

E.T.S. de Ingeniería Industrial,
Informática y de Telecomunicación

Estado del arte del ensuciamiento y la abrasión asociada a los procedimientos de limpieza en la tecnología fotovoltaica



Máster Universitario en
Ingeniería Industrial

Trabajo Fin de Máster

Realizado por: Mikel Arrubla Irigoyen

Director: Pablo Sanchís (UPNA)

Directora: Idoia San Martín (UPNA)

Tutora: Jaione Bengoechea (CENER)

Pamplona, 01 /07/2020



ÍNDICE

ÍNDICE.....	2
ÍNDICE DE FIGURAS	3
ÍNDICE DE TABLAS	5
1. INTRODUCCIÓN TFM.....	7
2. ALCANCE.....	7
3. INTRODUCCIÓN: FOTOVOLTAICA Y ENERGÍAS RENOVABLES	8
3.1. Tipos de Energías Renovables y su descripción	8
3.2. Capacidad instalada de las distintas tecnologías renovables.	13
3.3. Capacidad fotovoltaica instalada en el mundo, y dividida por países y proyección de futuro. 15	
3.4. Evolución del precio de la energía generada por medios fotovoltaicos y su predicción a futuro. 23	
3.5. Tipos de tecnologías fotovoltaicas.	28
3.6. Retos actuales de la tecnología fotovoltaica.....	32
3.7. Impacto del COVID-19 en la industria FV.....	33
4. PROBLEMÁTICA DEL SOILING O ENSUCIAMIENTO EN LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA... 34	
4.1. Parámetros relevantes en el ensuciamiento de los módulos fotovoltaicos	34
4.2. Tipos de suciedad y su influencia en la tecnología fotovoltaica (tamaño de grano, composición y densidad).....	37
4.3. Influencia de las condiciones ambientales y climatología (pluviometría, viento, temperatura).....	43
4.4. Características de la instalación (inclinación, orientación).	49
5. SOLUCIONES AL PROBLEMA DE ENSUCIAMIENTO.....	55
5.1. Depósito de recubrimientos antisoiling. Ventajas e inconvenientes que ofrecen.	55
5.2. Sistemas de limpieza utilizados en la actualidad	66
6. ABRASIÓN PRODUCIDA POR LOS PROCESOS DE LIMPIEZA.....	79
6.1. Efectos producidos por los sistemas de limpieza: abrasión de las capas antisoiling y antirreflectante.	79
6.2. Realización de ensayos de abrasión en interior: parámetros relevantes.	83
7. CONCLUSIONES	96
8. BIBLIOGRAFÍA.....	98

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Capacidad renovable instalada en el año 2018.....	14
Figura 2. Evolución de la energía fotovoltaica	15
Figura 3. Capacidad instalada acumulada de energía fotovoltaica siglo XXI	16
Figura 4. Capacidad instalada energía fotovoltaica anual, siglo XXI	17
Figura 5. Top 10 países con mayor capacidad instalada en 2019 (izquierda) e instalada acumulada hasta 2019 (derecha).....	17
Figura 6. Capacidad fotovoltaica instalada en 2017 y 2018 por Top 10 mercados fotovoltaicos	18
Figura 7. Potencia fotovoltaica instalada acumulada en Europa, año 2018.....	19
Figura 8. Evolución de la generación renovable en España, periodo 2008 – 2018.....	20
Figura 9. Potencia (MW) y generación fotovoltaica (GWh) en las comunidades de España.....	21
Figura 10. Potencia fotovoltaica instalada acumulada, periodo 2006-2018 (arriba) e instalada anualmente, periodo 2007-2018 (abajo), en España.....	22
Figura 11. Evolución de costes de diferentes energías renovables, periodo 2009-2018	23
Figura 12. Evolución de costes totales de instalación fotovoltaica en diferentes países, periodo 2010-2018	24
Figura 13. Precios de subastas más baratos a nivel mundial, en 2018	24
Figura 14. LCOE de diferentes energías renovables, periodo 2010-2018.....	25
Figura 15. Evolución de costes de los módulos de Silicio cristalino, periodo 2013-2019.....	26
Figura 16. Evolución de capacidad fotovoltaica acumulada, periodo 2000-2018 y previsión hasta 2050.....	27
Figura 17. Evolución de capacidad instalada anual, periodo 2000-2018 y previsión hasta 2050	28
Figura 18. Evolución de eficiencia de diferentes tecnologías fotovoltaicas, ámbito experimental, periodo 1976-2019	31
Figura 19. Eficiencia de diferentes tecnologías de células fotovoltaicas, ámbito comercial.....	32
Figura 20. Factores que afectan en el proceso de ensuciamiento de los módulos fotovoltaicos	34
Figura 21. Máximo ritmo de ensuciamiento en %/día, cuantificándolo según la reducción de potencia, eficiencia y pérdida de transmisión diaria (izquierda). Media anual de concentración de polvo en suspensión de diámetro inferior a 10 µm, en µg//m ³ (derecha)	35
Figura 22. Modelación de la media anual de concentración de polvo en suspensión de diámetro inferior a 2,5 µm, en µg/m ³ , en diferentes regiones.	36
Figura 23. Regiones con mayor potencial fotovoltaico.....	37
Figura 24. Tamaño de partículas de suciedad en función del lugar de procedencia, fecha de análisis y artículos, ordenadas de menor a mayor en sentido descendente.....	38
Figura 25. Efecto del tamaño de partículas de polvo en la reducción de intensidad solar percibida por la célula.....	39
Figura 26. Composición del polvo en función del lugar de procedencia	40
Figura 27. Evolución del PPI y Soiling ratio en módulos con 25° de inclinación (en California) .	42
Figura 28. Formación de rocío (%) en diferentes regiones del globo, durante las diferentes estaciones.....	44
Figura 29. Procesos de cementación, apelmazamiento de partículas (caking) y envejecimiento capilar (capillary aging)	45

Figura 30. Comparación entre el ensuciamiento estimado y medido mensual en el sur de Central Valley (California)	46
Figura 31. Tipos de transporte de partículas con el aire.....	47
Figura 32. Distribución media anual de tormentas de arena.....	48
Figura 33. Densidad de deposición en función de la inclinación y orientación del vidrio, durante un mes.....	51
Figura 34. Ejemplos actuaciones de inclinación, orientación y limpieza de los módulos, en zonas tropicales.....	54
Figura 35. Mecanismo simplificado del proceso de fotocatalisis en las nanopartículas de TiO ₂	56
Figura 36. Efecto hidrófobo.....	58
Figura 37. Efecto reflectante con y sin recubrimiento.....	58
Figura 38. Problema del punto caliente originado por suciedad depositada en la superficie de un módulo	59
Figura 39. Transmitancia espectral de vidrio antes (negro) y después (rojo) de la aplicación SurfaShield G	60
Figura 40. Diferencia de producción de energía (en porcentaje) entre un módulo con recubrimiento de SurfaShield G y otro sin recubrimiento	61
Figura 41. Aplicación del producto SurfaShield G mediante aerosol en módulos ya instalados	61
Figura 42. Proceso sol-gel	62
Figura 43. Comparativa entre módulos (con capa antisoiling DSM, anti-reflective DSM y sin capa) en cuanto a adhesión de suciedad se refiere.	63
Figura 44. Rendimiento en campo de pruebas de Dunhuang (Desierto del Gobi, China)	64
Figura 45. Influencia de los revestimientos AS en el rendimiento financiero por MW de plantas fotovoltaicas en función del número de ciclos de limpieza	65
Figura 46. Proceso de limpieza manual con mopa y agua	66
Figura 47. Proceso de limpieza manual mediante agua a presión.....	68
Figura 48. Proceso de limpieza manual mediante aire comprimido.....	69
Figura 49. Proceso de limpieza mediante cepillos automáticos o guiados horizontalmente (izquierda [40] y derecha [42]).....	70
Figura 50. Proceso de limpieza mediante cepillos automáticos o guiados horizontal y verticalmente (izquierda [43] y derecha [44])	70
Figura 51. Limpieza mediante robot automático modelo Gekko Junior Robot (izquierda [40]) y Gekko Solar (derecha [44]).....	71
Figura 52. Limpieza mediante robot automático sin uso de agua de la marca Miraikikai.....	72
Figura 53. Limpieza mediante sistema de riego por aspersion (izquierda [44] y derecha [40]).	73
Figura 54. Electrodo en el reverso del módulo, técnica de limpieza por electricidad estática.	74
Figura 55. Migración de las partículas de suciedad por electricidad estática.....	74
Figura 56. Limpieza de módulos mediante vapor desde tractor	75
Figura 57. Limpieza de módulos mediante cepillo acoplado a tractor, fabricante BP Metalmeccanica	76
Figura 58. Comparativa entre técnicas/ tecnologías en cuanto a coste, eficiencia y consumo de agua	77
Figura 59. Diagrama esquemático de los procesos industriales de los recubrimientos investigados.....	80

Figura 60. Pérdida de transmitancia (en %) de vidrios recubiertos ensayados en función de los ciclos de abrasión	81
Figura 61. Aspecto visual de ambas muestras de vidrio, tanto inicial como tras un periodo de 2 años	82
Figura 62. Transmitancia inicial, transmitancia de la zona de vidrio la cual no ha sido limpiada y de la que sí ha sido limpiada, tras un periodo de 2 años, de ambas muestras	82
Figura 63. Sílice y Aramco Test Dust no adheridos (izquierda) y adheridos (derecha)	91
Figura 64. Test sin suciedad	92
Figura 65. Test con suciedad suelta y adherida	92
Figura 66. Cementación del Aramco Test Dust adherido.....	93
Figura 67. Caracterización inicial de las muestras (transmitancia)	93
Figura 68. Reducción de la transmitancia para cada caso, y el parámetro de rugosidad Rq.....	94
Figura 69. Caracterización final de las muestras de PMMA y Policarbonato (transmitancia)....	94
Figura 70. Relación entre la transmitancia directa y el parámetro de rugosidad, Rq.....	95

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Top 10 fabricantes de módulos fotovoltaicos en 2019	18
Tabla 2. Reducción de la corriente de cortocircuito, en función del tipo de soiling con una densidad de deposición determinada, en diferentes tecnologías fotovoltaicas	41
Tabla 3. Reducción de la transmitancia del vidrio en función del ángulo y la orientación de los módulos, debido a la acumulación de suciedad durante un mes.....	52
Tabla 4. Reducción de la transmitancia del vidrio en función del ángulo y la orientación de los módulos, debido a la acumulación de suciedad durante dos meses.....	52
Tabla 5. Ensayo limpieza manual con agua	67
Tabla 6. Eficiencia, coste, consumo de agua, mano de obra y compañías comercializadoras de las diferentes técnicas/ tecnologías.....	78
Tabla 7. Cambio de apariencia y pérdida de la propiedad antireflectante del recubrimiento en una estructura densa, de poros abiertos, de poros cerrados y vidrio templado sin recubrimiento AR	81
Tabla 8. Métodos y estándares correspondientes al test de vertido de arena	84
Tabla 9. Métodos y estándares correspondientes al test de impacto de arena forzado	85
Tabla 10. Métodos y estándares correspondientes al test de máquina de abrasión (test de máquina de abrasión)	87
Tabla 11. La industria donde dichos métodos son aplicados, el tipo de muestra objeto de análisis y descripción del método (test de máquina de abrasión), I.....	88
Tabla 12. La industria donde dichos métodos son aplicados, el tipo de muestra objeto de análisis y descripción del método (test de máquina de abrasión), II.....	89
Tabla 13. Traducción de ciclos realizados en periodo de tiempo para su realización	90
Tabla 14. Reducción de potencia calculada para el caso del PMMA y Policarbonato, tras la realización de los diferentes test	95

1. INTRODUCCIÓN TFM

El presente documento es el Trabajo Fin de Máster titulado “Estado del arte del ensuciamiento y la abrasión asociada a los procedimientos de limpieza en la tecnología fotovoltaica “realizado en la Cátedra de Energías Renovables y desarrollado en el Departamento de Fotovoltaica del Centro Nacional de Energías Renovables (CENER), durante el curso 2019-2020. En el presente Trabajo de Fin de Máster se presentará en Pamplona a fecha de 1 de julio de 2020.

Palabras clave: fotovoltaica, deposición de suciedad, soluciones antisoiling, abrasión, test.

2. ALCANCE

El objetivo de este trabajo es el de realizar una revisión bibliográfica referente a la suciedad y al efecto de abrasión que su presencia conlleva en la producción de electricidad por medios fotovoltaicos. En primer lugar, se introduce un apartado inicial que trata de diferentes aspectos generales relacionados con las energías renovables y más concretamente con la fotovoltaica, como la capacidad fotovoltaica instalada en el mundo, el precio de la generación de energía por medios fotovoltaicos, la predicción de su evolución, como lo harán los precios de esta tecnología etc. A continuación, en el segundo apartado se tratará el tema del ensuciamiento de los módulos fotovoltaicos instalados en campo, donde se analizará el efecto que tienen diferentes factores (tanto inherentes al emplazamiento como a la instalación) en cuanto a su impacto sobre el ensuciamiento de los módulos. En el tercer apartado se analizarán las diferentes soluciones actualmente adoptadas por la industria para mitigar los efectos de la suciedad sobre los módulos, y finalmente, el cuarto y último apartado tratará el efecto de abrasión, el cual se deriva de la presencia de suciedad y de los procesos de limpieza, así como los principales ensayos mediante los cuales se estudia este efecto de abrasión.

3. INTRODUCCIÓN: FOTOVOLTAICA Y ENERGÍAS RENOVABLES

3.1. Tipos de Energías Renovables y su descripción

Según la Real Academia de la lengua española (Diccionario del español jurídico), se entiende por energía renovable aquella energía procedente de fuentes no fósiles las cuales se presentan en la naturaleza de modo continuo y prácticamente inagotable. Esto comprende a la energía eólica, solar, aerotérmica, geotérmica, hidrotérmica y oceánica, hidráulica y biomasa. Tal y como se ha mencionado existen gran variedad de energías catalogadas como renovables. Entre todas ellas, las más importantes en cuanto a capacidad instalada, generación eléctrica e I+D+i son las siguientes:

- **Energía hidráulica:** se basa en la transferencia de energía desde una cantidad de masa de agua a los álabes de una turbina hidráulica. El proceso comienza con el ciclo del agua, cuando esta se evapora por efecto de la energía solar sobre las diferentes masas de agua como océanos, mares, ríos... Una vez en la atmósfera, esta se condensa y precipita a diferentes alturas sobre la superficie terrestre (tanto en estado sólido como líquido). El agua se almacena con ayuda de diferentes tipos de presas. De esta forma se dispone de masas de agua a una determinada altura, disponiendo así de gran cantidad de energía almacenada en forma de energía potencial. En la base de la presa se disponen una o varias turbinas hidráulicas, de forma que, cuando el agua cae e impacta contra sus álabes, le transfiere su energía potencial en forma de energía cinética traduciéndose en un movimiento rotatorio de los álabes (energía mecánica). Los álabes están unidos directamente con un eje el cual a su vez lo está con el rotor de un generador. De esta forma el generador comienza a generar energía eléctrica. Tras este nos encontramos una etapa de transformación donde se aumenta la tensión de la energía generada para así adaptarla a los valores de tensión correspondientes al transporte [1].

El generador usado en este tipo de instalaciones son generadores síncronos. Este tipo de máquina se caracteriza por ofrecer par a una velocidad de giro determinada. En las instalaciones de generación hidráulica se utilizan estos generadores porque se tiene la capacidad de variar el caudal de agua en función de la necesidad. La máquina síncrona es más simple, robusta y barata que la asíncrona, por eso en este caso interesa utilizarla.

La energía hidráulica es la energía renovable más utilizada a nivel mundial, dado que es la que más cantidad de energía genera. En función de la potencia de la instalación se puede dividir en:

- **Minihidráulica:** cuando la potencia es inferior a 10MW.
- **Gran hidráulica:** cuando la potencia es superior a 10MW.

A su vez, se pueden clasificar las centrales hidroeléctricas atendiendo a su emplazamiento. Las principales son:

- **Centrales de agua fluyente**
- **Centrales de pie de presa**
- **Centrales de canal de riego.**

- **Energía eólica:** se basa en la absorción de la energía de masas de aire en movimiento. El aire está formado por partículas gaseosas las cuales poseen una determinada cantidad de masa. Por efecto del calentamiento y enfriamiento se originan corrientes de aire las cuales contienen una determinada cantidad de energía cinética. Las palas de los aerogeneradores son el elemento del aerogenerador encargado de convertir la energía cinética del viento en energía mecánica. Las palas están unidas al buje, y este al eje lento de la máquina, de forma que el giro de las palas (acción producida en la absorción de energía del viento) se traduce en un movimiento giratorio del eje lento. El eje lento de la máquina está comunicado con el eje rápido mediante una multiplicadora, y este eje rápido lo está a su vez con rotor del generador eólico [2].

En estos casos se puede utilizar tanto generadores síncronos como asíncronos, donde cada uno tiene sus ventajas y sus inconvenientes. Existe gran variedad de estructuras de conversión utilizadas, las cuales se muestran a continuación:

- **Asíncrona:**

- Generador asíncrono (máquina de jaula de ardilla) conectado directamente a red. No se usa por diferentes motivos como que su integración en red es peor que el de otras estructuras, pero principalmente porque funciona a una velocidad casi fija y ante una ráfaga de aire puede desacoplarse de red.
- Generador asíncrono (rotor bobinado) conectado a red vía electrónica de potencia (Full converter).
- Máquina Asíncrona Doblemente Alimentada (MADA).

- **Síncrona:**

- Generador síncrono (excitación independiente) conectado a red vía electrónica de potencia (Full converter).
- Generador síncrono (imanes permanentes) conectado a red vía electrónica de potencia (Full converter).

Dado que el viento es un recurso variable, para poder trabajar en eólica es necesario que el generador puede trabajar a velocidad variables. Todas aquellas estructuras que incorporan electrónica de potencia tienen la capacidad hacerlo, ya que la esta puede variar la frecuencia de funcionamiento de la maquina (directamente relacionada con la velocidad de giro de las palas).

Puede distinguirse una subcategoría dentro de la energía eólica, que es la **mini eólica**. Nos referimos a ella cuando los aerogeneradores son **de poca potencia (<5kW)**. En estos aerogeneradores se utilizan sistemas más sencillos y robustos, aunque más caros proporcionalmente.

- **Biomasa:** se basa en el aprovechamiento de la energía que absorben las plantas durante su crecimiento, las cuales la almacenan en forma de energía química, que es aprovechada. La biomasa es quemada en una caldera cuyo calor sirve para evaporar agua. Este vapor de agua entra en una turbina de vapor, y esta a su vez mueve un generador eléctrico, el cual genera la energía eléctrica. Los recursos biológicos aprovechados son de origen animal o vegetal, de los que se puede obtener combustible energético (biocombustible) de forma directa o indirecta [1].

La biomasa se puede clasificar en función de su procedencia:

- **Primaria:** derivada directamente de la fotosíntesis (biomasa vegetal)
- **Secundaria:** procedente de los seres heterótrofos (animales, hongos y bacterias)
- **Residual:** originada a partir de la primaria y secundaria, como la paja o estiércol.

A su vez, los biocombustibles se dividen en dos grandes grupos:

- **Biomasa:** es materia orgánica originada en un proceso biológico (espontáneo o provocado) la cual es utilizada como fuente de energía. Pueden agruparse en agrícolas o forestales. También se considera materia orgánica de aguas residuales y lodos de depuradoras, y la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos y otros derivados de otras industrias.
 - **Biocarburantes:** son carburantes líquidos o gaseosos para automoción producidos a partir de biomasa. Los 3 grandes tipos a escala industrial son el biodiesel, bioetanol y biogás.
-
- **Energía fotovoltaica:** La energía solar fotovoltaica se basa en el llamado efecto fotoeléctrico a través del cual se liberan electrones. El proceso de generación comienza con la radiación solar incidiendo sobre la célula fotovoltaica, la cual está formada por materiales semiconductores. Los fotones tienen la capacidad de transferir su energía a los electrones de baja energía del material, los correspondientes a la capa de valencia, liberándolos de forma que estos puedan circular libremente por el material. Una vez el electrón tiene capacidad de movimiento es necesario hacerlo circular hacia los colectores. Esto se hace mediante la aplicación de un campo eléctrico. Para crearlo, en el caso de las células de silicio, se dopa una parte del semiconductor con fósforo (perteneciente al grupo V de la tabla periódica) el cual aporta electrones a la unión (tipo N), y otra parte con boro (perteneciente al grupo III) que aporta huecos a la unión (tipo P). La extracción de los electrones se hace mediante dos contactos metálicos, uno en la cara superior (donde incide la luz) y otro en la inferior. El contacto de la cara superior debe hacerse de forma que deje al descubierto la mayor parte de la superficie de la célula, con contactos en forma de peine. El de la cara inferior recubre toda la superficie de la célula, ya que no incide luz (excepto en la tecnología bifacial, la cual absorbe radiación por anverso y reverso, por lo que interesa dejar al descubierto la mayor superficie posible también). Para aumentar el porcentaje de energía absorbida se incluye una capa de antirreflejante en la cara frontal [3].
- La eficiencia máxima de una célula fotovoltaica en un laboratorio ronda el 47% mientras que la que podemos encontrar en los dispositivos comerciales ronda el 23%.
En cuanto a la tecnología, existe gran variedad en cuanto a células se refiere.
- **Solar térmica:** se basa en el aprovechamiento de la energía térmica procedente del Sol, concentrando la radiación solar, mediante espejos, para incrementar la temperatura de un

fluido y producir vapor, puede ser usado posteriormente en plantas eléctricas convencionales con turbinas de vapor basadas en el Ciclo Rankine [4].

Existen diferentes tecnologías que pueden clasificarse en función de aspectos como el tipo de concentración, la construcción del concentrador o la movilidad del foco.

Las principales son las siguientes:

- **Concentradores Cilindro-parabólicos:** basa su funcionamiento en seguimiento solar y en la concentración de los rayos solares en unos tubos receptores de alta eficiencia térmica localizados en la línea focal de los cilindros. En estos tubos un fluido transmisor es calentado por los rayos solares concentrados. Este fluido se bombea a raves de una serie de intercambiadores de calor para producir vapor sobrecalentado que se convierte en energía eléctrica en una turbina de vapor.
Atendiendo a las clasificaciones anteriormente nombradas, esta tecnología es de concentración lineal, de concentrador continuo y de foco móvil.
- **Tecnología tipo Fresnel:** utiliza reflectores planos, simulando un espejo curvo por variación del ángulo ajustable de cada fila individual de espejos, en relación con el tubo absorbedor. El tubo absorbedor está separado de los concentradores, por lo que se mantiene fijo y no tiene partes móviles. Este es un sistema de generación directa de vapor por lo que no necesita intercambiadores. Destaca por la sencillez de construcción y bajo coste.
Atendiendo a las clasificaciones anteriormente nombradas, esta tecnología es de concentración lineal, de concentrador discreto y de foco fijo.
- **Tecnología de receptor central (o tecnología de torre):** utiliza un conjunto de espejos móviles (heliostatos) que se orientan según la posición del Sol y reflejan la radiación solar para hasta 600 veces sobre un receptor que se sitúa en la parte superior de una torre. Este calor se transmite a un fluido para que, al ceder su calor en intercambiadores de calor, genere vapor de agua que se expanda en una turbina acoplada a un generador.
Atendiendo a las clasificaciones anteriormente nombradas, esta tecnología es de concentración puntual, de concentrador discreto y de foco fijo.
- **Discos parabólicos:** un concentrador solar parabólico concentra la radiación en un punto donde se sitúa el correspondiente receptor, que es el foco caliente de una máquina térmica, siendo el frío el propio ambiente. Esta tecnología tiene un alto rendimiento, pero presenta problemas tecnológicos debido a los enormes gradientes térmicos. Atendiendo a las clasificaciones anteriormente nombradas, esta tecnología es de concentración puntual, de concentrador continuo y de foco móvil.
- **Energía geotérmica:** se basa en el aprovechamiento de la energía calorífica almacenada bajo la superficie del terreno [3]. La temperatura es mayor a mayor profundidad de terreno, sin embargo, es en las capas más superficiales donde existe mayor posibilidad de aprovechamiento del calor a costes asumibles. Atendiendo a la temperatura del recurso existen diferentes posibilidades de uso:

- **Muy baja temperatura ($T < 30^{\circ}\text{C}$):** destinada principalmente a aplicaciones de climatización con bomba geotérmica.
- **Baja temperatura ($30^{\circ}\text{C} < T < 100^{\circ}\text{C}$):** destinada principalmente a climatización y tiene posibilidad de uso térmico directo en procesos industriales.
- **Media temperatura ($100^{\circ}\text{C} < T < 150^{\circ}\text{C}$):** destinada a la generación eléctrica en ciclos binarios y uso término en procesos industriales y de climatización.
- **Alta temperatura ($T > 150^{\circ}\text{C}$):** destinada principalmente a la generación eléctrica.

En los casos donde este calor se destina a la generación eléctrica, se tiene un ciclo de vapor, donde la energía calorífica, al igual que en el caso de la biomasa, es utilizada para calentar agua produciendo así vapor de agua. Este vapor entra en una turbina de vapor y esta, a su vez mueve un generador eléctrico el cual genera la energía eléctrica.

- **Energía oceánica:** se basa en el aprovechamiento de la energía de las mareas, de las corrientes marinas y de las olas [3]. Es consecuencia de las fuerzas gravitacionales de la Luna, del calor solar y de los vientos. La energía oceánica engloba varias fuentes de energía:
 - **Energía de las mareas (mareomotriz):** son el cambio periódico del nivel del mar, producido por la variación de la presión atmosférica y las fuerzas gravitacionales que ejercen el Sol y la Luna sobre la Tierra (causa principal), siendo muchísimo más significativo el efecto de la Luna. Ocurren dos veces al día, conociéndose estos periodos como periodo de marea alta y marea baja. Para el aprovechamiento de esta energía existen diferentes tecnologías, siendo las más reseñables las siguientes:
 - **Presa o barrera de mareas:** cuyo principio de funcionamiento es el de una central hidráulica. Su ubicación óptica es en anchos estuarios de ríos. La instalación más importante se encuentra en La Rance (Francia).
 - **Laguna de mareas:** sigue el mismo principio que la Presa, solo que en este caso la barrera se construye en el mar.
 - **Energía de las corrientes marianas:** se basa en aprovechar la energía contenida en las corrientes marianas. Estas son un movimiento de traslación, continuado y permanente de una masa de agua determinada de los océanos y en menor grado, de los mares más extensos. Se producen por multitud de causas entre las que se puede destacar el movimiento de rotación terrestre (principal causa) y los vientos. Para el aprovechamiento de esta energía existen diferentes tecnologías (principalmente en el ámbito teórico/experimental), siendo las más reseñables las siguientes:
 - **Dispositivos con turbina vertical**
 - **Dispositivos con turbina horizontal**
 - **Dispositivos onduladores**
 - **Dispositivos de aprovechamiento de vórtices**

- **Energía de las olas (undimotriz):** se basa en el aprovechamiento de la energía contenida en las olas. Estas son ondas mecánicas superficiales producidas en la interfaz océano-atmósfera. Se distinguen dos tipos de movimientos, uno es el movimiento circular-oscilación del medio movido por la onda y el otro es la propagación-velocidad de la onda. Están provocadas por el viento (causa principal) y la gravedad. Su energía se disipa a través de la corriente superficial, la fricción con el aire, la ruptura de la cresta y la interacción con la corteza terrestre.
Para el aprovechamiento de esta energía existen diferentes tecnologías (principalmente en el ámbito teórico/ experimental):

- **Dispositivos OWC (columnas oscilantes de agua)**
- **Dispositivos de elemento flotante**
- **Dispositivos de rebosamiento**
- **Dispositivos AWS (Arquímedes Wave Swin)**
- **Dispositivos de impacto**

3.2. Capacidad instalada de las distintas tecnologías renovables.

De unos años a esta parte se ha producido un boom en el sector energético, en concreto en la vertiente de las energías renovables. Durante este tiempo la industria energética de ha dedicado a investigar y madurar todos los aspectos relacionados con las EERR, tanto las propias tecnologías, como el almacenamiento o su incorporación de en diferentes campos, como el transporte, el autoconsumo... Sin embargo, dentro de todas estas tecnologías, la que mayor implementación está teniendo en la actualidad en cuanto a potencia instalada es la energía fotovoltaica. Esto se debe a factores como el enorme abaratamiento de la tecnología debido a la alta competencia en el mercado o a la gran velocidad de construcción de nuevas plantas. A continuación, en la Figura 1. Capacidad renovable instalada en el año 2018, se muestra la capacidad instalada de las diferentes tecnologías de generación eléctrica durante el año 2018 [5].

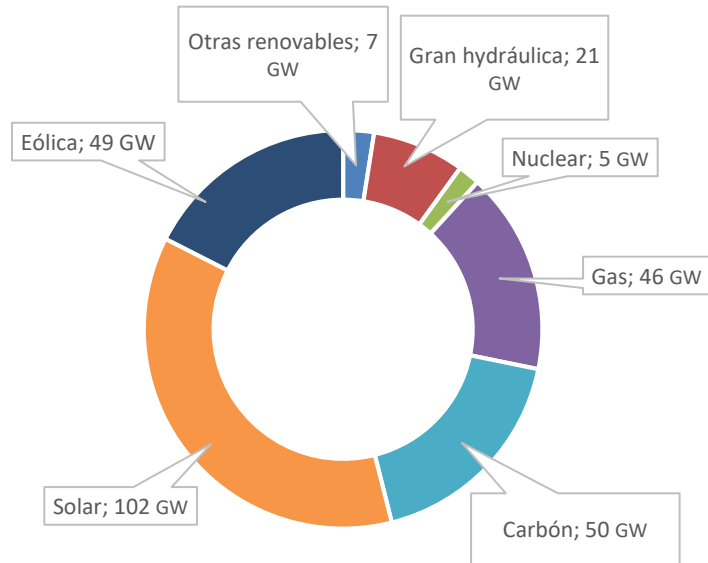


Figura 1. Capacidad renovable instalada en el año 2018

Es interesante observar que más de la mitad de la capacidad instalada en 2018 es correspondiente a energías renovables.

A pesar de que, en 2018 el ratio de crecimiento de la energía fotovoltaica instalada se ha reducido considerablemente respecto a los años anteriores Figura 4. Capacidad instalada energía fotovoltaica anual, siglo XXI [5], tal y como se puede observar en la Figura 1. Capacidad renovable instalada en el año 2018 [5] sigue siendo predominante respecto al resto de tecnologías. En este año fue mayor la capacidad de fotovoltaica instalada que la de todas las fuentes fósiles y nucleares juntas, mayor que el del resto de renovables juntas, o el doble que la instalada de tipo eólico.

Sin embargo, para llegar hasta este punto, la industria fotovoltaica ha ido evolucionando desde la primera mitad del siglo XX. La Figura 2. Evolución de la energía fotovoltaica muestra los mayores hitos de esta industria desde sus comienzos hasta nuestros días, comenzando por la creación de la primera célula de silicio monocristalino, hasta alcanzar una capacidad global instalada de 480GW en 2018 [6].

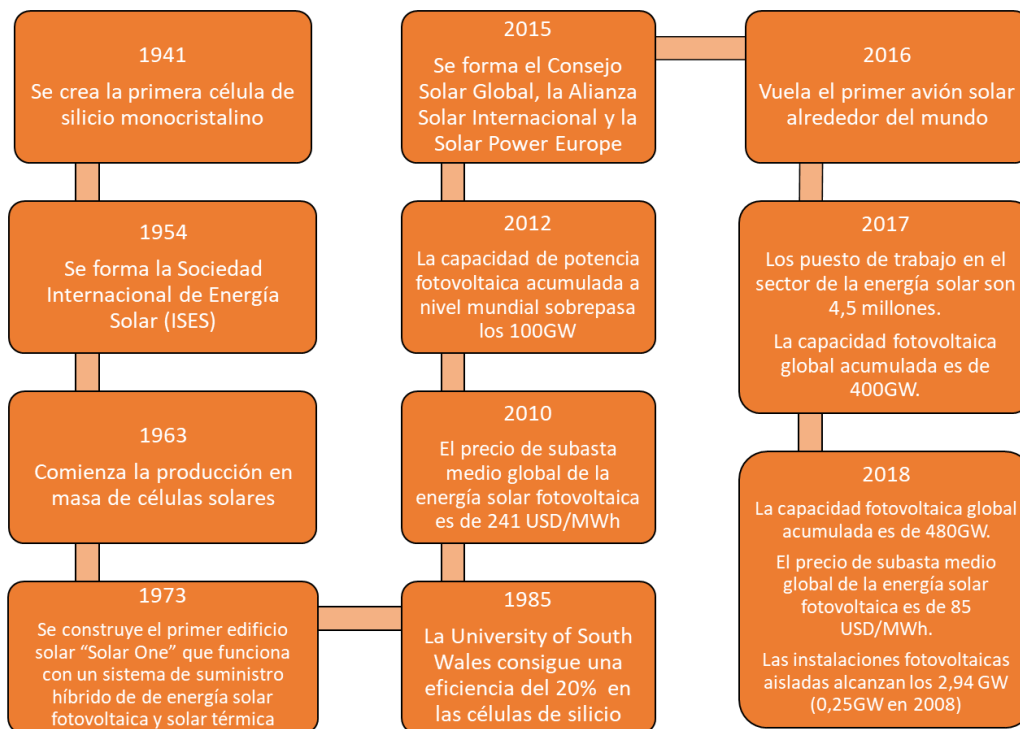
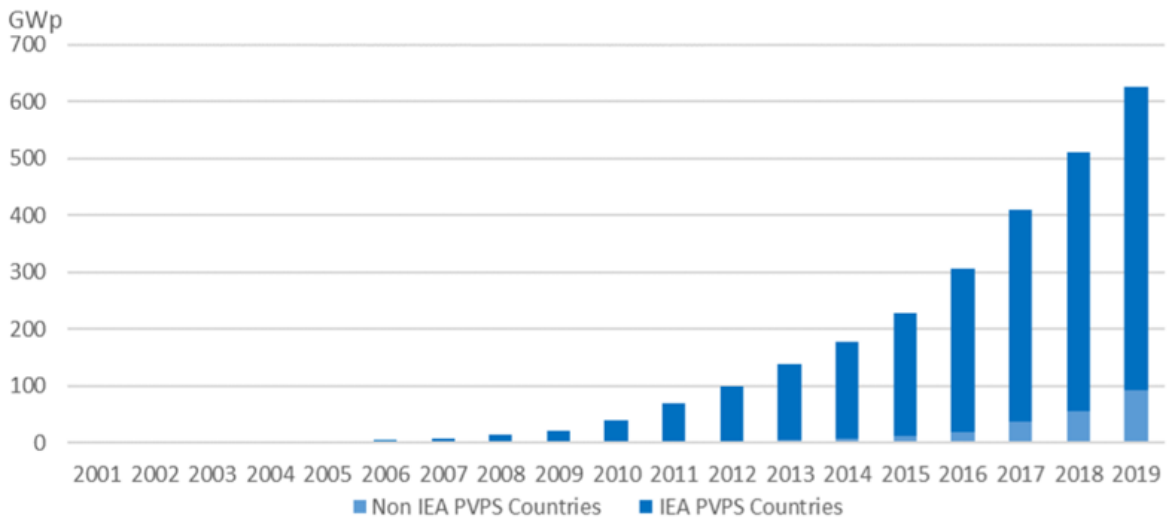


Figura 2. Evolución de la energía fotovoltaica

Tal y como se puede observar en la figura anterior, el siglo XX fue un periodo de investigación y puesta en marcha de las primeras instalaciones, donde la tecnología no estaba aún madura, sin embargo, en la primera, y sobre todo en la segunda década del siglo XXI el sector fotovoltaico ha presentado una gran evolución.

