gemäß EEG ☐ ja ☐ nein Inbetriebnahmedatum: _____ Messeinrichtung PV, Zähler Nr.: _____ Zählerstand bei Übergabe: _____ Bei Eigenverbrauch gemäß § 33 (2) EEG 2009 zusätzlich: Messeinrichtung für Überschuss, Zähler Nr.: _____ Zählerstand bei Übergabe: _____ Prognostizierter Anlagenenertrag Erwarteter Stromertrag: _____ kWh/Jahr ¹⁾ ☐ Es wurde keine Prognose erstellt
AUSSTELLER ANLAGENPASS/INSTALLATEUR	
Dieser Anlagenpass wurde ausgestellt von: _____ Firma _____ Bearbeiter (Vorname, Name) _____ Straße, Hausnummer _____ PLZ, Ort _____ Der Unterzeichner bestätigt, dass alle Angaben dieses Anlagenpasses und der Anlagen 1 bis 4 auf die oben beschriebene und dem Käufer übergebene PV-Anlage zutreffen ¹⁾²⁾ _____ Datum, Unterschrift Aussteller Anlagenpass / Installateur	Mit dem Siegel wird bestätigt, dass der Betrieb registriert und daher im Handwerkerverzeichnis der Internetseite www.photovoltaik-anlagenpass.de gelistet ist. Firmenstempel _____ Siegel Anlagenpass mit Registriernummer

1) Der Anlagenpass ist nur vollständig mit den Anlagen (1) bis (4)
 2) Der Photovoltaik-Anlagenpass wurde mit größter Sorgfalt erstellt. Eine Garantie im Sinne einer verschuldensunabhängigen Haftung für das Vorliegen der begutachteten Eigenschaften kann jedoch nicht abgegeben werden.

Die Nutzung des Passes ist nur nach vorheriger Registrierung gestattet. Der Photovoltaik-Anlagenpass verbindet den Installateur nicht damit, die Anlage nach den anerkannten Regeln der Technik zu errichten.
 Photovoltaik-Anlagenpass, Ausgabe 11/2009 – Dieser Photovoltaik-Anlagenpass wurde gemeinsam entwickelt von BSW Solar und ZVEH – www.photovoltaik-anlagenpass.de