3.3. Capacidad fotovoltaica instalada en el mundo, y dividida por países y proyección de futuro.

En la Figura 3. Capacidad instalada acumulada de energía fotovoltaica siglo XXI se muestra la capacidad instalada acumulada de generación fotovoltaica durante los últimos 19 años disponibles, y su reparto por zonas [7].



Source: IEA PVPS

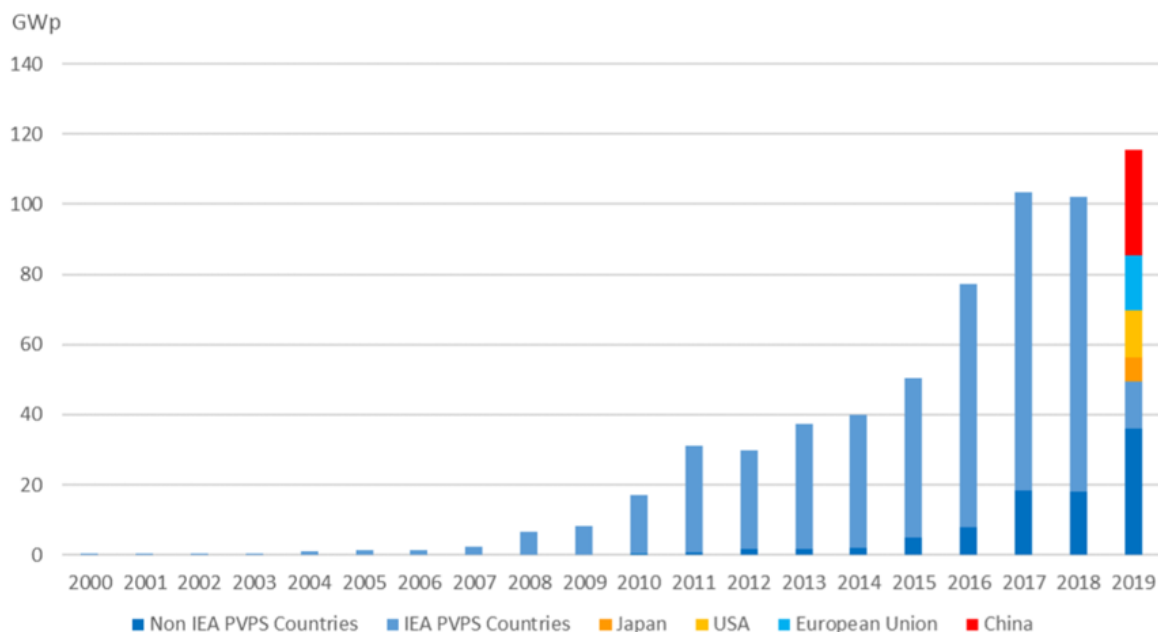
Figura 3. Capacidad instalada acumulada de energía fotovoltaica siglo XXI

Tal y como se puede observar el crecimiento de la capacidad instalada global es prácticamente exponencial en el periodo de tiempo representado, de hecho, en una década el crecimiento en ha sido de un 4000% aproximadamente, desde los 15,8GW que había instalados en 2008 hasta los 627GW en 2019. Durante la primera década del siglo XX ya se puede hablar de GW de capacidad instalada, sin embargo, el crecimiento es lento, pero en la segunda década, el crecimiento aumenta muy rápidamente. En 2018 es la primera vez que se superan los 0,5TW de capacidad instalada. Se puede observar que prácticamente, en los últimos cuatro años ha habido un incremento de aproximadamente 100GW anuales.

Inicialmente Europa fue la región que más apostó por la energía fotovoltaica [5]. Durante los últimos 10 años, el ritmo de crecimiento que ha experimentado la tecnología es mayor en APAC (Asia y El Pacífico) y China que en América, Europa o el MEA (Medio Este y África).

Actualmente, China continúa liderando con una capacidad acumulada de 204,7GW, seguida de la Unión Europea (131,3GW), EE. UU. (75,9GW), Japón (63,0GW) e India (42,8GW). En la región de Asia y el Pacífico (APAC), Australia dispone de 14,6GW instalados y Corea de 11,2GW. En la Unión Europea, Alemania lidera con 49,2GW, seguido de Italia (20,8GW) y el Reino Unido (13,3GW). Todos los demás países están por debajo de los 10GW.

En la Figura 4. Capacidad instalada energía fotovoltaica anual, siglo XXI, se muestra la capacidad fotovoltaica instalada cada año durante los 18 últimos años disponibles, y su reparto por zonas [7]. Se puede observar un gran crecimiento de capacidad instalada en los últimos 10 años. Europa fue quien más instaló desde 2004 hasta 2012, hasta que, a partir de entonces, tanto China (en especial), APAC y América fueron aumentando y desbancando a Europa. De nuevo, es China el mayor instalador de fotovoltaica cada año. En 2019, China fue el mayor instalador con un aumento de 30,1GW, seguido de la Unión Europea (16,0GW) y EE.UU. (13,3GW).



Source: IEA PVPS

Figura 4. Capacidad instalada energía fotovoltaica anual, siglo XXI

La Figura 5. Top 10 muestra los 10 países a nivel global países con mayor capacidad instalada en 2019 e instalada acumulada hasta este mismo año [7]. En ella se puede observar cómo en ambos aspectos, los 3 primeros países/ regiones son China, Unión Europea y EE.UU (tal y como ya se ha comentado).

FOR ANNUAL INSTALLED CAPACITY				FOR CUMULATIVE CAPACITY			
1		China	30,1 GW	1		China	204,7 GW
(2)		European Union	16,0 GW	(2)		European Union	131,7 GW
2		United States	13,3 GW	2		United States	75,9 GW
3		India	9,9 GW	3		Japan	63 GW
4		Japan	7,0 GW	4		Germany (EU)	49,2 GW
5		Vietnam	4,8 GW	5		India	42,8 GW
6		Spain (EU)	4,4 GW	6		Italy (EU)	20,8 GW
7		Germany (EU)	3,9 GW	7		Australia	14,6 GW
8		Australia	3,7 GW	8		UK (EU in 2019)	13,3 GW
9		Ukraine	3,5 GW	9		Korea	11,2 GW
10		Korea	3,1 GW	10		France (EU)	9,9 GW

Source: IEA PVPS

Figura 5. Top 10 países con mayor capacidad instalada en 2019 (izquierda) e instalada acumulada hasta 2019 (derecha).

La siguiente figura, Figura 6. Capacidad fotovoltaica instalada en 2017 y 2018 por Top 10 mercados fotovoltaicos, muestra la capacidad instalada por estos mismos mercados durante el año 2017 y 2018 haciendo una comparativa entre ellos [5]. Se puede observar cómo en 2017,

China instaló aproximadamente cuatro veces más de capacidad que el siguiente mayor instalador (USA), y en 2018, hasta aproximadamente cinco veces.

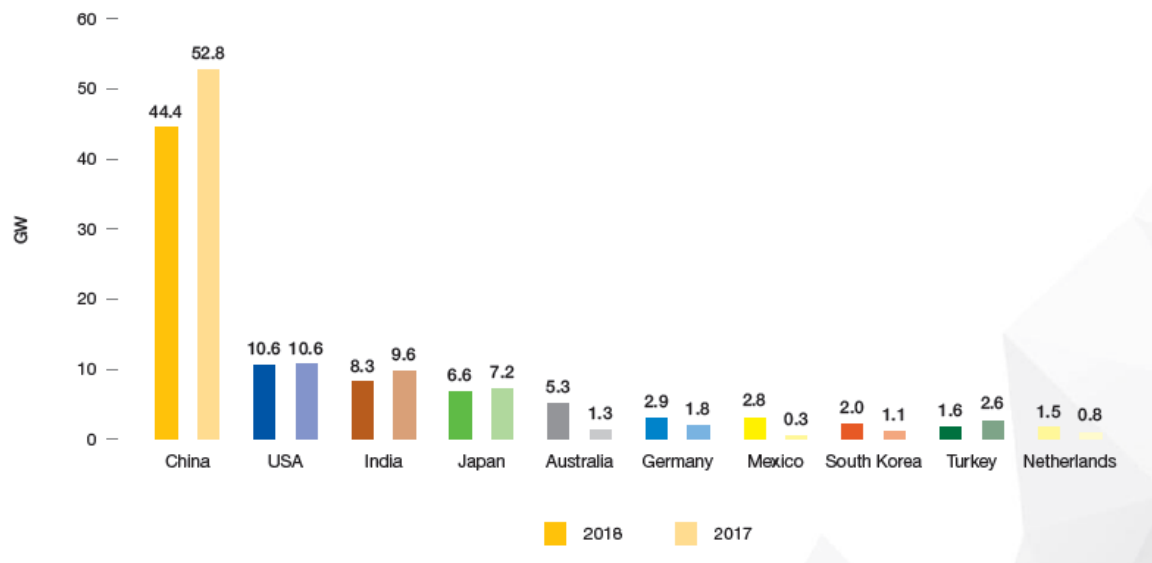


Figura 6. Capacidad fotovoltaica instalada en 2017 y 2018 por Top 10 mercados fotovoltaicos

Por esta razón no extraña que los fabricantes de módulos más importantes sean compañías chinas. A continuación, la Tabla 1, muestra el TOP 10 fabricantes de módulos en el año 2019, en cuanto a MW fabricación se refiere [8].

Company	Country	Shipment (GW)
Jinko Solar	China	14,2
JA Solar	China	10,3
Trina Solar	China	9,7
LONGI Solar	China	9
Canadian Solar	China	8,5
Hanwha Q-CELLS	Korea	7,3
Risen Energy	China	7
First Solar	USA	5,5
GCL-SI	China	4,8
Shunfeng Photovoltaic	China	4
Sources: Annual reports, GlobalData		

Tabla 1. Top 10 fabricantes de módulos fotovoltaicos en 2019

Si nos centramos en Europa, los países con mayor cantidad de capacidad instalada a fecha de 2018 son Alemania, Italia y Reino Unido. Cabe destacar que Alemania posee al menos el doble

de capacidad que el resto de los países. La Figura 7 muestra los datos concretos de capacidad fotovoltaica acumulada hasta 2018, que poseen los países europeos punteros en este aspecto [9].

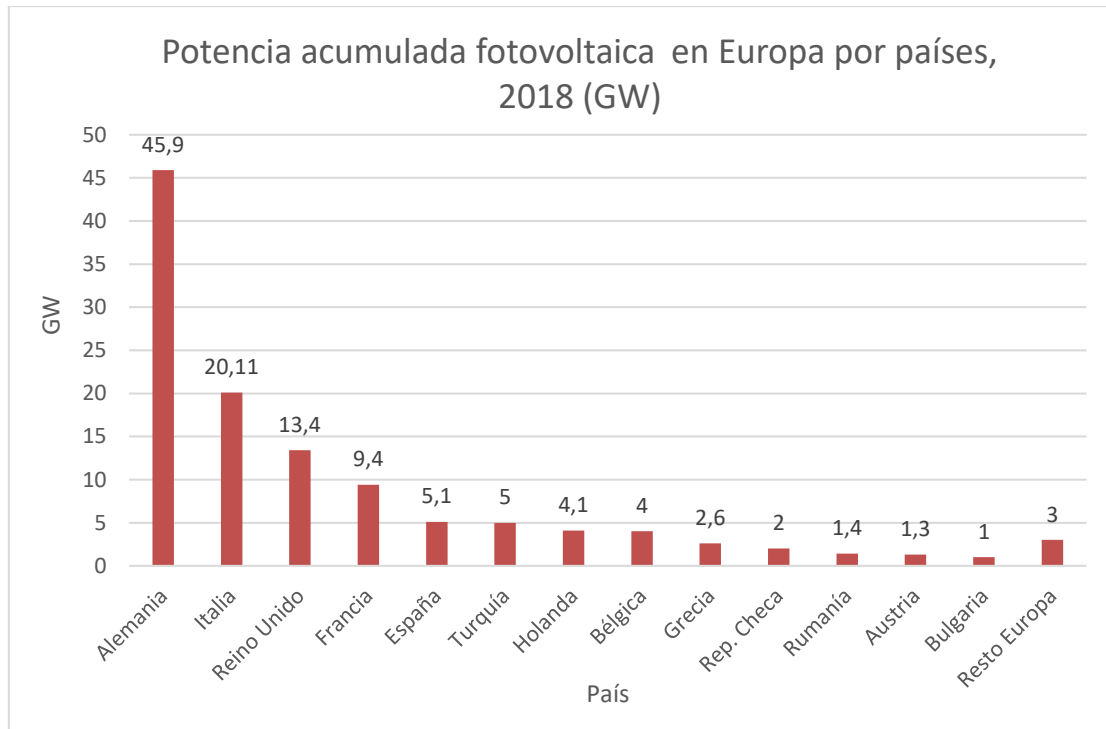
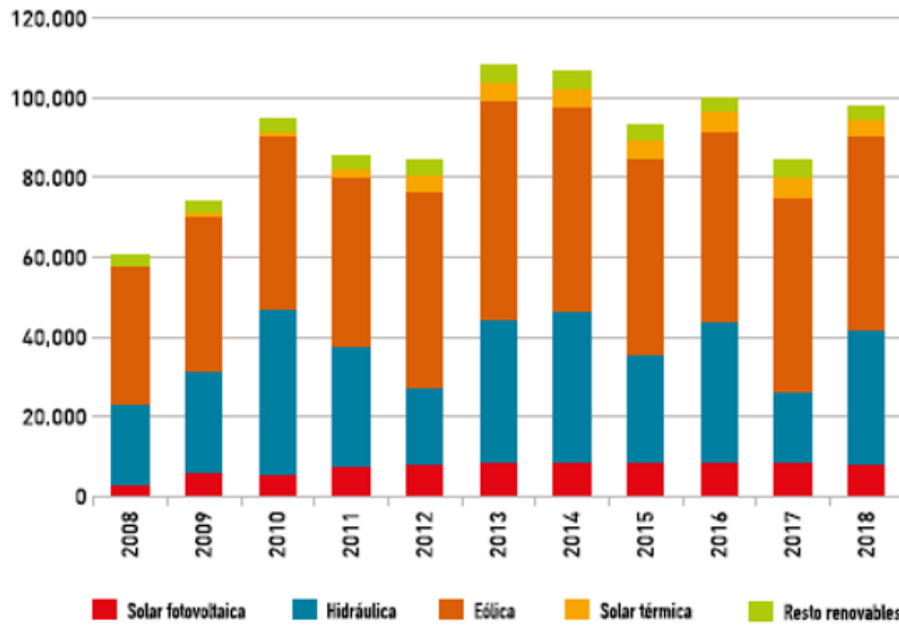


Figura 7. Potencia fotovoltaica instalada acumulada en Europa, año 2018

Tal y como se puede observar, en el ranking europeo encontramos a España en 5º lugar, con una potencia fotovoltaica acumulada de 5,162GW en el año 2018 (incluyendo plantas de generación, autoconsumo e instalaciones aisladas).

Centrándonos ahora en España, la Figura 8. Evolución de la generación renovable en España, periodo 2008 – 2018 muestra su generación renovable y procedencia, entre el 2008 y 2018 [9]. En esta se puede observar que la generación renovable se encuentra entre los 80.000GWh y 120.000GWh anuales en el periodo comprendido entre 2010 y 2018, representando hasta un 40,6% (en 2014) de la energía generada a nivel nacional. A pesar de esto, la generación de energía fotovoltaica se ha estancado, manteniéndose prácticamente constante, representado en torno al 3% de la generación total, durante los últimos años. La estabilidad que caracteriza a la generación fotovoltaica, solar térmica y el resto de renovables contrasta con la variabilidad de eólica e hidráulica.

Evolución de generación renovable en España (GWh)



Fuente: Elaboración Universidad CLM con datos de Red Eléctrica de España (REE, varios años).

Figura 8. Evolución de la generación renovable en España, periodo 2008 – 2018

A continuación, centrándonos en la energía fotovoltaica, en la Figura 9. Potencia (MW) y generación fotovoltaica (GWh) en las comunidades de España, se muestra tanto la potencia instalada como la generación procedente de esta tecnología dentro del territorio español [9].

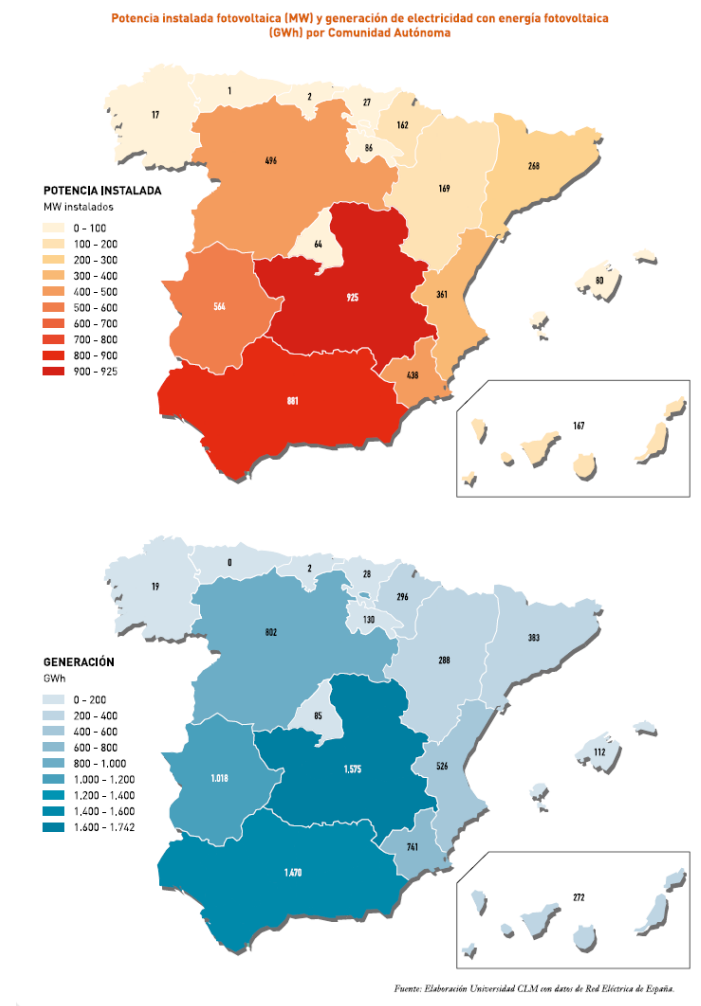


Figura 9. Potencia (MW) y generación fotovoltaica (GWh) en las comunidades de España

Los mapas muestran que, tanto Castilla la Mancha como Andalucía lideran el ranking de comunidades con mayor potencia instalada, con 925MW y 881MW respectivamente. En cuanto a generación, como es de esperar, de nuevo Castilla la Mancha y Andalucía son las comunidades que lideran el ranking con 1.575GWh y 1.470GWh, seguidas de nuevo por Extremadura. El factor común de estas comunidades es que se caracterizan por disponer de vastas extensiones de terreno y una situación climática favorable para esta tecnología en comparación con el resto de las comunidades.

La realidad es que en España hubo un boom en el sector fotovoltaico en el año 2008 donde se instalaron 2718MW. Esto se debió a que el Real Decreto 436/2004 aprobado en 2004 proporcionó una tarifa durante un periodo de tiempo concreto y suficiente para amortizar la inversión realizada y obtener una rentabilidad razonable. Tanto es así que este real decreto fijaba la tarifa para instalaciones de hasta 100kW en un 575% del valor de la tarifa eléctrica media durante los primeros 25 años y en un 460% los posteriores.

Sin embargo, en septiembre de 2008 se aprobó el Real Decreto 1578/2008 el cual limitó la potencia instalada y aplicó una reducción de tarifa. Por esta razón, a partir de 2008 la potencia

fotovoltaica instalada anualmente se redujo considerablemente, y, en consecuencia, la potencia instalada acumulada sufrió un crecimiento lento.

El 8 de diciembre de 2011 se aprobó el Real Decreto 1699/2011, el cual limitó las conexiones y el 27 de enero del 2012 se aprobó el Real Decreto 1/2012 por el cual se suspendió la retribución y los incentivos económicos para las nuevas instalaciones de producción de energía de cogeneración, fuente de energías renovables y residuos.

Así, comenzó de nuevo a disminuir la capacidad fotovoltaica instalada. La Figura 10. Potencia fotovoltaica instalada acumulada, periodo 2006-2018 (arriba) e instalada anualmente, periodo 2007-2018 (abajo), en España muestra los datos exactos de potencia instalada acumulada y la instalada anualmente, durante el periodo comprendido entre 2006 y 2018 [9].

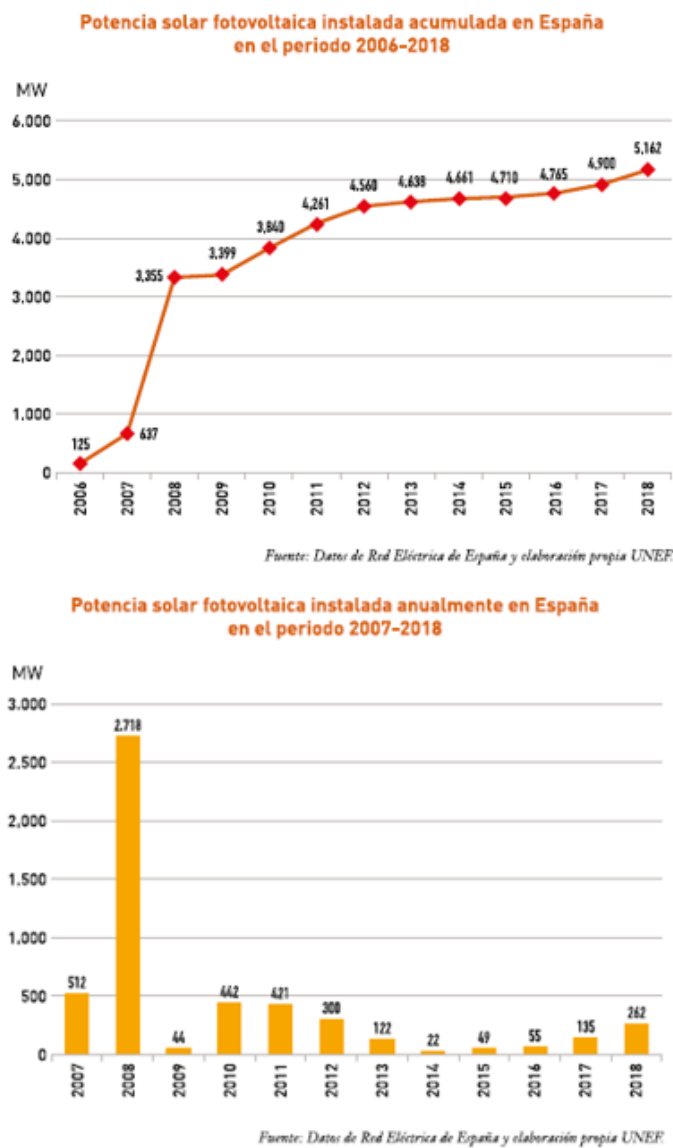


Figura 10. Potencia fotovoltaica instalada acumulada, periodo 2006-2018 (arriba) e instalada anualmente, periodo 2007-2018 (abajo), en España

3.4. Evolución del precio de la energía generada por medios fotovoltaicos y su predicción a futuro.

El precio de la energía generada por medios fotovoltaicos ha variado muy significativamente a lo largo de los últimos años. La Figura 11. Evolución de costes de diferentes energías renovables, periodo 2009-2018 muestra una comparación entre el coste de la generación de energía solar y otras fuentes de energía renovable, entre el 2009 y 2018 [5]. Se puede observar que inicialmente el precio de la generación de electricidad solar llegaba a triplicaba el de otras tecnologías. Esto se debía a la falta de madurez de su tecnología e industrialización. Sin embargo, la razón por la cual se apuesta por ella actualmente es, entre otras razones, la curva de reducción de costes y la eficiencia de los módulos, los cuales continúan en descenso y aumento respectivamente. Actualmente el coste de la energía solar es considerablemente inferior al de, por ejemplo, una nueva central nuclear o de carbón, incluso que el de las de gas. Actualmente su coste es comparable al de la energía eólica, y dependiendo de la región, incluso inferior.

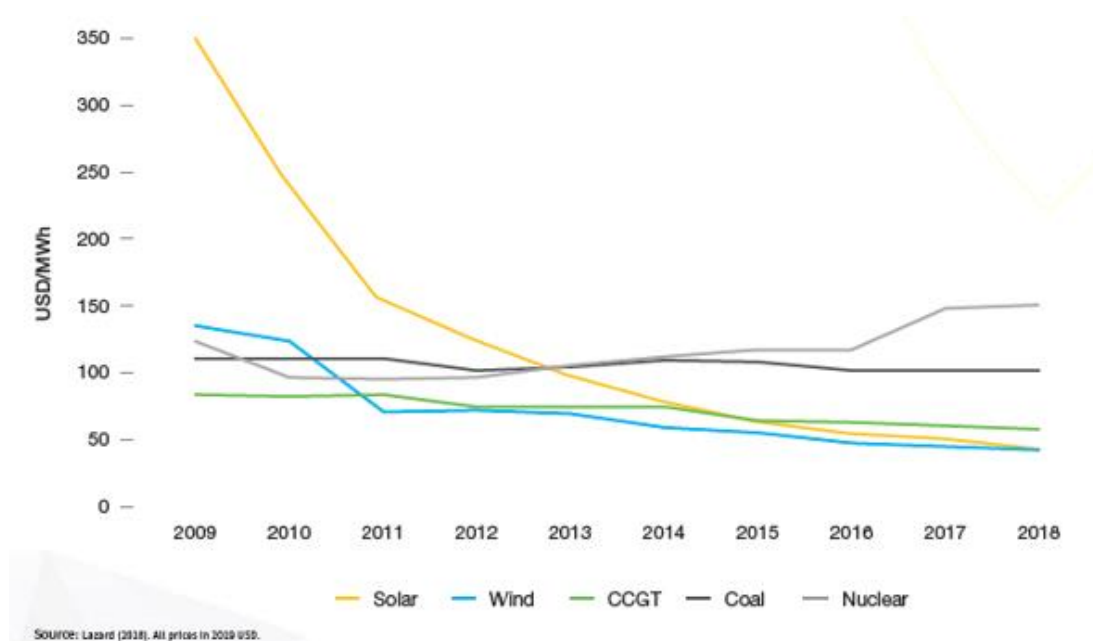


Figura 11. Evolución de costes de diferentes energías renovables, periodo 2009-2018

En el siguiente gráfico, Figura 12. Evolución de costes totales de instalación fotovoltaica en diferentes países, periodo 2010-2018, se muestra la tendencia de los costes de instalación totales correspondientes a la energía solar fotovoltaica, en diferentes países entre el año 2010 y 2018 [6]. Se puede observar una tendencia fuertemente descendente, que terminan traducándose en una reducción de costes que oscilan entre el 66% en EE. UU hasta un 84% en India.

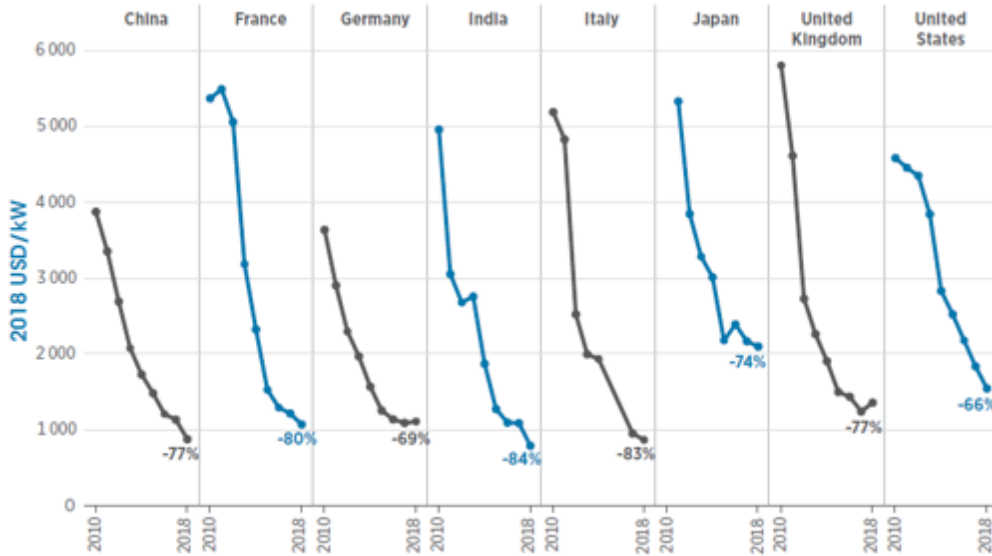


Figura 12. Evolución de costes totales de instalación fotovoltaica en diferentes países, periodo 2010-2018

En cuanto a los precios de la energía solar fotovoltaica, estos mucho mayores en países en vías de desarrollo que en aquellos con una economía y unas condiciones políticas estables, y unos altos índices de crédito. Sin embargo, con el apoyo de instituciones internacionales el precio en estos países en vías de desarrollo puede reducirse considerablemente. En la Figura 13. Precios de subastas más baratos a nivel mundial, en 2018 se muestran los menores precios a nivel mundial pagados en las subastas de energía solar en 2018 [5]. En este año la puja más barata se registró en la India, donde se pagó 1,86 US cents/kWh (a pesar de que se aplicaron unas tarifas especiales).

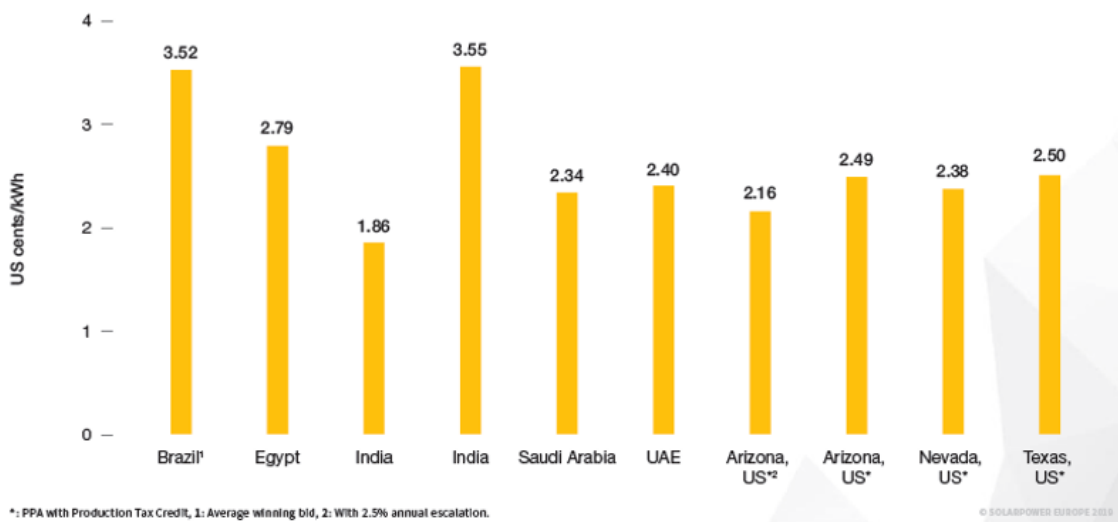


Figura 13. Precios de subastas más baratos a nivel mundial, en 2018

Otro parámetro económico importante es el LCOE (Levelized Cost of Electricity), el cual es la valoración económica de un sistema de generación eléctrica y refleja todos los costes que el sistema abarca, como puede ser la inversión inicial, el coste de mantenimiento, de operación, de combustible... La siguiente figura, Figura 14. LCOE de diferentes energías renovables, periodo 2010-2018, muestra la evolución del LCOE de diferentes energías renovables a gran escala, entre el año 2010 y 2018 [9]. En ella se aprecia una clara tendencia a la baja de todas la renovables, tendencia que lidera la fotovoltaica, la cual ha reducido un 77% sus costes. Esto se debe a que el precio de los módulos se ha reducido hasta en un 90%.

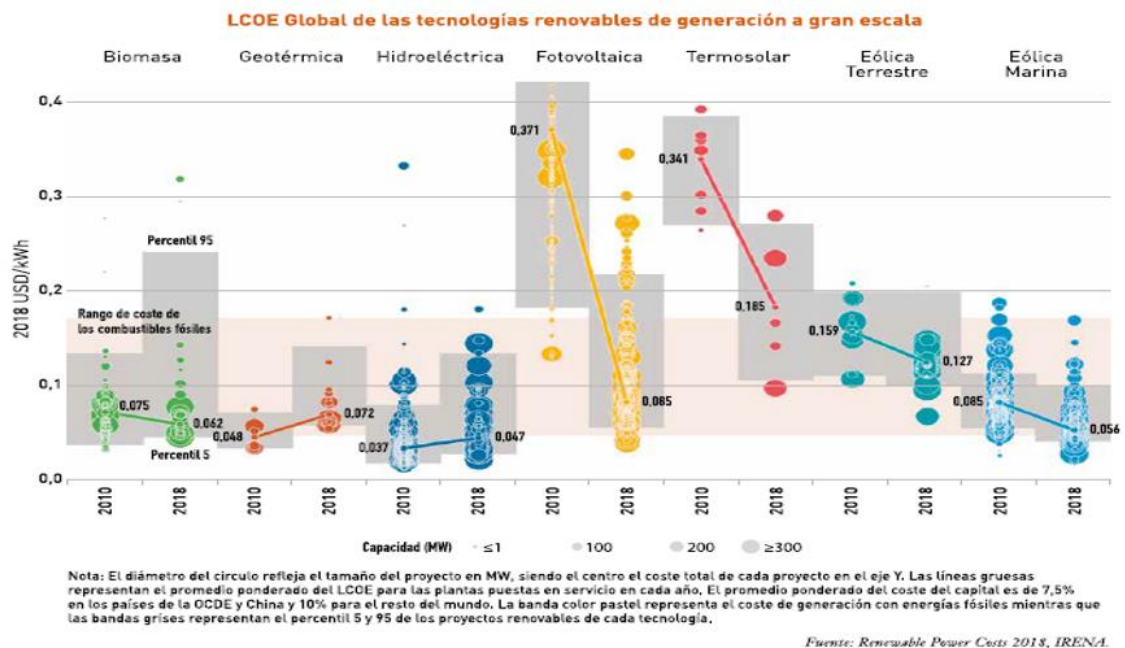


Figura 14. LCOE de diferentes energías renovables, periodo 2010-2018

En cuanto al precio de las subastas como al LCOE relativos a la fotovoltaica, estos también han tenido una tendencia descendente en los últimos años. Además, se espera que continúe esta tendencia, pudiendo esperar una disminución de costes anual de hasta un 25%.

Las predicciones son favorables en cuanto a la reducción de costes. Tras analizar las expectativas de desarrollo de los mercados energéticos y haber observado, que el crecimiento hasta el momento ha sido mayor que el que se había estimado, se prevé que, en los próximos años, las energías renovables desbanquen al carbón incluso en países donde actualmente esta industria se encuentra en pleno desarrollo.

La Figura 15. Evolución de costes de los módulos de Silicio cristalino, periodo 2013-2019 muestra la evolución económica de las diferentes partes de los módulos fotovoltaicos de Silicio cristalino, desde el 2013 hasta el 2019, la cual tiene una clara tendencia descendente [10]. Se puede observar cómo la mayor reducción de costes se ha dado en la estructura, reduciéndose una tercera parte (desde 0,8 USD/Wp hasta aproximadamente 0,24USD/Wp) en 6 años. Sin

embargo, sigue siendo la parte más cara del módulo (alrededor de un 46% del coste total, en 2019).

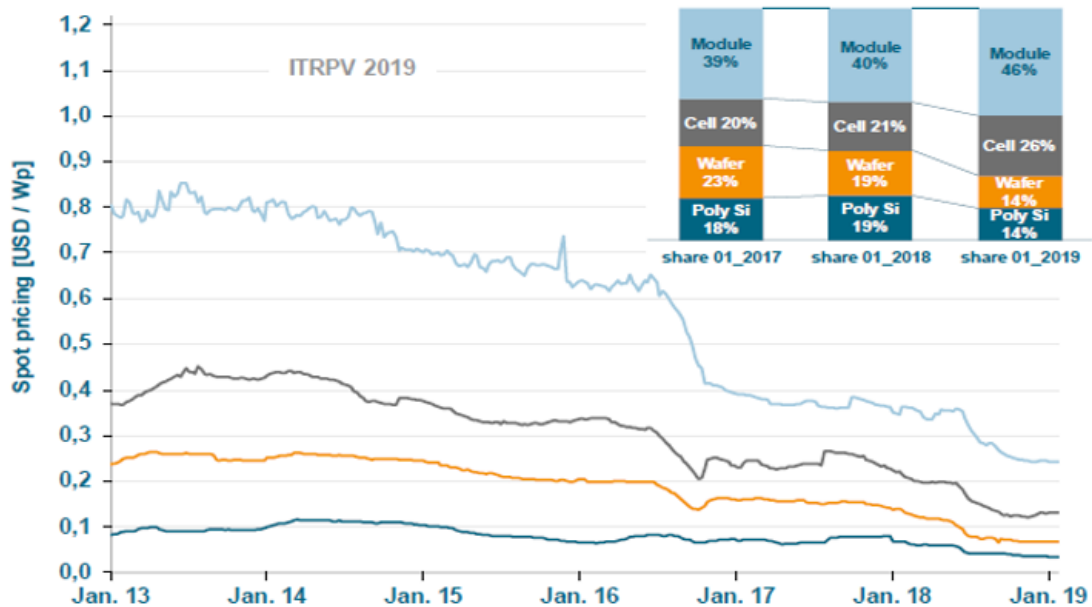
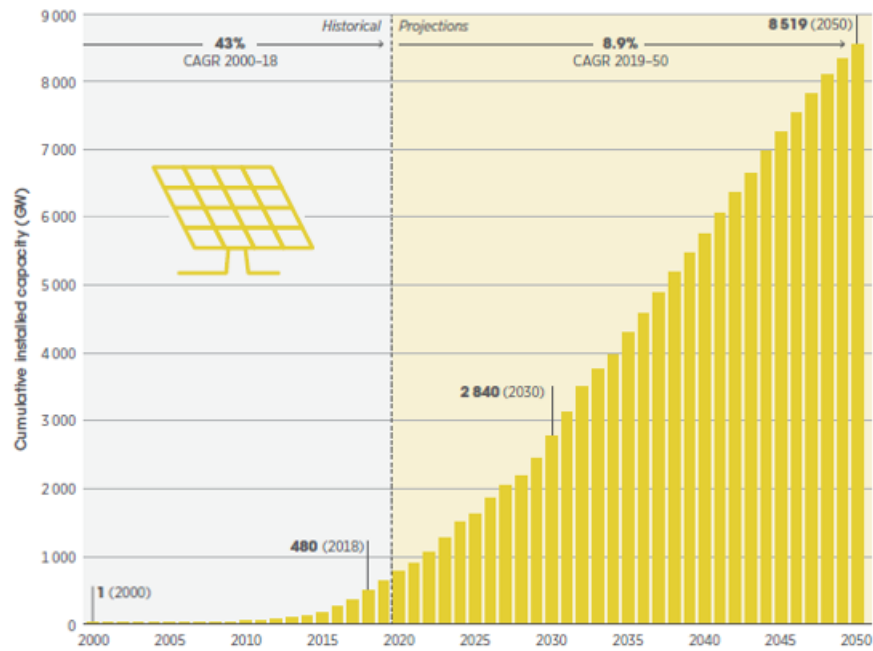


Figura 15. Evolución de costes de los módulos de Silicio cristalino, periodo 2013-2019

Se puede apreciar como a pesar de que actualmente se encuentran compitiendo en costes, se espera que en los próximos años el carbón ya no pueda hacerlo. Se estima que para el año 2040 la solar y eólica representen aproximadamente el 50% de la capacidad de generación mundial, frente al 12% actual. La Figura 16. Evolución de capacidad fotovoltaica acumulada, periodo 2000-2018 y previsión hasta 2050 muestra la evolución de la capacidad acumulada instalada de solar fotovoltaica desde el año 2000 hasta la actualidad, y una previsión hasta el año 2050 [6]. Los datos de las previsiones indican que, en el año 2030, la capacidad de fotovoltaica instalada puede alcanzar valores casi seis veces los actuales, y en el 2050 casi dieciocho.



Sources: Historical values based on IRENA's renewable energy statistics (IRENA, 2019c) and future projections based on IRENA's analysis (2019a).

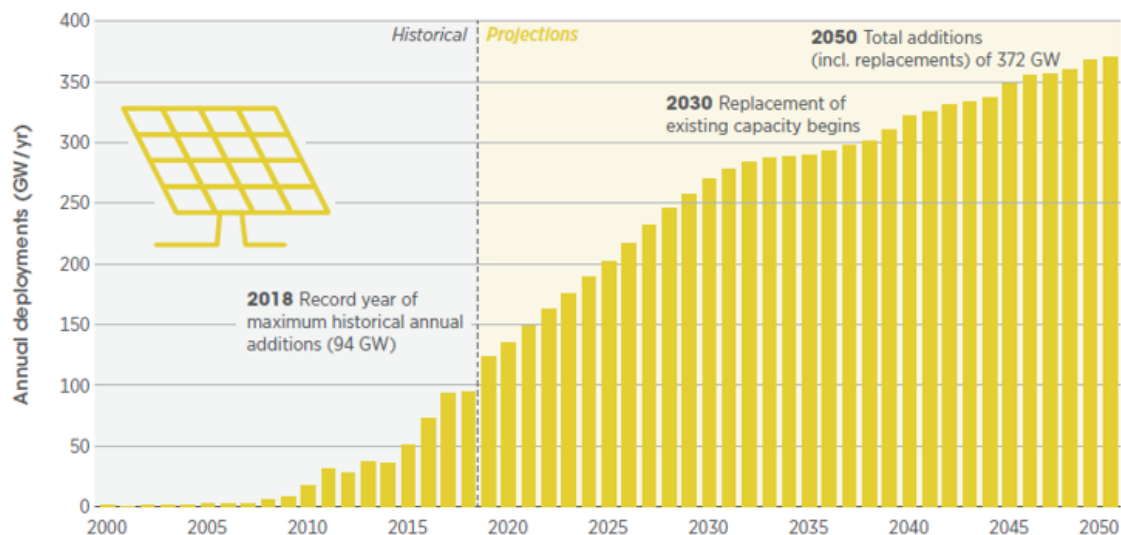
RAPID GROWTH IN SOLAR PV INSTALLATIONS TO 2050

The global installed capacity of solar PV would rise six-fold by 2030 (2 840 GW) and reach 8 519 GW by 2050 compared to installations in 2018 (480 GW).



Figura 16. Evolución de capacidad fotovoltaica acumulada, periodo 2000-2018 y previsión hasta 2050

También se dispone de datos que muestra la evolución de la capacidad anualmente instalada de solar fotovoltaica desde el año 2000 hasta la actualidad, y una previsión hasta el año 2050 (Figura 17. Evolución de capacidad instalada anual, periodo 2000-2018 y previsión hasta 2050, [6]). Los datos muestran cómo hasta el 2011 hubo un aumento progresivo hasta que en 2012 cayó. En 2015 comenzó de nuevo a instalarse cada año más capacidad hasta nuestros días. La previsión para los próximos años es que cada año aumente la capacidad instalada anual, habiendo una disminución de la tendencia ascendente aproximadamente entre 2030 y 2035. La razón por la cual se espera que baje el ritmo de instalación es que estas fechas se corresponderán con los periodos de renovación de la capacidad existente. Las estimaciones indican que para el año 2030 la capacidad instalada anualmente será superior al doble de la actual, y en 2050 superior a cuatro veces la actual.



Source: Historical values based on IRENA (2019b) and future projections based on IRENA (2019a).

Figura 17. Evolución de capacidad instalada anual, periodo 2000-2018 y previsión hasta 2050

3.5. Tipos de tecnologías fotovoltaicas.

Tal y como se introduce anteriormente, existe gran variedad de tecnologías fotovoltaicas, sin embargo y como es de esperar, existen diferencias entre ellas. A continuación, se presentan las aquellas con mayor relevancia dentro de la industria [6].

Silicio cristalino (c-Si): pertenecen a la primera generación de la fotovoltaica y suponen el 95% de la producción mundial. La economía de escala del silicio las posiciona mejor que el resto de las tecnologías en relación calidad-precio. En el año 2006, la eficiencia media de los módulos de silicio policristalino era de 13,2%, y en el caso de los de silicio monocristalino de 14,7%, alcanzando actualmente valores de 17% y 18% respectivamente.

Dentro de las células de silicio existen diferentes variantes.

- **PERC:** células con una fabricación similar a las de silicio monocristalino. Lo que las diferencia es que incluyen una capa de pasivación en la superficie posterior, la cual mejora la eficiencia de la célula por medio de tres mecanismos, ya que por un lado reduce la recombinación de electrones, aumenta la absorción de luz y repercute finalmente aumentando la reflectividad interna. Esto produce un aumento de eficiencia de entre el 0,8% y 1%.

Células híbridas o células tándem: se caracterizan por estar formadas por un conjunto de células apiladas una encima de otra donde cada una convierte la luz correspondiente a una determinada longitud de onda en energía eléctrica, dejando la luz remanente para que sea absorbida y convertida a electricidad por las células inferiores. Estas pueden clasificarse en función de los materiales que las forman (distinguiéndose por ejemplo las orgánicas, inorgánicas o híbridas) o

en función de su conexión (células de multiunión). Las células tándem con las más eficientes, llegando a alcanzar una eficiencia del 47,1% (a nivel experimental) [11], sin embargo, tanto los materiales como los procesos de fabricación son demasiado caros para competir en el mercado.

Células de lámina delgada (*Thin film*): se considera que pertenecen a la segunda generación de la fotovoltaica. Se caracterizan por que el material semiconductor utilizado solo tiene unos micrómetros de espesor. Esta tecnología generalmente incluye dos familias, la de células de lámina delgada basadas en silicio y las no basadas en silicio. Esta tecnología puede ser más barata en cuanto a producción, pero históricamente su eficiencia es menor. La producción de esta tecnología aumentó hacia el año 2006 cuando el precio del silicio subió debido a la alta demanda. Sin embargo, en 2012 bajó el precio del silicio, lo que, junto con la mayor eficiencia de los módulos de silicio cristalino, hizo que la tecnología de lámina delgada decreciera de forma constante. Tanto es así que, mientras la tecnología de silicio cristalino supone el 95% del mercado, la lámina delgada supone el 5% restante.

- **No basadas en silicio:** esta familia engloba a aquellas células las cuales no están formadas por silicio. Entre las más relevantes podemos encontrar células de perovskita, de Cobre-Indio-Galio-Selenio (CIGS) o de Teluro de Cadmio (CdTe).
 - **CdTe:** ha alcanzado eficiencias del 21%, muy similar a las CIGS, y se caracterizan por una buena absorción de luz y por tener bajas pérdidas de energía. Su fabricación es asequible y admite una gran flexibilidad, ya que el proceso necesita una baja temperatura. Desde el punto de vista de la madurez de la tecnología y su implantación, las de CdTe son las más avanzadas.
 - **CIGS:** alcanzan eficiencias comparables a las de la tecnología de silicio (aproximadamente 23%), sin embargo, su fabricación es algo más complicada debido a las peculiaridades del Indio. Desde el punto de vista de la madurez de la tecnología y su implantación, las de CIGS siguen a mucha distancia a las de CdTe.
 - **Perovskita:** material con buenas propiedades en cuanto a la absorción de luz. La primera célula tuvo una eficiencia del 3,8%, alcanzando actualmente una eficiencia de aproximadamente entre 26% y 29%. Esta tecnología actualmente se encuentra en fase experimental, pero tiene muchos problemas relacionados con la durabilidad y la estabilidad. Entre las tecnologías no basadas en silicio nombradas, es la menos madura.

Desde el punto de vista de la madurez de la tecnología y su implantación, las de CdTe son las más avanzadas, le sigue, a mucha distancia las de CIGS/CIS,

Por otra parte, se pueden encontrar otras estructuras como son los **módulos bifaciales**, los **módulos shingle**, las **medias células** o las **células multi-busbars**.

- **Módulos bifaciales:** este tipo de tecnología es capaz de convertir a energía eléctrica, no solo la radiación solar que recibe por la cara anterior sino también la radiación reflejada por la superficie y que incide en la cara posterior. Esta tecnología ha sido objeto de estudio durante décadas y su proceso de manufactura es considerado como uno de los

más avanzados para los módulos fotovoltaicos. El hecho de recibir radiación por ambas superficies hace que su eficiencia aumente entre un 5% y un 20% para un área de módulo dada.

- **Módulos Shingled:** en los módulos convencionales, las células tienen las barras colectoras situadas en la superficie frontal, lo que causa pérdida por sombreado. En los módulos shingled, las células tienen las barras colectoras situadas en el borde. Se colocan de forma que esta área inactiva de la celda y el espacio entre celdas se superponen con el área activa de la celda, lo que aumenta significativamente la proporción de área activa dentro del módulo [12].
- **Medias células:** se desarrollan cortado mediante laser una célula por la mitad. La fabricación de las medias células es fácil de implementar ya que solo supone incluir máquinas de corte por láser. Las medias células mejoran el funcionamiento, la durabilidad y pueden aportar un aumento instantáneo de 5-6W.
- **Células *multi-busbars*:** las células de silicio se metalizan resultando un conjunto de conductores metálicos (o busbars) imprimidos en la cara anterior y posterior. Su objetivo es el de conducir la electricidad hacia los conductores de salida del módulo. Las células menos recientes disponían de dos conductores, sin embargo, el aumento a tres o más busbars ha conducido a obtener mejores eficiencias. El aumento de busbars tiene ventajas como la disminución del material necesario (ya que son más finos que con únicamente dos conductores) o la disminución de la resistencia interna (ya que al haber más cantidad de conductores se reduce la distancia entre estos)

Tal y como se ha comentado, uno de los factores más importantes donde difieren es la eficiencia. La Figura 18. Evolución de eficiencia de diferentes tecnologías fotovoltaicas, ámbito experimental, periodo 1976-2019 [13], recoge la evolución de la eficiencia de diferentes tipos de células fotovoltaicas, en el ámbito experimental (no como dispositivos comerciales), en el periodo entre 1976 y 2019.

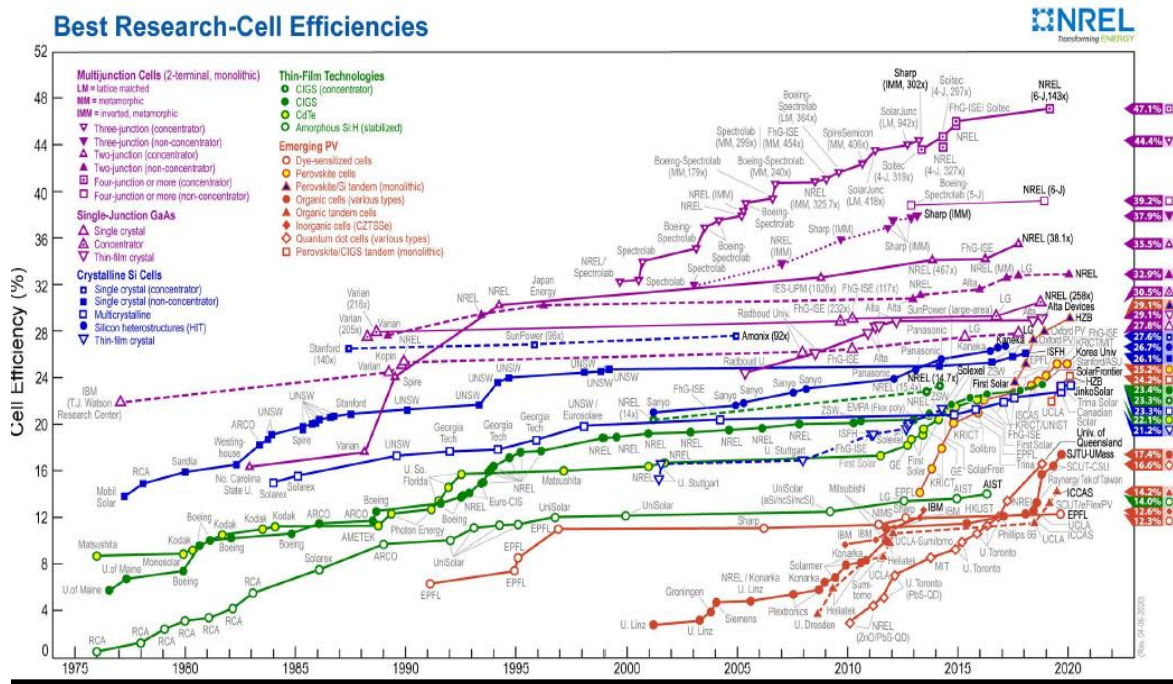


Figura 18. Evolución de eficiencia de diferentes tecnologías fotovoltaicas, ámbito experimental, periodo 1976-2019

Los datos recogidos muestran, como era de esperar, que la eficiencia de todas las tecnologías ha aumentado con el paso del tiempo en mayor o menor medida. Sin embargo, hay tecnologías con eficiencias notablemente mayores que otras. Partiendo desde aquellas con menor eficiencia, estas son el grupo de tecnologías emergentes, las cuales alcanzan actualmente una eficiencia comprendida entre el 12,3% (dye-sensitized cells o células sensibilizadas por colorantes) y 17,4% (células orgánicas), con alguna excepción que alcanza el 29% (células tipo tándem de perovskita y silicio). El resto de las tecnologías no es tan reciente, sino que sus inicios se remontan a los años 70 – 80.

A grandes rasgos (salvo excepciones), el orden de los anteriores grupos en cuanto a eficiencia de menor a mayor es: células de lámina delgada (14% – 23,4%), células de silicio cristalino (21,2% – 27,6%), células de unión simple (27,8% – 30,5%) y células multi unión (32,9% – 47,1%).

Por otro lado, en cuanto a las eficiencias, esta vez no de células experimentales sino de módulos fotovoltaicos comerciales, estas están comprendidas entre el 15% y el 23% aproximadamente. Se puede observar cómo el orden de eficiencias de menor a mayor se traduce de las células experimentales a los dispositivos comerciales. Estos datos vienen recogidos en la Figura 19. Eficiencia de diferentes tecnologías de células fotovoltaicas, ámbito comercial [14].

Current Efficiencies and Power of Selected Commercial PV Modules Sorted by Bulk Material, Cell Concept and Efficiency

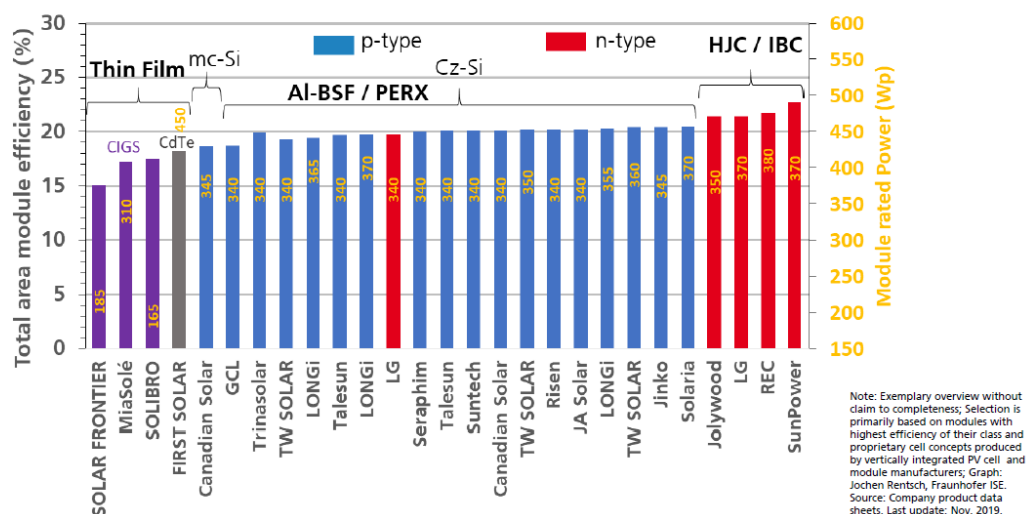


Figura 19. Eficiencia de diferentes tecnologías de células fotovoltaicas, ámbito comercial

3.6. Retos actuales de la tecnología fotovoltaica.

Tal y como se ha comentado anteriormente, la industria fotovoltaica se encuentra en pleno auge tecnológico cuya tendencia sigue en aumento, por lo que constantemente irá originando diferentes retos [6]. Actualmente, algunos de los retos a los que la comunidad científica se enfrenta son:

- La innovación en la monitorización de las plantas, que permitan optimizar los problemas como el mantenimiento preventivo y de emergencia basándose en indicadores relevantes en el funcionamiento de la planta fotovoltaica, mediante el uso de alarmas o el uso de algoritmos para controlar el comportamiento de la planta.
- La refrigeración de los módulos fotovoltaicos. La generación eléctrica que estos pueden generar está fuertemente influenciada por su temperatura en funcionamiento. Cuanto menor es la temperatura de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos mayor es su generación eléctrica, así como su durabilidad en el campo.
- Problemas relacionados con la suciedad. La presencia de suciedad en los módulos fotovoltaicos reduce su generación, ya que disminuye la cantidad de luz que incide sobre la célula fotovoltaica. Existen soluciones a este problema, como llevar a cabo procesos de limpieza de los módulos o el desarrollo de capas antisoiling, las cuales buscan reducir la acumulación de suciedad en la superficie.

3.7. Impacto del COVID-19 en la industria FV

En la actualidad, existe una pandemia a nivel mundial causada por el virus Covid19, cuyos primeros reportes proceden de la ciudad china de Wuhan a fecha de diciembre de 2019. Su gran tasa de contagio ha hecho que esta extienda alrededor del globo. La consecuencia más directa e importante es la relativa a los seres humanos, sin embargo, la enfermedad ha dado lugar a muchas otras consecuencias. Una de ellas es que la economía de muchos países se está viendo gravemente afectada, y con ella, otros muchos aspectos relacionados con ella, como el aspecto logístico a la hora de la contención de la enfermedad, la provisión de suministros, el aspecto laboral (y salarial) ...

Centrándonos en el tema del documento, un aspecto que también se ha visto afectado es el relacionado con los proyectos de energías renovables, así como la producción, la investigación, su repercusión en el mercado eléctrico... Como la mayoría de las industrias, la fotovoltaica se ha visto afectada por el Covid19, pero existen reportes de diferentes países donde se observa cómo se trabaja para que este siga adelante y alcance la situación en la que se encontraba antes del incidente.

Por ejemplo, en Maryland (EEUU), más de 40 proyectos están en peligro de ser retrasados, por lo que activistas han comenzado a reunir firmas para pedir al estado que elimine los cuellos de botella que son los posibles causantes de este retraso [15]. En España, ha tenido lugar una campaña de la energía solar para que el país realice este año subastas capaces de reavivar el crecimiento de la industria fotovoltaica [15]. El COVID-19 ha desencadenado un colapso de los precios de la energía, hecho que los operadores temen que pueda afectar a las perspectivas de las finanzas comerciales. Sin embargo, se espera que la situación actual con el mercado eléctrico se estabilice pronto. O en Portugal, donde las medidas de confinamiento han ayudado a lograr un momento decisivo para su mercado eléctrico, imponiendo la generación renovable (y en consecuencia la fotovoltaica) a la industria carbonera, la cual ha reducido a cero su generación durante más de un mes [15].

4. PROBLEMÁTICA DEL SOILING O ENSUCIAMIENTO EN LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA

Tal y como se ha mencionado en la sección anterior, uno de los retos de esta tecnología consiste en evitar en la medida de lo posible que la presencia de suciedad en los módulos fotovoltaicos provoque una disminución del rendimiento de estos, y en consecuencia de las plantas, traduciéndose en una pérdida económica potencialmente evitable.

Atendiendo al fundamento teórico en el que se basa la generación fotovoltaica, para obtener un alto rendimiento de esta tecnología se precisa de emplazamientos donde la irradiancia sea alta, lo que normalmente coincide con emplazamientos áridos, en los que la tasa de ensuciamiento suele ser elevada. En lo relativo a la problemática del ensuciamiento, existen varios factores influyentes. La Figura 20. Factores que afectan en el proceso de ensuciamiento de los módulos fotovoltaicos [16], muestra un esquema donde se pueden diferenciar por un lado aquellos factores inherentes al emplazamiento (izquierda) y por otro lado aquellos que son ajenos al emplazamiento, y que dependen del diseño de la instalación fotovoltaica.

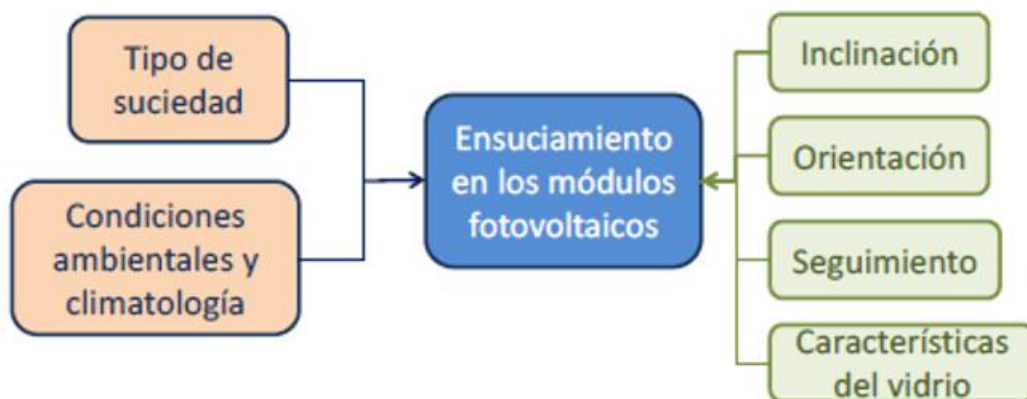


Figura 20. Factores que afectan en el proceso de ensuciamiento de los módulos fotovoltaicos

En los siguientes subapartados se presentan dichos factores y se analiza de qué forma afecta cada uno de estos a la generación fotovoltaica.

4.1. Parámetros relevantes en el ensuciamiento de los módulos fotovoltaicos

Existen muchos factores relacionados con el soiling, siendo el factor más importante la concentración de partículas en suspensión en una determinada ubicación, junto con sus periodos de lluvia y de sequía y su duración.

Dichas partículas en suspensión (arena, polvo...) son susceptibles de ser depositadas sobre los paneles mediante la acción del viento y la gravedad. Al depositarse, se crea una capa de sedimento en la cara superior del módulo que, por efecto barrera, provoca la reducción de la cantidad de irradiancia que incide en las células fotovoltaicas reduciendo así su generación eléctrica.

Antes de hablar de conceptos como el soiling ratio o soiling rate, es preciso introducirlos.

- Relación de ensuciamiento o **soiling ratio**: es la relación que existe entre las corrientes de cortocircuito de una célula con suciedad y otra limpia, en las mismas condiciones.
- Ritmo de ensuciamiento o **soiling rate**: es el ritmo de depósito de la suciedad sobre la superficie de la célula.

La Figura 21. Máximo ritmo de ensuciamiento en %/día, cuantificándolo según la reducción de potencia, eficiencia y pérdida de transmisión diaria (izquierda). Media anual de concentración de polvo en suspensión de diámetro inferior a 10 µm, en µg//m3 (derecha) [17] muestra, para diferentes zonas del mundo, dos aspectos diferentes. En el lado izquierdo de esta figura se muestran los máximos ritmos de ensuciamiento (en % por día), cuantificándolo según la reducción de potencia, eficiencia o pérdida de transmisión diaria. En el lado derecho se muestra el promedio anual de la concentración de polvo en suspensión, de diámetro inferior a 10 µm.

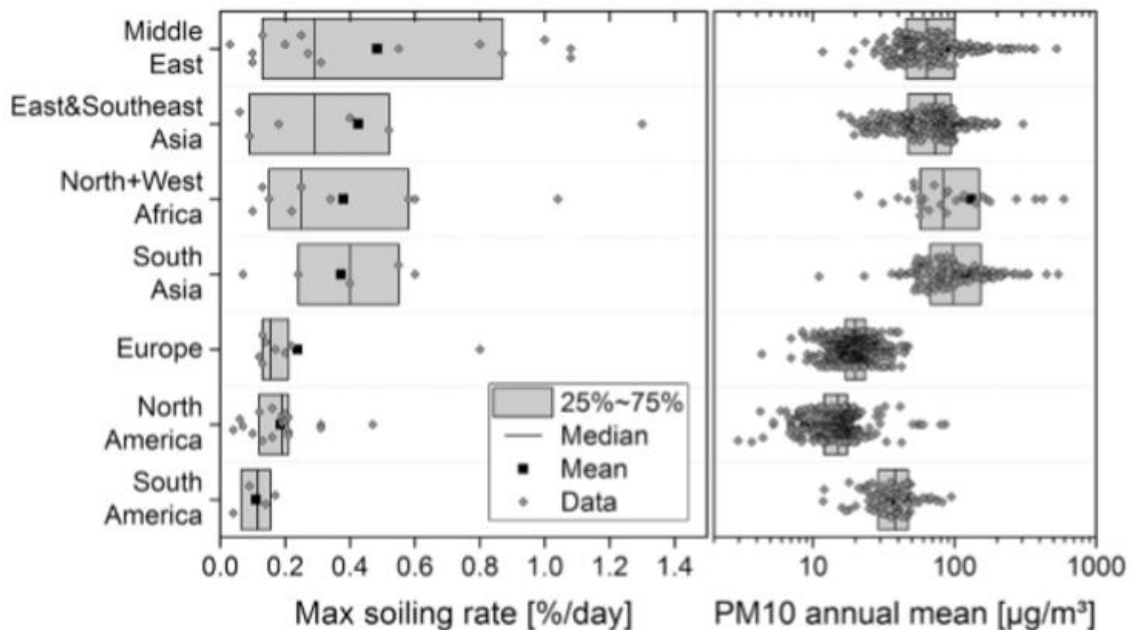


Figura 21. Máximo ritmo de ensuciamiento en %/día, cuantificándolo según la reducción de potencia, eficiencia y pérdida de transmisión diaria (izquierda). Media anual de concentración de polvo en suspensión de diámetro inferior a 10 µm, en µg//m3 (derecha)

En primer lugar, se observa de forma clara como los lugares con una alta cantidad de partículas en suspensión, son también los que mayor ritmo de ensuciamiento tienen, lo que indica que la medida del polvo en suspensión es un buen indicador de las pérdidas en FV. Se observa cómo, atendiendo a la media de los datos, el orden de mayor a menor ritmo de ensuciamiento de las

diferentes regiones es: Oriente Medio, Este y Sudeste asiático, Norte y Oeste africano, Sur de Asia, Europa, Norteamérica y Sudamérica. En cuanto a la concentración de polvo en suspensión media anual de diámetro inferior a $10\ \mu\text{m}$, atendiendo a la media, el orden de mayor a menor concentración es: Sur de Asia, Norte y Oeste Africano, Este y Sudeste asiático, Oriente Medio, Sudamérica, Europa y Norteamérica.

En la Figura 22. Modelación de la media anual de concentración de polvo en suspensión de diámetro inferior a $2,5\ \mu\text{m}$, en $\mu\text{g}/\text{m}^3$, en diferentes regiones. [18] se puede observar la concentración de polvo con un diámetro de partícula menor de $2,5\ \mu\text{m}$ en diferentes zonas del mundo.

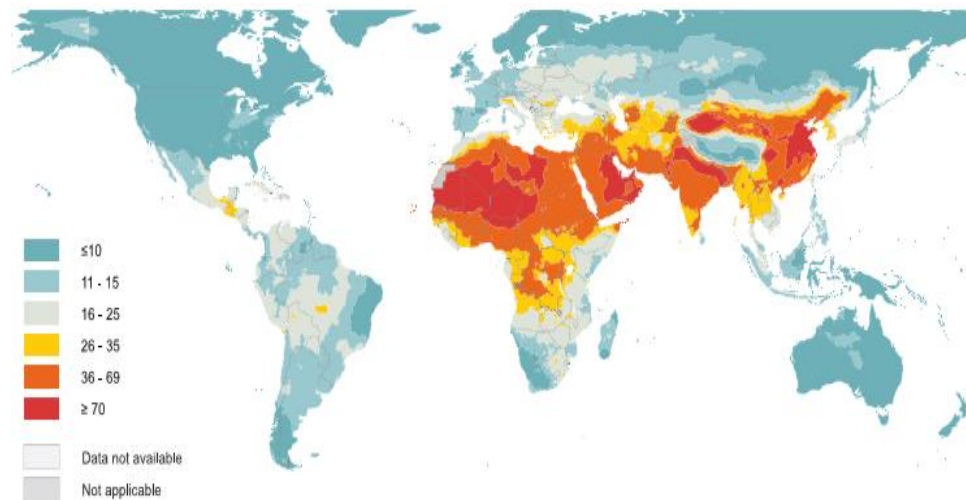


Figura 22. Modelación de la media anual de concentración de polvo en suspensión de diámetro inferior a $2,5\ \mu\text{m}$, en $\mu\text{g}/\text{m}^3$, en diferentes regiones.

Tanto la Figura 21. Máximo ritmo de ensuciamiento en $\%/día$, cuantificándolo según la reducción de potencia, eficiencia y pérdida de transmisión diaria (izquierda). Media anual de concentración de polvo en suspensión de diámetro inferior a $10\ \mu\text{m}$, en $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (derecha) [17] como la Figura 22. Modelación de la media anual de concentración de polvo en suspensión de diámetro inferior a $2,5\ \mu\text{m}$, en $\mu\text{g}/\text{m}^3$, en diferentes regiones. [18] muestran unos resultados similares en cuanto a la distribución global de la concentración de partículas en suspensión. De ambas se extrae la conclusión que aquellas regiones con mayor concentración de polvo en suspensión son Asia, el Oriente Medio y el norte de África.

A continuación, en la Figura 23. Regiones con mayor potencial fotovoltaico [19] se muestran las regiones con mayor potencial fotovoltaico en los próximos años. Tanto China como India son las que mayor potencial poseen. Tras estas, se encuentra América Latina, al que le sigue muy de cerca el Sudeste Asiático, y finalmente, aunque en menor medida la zona mediterránea y del norte de África. Estas se caracterizan por tener una latitud entre 35°N y 35°S . Como se puede apreciar, las regiones con mayor potencial fotovoltaico coinciden con los países con economías emergentes pertenecientes a las regiones con mayor concentración de partículas en suspensión mostradas en la Figura 21.

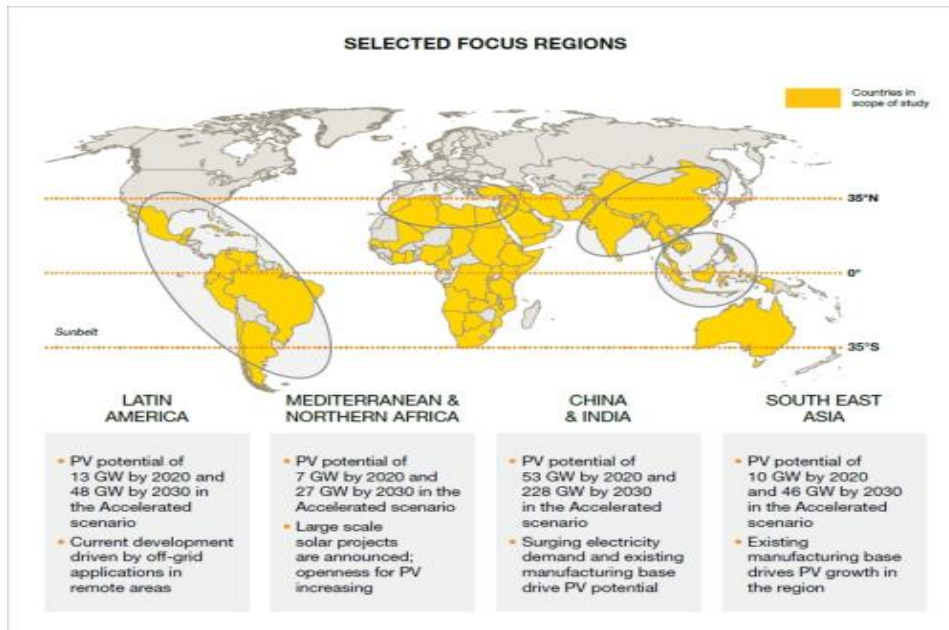


Figura 23. Regiones con mayor potencial fotovoltaico

Ambas concentraciones de polvo en suspensión (las de partículas con diámetro inferior a 10 μm y a 2,5 μm) parecen explicar bien la diferencia de las tasas de suciedad entre ubicaciones geográficas (siendo mayor en aquellas regiones donde mayor concentración de partículas hay), sin embargo, otros factores también juegan un papel importante.

4.2. Tipos de suciedad y su influencia en la tecnología fotovoltaica (tamaño de grano, composición y densidad).

En cuanto a la suciedad, existen diferentes tipos, cada uno característico de una determinada región. En función del tipo de suciedad, estas pueden tener una composición y tamaño de grano característico, provocando que no influyan de la misma forma unas u otras sobre la tecnología fotovoltaica.

Tamaño de grano

En lo relativo al tamaño de grano, la Figura 24. Tamaño de partículas de suciedad en función del lugar de procedencia, fecha de análisis y artículos, ordenadas de menor a mayor en sentido descendente. [20] presentada a continuación, recoge datos referentes al diámetro medio de diferentes partículas según su localización, de forma que estas están ordenadas de menor a mayor diámetro comenzando desde arriba. Se representan el rango de tamaño encontrado en la literatura, el rango de tamaño estándar, la media reportada, la media del rango, la media de la distribución y el valor medio de todos los datos de la literatura. Dependiendo de la fecha

cuando se haya estudiado el tamaño de grano, el lugar y el artículo de donde se ha obtenido la información (es decir, de la literatura), se dispone de una media o de otra.

Así, atendiendo a los diámetros medios, las partículas de menor tamaño registradas en la figura son procedentes de Arabia Saudí y las de mayor tamaño proceden de Libia en la estación de verano.

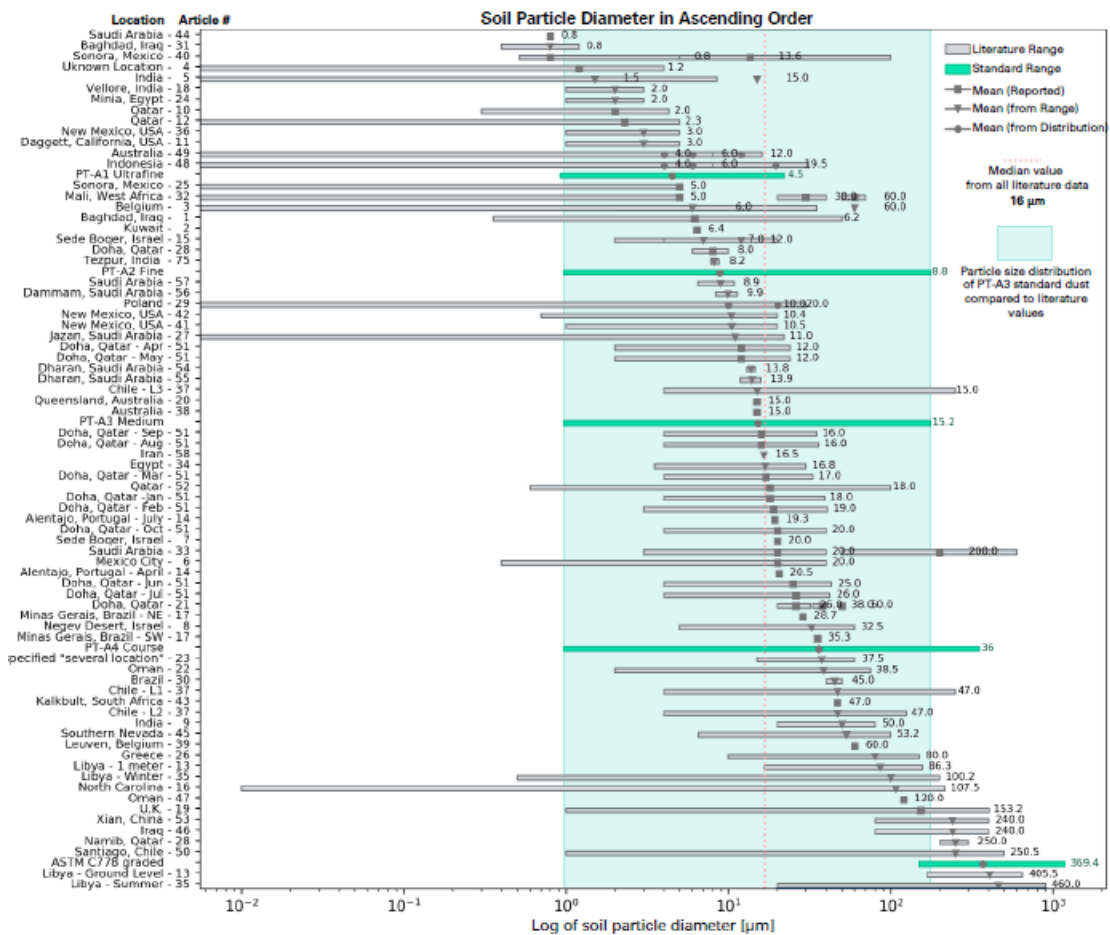


Figura 24. Tamaño de partículas de suciedad en función del lugar de procedencia, fecha de análisis y artículos, ordenadas de menor a mayor en sentido descendente.

Tal y como muestran los datos recogidos en la Figura 24. Tamaño de partículas de suciedad en función del lugar de procedencia, fecha de análisis y artículos, ordenadas de menor a mayor en sentido descendente., existe un amplio rango en cuanto a tamaño de partículas se refiere (desde 0,8µm hasta 1000µm), sin embargo, la cantidad de partículas con un tamaño mayor de 100µm son escasas. Los datos muestran que la mediana del diámetro es de 16µm, lo cual encaja bastante bien con la suciedad estandarizada Arizona Test Dust A3, cuyo promedio es de 15.2µm.

La Figura 25 [21], muestra de forma cualitativa y cuantitativa el efecto del tamaño de partículas y densidad de deposición sobre la reducción de intensidad solar incidente sobre la superficie de los módulos.

Los datos muestran que cuanto menor es el tamaño de las partículas, para una densidad de depósito sobre las células fotovoltaicas determinada, menor es la cantidad de radiación que incide sobre estas. Como se puede observar, las partículas de menor tamaño (con un diámetro de $0,5\mu\text{m}$, procedentes del carbón) provocan, con una densidad de deposición inferior a $25\text{g}/\text{m}^2$ una reducción de radiación solar incidente superior al 80%, mientras que las partículas inmediatamente más pequeñas (con un diámetro de $1\mu\text{m}$, procedentes del cemento) lo hacen menos del 20%.

De la misma forma, se puede observar que, para alcanzar una reducción de radiación del 80% aproximadamente, aquellas partículas de mayor tamaño (con un diámetro de $80\mu\text{m}$, procedentes de caliza) necesitan una densidad de deposición mayor de $250\text{g}/\text{m}^2$, más de 10 veces que en el caso del carbón. Por tanto, la conclusión sobre cómo afecta el tamaño de partícula a la generación es clara.

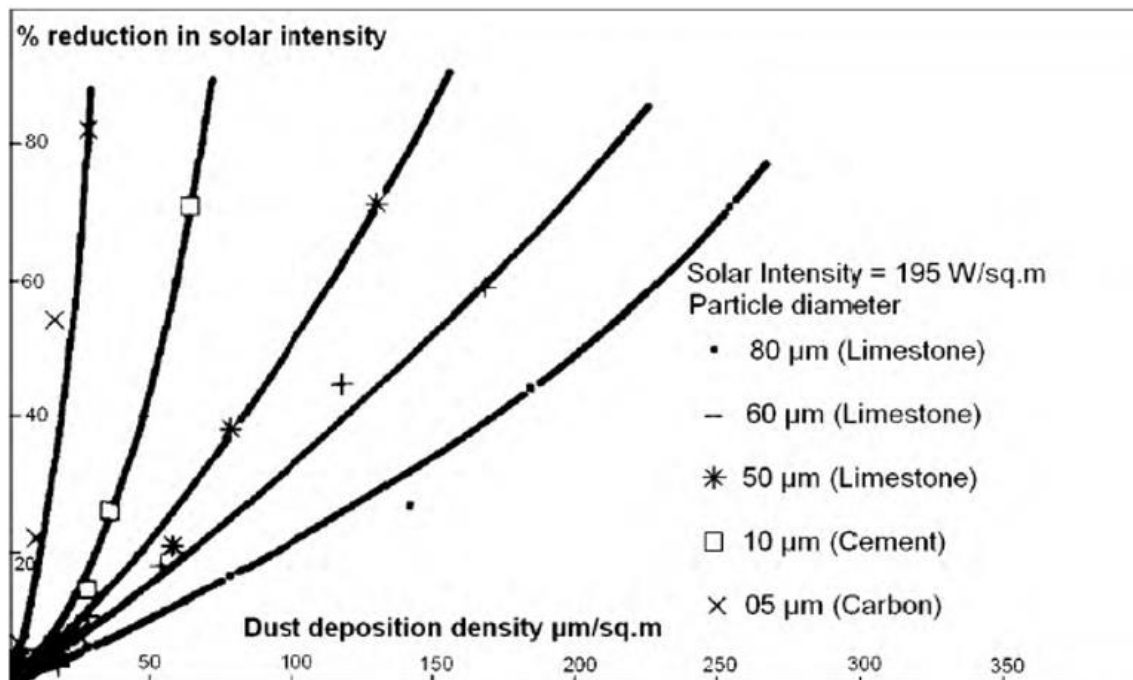


Figura 25. Efecto del tamaño de partículas de polvo en la reducción de intensidad solar percibida por la célula

Composición

En lo relativo a este factor, la Figura 26 [17] recoge la composición de los diferentes tipos de polvo analizados, en función de su procedencia, mostrando un desglose de los diferentes minerales que los componen y en qué cantidad están presentes (en porcentaje de peso).

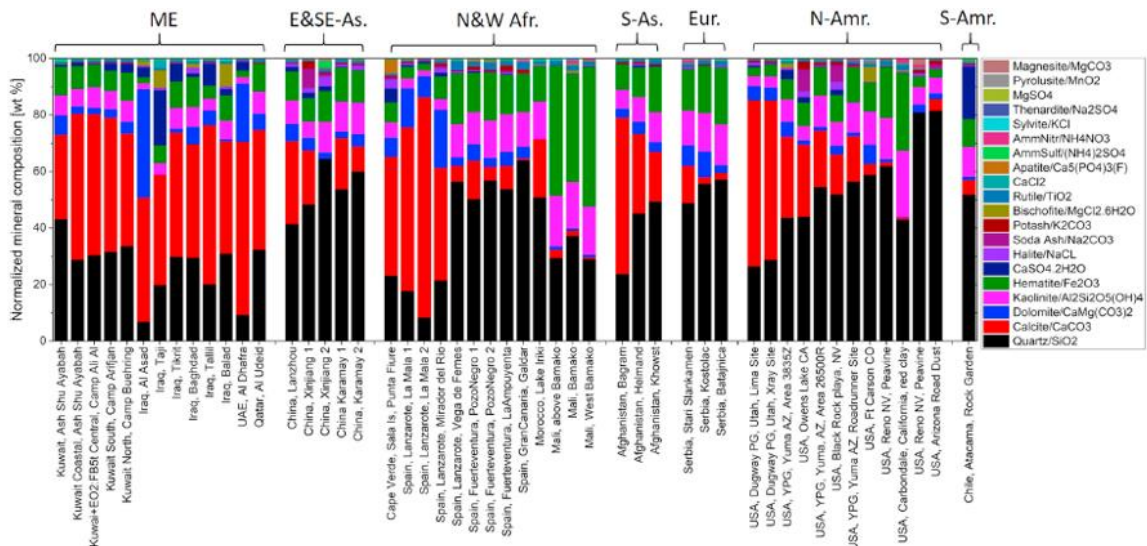


Figura 26. Composición del polvo en función del lugar de procedencia

Se puede observar que los dos principales componentes de los diferentes tipos de polvo son el Carbonato de Calcio (CaCO_3), comúnmente conocido como calcita, y el Óxido de Silicio o cuarzo (SiO_2). También se encuentran en cantidades reseñables la caolinita ($\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$) el cual es mineral de arcilla, hematita (Fe_2O_3), dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$) y thenardita (Na_2SO_4). El resto de los componentes se encuentran por lo general en proporciones muy inferiores a los anteriormente nombrados.

En cuanto a la importancia de la composición en el proceso de ensuciamiento, esta reside en la influencia que tiene en un proceso denominado cementación (explicado en el apartado de análisis de la influencia de la humedad). El proceso de cementación contribuye en pro del ensuciamiento. Los principales componentes minerales involucrados en este proceso son entre otros el yeso, el Carbonato de Calcio, magnesio, Silicatos (sílice), óxidos de hierro, óxidos ricos en aluminio, y sales [17]. Así, conforme mayor cantidad de estos componentes contenga un determinado tipo de suciedad, mayor influencia tendrá esta sobre el ensuciamiento de los módulos.

A continuación, se muestra la Tabla 2 [16], donde aparece cuantificado el efecto de diferentes tipos de suciedad sobre la corriente de cortocircuito de diferentes tecnologías fotovoltaicas (para una determinada densidad de deposición). En esta se puede observar como, observando la relación Densidad de deposición-Reducción, el polvo fino es el que mayor disminución de corriente origina en todas las tecnologías, con valores entre 45% y 50% de reducción con una densidad de deposición de $20,94\text{g/m}^2$. También se puede observar como la arena es la que menor efecto tiene. Por otro lado, otro aspecto que se aprecia es que, la tecnología de CdTe sufre una disminución ligeramente mayor en la corriente de cortocircuito que el resto de tecnologías.

Soiling	Soiling superficial density (g/m ²)	Technology	Decrease in short circuit current *(%)
Salt	11.16	Crystalline Si, CdTe, CIS	1.4, 1.4 , 1.4
		CPV	7.1
Sand	2.14	Crystalline Si, CdTe, CIS	0.7, 0.7 , 0.7
		CPV	4.9
Fine dust	20.94	Crystalline Si, CdTe , CIS	47.5, 49.3 , 47.7
		CPV	100.0
Coarse dust	2.04	Crystalline Si, CdTe , CIS	7.1, 7.3 , 7.1
		CPV	29.3

Tabla 2. Reducción de la corriente de cortocircuito, en función del tipo de soiling con una densidad de deposición determinada, en diferentes tecnologías fotovoltaicas

Efecto de densidad de depósito de partículas

Las pérdidas ópticas causadas por la acumulación de suciedad y otros contaminantes en módulos fotovoltaicos constituyen en ocasiones el tercer factor meteorológico más importante después de la irradiación y la temperatura, a la hora de determinar la potencia real extraíble de una planta fotovoltaica. Aunque es difícil cuantificar la acumulación de polvo en un módulo de forma homogénea en términos de ratio de deposición, tamaños y tipos de partículas, es la forma más accesible para cuantificar el efecto de este. La forma de cuantificar el efecto es el de hacer una comparativa entre la energía generada por un módulo con suciedad del que se conoce la acumulación, y otro limpio [22].

En los estudios realizados por Littmann et. al. en 2013 [22], para cuantificar estas pérdidas por suciedad utilizaron un indicador denominado Índice de Rendimiento de Potencia (Power Performance Index o PPI), el cual representa la potencia de salida de un sistema en condiciones de estándar (una irradiancia de 1000W/m², una temperatura de la superficie del módulo de 25°C). Este indicador no se ve afectado por la temperatura o la irradiancia, por lo que su variación se atribuye únicamente a la presencia de suciedad.

La Figura 27 [22] muestra datos recogidos del roiling ratio y de el PPI (calculado diariamente) desde el 11 de Julio hasta el 11 de Noviembre de 2011, indicando mediante una línea verde los periodos de lluvia. En necesario aclarar que conforme el soiling ratio se encuentra más cerca de la unidad, menor es la diferencia entre las corrientes de cortocircuito de una célula con suciedad y otra limpia, es decir, existe menos suciedad acumulada en el módulo.

En esta se puede observar como en un principio (11 de Julio), apenas hay suciedad depositada y por tanto el PPI es alto (hay una generación de potencia alta), pero a medida que transcurre el mes, el módulo comienza a ensuciarse y por tanto la generación comienza a bajar (se puede

observar una tendencia lineal en ambos aspectos). Sin embargo, a finales de Julio se puede apreciar como al PPI se estabiliza y posteriormente aumenta. Esto se debe a acciones de limpieza por parte del personal de la planta. Se observa que a pesar de ser limpiados, el soiling ratio no sube. Esto se debe a que lo que se limpia es la planta, pero el soiling ratio se mide en un centro de mediciones a 35km de esta. En el mes de julio, el soiling ratio fue del 8,1%, y la caída del PPI del 8,7%.

Se aprecia que a finales de agosto, con la primera lluvia, el soiling rate asciende desde 0,86 aprox. hasta valores muy cercanos a la unidad, indicando una limpieza de los módulos por parte de la lluvia. En agosto y septiembre, el soiling ratio fue del 8,1%, y la caída del PPI del 6,5, por mes.

Después, se puede apreciar que con cada periodo de lluvias como el soiling ratio asciende practicamente hasta la unidad (indicando así una limpieza total de los módulos), y en consecuencia, el PPI también asciende, debido que cuanto menos suciedad depositada hay, mayor generación. En noviembre, el soiling ratio fue de 12.0% y la caída del PPI del 13.2%, por mes.

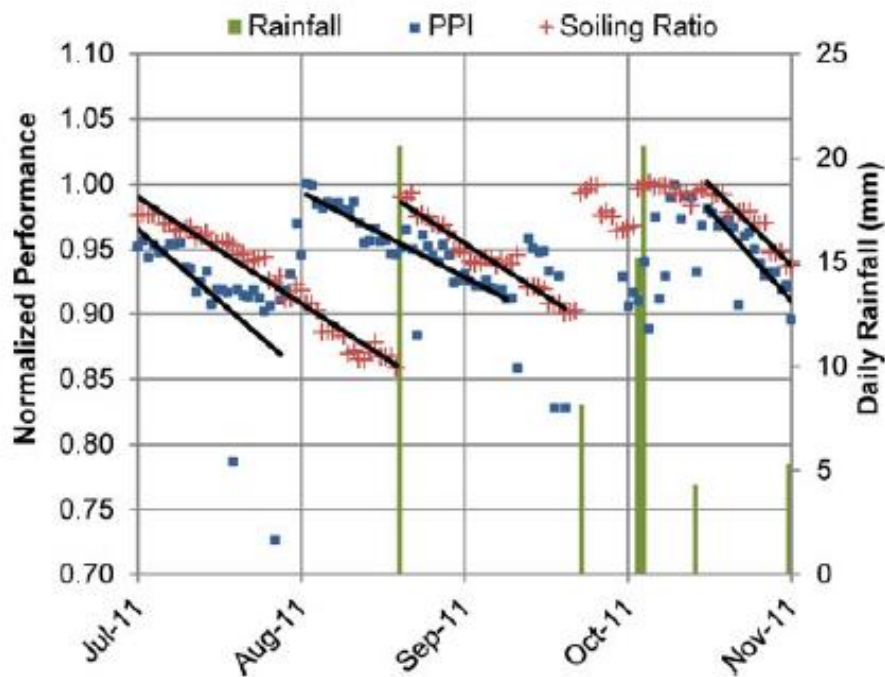


Fig. 8. Normalized PPI of a PV array overlaid on daily ratios from a nearby soiling station. Rainfall measured at the soiling station displayed as bars.

Figura 27. Evolución del PPI y Soiling ratio en módulos con 25° de inclinación (en California)

4.3. Influencia de las condiciones ambientales y climatología (pluviometría, viento, temperatura).

Otro aspecto muy importante (relativo a la ubicación) es el de las condiciones ambientales y la climatología propia de las zonas. Enmarcados en estos términos podemos encontrar factores como la presencia de agua (pluviometría, el rocío...), el viento y la temperatura de las regiones.

Humedad

El efecto de la humedad en una determinada región donde existe una planta fotovoltaica es muy importante. Su presencia puede afectar a aspectos como la limpieza de los módulos por efecto de las precipitaciones, o a la adherencia de las partículas a la superficie de estos por efecto de la presencia de humedad en la superficie.

Si bien es cierto que hay regiones más áridas que otras alrededor del globo, todas las regiones del mundo contienen agua (incluso los sitios más áridos, como pueden ser los desiertos). Podemos encontrar agua en diferentes fenómenos o estados, como pueden ser mares, ríos, lago, glaciares, capas de hielo, nieve, corrientes subterráneas, rocío o humedad en el ambiente (sin incluir las precipitaciones). Los entornos más calurosos pueden poseer una mayor humedad en el ambiente que otros más fríos.

- Rocío

El rocío es uno de los fenómenos que pueden afectar a aparición de humedad en la superficie de los módulos fotovoltaicos. La presencia de rocío en una misma región se puede ver significativamente afectada por la estación anual. Los estudios [23] concluyen que las zonas con mayor capacidad de aparición de rocío son aquellas que cuentan con la presencia de otras fuentes de agua. La Figura 28 [23] muestra la capacidad de formación de rocío a lo largo de todo el año (diferenciando por estaciones) en las diferentes regiones del globo.

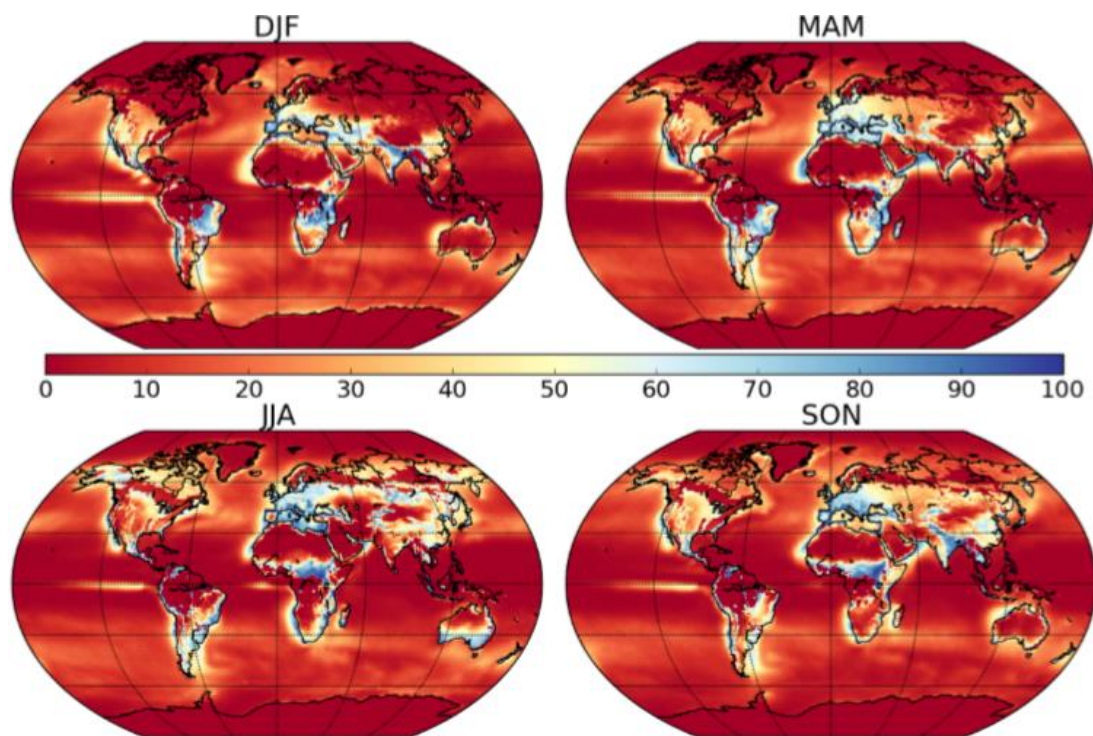


Figura 28. Formación de rocío (%) en diferentes regiones del globo, durante las diferentes estaciones

En esta se puede observar cómo la mayor formación de rocío se da en determinadas zonas costeras. También resalta la diferencia de formación estacional que existe en zonas como el África ecuatorial, India, el Mar Mediterráneo y el sur de Australia. Por otra parte, los resultados muestran que existe un mayor número de regiones con elevada tendencia a la formación de rocío en verano que en invierno.

Además, contrariamente a lo que se pueda pensar, incluso en los desiertos, la ocurrencia de condensación es un fenómeno bastante común. Por ejemplo, en el desierto de Negev (Israel) la condensación ocurre durante 200 noches al año [24]. Este fenómeno es atribuible a la refrigeración pasiva de los módulos fotovoltaicos, que, debido a su alta emisividad en el infrarrojo medio, durante las noches se encuentran a una temperatura por debajo de la ambiente.

La presencia de condensación es un factor muy importante ya que puede producir un aumento en la capilaridad, la cementación, el apelmazamiento de las partículas (*caking*) y el envejecimiento capilar (*capillary aging*). La Figura 29 muestra la dinámica de estos procesos de una forma gráfica.

- **Cementación:** en presencia de humedad, las fracciones solubles de las partículas de polvo se disuelven total o parcialmente en el agua presente en la superficie del módulo. Además de esto, existen deposiciones de sales disueltas como NaCl o el yeso. Durante el proceso de secado, el material disuelto en el agua precipita creando unos “puentes sólidos” entre la superficie del módulo y la fracción no soluble, formando capas de mayor dureza, las cuales son más difíciles de limpiar. Dichos puentes contribuyen con una mayor adhesión de partículas [17].

- **Apelmazamiento de partículas (*caking*):** proceso mediante el cual las partículas de diferentes tamaños se reordenan, de forma que las de mayor tamaño se depositan primero y las pequeñas rellenan los huecos debido a su capacidad de movilidad y a la evaporación continua de la humedad. En consecuencia, el área de contacto entre partículas más grandes y la superficie del vidrio aumenta drásticamente, ya que también hay una adhesión correspondiente a las fuerzas de Van der Waals. La presencia de humedad favorece este proceso.
- **Envejecimiento capilar (*capillary aging*):** Cuando el agua que une partículas se seca, las fuerzas capilares presionan las partículas contra la superficie, lo que aumenta un área de contacto entre ambas y la adhesión.

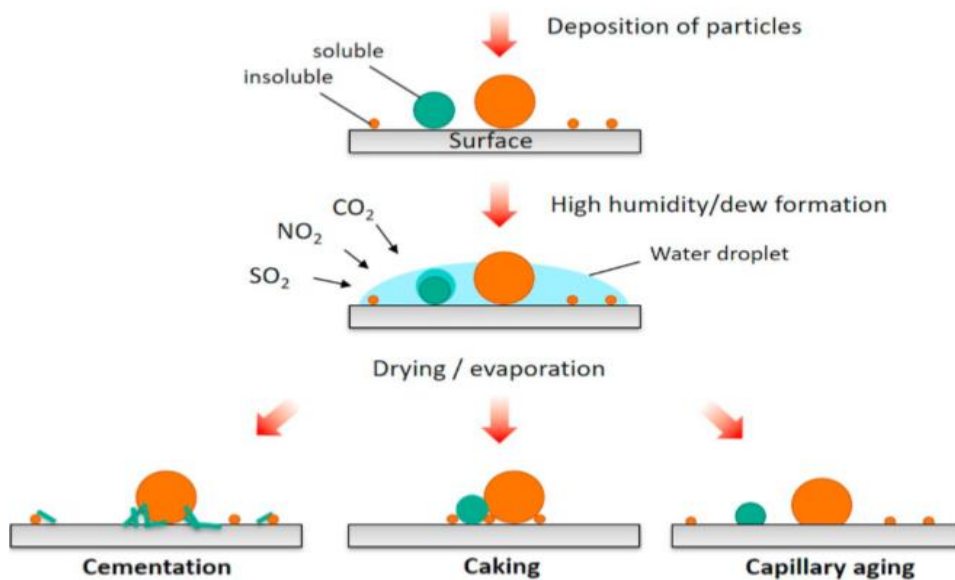


Figura 29. Procesos de cementación, apelmazamiento de partículas (*caking*) y envejecimiento capilar (*capillary aging*)

Experimentos en laboratorio han demostrado, además, que el aumento de adherencia por la presencia de humedad es independiente del tipo de suciedad y puede ocurrir incluso después de sólo un ciclo de condensación [17].

No obstante, a pesar de lo descrito anteriormente, en la literatura se recoge también la posibilidad de que, en ocasiones, la condensación pueda producir una limpieza parcial de la suciedad [25] [22].

- Pluviometría

En lo referente a este factor, las precipitaciones pueden tener claramente un efecto restaurador en cuanto a la deposición de suciedad sobre los módulos fotovoltaicos siempre

que la cantidad sea suficiente. Así, estas contribuyen a la limpieza de los módulos fotovoltaicos, favoreciendo la generación eléctrica [26]. En cuanto a la cantidad de precipitaciones necesarias para que esta limpieza de lleve a cabo de forma efectiva, en la literatura existen estudios donde se determina esta cantidad, mientras que otros no ofrecen valores al respecto. Por ejemplo, en los estudios realizados por José Zorrilla-Casanova en 2012 [27], se concluye con que en períodos lluviosos, el agua de lluvia es capaz de limpiar los módulos los cuales recuperan su rendimiento habitual, y que incluso una ligera lluvia, por debajo de 1mm, es suficiente para limpiar la superficie, reduciendo las pérdidas diarias claramente por debajo del valor promedio.

También, el estudio realizado por M. García, L. Marroyo, E. Lorenzo y M. Pérez [26], concluye con que, en el caso concreto de una instalación en el sur de Navarra (España), la presencia de lluvias diarias superiores a 4-5mm limpian notablemente los módulos. Por otro lado, otros estudios como el realizado por J. Riley y B. Littmann [22], concluyen con que, en su caso, no se pudo discernir de forma clara una cantidad mínima de lluvia requerida para que se de este proceso de la limpieza. Sin embargo si se vieron recuperaciones parciales del rendimiento con tan solo una fracción de mm. En cuanto a la Figura 27 [22] anteriormente descrita, esta muestra como, en el caso concreto de una instalación en el sur de Central Valley (California) la presencia de precipitaciones limpian los módulos prácticamente de forma total (alcanzando un soiling rate muy cercano a la unidad). De la misma forma, la Figura 30 muestra los niveles de ensuciamiento medidos y estimados, en la misma zona de Central Valley, usando las medias mensuales del soiling rate [22]. En esta se aprecia de nuevo como en la gráfica relacionada con el soiling medido, hay caídas repentinas del soiling. Esto se debe al efecto de las precipitaciones, las cuales limpian de forma parcial o total la superficie de los módulos.

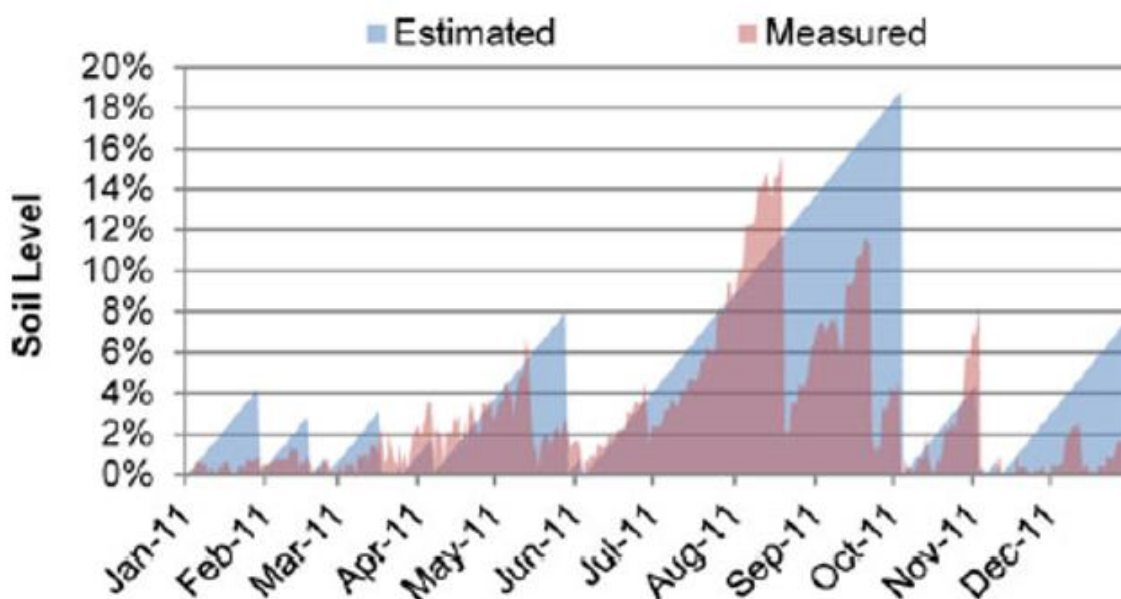


Figura 30. Comparación entre el ensuciamiento estimado y medido mensual en el sur de Central Valley (California)

Viento

El viento es otro factor que afecta directamente al fenómeno del soiling, ya que es el medio físico gracias al cual las partículas se mantienen en suspensión, se desplazan y se depositan sobre las superficies de los módulos. Conforme mayor sea la frecuencia de frentes de viento mayor será el potencial que poseen las partículas para ser depositadas sobre las superficies.

Este fenómeno de polvo en suspensión arrastrado por el viento, llevado al extremo, se denomina tormenta de arena. Las tormentas de arena y polvo [28] ocurren cuando vientos sin control, fuertes o turbulentos se combinan con superficies secas con partículas sueltas y expuestas. Estas condiciones del terreno son comunes en regiones semiáridas y áridas. Las tormentas de arena ocurren relativamente cerca de la superficie del terreno, pero las partículas de polvo más finas pueden elevarse a kilómetros de altura, donde los fuertes vientos las transportan a largas distancias, incluso a través de continentes.

Sin embargo, no es necesario que las partículas se suspendan a tales alturas para suponer un problema para las instalaciones. La Figura 31 muestra los mecanismos de transporte de las partículas en función de su tamaño [28]. En esta, se puede observar cómo las partículas de mayor tamaño (con un diámetro superior a $500\mu\text{m}$, las cuales, según los estudios [21] son las que menor reducción de radiación provocan) son arrastradas por el viento, mientras que conforme reducen su tamaño, estas pueden ser elevadas a más altura. Aquellas partículas con un diámetro menor de $70\mu\text{m}$ son susceptibles de ser elevadas por encima de $1,5\text{m}$ de altura, siendo, además, las que más reducen la radiación incidente [21].

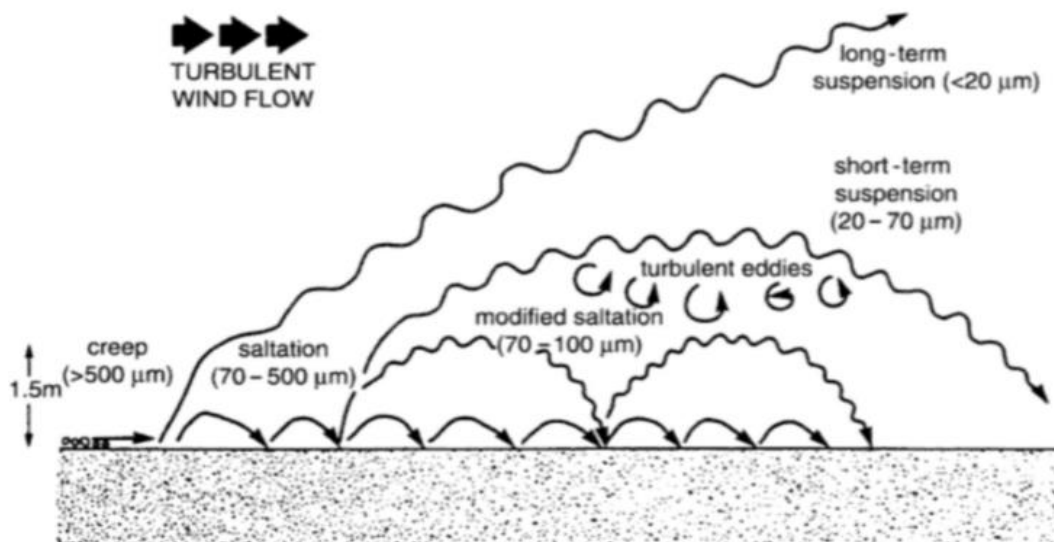


Figura 31. Tipos de transporte de partículas con el aire

La Figura 32 muestra la distribución media anual de tormentas de arena y polvo en las diferentes regiones del globo [28]. En ella se puede observar que las zonas donde abunda este fenómeno se encuentran en regiones áridas y depresiones topográficas, coincidiendo estas con las regiones

cercanas a los principales desiertos, como la zona norte de África (Desierto del Sahara), el Medio Este (Desierto de Arabia y Siria), India (Desierto de Thar) y China y Mongolia (Desierto del Gobi) principalmente, y en menor medida, la zona este de Australia (Desierto de Australia), Chile y Argentina (Desierto de la Patagonia), la costa oeste de Norte América y México (Desierto de Chihuahua y Sonora) y el suroeste de África (Desierto del Kalahari) (tal y como se ha mostrado anteriormente en la Figura 23. Regiones con mayor potencial fotovoltaico).

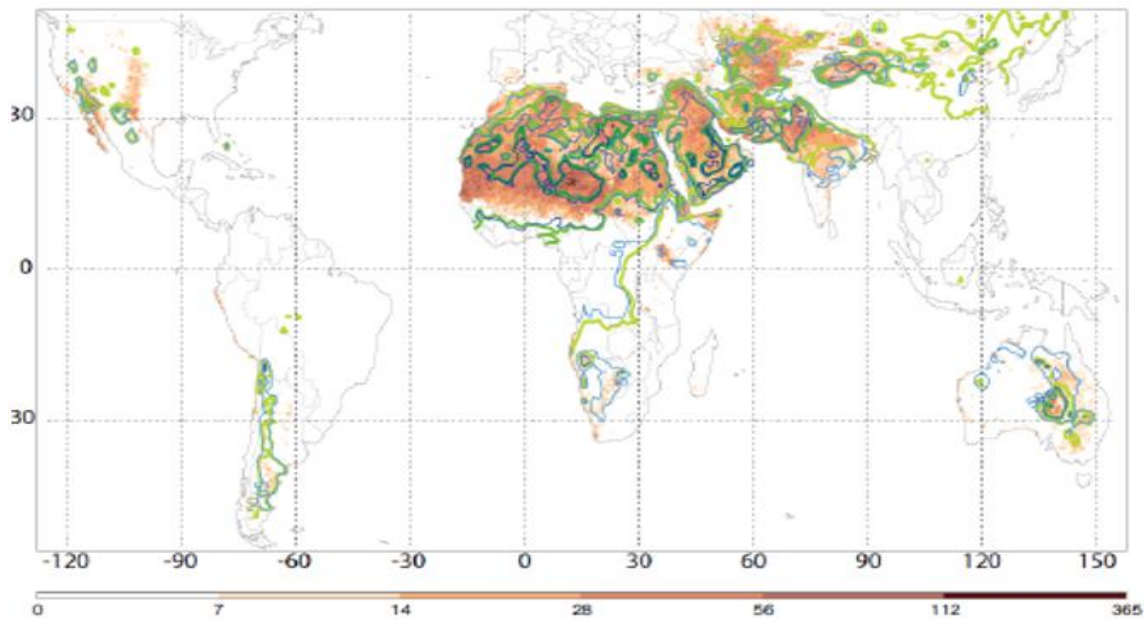


Figura 32. Distribución media anual de tormentas de arena

Por tal razón, las instalaciones que se encuentran ubicadas en estas regiones son especialmente sensibles al fenómeno del polvo y arena en suspensión.

En localizaciones con pocas precipitaciones, el viento suele ser el principal mecanismo de limpieza natural. Vientos de baja velocidad favorecen el depósito de suciedad, mientras que vientos a velocidades elevadas eliminan la suciedad depositada, aportando un efecto limpiador [21]. Sin embargo, el efecto del viento viene condicionado por multitud de parámetros, como la orientación de los módulos fotovoltaicos, condiciones de humedad y las propiedades del polvo y arena.

Por ejemplo, en el artículo [29] se concluye con que vientos del noreste y sureste tienen generalmente una humedad relativa y unos niveles de concentración de partículas en suspensión de diámetro inferior de $10\mu\text{m}$ elevados, y velocidades de viento bajas, lo que consecuentemente resulta en una disminución del rendimiento fotovoltaico. Sin embargo, cuando el viento viene del noroeste y suroeste, este generalmente posee una baja humedad relativa y altas velocidades, y en este caso la conclusión en cuanto al rendimiento fotovoltaico no es clara.

Temperatura

Otro de los factores relacionados con la ubicación donde se realice la instalación, y que afecta al ensuciamiento de los módulos, es la temperatura. Realmente, este factor afecta a la presencia de las partículas sueltas y expuestas las cuales son movidas por el viento. Es un hecho que la mayoría de los desiertos se encuentran entre el ecuador y los trópicos, las cuales son las regiones más calurosas del globo. Otro bioma que abunda en estas regiones son las selvas. Sin embargo, una de las diferencias más importantes entre ambos ecosistemas es la humedad relativa, la cual es mucho menor en los desiertos.

Por tanto, aquellas regiones con una humedad relativa baja y con una alta temperatura se corresponden con las regiones semiáridas y áridas anteriormente nombradas. Conforme mayor sea la temperatura y menor la humedad relativa, más árida será la región y mayor probabilidad habrá de que existan partículas sueltas susceptibles de ser movidas por el viento y depositadas sobre los módulos (la cantidad y morfología de estas partículas también depende de la región en cuestión). Por otra parte, como ya se ha comentado en el apartado del rocío, la temperatura juega un papel fundamental en la aparición del rocío, en el proceso de condensación del agua sobre la superficie de los módulos.

4.4. Características de la instalación (inclinación, orientación).

Dejando atrás los factores relacionados con la ubicación, en este apartado se va a analizar el efecto que diferentes factores relacionados con la instalación tienen sobre el ensuciamiento de los módulos. A la hora de diseñar e implementar una instalación fotovoltaica es necesario tomar una decisión en cuanto a que inclinación adoptarán los módulos, cuál será su orientación, de qué tipo de seguimiento dispondrán y que tipo de módulos se dispondrán (es decir, que vidrios se utilizarán y cuáles serán sus características, con o sin recubrimientos funcionales).

Las instalaciones pueden clasificarse según las estructuras de soporte que poseen los módulos. Atendiendo a los tipos de estructuras, podemos encontrar diferentes instalaciones de:

- **Estructura fija:** la estructura no posee la capacidad de variar su inclinación ni orientación, por tanto, el módulo no es capaz de realizar un seguimiento al sol. Este tipo de estructuras se orientan al sur, y su orientación óptima depende de la latitud. Posee ventajas como que es un sistema muy económico y requiere un factor de ocupación inferior a 2 (es decir, la superficie de terreno necesaria, teniendo en cuenta la proyección de sombras por parte del módulo, es menor que el doble de la superficie del módulo). Sin embargo, su principal desventaja es que no optimiza la generación eléctrica.
- **Estructura móvil:** la estructura si posee capacidad de variar su posición relativa, por lo que es capaz de llevar a cabo un proceso de orientación al sol (de una u otra forma en función del tipo de seguimiento que sea capaz de realizar). Su principal ventaja sobre las

estructuras fijase es que optimizan más la generación. Sin embargo, son sistemas más caros y poseen un factor de ocupación mayor, por lo que, para una misma superficie de terreno, el número de módulos, que trabajen eficientemente, que se pueden instalar es menor.

- **Seguimiento en dos ejes:** estas estructuras tienen la capacidad de realizar un seguimiento en dos ejes, lo que les permite realizar un seguimiento al Sol de forma constante. Esto implica trabajar a máxima eficiencia en todo momento (supone una ganancia en energía superior al 37%). Sin embargo, es el sistema más caro (encarece el sistema en torno a un 25%), el que mayor mantenimiento requiere, requiere un factor de ocupación mayor a 6, y ante vientos fuertes se sitúa horizontal (lo que no es óptimo en cuanto a generación).
- **Seguimiento en un eje:** estas estructuras tienen la capacidad de realizar un seguimiento en un eje, lo que les permite realizar un seguimiento al Sol, aumentando así la eficiencia de la instalación. Tiene unas propiedades intermedias entre el caso de estructura fija y el de seguimiento a dos ejes, en cuanto a costes, eficiencia y factor de ocupación.
 - **Azimutal:** en estas instalaciones la inclinación óptima es igual a la latitud. Permite una ganancia energética superior al 30%. Sin embargo, requiere mantenimiento, encarece el sistema en torno a un 20% y requiere un factor de ocupación mayor de 5.
 - **Horizontal:** en estas instalaciones, el eje se orienta Norte – Sur, inclinando el módulo en latitudes altas. Es económico y prácticamente no requiere mantenimiento. Además, requiere poco terreno (factor ocupación inferior a 3) y permite una ganancia de energía en torno al 20%. Por estas razones, la mayoría de las estructuras de seguimiento a un eje, poseen seguimiento a un eje horizontal.

Inclinación

La inclinación de los módulos es un parámetro muy importante a la hora de realizar el diseño de una instalación. Bien es cierto que tomar esta decisión cobra mayor relevancia en aquellas instalaciones donde los módulos no poseen ningún tipo de seguimiento al sol, y por lo tanto su posición es fija. En aquellos casos donde si se dispone de seguimiento (depende del tipo de seguimiento), no es tan importante la relación entre la inclinación y el ensuciamiento de los módulos, como en los casos de instalación fija.

En instalaciones sin seguimiento, existe una inclinación del módulo óptima en términos energéticos en función de la ubicación de la instalación (varia con la latitud), para la cual, los módulos generan la máxima cantidad de potencia posible para esa ubicación concreta. Por tanto, la decisión en cuanto a la inclinación se toma atendiendo a criterios energéticos y de

rendimiento. Sin embargo, hay que tener en cuenta que este factor puede tener una repercusión económica a posteriori debida a la necesidad de realizar procesos de limpieza de los módulos.

Cuanto menor sea la inclinación de los módulos (más horizontal se encuentre su superficie) más fácilmente es que se creen capas de sedimento en este, por el depósito de partículas. Y, al contrario, cuanto mayor sea su inclinación, más difícil es esta deposición, por efecto de la gravedad, la cual actúa favoreciendo la no adhesión de las partículas a la superficie.

Orientación

En cuanto a la orientación, esta también juega un papel importante en este aspecto. Al igual que en el caso de la inclinación, en las instalaciones sin seguimiento, existe una orientación del módulo óptima en términos energéticos en función de la ubicación de la instalación (varia con la longitud), para la cual, los módulos generan la máxima cantidad de potencia posible para esa ubicación concreta.

De nuevo, en aquellos casos donde si se dispone de seguimiento (depende del tipo de seguimiento), no es tan importante la relación entre la orientación y el ensuciamiento de los módulos, como en los casos de instalación fija. Para favorecer la limpieza de los módulos, estos podrían orientarse de forma que los limpie el viento, de forma natural.

Como ya se ha comentado anteriormente, la reducción en la transmitancia normal del vidrio depende en gran medida del ángulo de inclinación del módulo, así como de la orientación de la superficie con respecto a la dirección dominante del viento. En el estudio [30], se recoge de forma cuantitativa la influencia de la orientación y el ángulo de los vidrios fotovoltaicos sobre su transmitancia. La Figura 33 muestra la densidad de deposición de suciedad en función del ángulo de inclinación y de la orientación de los vidrios, durante un periodo de un mes [30].

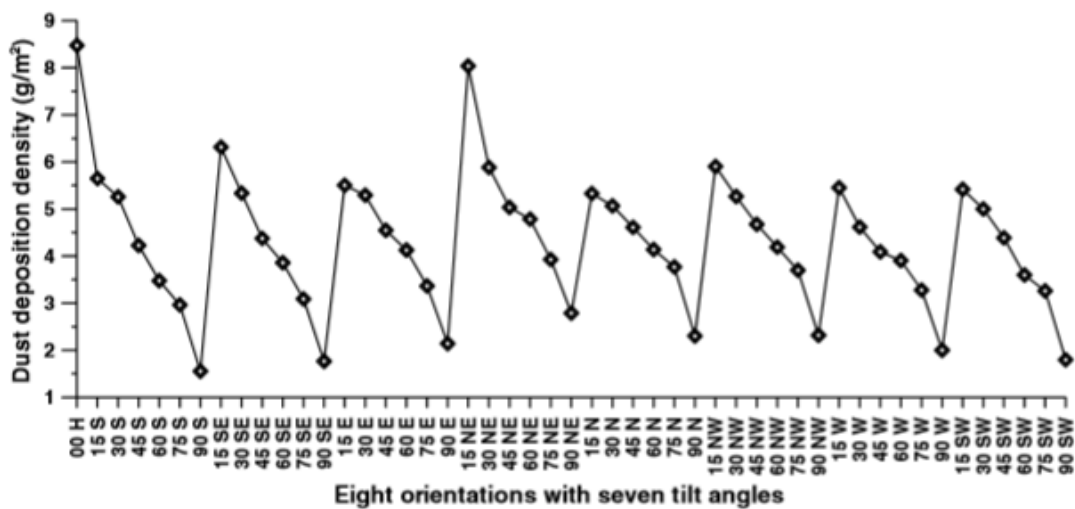


Figura 33. Densidad de deposición en función de la inclinación y orientación del vidrio, durante un mes

La Tabla 3 muestra la reducción de la transmitancia en %, de los vidrios fotovoltaicos en función del ángulo de inclinación y la orientación de estos, tras la acumulación de suciedad durante un periodo de un mes [30]. Los datos han sido recabados en días soleados y con una velocidad de viento de 2m/s.

Reduction in normal transmittance as a function of various directions and tilt angles

Tilt angle	Orientation of the glass samples							
	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW
15°	19.71%	20.89%	20.52%	20.17%	20.28%	20.17%	20.02%	19.69%
30°	18.72%	18.86%	18.50%	19.61%	18.87%	17.66%	17.72%	17.85%
45°	16.34%	18.32%	15.32%	15.82%	15.72%	15.86%	14.27%	16.02%
60°	15.13%	14.71%	13.42%	12.71%	12.81%	13.94%	12.85%	13.41%
75°	9.67%	13.97%	10.24%	9.73%	9.25%	8.82%	12.37%	12.51%
90°	8.07%	6.84%	5.85%	4.94%	6.11%	6.23%	5.81%	6.73%

Average reduction in transmittance for glass sample having a tilt angle of 0° is 27.62%.

Tabla 3. Reducción de la transmitancia del vidrio en función del ángulo y la orientación de los módulos, debido a la acumulación de suciedad durante un mes

Tal y como se puede observar en la Figura 33 y en la Tabla 3, el efecto que provoca la variación del ángulo de inclinación sobre la transmitancia es mucho más notable que el que provoca la variación de la orientación. Se aprecia como conforme disminuye el ángulo de inclinación de los vidrios, aumenta la pérdida de la transmitancia, lo que se debe principalmente a la mayor tendencia a la acumulación suciedad. En la Tabla 3 [30] se puede observar como con una inclinación de 15°, la reducción de la transmitancia, independientemente de la orientación del vidrio, alcanza valores cercanos al 20%, mientras que con una inclinación de 0°, la reducción de transmitancia media es del 27,6%. El efecto que puede provocar la suciedad puede ser también el de crear una capa de sales recristalizadas en la superficie, las cuales sean lo suficientemente gruesas para no ser disueltas por la lluvia, afectando de esta forma de manera significativa a las características ópticas. La Tabla 4 muestra los mismos datos que la Tabla 3, con la diferencia de que la acumulación de suciedad se corresponde con un periodo de 2 meses, ha creado en las muestras esta capa de sales recristalizadas [30].

Reduction in transmittance ($\Delta\tau$ in %) as a function of dust deposition density (ρ_D in g/m^2) for glass samples installed at various directions and tilt angles

Tilt angle	Orientation of the glass samples															
	N		NE		E		SE		S		SW		W		NW	
	$\Delta\tau$	ρ_D	$\Delta\tau$	ρ_D	$\Delta\tau$	ρ_D	$\Delta\tau$	ρ_D	$\Delta\tau$	ρ_D	$\Delta\tau$	ρ_D	$\Delta\tau$	ρ_D	$\Delta\tau$	ρ_D
15°	41	12	46	11	45	12	47	13	46	14	46	14	43	12	44	12
30°	40	11	45	13	46	13	47	11	46	13	44	12	41	11	47	12
45°	40	11	41	12	42	12	44	12	45	13	43	14	42	12	44	10
60°	36	10	38	9	42	11	39	11	41	12	39	12	39	11	38	9
75°	27	7	26	6	29	8	27	8	29	9	41	7	28	7	25	6
90°	15	3	15	3	15	4	12	2.5	13	5	15	3	13	3	17	4

Average reduction in transmittance for glass sample having a tilt of 0° is 52.54% ($\rho_D = 15.84 g/m^2$).

Tabla 4. Reducción de la transmitancia del vidrio en función del ángulo y la orientación de los módulos, debido a la acumulación de suciedad durante dos meses

Los resultados muestran que cuanto menor es la inclinación mayor es la reducción de la transmitancia y mayor es la densidad de deposición, de forma que, para una inclinación de 0°, la reducción de transmitancia media es del 52,54%, correspondiente con una densidad de 15,84g/m².

La Figura 34 [21] muestra las condiciones óptimas de inclinación, orientación y ciclo de limpieza de los módulos fotovoltaicos, para instalaciones en los diferentes tipos de zonas tropicales. En localizaciones húmedas (que se encuentran en latitudes entre 10°S hasta 25°N y precipitaciones anuales superiores 250 cm) se precisa de inclinaciones bajas para buscar optimización energética, sin embargo, existe el problema de que esto favorece la acumulación de suciedad. Así, en estas zonas se precisa de una limpieza semanal en periodos secos.

Por otro lado, en las zonas tropicales húmedas-secas (que se encuentran en latitudes entre 15°N hasta 25°N y 15°S hasta 25°S, con temperaturas promedio entre 20°C y 30°C y precipitaciones anuales superiores 150 cm) abundan vientos en la temporada seca, por lo que se recomienda orientar los módulos de forma que favorezca su limpieza con el viento (tal y como se ha comentado anteriormente). Estas zonas requieren de una limpieza semanal o diaria en casos de suciedad intensa.

En las zonas tropicales secas (que se encuentran en latitudes entre 15°N hasta 25°N y 15°S hasta 25°S, con temperatura promedio de 20°C y 49°C y precipitaciones anuales de 15 cm), correspondientes a zonas desérticas con potencial para sufrir tormentas de arena, con poca humedad y precipitaciones y alta irradiancia, se recomienda una limpieza semana, o inmediata en tras una posible tormenta de arena. Además, es recomendable que los módulos incorporen capas antisoiling.

ZONA CLIMÁTICA Y CARACTERÍSTICAS	CONDICIONES SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DE LOS MÓDULOS Y EL DEPÓSITO DE SUCIEDAD	CICLO DE LIMPIEZA PARA MITIGAR EL IMPACTO DE LA SUCIEDAD
<p>TROPICAL HÚMEDO Latitudes: 10°S a 25°N Temperatura promedio: 20°C - 34 °C Precipitaciones anuales: >250 cm</p>	<p>Módulos colocados en inclinaciones bajas; acumulan mucha suciedad. Recomendación para escoger inclinaciones más altas que la latitud. Las altas precipitaciones pueden tener un efecto restaurativo.</p>	<p>Limpieza semanal en periodos secos.</p>
<p>TROPICAL HÚMEDO-SECO Latitudes: 15° a 25° N y S Temperatura promedio: 20°C - 30°C Precipitaciones anuales: >150 cm</p>	<p>Vientos alisios en la temporada seca; soplan desde el noroeste en el hemisferio norte y viceversa. Recomendación para colocar los módulos a inclinaciones mayores que en el caso anterior. Colocar los módulos orientados de forma que el viento los limpie.</p>	<p>Limpieza semanal para suciedad moderada y diaria para suciedad intensa.</p>
<p>TROPICAL SECO Latitudes: 15° a 25° N y S Temperatura promedio: 20°C - 49 °C Precipitaciones anuales: 15 cm</p>	<p>Regiones cercanas a entornos desérticos y tormentas de arena frecuentes. Poca humedad y precipitaciones; alta irradiación.</p>	<p>Limpieza mínima semanal Limpieza inmediata tras tormenta de arena. Aplicación de recubrimientos auto-limpiadores.</p>

Figura 34. Ejemplos actuaciones de inclinación, orientación y limpieza de los módulos, en zonas tropicales

5. SOLUCIONES AL PROBLEMA DE ENSUCIAMIENTO

Hasta ahora se han analizado los factores que potencialmente tienen la capacidad de influir sobre el ensuciamiento de los módulos, introduciéndolos, y analizando su efecto de forma tanto cualitativa como cuantitativamente. Tras esto se ha observado que la presencia de suciedad en los módulos repercute de forma negativa en cuanto a la generación, y que, a pesar de que factores como la lluvia o el viento puedan contribuir a la limpieza de los módulos, otros factores relacionados con la suciedad, el emplazamiento o la instalación favorece la presencia de dicha suciedad, por lo que es necesario tomar medidas al respecto.

Las soluciones más comunes para disminuir los efectos derivados del *soiling* son el depósito de capas antisuciedad (o más comúnmente denominadas *antisoiling*), las cuales, por sus propiedades, contribuyen a la disminución de la tasa de suciedad en su superficie y en consecuencia a la reducción de la frecuencia de los procesos de limpieza, optimizando a la vez los recursos tanto económicos, como de operación y mantenimiento de una planta fotovoltaica.

En este apartado se va a profundizar en el análisis de dichas soluciones, mostrando el estado del arte en la actualidad en lo que a estas respecta.

5.1. Depósito de recubrimientos antisoiling. Ventajas e inconvenientes que ofrecen.

La suciedad en los módulos fotovoltaicos es la principal fuente de pérdida de energía en la generación solar. A nivel mundial, esto representa unos costes superiores a 40.000 millones de euros y más de 100 millones de toneladas de emisiones de CO₂ anuales [31]. Los procesos de limpieza convencionales son costosos y suelen necesitar gran cantidad de agua. En cuanto a los recubrimientos antisoiling ya existentes, estos poseen una corta vida útil (de entre 2 y 3 años), poca transparencia y un alto coste (más de 260 euros/litro) [31].

Recientemente se han financiado proyectos por parte de la Unión Europea (UE) en colaboración con diferentes corporaciones, cuyos fines son, entre otros, mejorar esta tecnología de las capas antisoiling. Uno de ellos fue el proyecto "SOLARSHARC - A DURABLE SELF-CLEAN COATING FOR SOLAR PANELS TO IMPROVE PV ENERGY GENERATION EFFICIENCY" donde la Unión Europea, financió un proyecto (con un presupuesto de total de 2.767.469,38€), el cual tenía como objetivo llevar al mercado un nuevo producto patentado que por primera vez proporcionara una solución de autolimpieza duradera, rentable y permanente para paneles solares. Esta tecnología se caracterizaba por emplear nanopartículas de sílice multifuncionales que estaban fuertemente unidas a una matriz de polímeros de recubrimiento, proporcionando las cualidades anteriormente descritas [31].

En cuanto a las capas antisoiling, estas pueden ser dispuestas a través de la aplicación por rociado de un recubrimiento líquido en aerosol el cual desempeña una función antisoiling, o mediante un proceso de depósito denominado sol-gel.

Solución antisoiling

Son coberturas nanotecnológicas fotocatalíticas, las cuales confieren diferentes propiedades de la superficie receptora y son depositadas sobre la superficie, en este caso, de los módulos fotovoltaicos mediante un proceso de rociado con aerosol. En primer lugar, se introduce brevemente el concepto de nanotecnología. La nanotecnología hace referencia a la rama de la ciencia que se dedica al diseño y manipulación de la materia a nivel de átomos o moléculas (de un tamaño inferior a 100 nm), con fines industriales o médicos, entre otros. Estos productos ofrecen una serie de características principales, las cuales suelen ser similares, indiferentemente del fabricante que los produzca (con excepciones). Estas son las siguientes:

- **Autolimpieza:** adquieren la capacidad de realizar un proceso de autolimpieza. Esta autolimpieza se deriva de un proceso denominado fotocátalisis, mediante la absorción de luz solar. Existen productos antisoiling a base de dióxido de titanio nanoestructurado (TiO_2), el cual, después de ser aplicado sobre la superficie del vidrio, es capaz de absorber la luz circundante (ultravioleta) y transformarla en energía química, la cual descompone cualquier contaminante que toque la superficie del vidrio. Este proceso se denomina fotocátalisis heterogénea con dióxido de titanio (TiO_2).

Entrando un poco más a fondo en la dinámica del proceso, cuando las nanopartículas de TiO_2 son fotoexcitadas mediante la luz ultravioleta (componente de la luz solar), se da una promoción de electrones de la banda de valencia a la de conducción, lo que a su vez genera un hueco positivo en dicha banda de valencia. Del proceso se crean radicales hidroxilo, que tienen fuertes propiedades de oxidación, y oxígeno activo (procedente del átomo de oxígeno en la molécula de agua, o de la humedad circundante en el aire). Los hidroxilos radicales tienen la capacidad de matar microorganismos, virus y otros contaminantes orgánicos. Los superóxidos pueden descomponer materiales orgánicos [32]. La Figura 35 [33] muestra el mecanismo del proceso de fotocátalisis en las nanopartículas de TiO_2 , de forma simplificada.

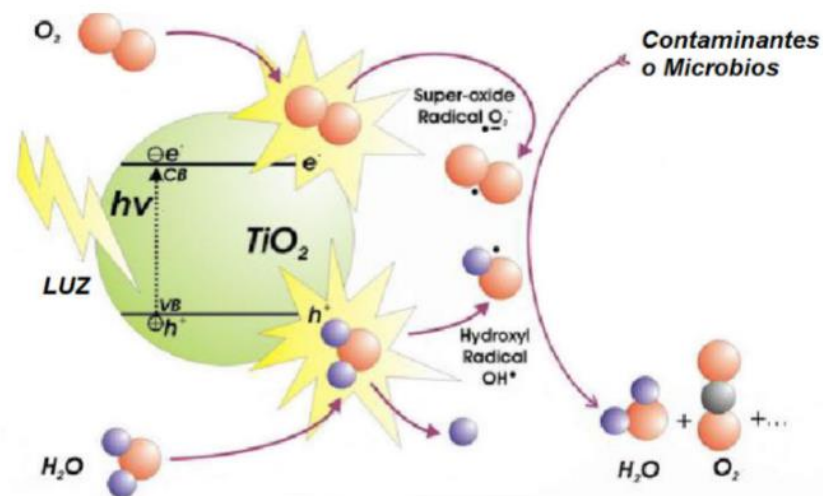


Figura 35. Mecanismo simplificado del proceso de fotocátalisis en las nanopartículas de TiO_2

Por lo tanto, las superficies de vidrio se limpian automáticamente sin afectar negativamente la transparencia del sustrato.

- **Antiestático:** consiste en la reducción parcial o total de las cargas acumuladas en la superficie las cuales poseen el potencial de atraer partículas y polvo. Los agentes antiestáticos son compuestos químicos que pueden ser añadidos a un objeto para frenar o reducir la cantidad de electricidad estática. Los recubrimientos antiestáticos en aerosol consisten típicamente en un polímero conductor (plástico) y un solvente compuesto por agua desionizada y alcohol. Cuando el disolvente se evapora, deja una capa conductora delgada en la superficie donde se ha rociado, la cual que evita la acumulación de electricidad estática. Este efecto previene la acumulación de polvo [34].
- **Antiempañamiento:** esta característica se deriva de las características super hidrófob de la cobertura rociada. La hidrofobia es una propiedad fundamentalmente fisicoquímica basada en el efecto loto, mediante el cual se consigue un ángulo de contacto entre la gota de agua y la superficie, el cual oscila entre 90 y 150 grados. Cuanto mayor apertura angular tenga menos contacto habrá entre ambos, obteniendo unas propiedades ultra hidrofóbicas mayores. Esto ocurre porque el recubrimiento aplicado hace que la superficie del módulo se vuelva no polar, rechazando así la interacción con la molécula de agua, la cual es polar. A escala nanométrica, el ángulo de contacto generado por la estructura mantiene una película microscópica de aire, produciendo un cambio en la interfaz básica sólido-agua que evita que el líquido interactúe con la superficie [35].

Esta propiedad hidrofóbica permite que, en ambientes con una humedad alta propensos a favorecer el empañamiento de los módulos, el agua tiende a condensar, y esta, forma gotas que, al no adherirse a la superficie (por haber reducido su ángulo de contacto), deslizan evitando el empañamiento. Por otra parte, estas gotas pueden arrastrar suciedad, limpiando (en la medida de lo posible) el módulo.

Este efecto de limpieza por arrastre toma mayor relevancia en presencia de lluvia. En estos casos, no haría falta la misma intensidad de precipitaciones que en casos donde no tengamos esta cobertura.

La Figura 36 muestra diferentes casos de superficies hidrofóbicas, y como el ángulo de contacto entre el agua y dicha superficie es mayor de 90°, evitando así el empapamiento de la superficie.

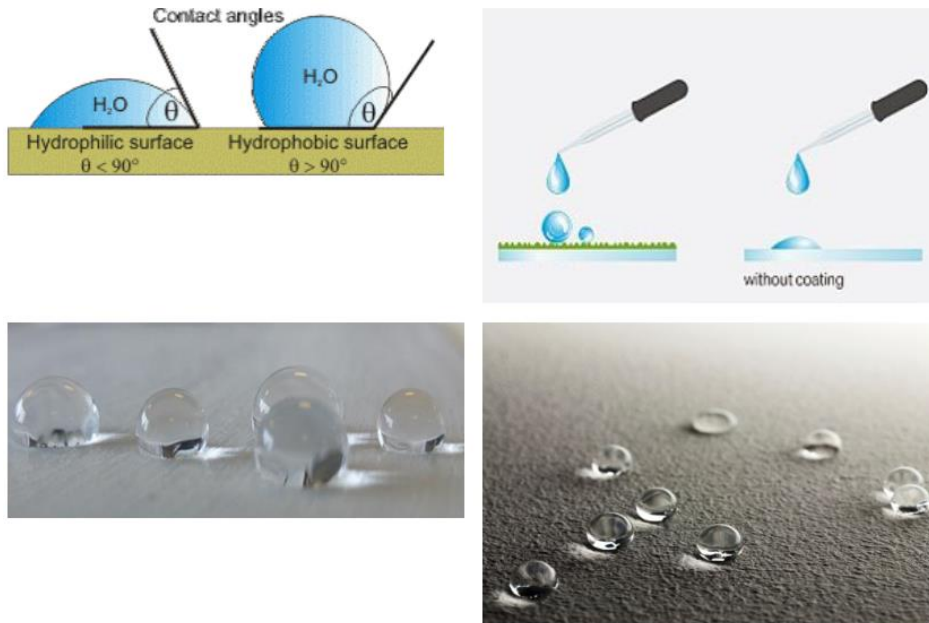


Figura 36. Efecto hidrófobo

- **Se mantiene la transparencia del vidrio:** siguiendo con lo descrito en la característica de autolimpieza, dado que, las superficies de vidrio se limpian automáticamente, esta no afecta negativamente a la transparencia del sustrato. La Figura 37 muestra una comparación del efecto de la reflexión entre dos muestra de vidrio (con y sin capa antirreflectante).

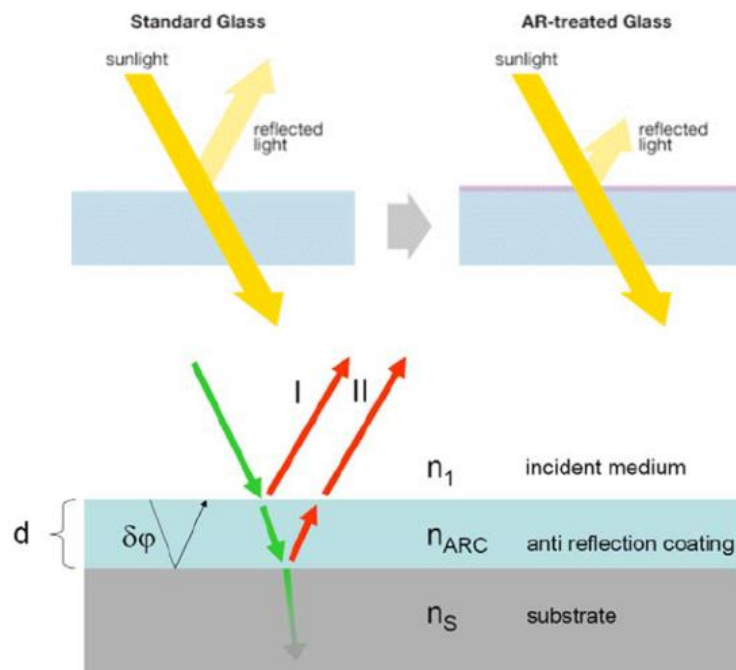


Figura 37. Efecto reflectante con y sin recubrimiento

- **Previene el problema del punto caliente derivado de la suciedad:** el problema del punto caliente se da en presencia de sombreados parciales en los módulos. Este problema ocurre cuando se tienen varias células conectadas en serie, y existen sombreados parciales de forma que una/ alguna de estas células esta sombreada, y en consecuencia recibe menos irradiancia que el resto. Mientras que la curva I-V de las células fotovoltaicas que reciben igual irradiancia, es similar, la curva I-V de las que reciben diferente irradiancia, se reduce proporcionalmente en el eje de corriente.

Cuando se tiene una conexión serie de células, la curva I-V del conjunto es la suma de todos los valores de corriente para cada valor de tensión. En el momento en que se tienen células cuya curva I-V es diferente, si el conjunto se encuentra trabajando en uno de estos puntos donde difieren, la célula sombreada cambia de polaridad, pasando de absorber energía a generarla. De esta forma, se produce un aumento de la temperatura por la disipación de energía la cual puede dañar la célula. Además, la potencia generada por el conjunto se reduce, no solo porque una célula deja de generar potencia sino porque encima comienza a disiparla.

En la Figura 38 [36], se puede observar el problema del punto caliente originado por las deposiciones de un ave sobre un módulo fotovoltaico.

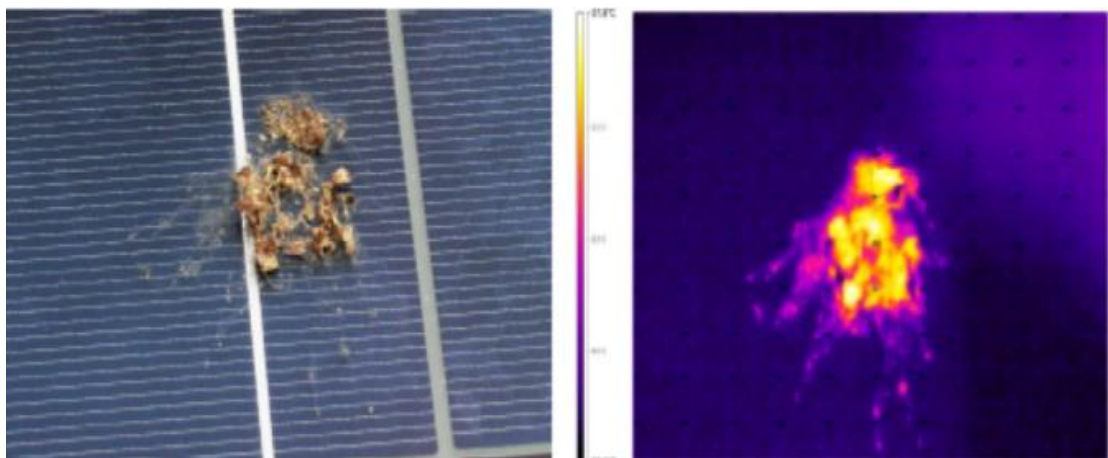


Figura 38. Problema del punto caliente originado por suciedad depositada en la superficie de un módulo

Gracias a las características anteriormente nombradas (capacidad de autolimpieza, antiestática y de antiempañamiento), el problema de punto caliente derivado de la presencia de suciedad puede, al menos, reducirse en aquellos módulos que no dispongan de soluciones contra este problema del punto caliente, como pueden ser los diodos de bypass.

Estas propiedades contribuyen con los siguientes aspectos:

- **Mejora de la eficiencia de la energía fotovoltaica (PV):** como consecuencia de que evitan fenómenos que la reducen.
- **Reduce la frecuencia de limpieza y mantenimiento:** al poseer esta capacidad autolimpiante, el efecto de deposición de la suciedad se reduce considerablemente y por tanto no son necesarios los procesos de limpieza y mantenimiento con tanta asiduidad que como cuando no disponen de dicha cobertura.
- **Ahorro en recursos:** tanto económicos como técnicos, ya que, a menos ciclos de limpieza necesarios, menores son los costos de operación y mantenimiento, y el uso de consumibles (agua, jabón...)

Existen multitud de fabricantes los cuales comercializan este tipo de líquidos antisoiling orientados a la aplicación en el campo de la fotovoltaica, como pueden ser Nanoavant o NanoPhos. A continuación, se muestra el ejemplo de un producto comercial real. SurfaShield G es un producto actualmente disponible en el mercado, el cual es comercializado por la compañía Nanophos. Este producto aumenta la eficiencia fotovoltaica en aproximadamente un 2% justo después de su aplicación. Esto se debe al aumento de la transparencia del vidrio protector del panel fotovoltaico: el recubrimiento reduce la rugosidad de la superficie permitiendo que llegue más energía a la célula solar. Además, se logra un aumento del 3-7% a medida que la superficie del vidrio se limpia, sin partículas, polvo o manchas que afecten negativamente a la eficiencia PV. La Figura 39 muestra una comparación entre la transmitancia del vidrio con y sin la aplicación de SurfaShield G [37].

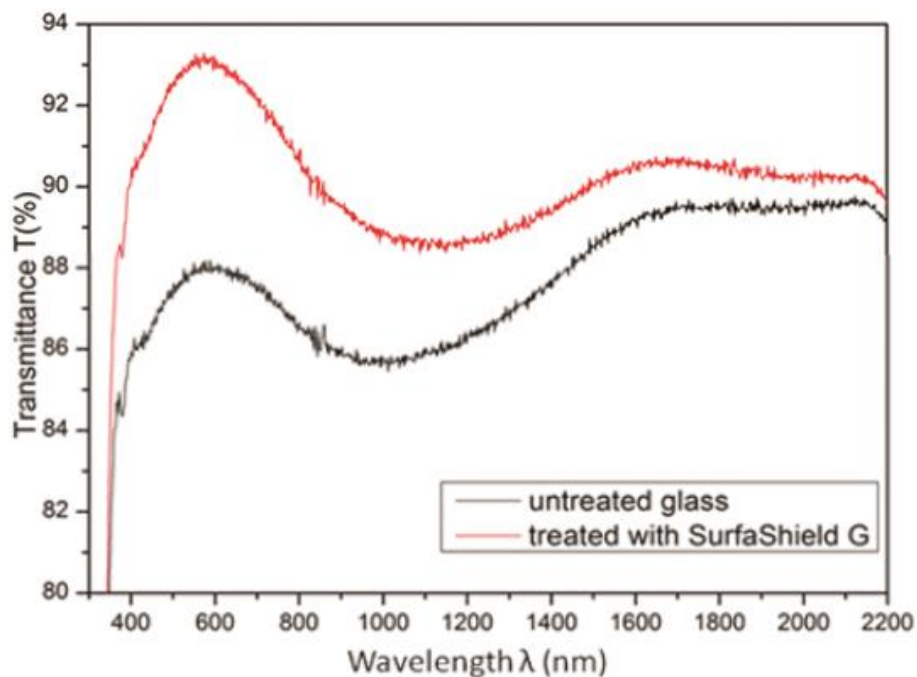


Figura 39. Transmitancia espectral de vidrio antes (negro) y después (rojo) de la aplicación SurfaShield G

El estudio del efecto del revestimiento SurfaShield G fue realizado por la Universidad Técnica Nacional de Atenas (NTUA) en el Parque Tecnológico de Lavrio con 24 horas de registro de los parámetros PV y las condiciones ambientales. Se demostró que, durante el período de junio a octubre de 2012, la energía total producida mejoró en un 7% en comparación con un sistema fotovoltaico sin recubrimiento SurfaShield G. Estos datos se pueden observar en Figura 40 [37].

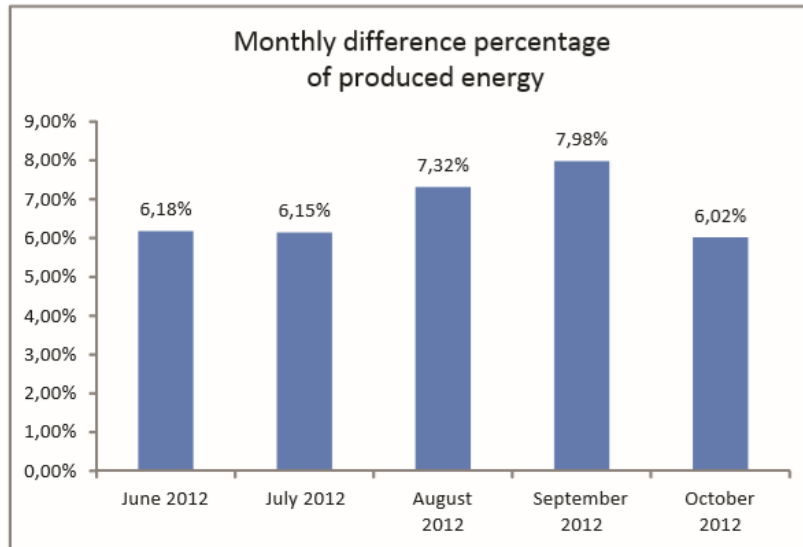


Figura 40. Diferencia de producción de energía (en porcentaje) entre un módulo con recubrimiento de SurfaShield G y otro sin recubrimiento

La Figura 41 muestra cómo se aplica la imprimación mediante rociado de este producto [37].



Figura 41. Aplicación del producto SurfaShield G mediante aerosol en módulos ya instalados

Depósito por proceso sol-gel

Recubrimiento superficial obtenido por inmersión mediante un proceso denominado sol-gel, el cual se caracteriza por la obtención de vidrios a partir de suspensiones coloidales de sílice, o bien mediante hidrólisis y polimerización de compuestos metalorgánicos.

El proceso sol gel es una ruta química que permite fabricar materiales amorfos y policristalinos. Puede llevarse a cabo por dos vías diferentes (Figura 42 [38]). La primera, partiendo de sílice coloidal, sola o mezclada con iones Al^{3+} , alcalinos y/o alcalinotérreos, forma un sol (coloide de partículas sólidas suspendidas en un líquido). Seguidamente éste se desestabiliza por adición de un electrolito y forma un gel que se deseca lentamente, calentándose después a temperaturas próximas a $1.000^{\circ}C$ hasta la formación de vidrio.

El segundo método es el más generalmente utilizado. Se parte de derivados metalorgánicos en solución alcohólica que después de mezclados se someten a una hidrólisis seguida de una polimerización por condensación que conduce a la formación de un gel.

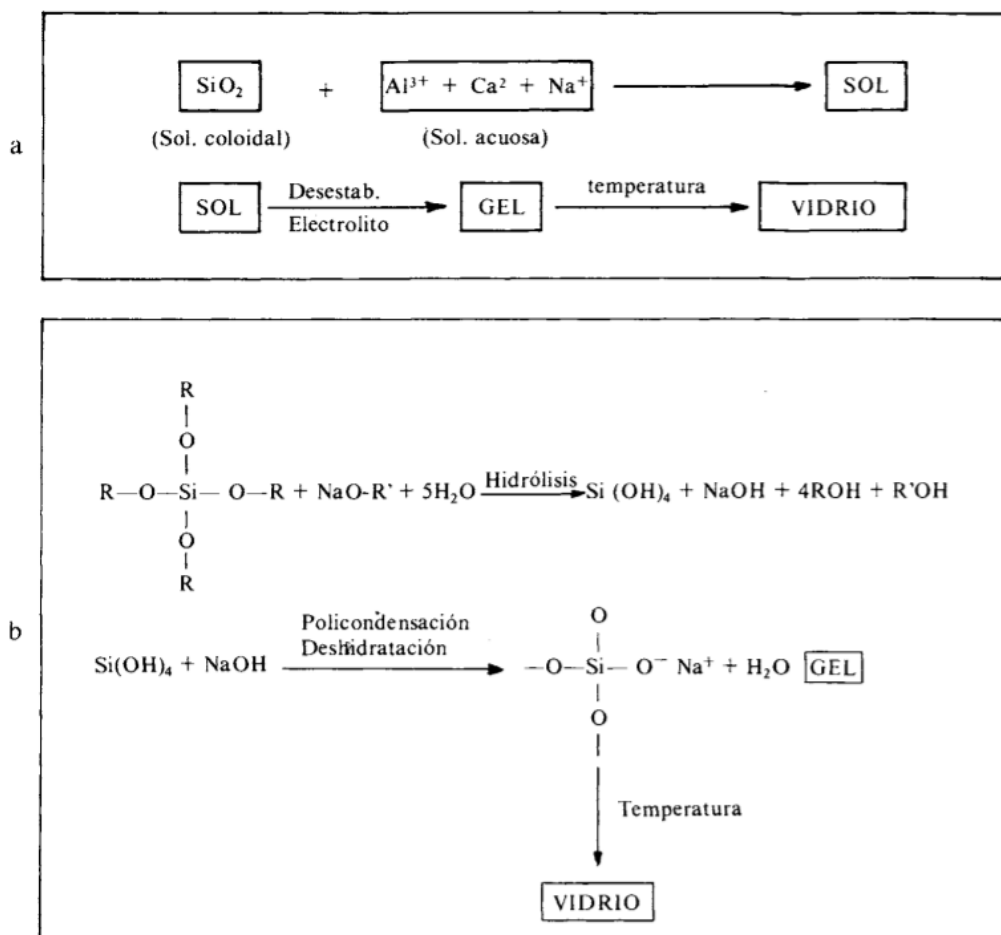


Figura 42. Proceso sol-gel

La aplicación de películas delgadas por procesos sol-gel se realiza principalmente por inmersión, aunque también existen procesos de centrifugado y pulverización. En la técnica de inmersión, el vidrio a recubrir se extrae de la solución en condiciones estacionarias de modo que se forme

sobre el sustrato una capa de espesor uniforme; esta película se solidifica posteriormente sobre el vidrio por reacción en una atmósfera apropiada entre 400°C y 500°C. El espesor de la capa puede ajustarse con precisión, dentro de límites amplios, controlando la concentración de la solución, su viscosidad y la velocidad de extracción. En una sola aplicación se pueden obtener espesores entre 50nm y 1µm, dependiendo del producto depositado. Un espesor pequeño es normalmente ventajoso para películas de actividad electrónica mientras que es una desventaja para recubrimientos protectores. Se pueden obtener películas más gruesas aumentando el número de aplicaciones del proceso.

Las características principales que aportan este tipo de recubrimientos son prácticamente las mismas que las aportadas por el recubrimiento mediante aerosol:

- **Autolimpieza**
- **Antiempañamiento**
- **Antirreflectantes**
- **Aumenta la transparencia del vidrio**

Estas propiedades contribuyen, de nuevo, con los mismos aspectos que en el caso de la aplicación del recubrimiento mediante aerosol:

- **Mejora de la eficiencia de la energía fotovoltaica (PV)**
- **Reduce la frecuencia de limpieza y mantenimiento**
- **Ahorro en recursos**

Uno de los fabricantes los cuales comercializan este tipo de recubrimientos antisoiling, orientados a la aplicación en el campo de la fotovoltaica, es DSM.

La Figura 43 [39] muestra el efecto de la suciedad en tres módulos, donde uno de ellos no posee ningún tipo de recubrimiento, otro posee un recubrimiento anti-reflective (AR) del fabricante DSM y el otro posee un recubrimiento antisoiling (AS), del mismo fabricante.



Example of soil-Performance difference between AR, AS and uncoated glass.

Figura 43. Comparativa entre módulos (con capa antisoiling DSM, anti-reflective DSM y sin capa) en cuanto a adhesión de suciedad se refiere.

Se puede observar como aquel módulo que posee un recubrimiento antisoiling responde notablemente mejor ante el efecto de la suciedad que los otros dos módulos. También se puede observar que el que posee el recubrimiento anti-reflective, también se comporta mejor ante la suciedad que el que no posee ningún recubrimiento.

Por otro lado, la Figura 44 [39] muestra la diferencia de energía acumulada entre paneles con recubrimiento antisoiling y anti-reflective en una planta fotovoltaica situada en Dunhuang (Desierto del Gobi, China), y la ganancia mensual. Los resultados muestran que los paneles que poseen recubrimiento antisoiling proporcionaron un 1,1% más de potencia en promedio en comparación con los paneles que integraron el recubrimiento antirreflectante de DSM, lo que anualmente se traduce en más de 17 kWh / kWp de energía ganada.

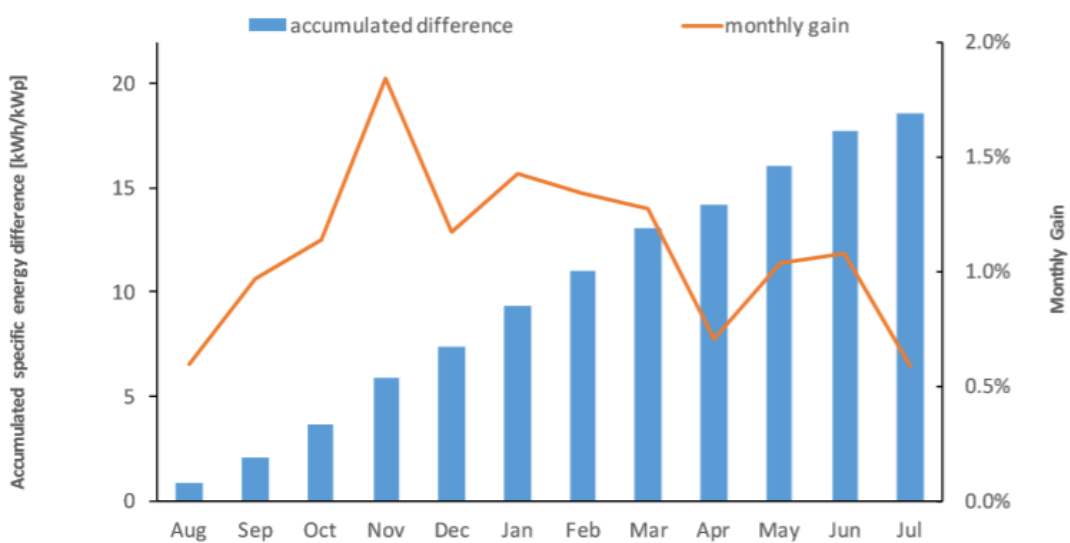


Figura 44. Rendimiento en campo de pruebas de Dunhuang (Desierto del Gobi, China)

A continuación, en la Figura 45 [39] aparece representada la influencia económica que suponen la presencia de capas antisoiling, en función de los procesos de limpieza de los módulos, en una planta fotovoltaica china.

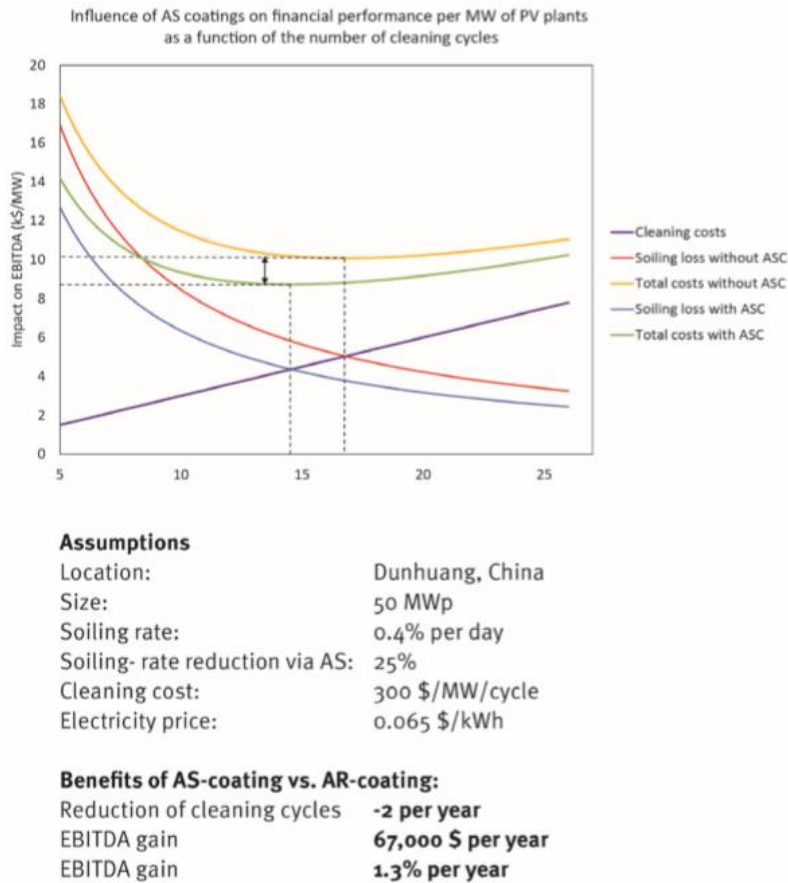


Figura 45. Influencia de los revestimientos AS en el rendimiento financiero por MW de plantas fotovoltaicas en función del número de ciclos de limpieza

En cuanto a la solución del recubrimiento antisoiling, esta presenta una serie de pros y contras, los cuales se presentan a continuación:

- **Pros:**
 - Aplicación sencilla y barata (especialmente en el caso de rociado)
 - Funcionan de forma efectiva, especialmente en ambientes húmedos
 - Su uso supone un ahorro económico para la planta
- **Contras:**
 - Vida útil corta.
 - Las gotas de agua que pueden quedar en la superficie tardan bastante tiempo en secarse.

5.2. Sistemas de limpieza utilizados en la actualidad

En este apartado se van a presentar diferentes técnicas/ tecnologías de limpieza utilizados en la actualidad sobre los módulos fotovoltaicos, analizando sus características principales, sus pros y sus contras. Se puede realizar una clasificación donde se diferencian tres grandes grupos, como son la limpieza manual, la limpieza mediante robots o mediante tractores.

- i. **Manual:** el concepto de limpieza manual comprende todas aquellas variantes de proceso de limpieza llevadas a cabo por parte del ser humano. Dentro de esta categoría podría diferenciarse entre procesos de limpieza manual con o sin aplicación de agua. Por otra parte, como es de esperar, hay tantas variantes como fabricantes de dispositivos manuales, agarres...
- **Limpieza manual con mopa y agua:** este proceso de limpieza es llevado a cabo por operarios donde mediante la ayuda de mopas y agua eliminan la suciedad. La Figura 46 [40] muestra como un operario realiza dicho proceso de limpieza manual con la ayuda de una mopa y aporte de agua.



Figura 46. Proceso de limpieza manual con mopa y agua

A continuación, se presentan los pros y contras de esta técnica:

- **Pros:**
 - Posee una eficiencia de limpieza entre un 80% y 90%
 - Sencillez
- **Contras:**
 - Posee un coste por kWh alto
 - Posee un consumo de agua muy alto (comprendido entre $6,5l/m^2$ y $12l/m^2$)

- Requiere unos recursos de mano de obra altos (en el caso del estudio [40] fueron necesarios 4 hombres donde cada uno de ellos limpió a un ritmo de entre $4.1m^2/min$ y $5 m^2/min$).
- Alta probabilidad de dañar los módulos
- Trabajo a la intemperie

Este es un proceso de limpieza tradicional, ya que, en un primer momento, al surgir la necesidad de realizar procesos de limpieza, aún no se había profundizado en el desarrollo de tecnología con este fin. Esta técnica es típicamente realizada en instalaciones de autoconsumo o pequeñas plantas ubicadas en zonas donde hay abundancia de agua, pero, sin embargo, no se posee el capital necesario para realizar el desembolso inicial requerido por la limpieza con robots, por ejemplo. Puede encontrarse en zonas como el sudeste asiático. No es habitual encontrar la realización de este tipo de técnicas en zonas con baja disponibilidad de agua como, por ejemplo, la zona de Medio Oriente, donde al coste de la mano de obra habría que añadirle el del transporte de agua.

Se clasifica esta técnica como cara debido a que se necesita pagar la mano de obra para llevarse a cabo. Sin embargo, esto tiene gran repercusión en medianas y grandes plantas y en países desarrollados, ya que, en zonas subdesarrolladas con mano de obra barata y abundancia de agua, esta técnica es probablemente la más económica.

En una presentación realizada por el instituto PI. Berlín [41] se presentan 5 ensayos de limpieza (cada uno en un módulo de diferente fabricante) mediante este método llevado a cabo de forma manual con aporte de agua, simulando la limpieza de módulos de una planta fotovoltaica donde dicho proceso se realizaba 4 veces al mes, durante 10 meses al año, durante un periodo de 20 años. Se considera que el ensayo es superado si la variación de la reflectancia del módulo no supera el 30%. Tras esto, los resultado en cuanto a variación de la reflectancia fueron los siguientes (Tabla 5 [41]):

Módulo del fabricante	Tiempo de simulación	Δ Ref. (%)	Resultado
A	20 años	25	Pasa
B	20 años	18,1	Pasa
C	20 años	1,1	Pasa
D	20 años	62,8	No pasa
E	20 años	1,4	Pasa
Con cepillo más suave para el módulo D			
D	20 años	6,5	Pasa

Tabla 5. Ensayo limpieza manual con agua

Como se puede observar, todos los módulos pierden cierto grado de reflectancia tras los procesos de limpieza, ya que poco a poco desgastan la capa antirreflectante de los módulos.

- **Con agua a presión:** otro método encuadrado dentro de la categoría de limpieza manual es el de limpieza mediante chorro a presión. Este método consiste en la limpieza de la superficie de los módulos mediante un sistema de agua a presión. La Figura 47 [40] muestra como un operario realiza dicho proceso de limpieza manual, desde una plataforma elevadora.



Figura 47. Proceso de limpieza manual mediante agua a presión

A continuación, se presentan los pros y contras de esta técnica:

- **Pros:**
 - Sencillez
- **Contras:**
 - Posee una eficiencia de limpieza del 70%
 - Posee un coste por kWh medio-alto
 - Posee un consumo de agua alto (comprendido entre $2,4l/m^2$ y $2,9l/m^2$)
 - Requiere unos recursos de mano de obra medios (en el caso del estudio [40] fueron necesarios 3 hombres donde cada uno de ellos limpió a un ritmo de entre $18m^2/min$ y $20 m^2/min$)
 - Trabajo a la intemperie

Al igual que en el caso anterior, este tipo de proceso es viable en aquellos emplazamiento donde se pueda disponer de agua con relativa facilidad. Este método puede ser considerado como tradicional.

- **Con aire comprimido:** junto con los anteriores métodos manuales podemos encontrar el de limpieza mediante aire comprimido. Este método consiste en la limpieza de la superficie de los módulos mediante un sistema de aire a presión.

La Figura 48 [40] muestra como dos operarios se encuentran realizando dicho proceso de limpieza manual mediante aire comprimido, desde una plataforma elevadora.



Figura 48. Proceso de limpieza manual mediante aire comprimido

A continuación, se presentan los pros y contras de esta técnica:

- **Pros:**
 - No requiere consumo de agua
 - Posee un coste por KWh medio
 - Sencillez

- **Contras:**
 - Posee una eficiencia de limpieza del 70% aproximadamente
 - Requiere unos recursos de mano de obra medios (en el caso del estudio [40] fueron necesarios 3 hombres donde cada uno de ellos limpió a un ritmo de entre $15m^2/min$ y $20 m^2/min$)
 - Trabajo a la intemperie

Dado que, a diferencia de las dos técnicas anteriores, esta no necesita agua para llevarse a cabo, la presencia de agua en la ubicación en cuestión no es una limitación para su desarrollo, lo único necesario es el equipo de presión. Este método puede ser considerado como tradicional.

- ii. **Robots:** el concepto de limpieza mediante robots comprende todas aquellas variantes de proceso de limpieza llevadas a cabo por parte de automatismos, sistemas de carril o robots controlados o no por el ser humano. Esta categoría puede considerarse dentro de las nuevas técnicas de limpieza.

- **Cepillos automáticos o guiados:** este proceso de limpieza automático se realiza mediante un cepillo deslizante el cual, con la ayuda de unas guías horizontales superior e inferior, se desplaza horizontalmente a lo largo de la hilera de módulos barriendo su superficie (Figura 49 [40], [42]). Podemos encontrar tanto la variante descrita, como la variante que barre la superficie en dirección vertical, la cual necesita de 4 guías, dos que guíen dicho movimiento vertical y otras que guíen al cepillo y las guías verticales a lo largo de la hilera de módulos (Figura 500 [43], [44]). El cabezal de limpieza puede constar de cepillos estáticos o de cepillos cilíndricos giratorios para limpiar los paneles fotovoltaicos.



Figura 49. Proceso de limpieza mediante cepillos automáticos o guiados horizontalmente (izquierda [40] y derecha [42])

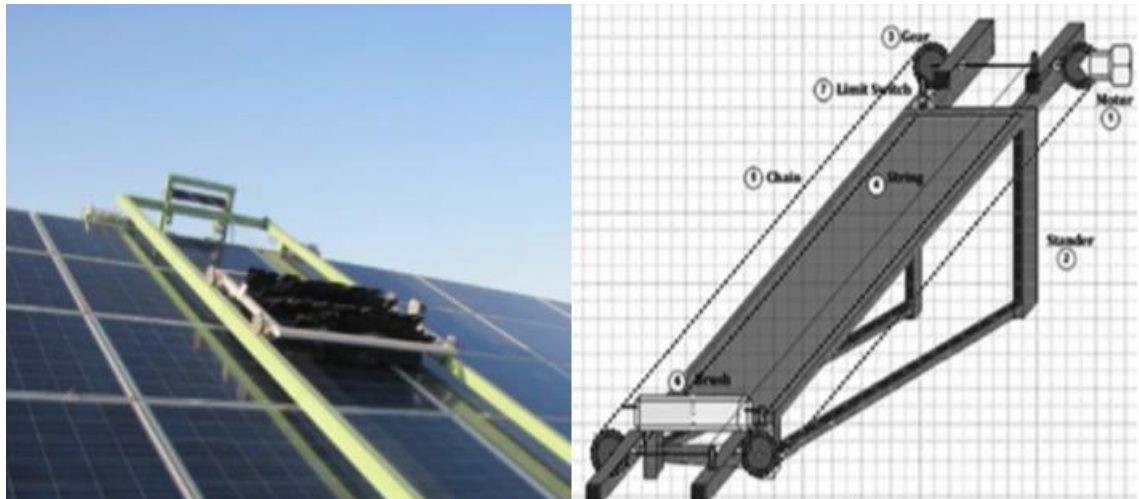


Figura 50. Proceso de limpieza mediante cepillos automáticos o guiados horizontal y verticalmente (izquierda [43] y derecha [44])

A continuación, se presentan los pros y contras de esta técnica:

- **Pros:**
 - No requieren un consumo de agua

- No requieren mano de obra
 - No afecta el ángulo de inclinación de los módulos
 - Compatible con sistemas de seguimiento
- **Contras:**
 - Eficiencia de limpieza media
 - Requieren un desembolso inicial alto y poseen un elevado coste de mantenimiento (mantenimiento, recambios...).
 - Ofrecen dificultades a la hora de su implementación.
- **Robots automáticos:** este proceso de limpieza automático se realiza mediante un robot el cual, mediante una serie de cepillos barre la superficie de los módulos limpiándolos. Estos no tienen guías, sino que poseen libertad de movimiento por los módulos. Su movilidad es compleja (estos pueden ser radiocontrolados con un joystick) y es una tecnología solo aplicable a plantas de tamaño mediano. Dentro de esta subcategoría podemos encontrar robots que requieren de agua para llevar a cabo el proceso de limpieza, y otro modelos que no la requieren [44].
- **Con consumo de agua:** limpieza mediante robots equipados con cepillos los cuales requieren de un aporte de agua para llevar a cabo dicho proceso de limpieza. La Figura 51 ([40] y [44]) muestra dos robots de la compañía Gekko, los cuales utilizan agua, realizando un proceso de limpieza.

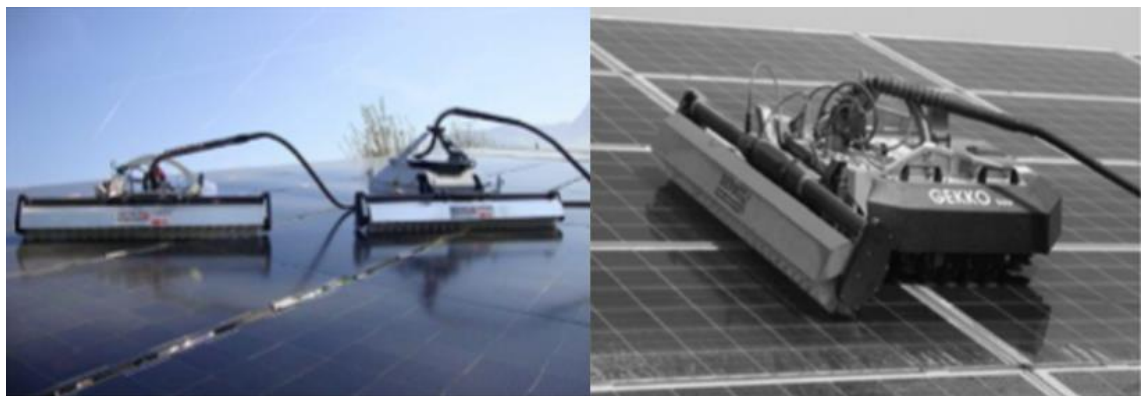


Figura 51. Limpieza mediante robot automático modelo Gekko Junior Robot (izquierda [40]) y Gekko Solar (derecha [44])

A continuación, se presentan los pros y contras de esta técnica:

- **Pros:**
 - Poseen una eficiencia de limpieza alta (88% - 90% aproximadamente)
 - Poseen un muy bajo consumo de agua
 - Requieren unos recursos de mano de obra bajos (todavía requieren de mano de obra)

- Condiciones de operación flexibles y autorregulables (puede adecuar velocidad de avance, dirección, cantidad de agua, presión del cepillo...).
 - **Contras:**
 - Requieren un desembolso inicial alto y poseen un elevado coste de mantenimiento y operación.
 - Poseen limitaciones de inclinación. En el caso de los dos ejemplos de modelos presentados, estos están limitados a unas inclinaciones de los módulos de entre 30° y 45°.
- **Sin consumo de agua:** limpieza mediante robots equipados con cepillos los cuales no requieren de un aporte de agua para llevar a cabo dicho proceso de limpieza. La Figura 52 [40] muestra un robot de la marca Miraikikai (el cual no utiliza agua) realizando un proceso de limpieza de módulos.



Figura 52. Limpieza mediante robot automático sin uso de agua de la marca Miraikikai

A continuación, se presentan los pros y contras de esta técnica:

- **Pros:**
 - No requieren un consumo de agua
 - Requieren unos recursos de mano de obra bajos (todavía requieren de mano de obra)
 - Condiciones de operación flexibles y autorregulables (puede adecuar velocidad de avance, dirección, presión del cepillo...).
- **Contras:**
 - Poseen una eficiencia de limpieza baja
 - Requieren un desembolso inicial alto y poseen un elevado coste de mantenimiento y operación.
 - Poseen limitaciones de inclinación

- **Sistemas por aspersión:** este proceso de limpieza automático se realiza mediante la activación de automatismos de aspersión. La limpieza depende de la combinación de la acción del agua y la gravedad. La Figura 53 ([44], [40]) muestra el "Sistema automático de limpieza de paneles solares" de Heliotex. Este sistema lava y enjuaga automáticamente los paneles solares. Incluye boquillas fijadas los módulos y contiene un depósito de jabón.

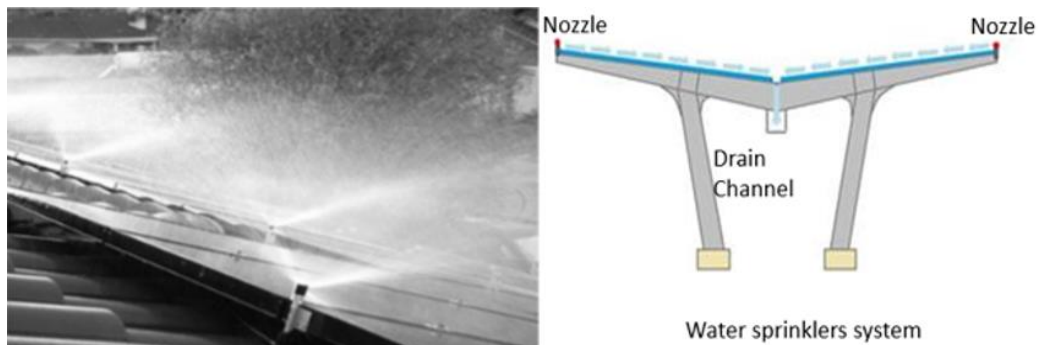


Figura 53. Limpieza mediante sistema de riego por aspersión (izquierda [44] y derecha [40])

A continuación, se presentan los pros y contras de esta técnica:

- **Pros:**
 - Eficiencia de limpieza media-alta
 - Requieren unos recursos de mano de obra nulos
 - No poseen partes mecánicas que puedan dañar la superficie de los módulos durante la limpieza
- **Contras:**
 - Requieren un desembolso inicial alto y poseen un elevado coste de mantenimiento y operación.
 - Poseen un consumo de agua alto
 - Se debe prestar mayor atención en cuanto a la seguridad eléctrica por la dispersión de agua de forma menos controlada
 - Ofrecen dificultades a la hora de su implementación

Hay que tener en cuenta de nuevo que este tipo de sistemas requieren de una alta cantidad de agua por lo que serán más frecuentes en zona con disponibilidad de agua y poco comunes en zonas que no dispongan de esta.

- **Limpieza por electricidad estática:** los sistemas de limpieza descritos hasta el momento se basan en la limpieza de la superficie mediante la aplicación de agua, aire, limpieza con cepillos o una combinación de estos. Sin embargo, la limpieza por electricidad estática no incluye ninguno de estos factores.

Esta técnica de limpieza consiste en crear un campo eléctrico que sea capaz de levantar y transportar las partículas cargadas de materiales aislantes, mediante la aplicación de una diferencia de potencial entre dos electrodos donde uno de ellos es conectado a tierra mientras al otro se le aplica dicha tensión en alterna (Figura 54 [44]).

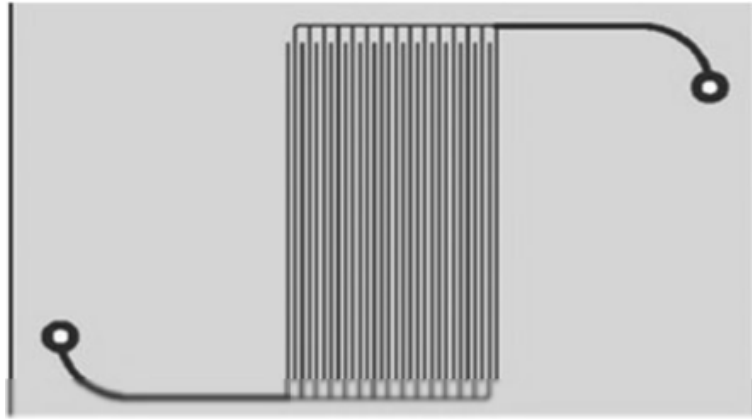


Figura 54. Electrodos en el reverso del módulo, técnica de limpieza por electricidad estática

En este caso, tenemos en cualquier punto de la superficie un campo eléctrico con una dirección definida y una amplitud que oscila a la frecuencia impuesta, de forma que una partícula cargada oscilaría a lo largo de la línea de campo. Si dichos electrodos se sitúan en el reverso del módulo y este se posiciona horizontalmente respecto del suelo, se experimentaría una fuerza vertical ascendente que puede levantar las partículas y desplazarlas hacia las zonas donde el campo es menos intenso. La principal limitación de esta técnica es que requiere un estado seco de la superficie. La Figura 55 [44] muestra la sección transversal de un módulo con sus electrodos, y la dirección de migración de las partículas de suciedad.

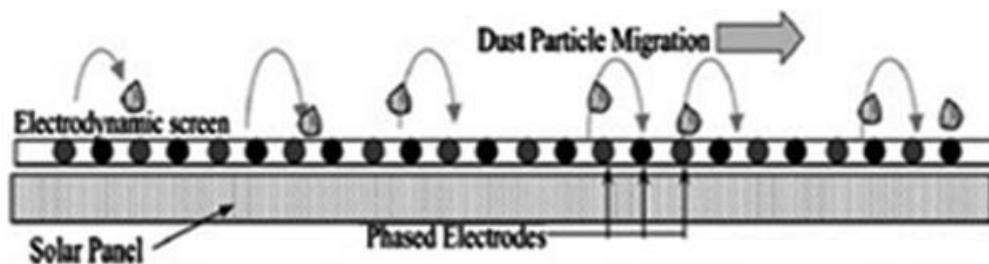


Figura 55. Migración de las partículas de suciedad por electricidad estática

A continuación, se presentan los pros y contras de esta técnica:

- **Pros:**
 - Eficiencia de limpieza alta (del 90%)
 - Requieren unos recursos de mano de obra bajos o nulos
 - Poseen un bajo consumo de agua

- No poseen partes mecánicas que puedan dañar la superficie de los módulos durante la limpieza
 - **Contras:**
 - Requieren un desembolso inicial muy alto y poseen un elevado coste de mantenimiento y operación.
 - La capacidad de limpieza depende del tamaño de las partículas depositadas
 - Requiere voltajes altos, lo que puede acarrear peligro
- iii. **Tractores:** el concepto de limpieza con tractores comprende todas aquellas variantes de proceso de limpieza las cuales requieran de un vehículo auxiliar, el cual recorra la longitudinalmente las hileras de módulos y, mediante una serie de cepillos o rociadores, limpie la superficie de los módulos.
- **Limpieza por vapor:** esta técnica consiste en la limpieza de los módulos mediante vapor de agua. Esta podría enmarcarse en los procesos de limpieza manual o mediante tractores. La Figura 56 [40] muestra el proceso de limpieza de los módulos mediante vapor de agua, el cual es rociado desde un tractor.



Figura 56. Limpieza de módulos mediante vapor desde tractor

A continuación, se presentan los pros y contras de esta técnica:

- **Pros:**
 - Eficiencia de limpieza muy alta (del 95%)
 - Posee un coste bajo coste de operación y mantenimiento
 - Posee un consumo de agua bajo (comprendido entre $0,5L/m^2$ y $0,63L/m^2$)

- Requiere unos recursos de mano de obra bajos (en el caso del estudio [40] fue necesario 1 hombre el cual limpió a un ritmo de entre $22m^2/min$ y $27m^2/min$)
 - Aceptado por la industria y tecnología probada
 - Facilidad de operación y rápida movilización entre ubicaciones dentro de la planta
 - No se trabaja a la intemperie sino en un vehículo con aire
 - **Contras:**
 - Requiere distancias entre hileras de módulos para que pueda pasar el vehículo (2,5m - 3 m)
- **Limpieza con cepillo acoplado:** esta técnica consiste en la limpieza de los módulos mediante un cepillo guiado por un tractor, al cual esta acoplado. Dicho tractor recorre la hilera de módulos, de forma que el cepillo va barriendo su superficie. Cada máquina posee su propio sistema de control de presión de los cepillos para evitar en la medida de lo posible el dañar el módulo.
- La Figura 57 [45] muestra el proceso de limpieza de los módulos mediante vapor de agua, el cual es rociado desde un tractor.



Figura 57. Limpieza de módulos mediante cepillo acoplado a tractor, fabricante BP Metalmeccanica

A continuación, se presentan los pros y contras de esta técnica:

- **Pros:**
 - Posee un coste bajo coste de operación y mantenimiento
 - No requieren un consumo de agua
 - Requiere unos recursos de mano de obra bajos (similar a la técnica anterior)
 - No afecta el ángulo de inclinación de los módulos

- Facilidad de operación y rápida movilización entre ubicaciones dentro de la planta
- No se trabaja a la intemperie sino en un vehículo con aire
- **Contras:**
 - Eficiencia de limpieza media
 - Requiere distancias entre hileras de módulos para que pueda pasar el vehículo (2,5m - 3 m)
 - Asociados con un mayor riesgo de daño del módulo fotovoltaico porque las condiciones irregulares del suelo pueden hacer que las escobillas ejerzan una mayor presión sobre los módulos fotovoltaicos con la consiguiente rotura de la celda o del módulo fotovoltaico.

A continuación, se presenta la Figura 58 [40] donde se muestra una comparativa en cuanto al coste, eficiencia de limpieza y consumo de agua, de varias de las técnicas/tecnologías nombradas.

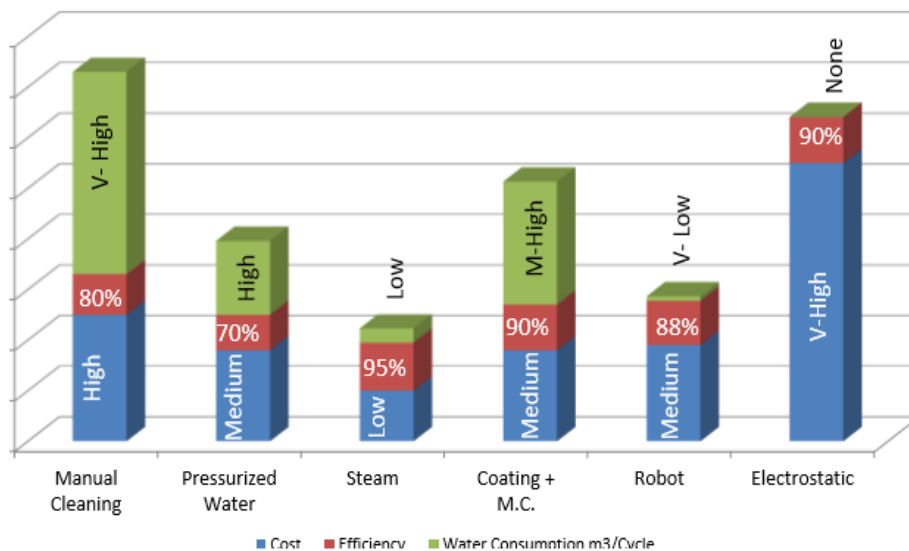


Figura 58. Comparativa entre técnicas/ tecnologías en cuanto a coste, eficiencia y consumo de agua

iv. **Otros sistemas:** dentro de esta categoría extra se pueden incluir aquellas nuevas técnicas de limpieza las cuales actualmente se encuentran en proceso de investigación como podrían ser la limpieza mediante drones.

- **Limpieza con drones:** esta técnica consistiría en la limpieza de los módulos mediante el uso de drones, los cuales, ya sea mediante cepillos, aire a presión o agua, eliminan la suciedad de la superficie.

Actualmente, la compañía por Aerial Power (Alemania / Reino Unido) ha desarrollado el dron "SolarBrush" el cual, equipado con un cepillo, barre el polvo seco y la suciedad de la superficie de los módulos. Es fácil de pilotar y requiere de poca mano de obra (una

sola persona puede encargarse de distribuir hasta ocho drones diferentes). El dron utiliza rutas de vuelo preprogramadas y puede moverse a lo largo de una fila de módulos que posean un ángulo de hasta 35°.

A continuación, en la Tabla 6 [46] se recogen la eficiencia, coste, consumo de agua, mano de obra y compañías comercializadoras para cada tipo de grupo (limpieza manual, limpieza con robots semiautomáticos, robots automáticos y limpieza con tractor)

Método	Limpieza manual			Robots y automatismos				Limpieza con tractor		
	Con mopas y agua	Con agua a presión	Con aire comprimido	Cepillos guiados	Robots automáticos con consumo de agua	Robots automáticos sin consumo de agua	Sistemas por aspersión	Limpieza por electricidad estática	Limpieza por vapor	Con cepillo acoplado
Eficiencia	80-90%	70-80%	>70%	media	88-90%	baja	media - alta	90%	95%	meda
Coste/KWh	alto	medio alto	medio	alto	alto	alto	alto	muy alto	bajo	bajo
Consumo de agua	muy alto (6,5-12L/m ²)	alto (2,4-2,9 L/m ²)	ninguno	ninguno	muy bajo	niguno	alto	bajo	bajo (0,5-0,63 L/m ²)	niguno
Recurso humano	alto (4,1-5m ² /min limpiando con 4 personas)	medio (18-20m ² /min limpiando con 3 personas)	medio (15-20m ² /min limpiando con 3 personas)	ninguno	bajo	bajo	ninguno	ninguno	bajo (22-27m ² /min limpiando 1 persona)	bajo
Compañías	IPC Eagle, Kärcher, Unger, Cleantecs, SuncleX, Reach-iT			Sun Power, Exosun, SCM, Chemik, Serbot, Sol-Bright, Ecoppia, Novado				Mulang, Sunbrush SCM, Merlo, Rolhus, Bitimec, Digcher		

Tabla 6. Eficiencia, coste, consumo de agua, mano de obra y compañías comercializadoras de las diferentes técnicas/ tecnologías

Se puede concluir con una serie de apreciaciones relativas a estas técnicas/ tecnologías:

- No existe un método de limpieza predominante para todas las instalaciones o emplazamientos, sino que es preciso valorar diferentes aspectos para decidir cuál de las opciones de limpieza implementar.
- Los métodos de limpieza manual, robotizados con necesidad de mano de obra y con tractores necesitan un estudio de la frecuencia de limpieza muy exhaustivo, ya que conforme más procesos de limpieza se realicen, aumentará la generación eléctrica de los módulos fotovoltaicos, lo que conllevará unos ingresos, sin embargo, también será mayor el coste de mano de obra, de operación y de mantenimiento. Este aspecto afecta en menor medida a aquellos casos donde el proceso de limpieza no requiere mano de obra o poseen unos costes de mantenimiento y operación bajos, como pueden ser los robots automáticos.

6. ABRASIÓN PRODUCIDA POR LOS PROCESOS DE LIMPIEZA

En este apartado se va a analizar el efecto de abrasión asociada a los procesos de limpieza de los módulos fotovoltaicos. Como ya se ha comentado anteriormente, el depósito de suciedad en la superficie de los módulos es un factor que adquiere gran importancia ya que tiene un impacto directo en la energía generada. Esta suciedad, al depositarse, crea una capa de sedimento en la cara frontal del módulo que, por efecto barrera, provoca la reducción de la cantidad de irradiancia que incide en las células fotovoltaicas reduciendo así su generación eléctrica y eficiencia. Por este motivo surge la necesidad de llevar a cabo un proceso de limpieza.

Este proceso de limpieza puede ser manual (valorable en instalaciones de pequeña potencia) o mecanizada (mediante robots de limpieza, potencialmente interesantes en grandes instalaciones). La problemática reside en que estas partículas abrasivas contribuyen con la degradación de los recubrimientos superficiales de los módulos fotovoltaicos, como las capas anti-reflective o antisoiling, con la consiguiente disminución de la eficiencia energética.

Esta degradación se debe principalmente a dos factores.

- 1- Abrasión causada por fricción en el proceso de limpieza (necesario por la deposición de partículas).
- 2- Abrasión por el constante impacto y arrastre de partículas sólidas por parte del viento, contra la superficie.

En cuanto al primer factor anteriormente nombrado, existen multitud de parámetros o condiciones de trabajo que afectan a esta degradación. Algunos de estos parámetros/condiciones influyentes son:

- Presencia/ ausencia de sustancias abrasivas
- Tipo de material óptico
- Presión de pasada de los cepillos
- Velocidad de pasada de los cepillos
- Tipo de cepillo utilizado en el proceso de limpieza
- Número de ciclos realizados por el cepillo

La mayoría de estos factores vienen indicados en los estándares y normas a la hora de realizar ensayos en interior destinados a la investigación.

6.1. Efectos producidos por los sistemas de limpieza: abrasión de las capas antisoiling y antirreflectante.

En cuanto a los efectos de abrasión de las capas antisoiling y antirreflectantes, estos son más o menos severos en función de, además de los factores anteriormente nombrados, de la estructura de dichas capas. La estructura de las capas anti-reflective que se usan actualmente

en los módulos fotovoltaicos incluyen 3 tipos diferentes: la estructura tradicional de poros abiertos, una estructura de poros cerrados y una estructura densa (Figura 59, [47]).

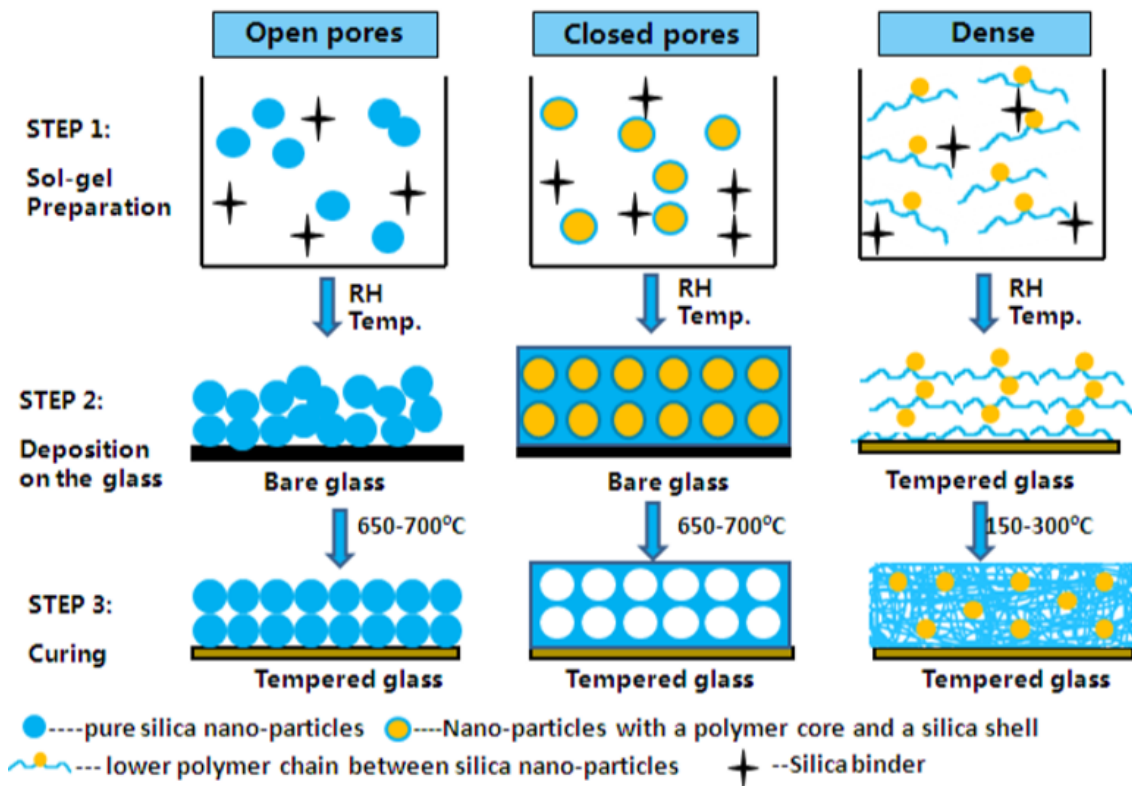


Figura 59. Diagrama esquemático de los procesos industriales de los recubrimientos investigados

Estos 3 tipos se obtienen a través de diferentes fórmulas y procesos de fabricación, lo que finalmente resulta en diferentes características de rendimiento y fiabilidad, que se refleja en su resistencia a la humedad, al agua salada, al calor húmedo, a la congelación de humedad o abrasión mecánica.

En cuanto a la resistencia a la abrasión, el estudio [47] muestra el efecto que tiene un ensayo de abrasión desarrollado según el estándar británico EN 1096-2, sobre tres muestras de estas capas con una de estas estructuras diferentes cada una. La Tabla 7 [47] muestra el cambio en la apariencia de los tres tipos de recubrimientos anti-reflective anteriormente presentados y la pérdida de la propiedad antireflectante, y los compara con los de una muestra de vidrio templado sin recubrimiento, tras haber sido ensayados mediante dicho proceso de abrasión estandarizado, donde se han llevado a cabo 500 ciclos de abrasión con una almohadilla de fieltro.





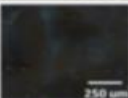



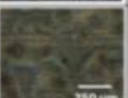



Type	Appearance	AR loss	Morphology(3D)		State of coating
			Before	After	
Dense structure		-0.07%			No change
Closed pores		-0.78%			Some lost
Open pores		-2.03%			All lost
Tempered		-0.04%			No change

Tabla 7. Cambio de apariencia y pérdida de la propiedad antireflectante del recubrimiento en una estructura densa, de poros abiertos, de poros cerrados y vidrio templado sin recubrimiento AR

El recubrimiento anti-reflectivo de estructura densa muestra una excelente resistencia a la abrasión en comparación con los otros dos tipos de revestimientos. Incluso cuando se somete a 5000 ciclos, la pérdida de la transmitancia del vidrio recubierto con la estructura densa sigue siendo inferior al 0,5%, sin sufrir cambios en el aspecto visual, tal y como se muestra en la Figura 60 [47]. Por otro lado, cuando se someten a 500 ciclos de abrasión, los revestimientos de poros cerrados y los de estructura de poros abiertos presentan una pérdida significativa de transmitancia y un claro cambio de apariencia, como se muestra en la Figura 60 [47]. Los resultados indican que, en ambientes desérticos (secos y calientes) o polvorientos, los recubrimientos anti-reflectivo más adecuados son las que poseen una estructura densa.

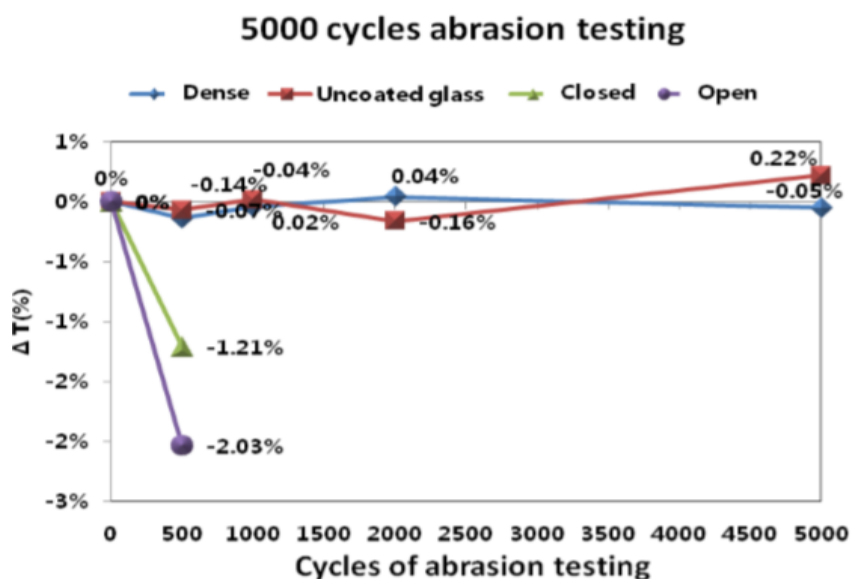


Figura 60. Pérdida de transmitancia (en %) de vidrios recubiertos ensayados en función de los ciclos de abrasión

Siguiendo con el aspecto de la degradación de la superficie por efecto de la abrasión asociada al segundo factor anteriormente nombrado, en la literatura se pueden encontrar estudios como el [48] donde se dispusieron dos muestra del mismo vidrio, una de ellas en el desierto de Negev (Israel, representativo de ambiente árido), y la otra en las Islas Canarias (España, representativo de ambiente marítimo), las cuales fueron analizadas tras dos años de exposición a la intemperie, sin la realización de ningún proceso de limpieza no natural. Tras este periodo de dos años, se tomaron ambas muestras y se realizó un proceso de limpieza parcial de cada muestra para posteriormente medir la transmitancia. La Figura 61 [48], muestra ambas muestras donde la mitad derecha de cada una ha sido limpiada.



Figura 61. Aspecto visual de ambas muestras de vidrio, tanto inicial como tras un periodo de 2 años

La Figura 62 [48], muestra los resultados de la transmitancia inicial de las muestras (la misma en ambos casos) en comparación a la zona del vidrio la cual no ha sido limpiada y la que ha sido limpiada, para ambas muestras, tras dicho periodo de dos años.

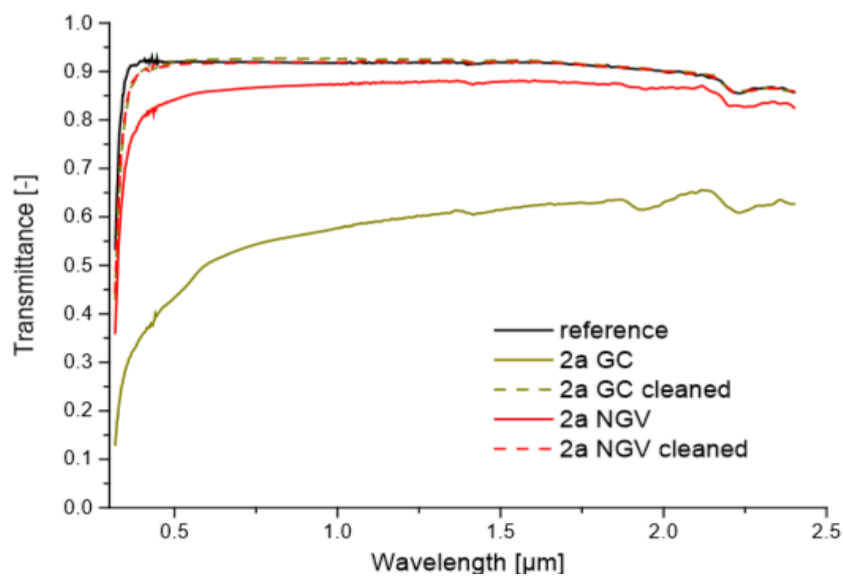


Figura 62. Transmitancia inicial, transmitancia de la zona de vidrio la cual no ha sido limpiada y de la que sí ha sido limpiada, tras un periodo de 2 años, de ambas muestras

Se puede observar como el espectro de transmitancia de las muestras de vidrio limpiadas tras dos años a la intemperie apenas difiere del espectro de transmitancia inicial, para las longitudes de onda representadas. Esto indica que, en este caso, no se dio un efecto de abrasión por el constante impacto y arrastre de partículas sólidas contra la superficie relevante, tanto en ambiente árido como en marítimo.

6.2. Realización de ensayos de abrasión en interior: parámetros relevantes.

En cuanto a los test de abrasión en interior, se pueden incluir al menos tres categorías de test bien diferenciadas: vertido de arena, impacto de arena forzado y máquina de abrasión. Estos métodos son usados por la mayoría de los fabricantes que forman parte de la industria fotovoltaica, como pueden ser los fabricantes de vidrios fotovoltaicos, de recubrimientos anti-reflective o los fabricantes de módulos. Sin embargo, ninguno de los estándares existentes es adecuado para la industria de los recubrimientos de los módulos. Muchas de ellas, por ejemplo, son demasiado agresivas, llegando a dañar el vidrio. En otros casos, el aparato de prueba (por ejemplo, almohadilla de fieltro) no es exclusivo para la industria fotovoltaica o no puede fabricarse masivamente.

En general, el desarrollo acelerado de los estándares existentes es alto en relación con la aplicación de campo en los recubrimientos anti-soiling y anti-reflective, que a menudo se espera que tengan una vida útil limitada. Muchos de los estándares existentes provienen de la construcción (acristalamientos), aplicaciones militares o textiles, que presentan vidas útiles de productos y entornos de aplicación diferentes a los de la fotovoltaica. Sin embargo, estos tres tipos de pruebas, en última instancia, pueden suponer la base de un conjunto de pruebas utilizadas en la industria fotovoltaica. Las siguientes secciones describen los detalles esenciales de las pruebas estandarizadas existentes y cómo pueden modificarse para su uso en PV. Actualmente, se está desarrollando el estándar IEC 62788-7-3 PV abrasión standard, el cual está específicamente enfocado a la industria fotovoltaica.

Vertido de arena

En dicho test se vierte una cantidad fija de partículas, a través de un tubo el cual desemboca sobre una muestra fijada con un determinado ángulo de inclinación. Existen diferentes métodos estandarizados y métodos encontrados en la literatura donde se define el procedimiento de este test, donde cada uno de ellos posee unos parámetros determinados.

A continuación, la Tabla 8 [49], recoge estos diferentes métodos, especificando las siguientes características de cada uno de ellos.

- Autores y la referencia correspondiente
- Método de prueba existente más similar
- El tipo de material abrasivo
- Fuente del material abrasivo (ya sea especificado en un estándar o de otros orígenes)
- Cantidad del material abrasivo (como masa o volumen)
- Diámetro más pequeño del orificio en el aparato de arena que cae
- Longitud vertical de la arena que cae desde el orificio hasta el espécimen, que puede estar o no completamente contenida dentro de un tubo guía
- Diámetro interno del tubo guía;
- El ángulo de la muestra de prueba, en relación con una posición horizontal.

AUTHORS, [REFERENCE]	TEST METHOD	ABRASIVE MATERIAL	SOURCE OF ABRASIVE MATERIAL	QUANTITY OF ABRASIVE {Kg or L}	DIAMETER OF ORIFICE {mm}	GUIDE TUBE INNER DIAMETER {mm}	FALL LENGTH {m}	IMPACT VELOCITY {m/s}	SPECIMEN ANGLE {°}
DIN 52348	DIN 52348	silica sand	standardized (in DIN 52348)	3 kg	3,5	120	1,65	5,7	45
ASTM D968	ASTM D968	natural silica sand	standardized (ub ASTM D968)	2 L	19,1	19,1	0,91	4,2	45
Arndt et al.	DIN 52348	silica sand	standardized (in DIN 52348)	3 kg	3,5	120	1,65	5,7	45
Klimm et al.	DIN 52348	natural silica sand	standardized (in DIN 52348) or local soil (Gran Canaria or Neveg)	1,5 or 3 kg	3,5	3,5	1,65	5,7	45 or 60
Nishioka et al.	unspecified	silica sand	product #6-3, Toyo Matelan Corp.	0,015 kg	unspecified	unspecified	0,2	1,9	45
Hirohata et al.	unspecified	silica sand	product #6-3, Toyo Matelan Corp.	0,015 kg	unspecified	unspecified	0,2	1,9	45

Tabla 8. Métodos y estándares correspondientes al test de vertido de arena

El impacto de la arena provoca una degradación tanto de las propiedades del material como del aspecto visual. El grado de abrasión que sufren el vidrio y la capa reflectante dependen del ángulo de vertido y la cantidad de abrasivo. Conforme menor es el ángulo de inclinación y mayor es la cantidad de abrasivo vertido, mayor es el grado de abrasión de la muestra.

En cuanto a la reflectancia y la transmitancia de las muestras, la tendencia de ambas propiedades es inversa a la que sigue el grado de abrasión de la superficie, de forma que conforme menor es el ángulo de inclinación y mayor es la cantidad de abrasivo vertido, menor es la reflectancia de la muestra (aunque la tendencia de reducción de la transmitancia es menor). Las pérdidas tanto de reflectancia como de transmitancia se deben a un incremento de la rugosidad superficial de las muestras originada por el efecto de abrasión y por un oscurecimiento de la zona de impacto, lo que hace que aumente la absorción de los haces de luz incidentes. Por otra parte, en el estudio [48], se llevó a cabo el mismo test, de acuerdo con la DIN 52 348, donde se varió de nuevo el ángulo de la muestra y la cantidad de abrasivo vertido, obteniendo las mismas conclusiones.

El test de vertido de arena se utiliza para simular la abrasión que provoca el impacto de la suciedad a baja velocidad (comunes). Dado de que la suciedad utilizada como abrasivo es arena

o polvo, se puede argumentar que este test tiene como objetivo simular la abrasión natural de las partículas en el aire. Para hacer más representativo este test, se podría reemplazar la arena de sílice por la Arizona test dust, que puede representar de forma más acertada las partículas en suspensión presentes en el aire.

Impacto de arena forzado

En este test se utiliza un ventilador que proyecta una corriente de aire sobre la cual se vierte el material abrasivo en forma de partículas, de forma que dicha corriente lo proyecta sobre una muestra. Al igual que para el caso anterior, existen diferentes métodos estandarizados y métodos encontrados en la literatura donde se define el procedimiento de este test, donde cada uno de ellos posee unos parámetros determinados.

A continuación, la Tabla 9 [49], recoge estos diferentes métodos, especificando las siguientes características de cada uno de ellos.

- Autores y las referencias correspondientes
- El método de prueba más similar existente
- Tipo de material abrasivo
- La fuente del material abrasivo (ya sea especificado en un estándar o de otros orígenes)
- La velocidad del portador del material abrasivo.

AUTHORS, [REFERENCE]	TEST METHOD	ABRASIVE MATERIAL	SOURCE OF ABRASIVE MATERIAL	CARRIER VELOCITY {m/s}
MIL-STD-810G	MIL-STD-810G	red china clay silica flour or other	sized red china clay or silica flour. Other materials possible (talc, fire extinguisher powder, or quartz)	8,9
ASTM G76	ASTM G76	50 micrometers (µm) of aluminum oxide grit	size distribution specified in ASTM G76	30
ASTM D658	ASTM D658	SiC grit	sieve using mesh series	45 g/min
UL 50E	UL 50E	water	droplet size follows from nozzle used	3
IEC 60068-2-68	IEC 60068-2-68	mineral dust, talc, or fire extinguisher powder	sieved talc or granulated NaHCO ₃	1,5-30
ISO 9022-6	ISO 9022-6	silica sand	sieve using mesh series	8-10
Arndt et al.	Unspecified	silica sand	standardized (in DIN 52348)	16 or 32
Klimm et al.	Unspecified	silica sand, soil	standardized (in DIN 52348) or local soil (Gran Canaria or Negev)	16
Nishioka et al.	Unspecified	silica sand	product #6-3 Toyo Matelan Corp.	16, 24, 32, 40 or 48
Pop et al.	MIL-STD-810G	unspecified	unspecified	8,9
Kujan et al.	UL 50E	water	1.5-mm droplet diameter, as in UL50E	3

Tabla 9. Métodos y estándares correspondientes al test de impacto de arena forzado

De nuevo, este desgaste de la superficie conlleva una degradación de las propiedades ópticas de la muestra. En cuanto a su reflectancia, esta es menor que la inicial, y cae conforme aumenta la cantidad de abrasivo proyectado sobre la superficie. Sin embargo, a pesar de que la reflectancia disminuye, no lo hace tan fuertemente como en el caso del test de vertido de arena. Esto significa que el grado de abrasión de la superficie es menor en el caso de este test que en el del anterior. El test de impacto de arena forzada se utiliza para simular la abrasión por efecto de tormentas intensas (poco frecuentes). El impulso que en este test se le aplica a la suciedad puede provocar una magnitud y tipo de abrasión diferente a la que provoca el test anterior. Estas tormentas denominadas intensas pueden darse de forma puntual en zonas como desiertos (tormentas de arena).

Máquina de abrasión

Este test se basa en la limpieza de las muestras ópticas gracias a un cepillo acoplado a la máquina, el cual limpia la superficie mediante una serie de ciclos de pasada, provocando de forma inevitable la erosión mecánica de dicha superficie. El test de máquina de abrasión tiene como objetivo simular los efectos de la erosión de la superficie que se dan en el campo como resultado de los procesos de limpieza de la superficie de los módulos. A diferencia de este test, los de vertido de arena e impacto de arena forzado tratan de reproducir la abrasión natural por efecto de la suciedad y el viento. Al igual que para los casos anteriores, existen diferentes métodos estandarizados y métodos encontrados en la literatura donde se define el procedimiento de este test, donde cada uno de ellos posee unos parámetros determinados.

A continuación, la Tabla 10 [49], recoge estos diferentes métodos, especificando las siguientes características de cada uno de ellos.

- Autores y las referencias correspondientes
- Método de prueba existente más similar
- Tipo de material abrasivo
- Tamaño del material abrasivo
- Fuerza de contacto aplicada durante la prueba
- Longitud del trazo realizado por el cepillo
- Número de ciclos de máquina aplicados durante la prueba.

AUTHORS, [REFERENCE]	TEST METHOD	ABRASIVE MATERIAL	SIZE OF ABRASIVE {mm} (GEOMETRY)	CONTACT FORCE {N}	STROKE LENGHT {mm}	NUMBER OF CYCLES
BS EN 1096-2	MIL-STD-810G	felt or grit embedded rubber tip	14,5 or 7 (diameter)	4	120	500
ASTM D2486	ASTM D2486	wet Nylon bristles and silica grit	unspecified	unspecified	unspecified	400
ASTM D1044, ASTM D4060, ASTM G195	ASTM D1044, ASTM D4060, ASTM G195	abrasiver or grit embedded rubber wheel	12,7 (width)	9,8	N/A	unspecified
Klimm et al.	BS EN 1096-2	felt	14,5 (diameter)	4	120	0, 500, 1000, 1500
Pop et al.	BS EN 1096-2	felt	14,5 (diameter)	4	100	0, 200, 400, 600, 800, 1000
Weber et al.	BS EN 1096-2	grit embedded rubber	7 (diameter)	4	100	0, 25, 50, 250, 500, 1000
Pan et al.	BS EN 1096-2	felt	unspecified	unspecified	unspecified	0, 500, 1000, 2000, 5000

Tabla 10. Métodos y estándares correspondientes al test de máquina de abrasión (test de máquina de abrasión)

Las tablas Tabla 11 y Tabla 12 [49], muestran los autores y las referencias correspondientes, la industria donde dicho método es aplicado, el tipo de muestra objeto de análisis y una descripción del método. De los recogidos en esta, todos los estándares excepto el ASTM F1128 están activos en la actualidad. Tal y como se ha comentado anteriormente, se está desarrollando un estándar de abrasión específico para fotovoltaica, el IEC 62788-7-3 PV abrasion standard.

TEST METHOD, [REFERENCE]	INDUSTRY	SPECIMEN	DESCRIPTION
DUR-5,2,9	eyeglasses	lenses	speciment inside rotating drum with abrasive media
DUR-5,2,5	eyeglasses	lenses	speciment inside translating container with abrasive media
ASTM B611	mining and earthmoving	hardened metals/carbides	aluminum oxide slurry applied between the specimen (applied pressure) and a rotating steel drum
ASTM C779	construction	concrete	revolving friction machines (steel:disk, dressing-wheel, or ball-bearing abrasive surfaces)
ASTM D3885	textile	fabric	specimen pulled through flexing and abrasion machine (steel and cemented carbide abradant bar); abrasion resistance based on atrength change
ASTM D4966	textile	fabric	specimen run in circular path over wool abrasive on felt substrate (Martindale apparatus)
ASTM D5963	automotive, graden, footwear, home and commercial industry, home construction materials	rubber	specimen pressed against an abrasive sheet mounted to a revolving drum
ASTM F735	transparent plastics and coatings	transparent plastics and coatings	specimen inside translating container with sieved quartz sand abrasive media
ASTM F1128	unspecified	plastics and coatings	impingement of salt slurry
ASTM G56	printing, textile	fabric printer ribbons	sliding wear test
ASTM G65	unspecified	metals	dry sand flowed between the specimen and a rotating rubber wheel
ASTM G75	construction	unspecified	specimen run through linear stroke (with applied orthogonal load) while immersed in slurry (Miller apparatus)
ASTM G81	mining and earthmoving	hardened metals	small laboratory jaw crusher is used to crush pre-sized hard rock materials
ASTM G105	unspecified	metals	dry sand flowed between the specimen and a rotating rubber wheel
ASTM G132	unspecified	metals	specimen pressed against rotating abrasive disk with applied orthogonal load
ASTM G174	tools and machining	hard metals	specimen pressed against abrasive disk with applied orthogonal load

Tabla 11. La industria donde dichos métodos son aplicados, el tipo de muestra objeto de análisis y descripción del método (test de máquina de abrasión), I.

TEST METHOD, [REFERENCE]	INDUSTRY	SPECIMEN	DESCRIPTION
ISO 12947-1	textile	fabric	specimen run in circular path over wool abrasive on felt substrate (Martindale apparatus)
DIN 53778-2	paints & varnishes	painted or varnished surface	linear scribbling of charcoal & wax soiled surface using a wet hog-hair bristle brush
ISO 11998	paints & varnishes	painted or varnished surface	linear abrasion cycles applied using a weighted, surfactant wetted steel-wool abrasive pad
ISO17704	footwear	uppers, linings and in socks	abrasion pads (woven fabric or 36 grit) rubbed against weighted specimen in Lissajous pattern; intermittent specimen inspection and wetting of abradant
ISO 20868	footwear	insoles	linear abrasion with applied pressure using woven fabric pads; procedure for wetting of abradant
ISO 20871	footwear	outsoles	aluminum oxide cloth sheet abrasive applied against specimen (applied pressure) on a rotating drum
ISO 22774	footwear	shoe laces	loop of lace specimen wrapped around a pulley drawn back and forth by 35mm
ISO 9211-4	optics	lenses, mirrors	wiped manually with cheesecloth, eraser, or emery cloth

Tabla 12. La industria donde dichos métodos son aplicados, el tipo de muestra objeto de análisis y descripción del método (test de máquina de abrasión), II.

La elección del abrasivo en el test de máquina de abrasión es determinante en los resultados. También lo son los cepillos, esponjas, rasquetas o rociadores de líquido utilizados (métodos de limpieza comunes en las instalaciones fotovoltaicas). También es muy importante la condición de la superficie (superficie seca, húmeda o húmeda con suciedad, que emula la suciedad acumulada en la superficie).

En la literatura se pueden encontrar diferentes estudios donde se han analizados los efectos de este tipo de test, como por ejemplo en [50]. En este se ha realizado un test de máquina de abrasión siguiendo los estándares de las normas ISO 11998 y ASTM D2486 (análogos), que especifican las siguientes condiciones de estudio:

- Especificaciones del cepillo según ASTM D2486: de nylon, patrón 5/4, peso 454g y longitud de cerdas de 19mm
- Longitud efectiva de fregado: 70mm

- Frecuencia de prueba o velocidad aproximada: 2Hz o 24cm/s (según DIN EN 1096-2 Apéndice E)
- Distribución de abrasivo: uniforme de 1g de Arizona Test Dust A2 (definido en ISO 12103) sobre la superficie del vidrio, y una nueva deposición de 0,5g de polvo cada 100 ciclos
- Conjunto de ciclos de prueba: 100, 200, 300, 400 y 500. La Tabla 13 [50] muestra el tiempo que representan dichos ciclos si cada uno de ellos se desarrolla diaria, semanal o mensualmente

Ciclos	Frecuencia de limpieza		
	Diaria	Semanal	Mensual
100	0,5 años	3,5-4 años	16-17 años
200	1 año	7-8 años	33 años
300	1,5 años	11-12 años	> 33 años
400	2 años	15 años	> 33 años
500	2,5-3 años	19 años	> 33 años

Tabla 13. Traducción de ciclos realizados en periodo de tiempo para su realización

Dicho test ha sido realizado a 3 tipos de muestras diferentes, todas ellas con 3,2mm de espesor. Uno de ellos sin recubrimiento antirreflectante (f | solarfloat T), otro con recubrimiento antirreflectante (f | solarfloat H) y un tercero con recubrimiento antirreflectante y con superficie texturizada (Ref-ARC). En el caso de la muestra f | Solarfloat HT, la apariencia tras 100 y 500 ciclos de cepillo es similar, existiendo rasguños aislados y paralelos. En cuanto al recubrimiento antirreflectante de la muestra Ref-ARC, aparece como un “velo gris “. Tras 100 ciclos el “velo” desaparece por completo y se observan de forma clara los patrones de rayado y la estructura de vidrio (áreas oscuras). Tras 500 ciclos, los patrones de rayado son menos visibles, lo que indica una eliminación del recubrimiento. El efecto de abrasión no repercute únicamente en el aspecto visual sino también en las propiedades de las muestras.

Tal y como se ha comentado anteriormente, en todos los casos, conforme mayor es el número de ciclos de limpieza, mayor es la degradación de la superficie por abrasión. En cuanto a la reflectancia, la de la muestra f | Solarfloat T es la mayor para todas las longitudes de onda, ya que el resto de las muestras poseen un recubrimiento antirreflectante el cual reduce esta propiedad óptica. Además, la reflectancia de aquellas con recubrimiento aumenta con el número de ciclos. Esto se debe a la pérdida de propiedades antirreflectantes de dicho recubrimiento debido al fenómeno de abrasión. Por otro lado, la ventaja antirreflectante inicial de la muestra Ref-ARC desaparece por completo después de 100 ciclos por el mismo efecto de abrasión. Tras 500 ciclos de cepillado, la muestra f | solarfloat HT todavía muestra mejores propiedades antirreflectantes que las muestras f | Solarfloat T (sin ARC) y Ref-ARC.

En cuanto a la transmitancia, los resultados muestran que para los dos tipos de muestra que poseen recubrimiento antirreflectante, conforme mayor es el número de ciclos realizados menor es la transmitancia. Esto se debe de nuevo al efecto de la abrasión. En cualquier caso, la

transmitancia de la muestra f | Solarfloat T (sin recubrimiento antirreflectante) es menor que la de las otras dos muestras que sí poseen dicho recubrimiento, aun en el caso de haber sido ensayadas con 500 ciclos en el test de máquina de abrasión. También, cómo en el caso de la muestra Ref-ARC la transmitividad cae reseñablemente tras los 100 primeros ciclos de ensayo.

Por otra parte, en el estudio [51] se han llevado a cabo una serie de test de máquina de abrasión con el objetivo de entender y cuantificar los efectos de abrasión sobre los materiales ópticos debido al proceso de limpieza. A la hora de proceder, se realiza inicialmente una caracterización inicial de las muestras donde se mide su transmitancia espectral directa, posteriormente se deposita el abrasivo (si el ensayo en cuestión lo requiere), seguidamente se procede con el test utilizando un cepillo de nylon, tras esto se vuelven a caracterizar las muestras y finalmente se realizan los cálculos de pérdida de potencia. Se desarrollan 3 tipos de test, uno sin suciedad, un segundo con suciedad suelta, y un tercero con suciedad adherida (Figura 63 [51]).

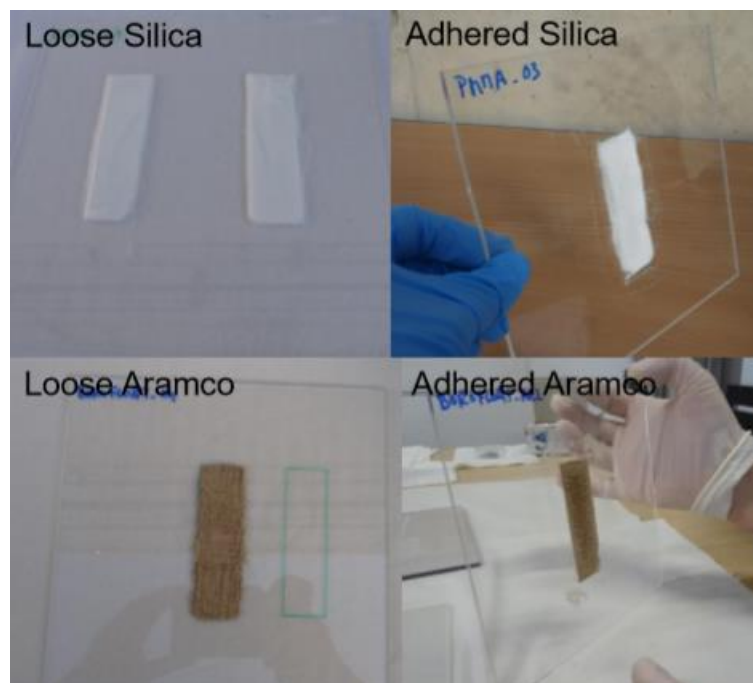


Figura 63. Sílice y Aramco Test Dust no adheridos (izquierda) y adheridos (derecha)

En cuanto a los materiales ópticos estudiados, estos son muestras de vidrio, vidrio con recubrimiento antirreflectante, poli (metil metacrilato) PMMA y policarbonato. Y en lo relativo a los abrasivos, se utilizan 1g de Silica y 1g de Aramco Test Dust.

En el caso, del test sin suciedad (Figura 64 [51]), las condiciones son las siguientes:

- Especificaciones del cepillo: de nylon, con dimensiones de 20mm x 20mm x 40mm
- Longitud efectiva de fregado: 70mm
- Frecuencia de prueba: 2Hz

- Conjunto de ciclos de prueba: 200. Suponiendo 1 pasada por limpieza, y una frecuencia de limpieza semanal, lo que se correspondería con casi 4 años.
- Presión: controlada con una escala y un tornillo micrométrico vertical. Con la presión ajustada a $2,5 \cdot 10^3 \text{ Pa}$ (200g y un tamaño de cepillo de 20mm x 40mm).

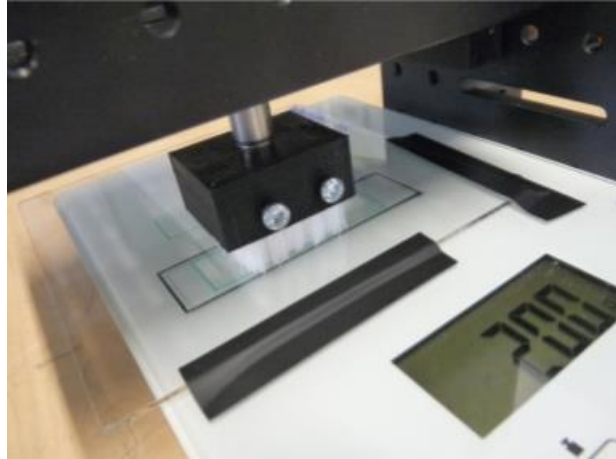


Figura 64. Test sin suciedad

En el caso, del test con suciedad suelta (Figura 65 [51]), las condiciones son las mismas, con la diferencia de que en este caso hay una deposición de abrasivo (tanto de Sílica como de Aramco Test Dust) de 1g distribuido en un área de 20mm x 70mm. Además, cada 20 pasadas, la presión se reajusta a la presión indicada (ya que las cerdas al remover el abrasivo pierden el contacto con la muestra haciendo una presión casi nula), sin embargo, las últimas 100 pasadas se desarrollan sin parar.

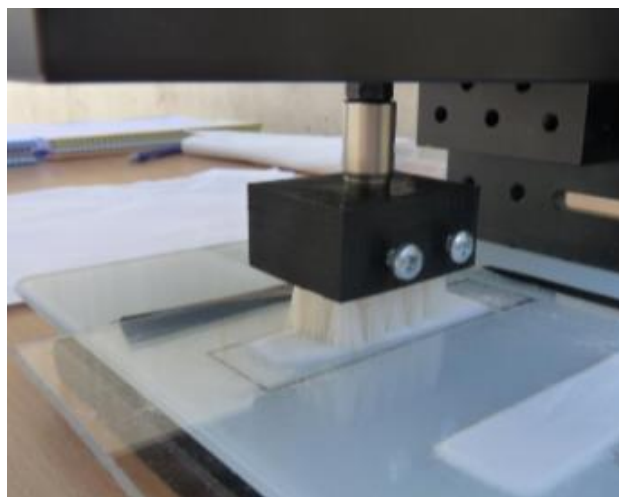


Figura 65. Test con suciedad suelta y adherida

En el caso, del test con suciedad adherida (Figura 66 [51]), las condiciones son las mismas que en el caso del test con suciedad suelta. En este caso, hay un proceso de preparación de la suciedad para conseguir dicha adherencia. En este proceso se añaden 3ml de agua y se dejan secar las muestras durante 24h. En el caso del Aramco, este desarrolla un proceso de cementación (Figura 66 [51]), por lo que no es posible eliminar la suciedad (incluso repitiendo todo el ciclo 3 veces ...). Aunque esta suciedad puede eliminarse fácilmente con agua.

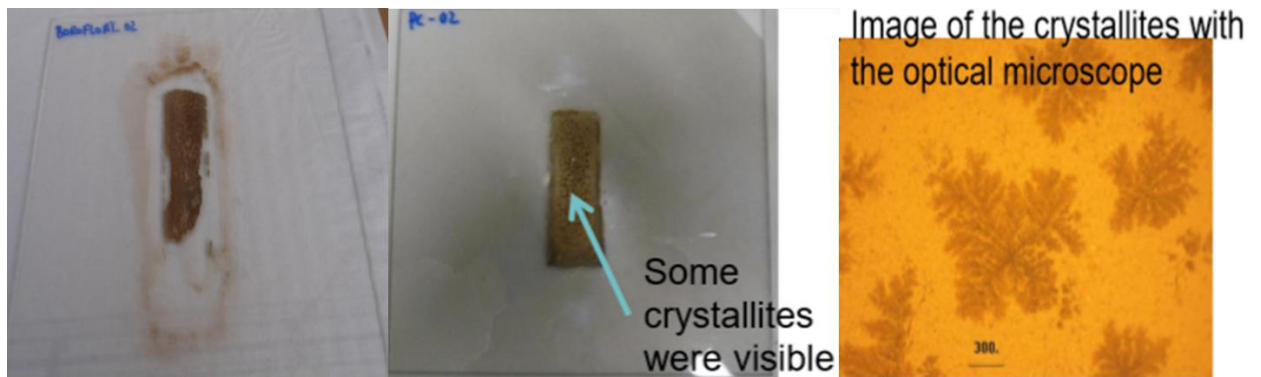
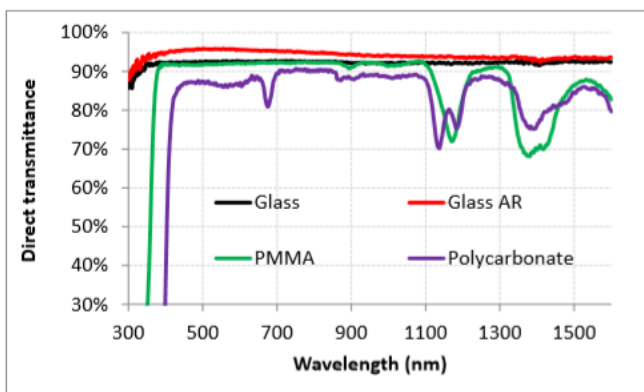


Figura 66. Cementación del Aramco Test Dust adherido

En cuanto a los resultados obtenidos en la caracterización inicial de las muestras, la Figura 67 [51], muestra la transmitancia directa de cada una de estas para un rango de longitud de onda de 300 a 1500, y se muestra un cuadro con la media de transmitancia directa para este mismo rango.



	Average transmittance (300-1600) nm	Thickness (mm)
Glass	92.3%	2
Glass+AR	94.0%	2
PMMA	87.6%	2
Polycarbonate	85.0%	4

Figura 67. Caracterización inicial de las muestras (transmitancia)

Tras la realización de los 3 tipos de test con ambos abrasivos sobre todas las muestras, la Figura 68 [51], muestra la reducción de la transmitancia para cada caso, y el parámetro de rugosidad Rq.

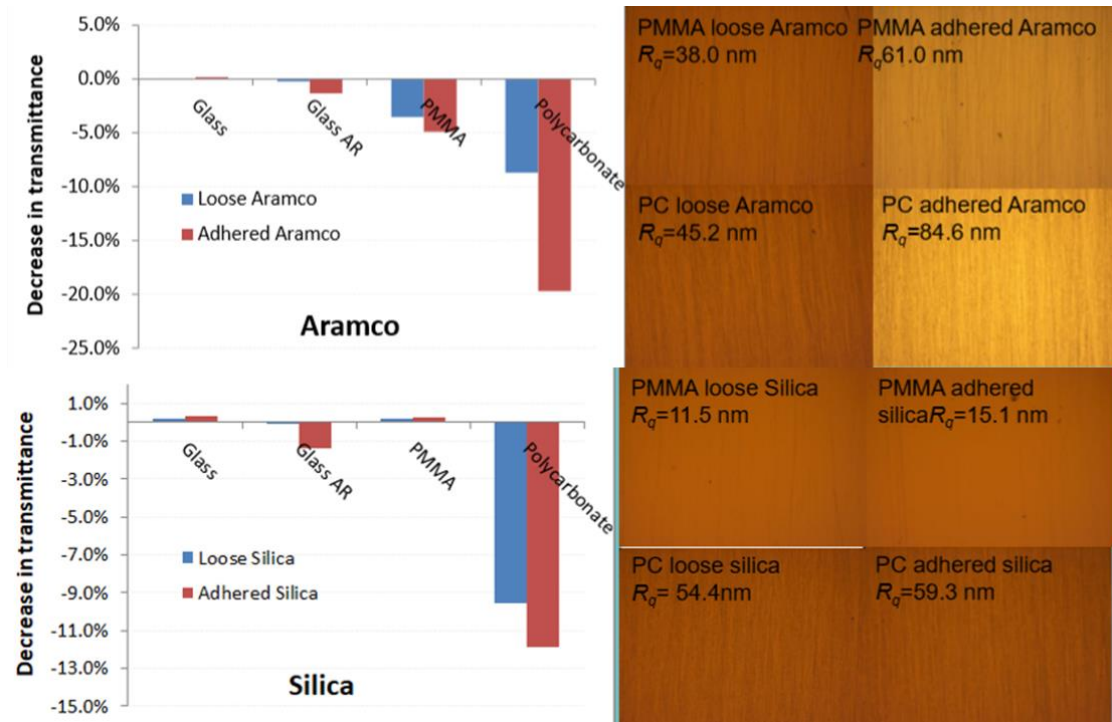


Figura 68. Reducción de la transmitancia para cada caso, y el parámetro de rugosidad R_q

Se puede observar cómo, las muestras de vidrio desnudo no muestran un efecto de abrasión, en las condiciones analizadas en el estudio [51]. Por otro lado, la Figura 69 [51] muestra los espectros de transmitancia directa de las diferentes muestras, tras la realización de los diferentes test.

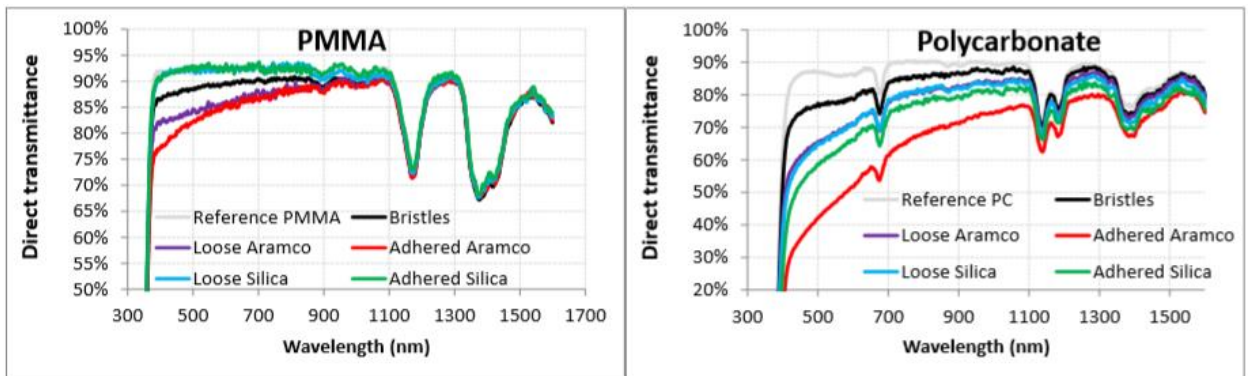


Figura 69. Caracterización final de las muestras de PMMA y Policarbonato (transmitancia)

Tal y como se puede observar, tanto en la Figura 68 [51] como en la Figura 69 [51], en el caso del PMMA y del Policarbonato, la transmitancia se reduce respecto la inicial tras dichos ensayos, por lo que se concluye con que, en general, el proceso de limpieza si produce un efecto de abrasión. Sin embargo, en función de las condiciones, esta abrasión produce una reducción de

la transmitancia diferente. En el caso de ambos materiales ópticos, la región comprendida entre los 300nm y 900nm es la más afectada. En el caso del PMMA, llama la atención como la presencia de Silica apenas afecta a su transmitancia (y por tanto abrasión), produciéndose una mayor afección incluso, en el caso de ausencia de abrasivo. No pasa lo mismo en el caso del Policarbonato. Este se ve mucho más afectado que el PMMA por el fenómeno de la abrasión. Mientras la mayor reducción de transmitancia que podemos encontrar en el PMMA es de aproximadamente 15% (a longitudes de onda cercanas a 350nm), en el caso del Policarbonato, esta reducción máxima ronda el 55% (en el caso del test con Aramco adherido). En el Policarbonato, la suciedad adherida afecta más a la reducción de la transmitancia que la suciedad suelta. La siguiente figura (Tabla 14 [51]) muestra las pérdidas de potencia calculadas en las que se traduce dicho efecto de abrasión.

	PMMA	Policarbonato
	Reducción de potencia (%)	Reducción de potencia (%)
Referencia	0,00%	0,00%
Sin suciedad	-3,30%	-9,90%
Aramco adherido	-9,60%	-46,40%
Silica adherida	0,40%	-28,80%
Aramco suelto	-7,70%	-21,30%
Silica suelta	0,20%	-22,10%

Tabla 14. Reducción de potencia calculada para el caso del PMMA y Policarbonato, tras la realización de los diferentes test

Tal y como muestran los cálculos, la reducción de potencia que llegaría a provocar el efecto de abrasión de los módulos podría alcanzar el 9,6% en el caso del PMMA y el 46,4% en el del Policarbonato (ambos en presencia de Aramco adherido). Además, cabe destacar que la disminución de transmitancia directa muestra una relación lineal con el parámetro de rugosidad, Rq (Figura 70 [51]).

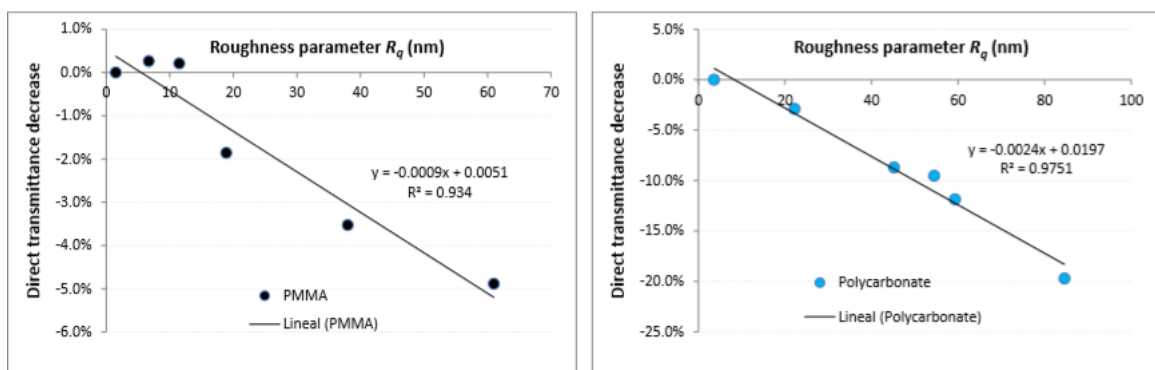


Figura 70. Relación entre la transmitancia directa y el parámetro de rugosidad, Rq

7. CONCLUSIONES

El objetivo de este trabajo es el de realizar un estudio bibliográfico sobre el efecto del ensuciamiento en los módulos fotovoltaicos, su repercusión, las soluciones existentes para su mitigación y al efecto de abrasión derivada de los procesos de limpieza.

El ensuciamiento de los módulos se ve afectado por varios factores de diferente manera, siendo los más relevantes la concentración de partículas en suspensión en una determinada ubicación, junto con sus periodos de lluvia y de sequía y su duración. En cuanto al efecto del tamaño de grano, cuanto menor es este, para una densidad de depósito determinada, menor es la cantidad de radiación que incide sobre las células [21], lo que se traduce en una generación eléctrica menor. En cuanto al efecto de la composición, conforme mayor cantidad de yeso, de Carbonato de Calcio, magnesio, Silicatos (sílice), óxidos de hierro, óxidos ricos en aluminio, y sales contenga un determinado tipo de suciedad [17], mayor influencia tendrá esta sobre el ensuciamiento de los módulos, ya que favorecen el proceso de cementación. En cuanto al rocío, este puede tanto favorecer ciertos procesos (cementación, apelmazamiento de partículas y envejecimiento capilar [17]) que van en pro del ensuciamiento, o puede condensar pudiendo producir una limpieza parcial de la suciedad. En cuanto a las precipitaciones, estas pueden tener un efecto restaurador limpiando la superficie de los módulos siempre que la cantidad sea suficiente. En la literatura se pueden encontrar diferentes valores en cuanto a la cantidad mínima (desde 1mm [27] hasta 4-5mm [26]). En cuanto al efecto de la inclinación, cuanto menor es la inclinación mayor es la reducción de la transmitancia y mayor es la densidad de deposición, con la consiguiente reducción de generación eléctrica [30]. En cuanto a la orientación, los módulos se pueden orientar de forma que los limpie el viento naturalmente. En cualquier caso, el efecto que provoca la variación del ángulo de inclinación sobre la generación es mucho más notable que el que provoca la variación de la orientación [30].

Las soluciones más frecuentemente adoptadas en la industria en cuanto al problema de la suciedad consisten principalmente en la incorporación de un recubrimiento antisoiling y/o la realización de procesos de limpieza de los módulos. En lo relativo a las soluciones antisoiling, se trata de recubrimientos aplicados sobre los módulos tanto mediante rociado por spray como mediante proceso de sol-gel. Las principales propiedades de estos recubrimientos son la autolimpieza (por el proceso de fotocatalisis), la antiestaticidad, y el antiempañamiento (propiedades hidrófobas). Gracias a estas, mejora la eficiencia fotovoltaica, se reduce la frecuencia de limpieza, provocando un ahorro en las actividades de operación y mantenimiento. Como posibles contras de esta solución se podría destacar la corta vida útil que poseen y el largo tiempo que permanecen las gotas de agua en la superficie sin secarse.

En lo que a procesos de limpieza se refiere, estos son llevados a cabo con mayor o menor frecuencia en las instalaciones fotovoltaicas, y se pueden clasificar en 3 grandes grupos, como son los considerados como manuales, con robots y con tractores. Los procesos manuales en general se caracterizan por una eficiencia media-alta, un consumo de agua alto (a excepción del aire comprimido), un recurso humano medio-alto y un coste medio-alto. Los procesos de la limpieza con robots, en general, se caracterizan por una eficiencia alta (salvo el caso de limpieza mediante robot sin agua), un consumo de agua muy bajo (a excepción de la limpieza con

sistemas por aspersión), un recurso humano bajo-nulo y un coste alto. Los procesos de la limpieza con tractores, en general, se caracterizan por un consumo de agua bajo-nulo, un recurso humano bajo, un coste bajo y una eficiencia media en el caso de limpieza con cepillo guiado y muy alta en el caso de limpieza con vapor. No existe un proceso de limpieza preferente para todos los casos, sino que es preciso realizar un estudio atendiendo en cada ocasión. La limpieza manual podría ser una solución viable económicamente en pequeñas plantas, mientras que en medianas-grandes podría serlo la limpieza con robot o tractor. Estos procesos de limpieza tienen un efecto abrasivo sobre los módulos, y dado que en la mayoría de las instalaciones se llevan a cabo estos procesos, el efecto de abrasión es un problema común, el cual debe ser estudiado. Para estudiar este efecto, en la industria se utiliza el test de máquina de abrasión. Para su realización existen diferentes métodos y estándares donde se definen sus diferentes parámetros, siendo los más relevantes el tipo de material abrasivo, su tamaño de partícula, la fuerza de contacto aplicada durante las pasadas, la longitud del trazo desplazamiento) realizado por el cepillo y el número de ciclos realizados.

En cuanto a la cuantificación del efecto de abrasión en las propiedades de los recubrimientos, se puede afirmar que conforme aumenta el número de ciclos de limpieza realizados a dichos recubrimientos, disminuye su transmitancia y aumenta su reflectancia. Esto se debe al desgaste de la capa antirreflectante, al aumento de su rugosidad y oscurecimiento. Estas capas pierden sus propiedades tras aproximadamente 500 ciclos, donde los patrones de rayado son menos visibles, lo que indica una eliminación del recubrimiento. Cabe resaltar que el policarbonato es un material muy sensible al efecto de abrasión mientras que el vidrio no lo es.

8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] D. d. I. E. E. y. d. C. (UPNA), *Energías renovables (1º Master Universitario Ingeniería Industrial, UPNA)*, Pamplona (ES), 2019-2020.
- [2] D. d. I. E. y. E. y. d. C. (UPNA), *Sistemas Eólicos II (2º Máster Universitario Ingeniería Industrial, UPNA)*, Pamplona (ES), 2019-2020.
- [3] D. d. I. E. y. E. y. d. C. (UPNA), *Instalaciones fotovoltaicas (2º Máster Universitario Ingeniería Industrial, UPNA)*, Pamplona (ES), 2019-2020.
- [4] D. d. I. E. y. E. y. d. C. (UPNA), *Energía Solar Termoeléctrica (1º Máster Universitario Ingeniería Industrial, UPNA)*, Pamplona (ES), 2019-2020.
- [5] M. Schmela, «Global Market Outlook For Solar Power / 2019 - 2023,» OneHemisphere, Sweden, 2019.
- [6] G. Prakash and E. Asmelash, “Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspect,” Abu Dhabi, 2019.
- [7] I. Kaizuka and A. Jä, “Snapshot of Global PV Markets 2020. Task 1: Strategic PV Analysis and Outreach,” April 2020.
- [8] EurObserv'ER, “PHOTOVOLTAIC BAROMETER,” Febrero 2020.
- [9] U. e. c. c. FOTOPLANT, «INFORME ANUAL 2019. El sector fotovoltaico impulsor de la transición energética,» Gráficas Jogamar, Madrid, 2019.
- [1] ITRPV and VDMA, “International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) 2018 0] Results,” Frankfurt, 2019.
- [1] M. A. Green, Y. Hishikawa, E. D. Dunlop, D. H. Levi, . J. Hohl-Ebinger and A. W. Ho-Baillie, 1] "Solar cell efficiency tables (version 51)," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 26, no. 1, p. 10, December 2017.
- [1] A. Mondon, N. Klasen, E. Fokuhl, M. Mittag and M. Hei, “Comparison of layouts for 2] shingled bifacial pv modules in terms of power output, cell-to-module ratio and bifaciality,” in *35th European PV Solar Energy Conference and Exhibition*, Bruselas (BE), 2018.
- [1] NREL, “nrel.gov,” [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>. 3] [Accessed 22 04 2020].
- [1] I. w. s. o. P. G. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, «PHOTOVOLTAICS REPORT,» 4] Freiburg, 14 November 2019 .

- [1] P. Tech, "www.pv-tech.org," 04 05 2020. [Online]. Available: <https://www.pv-tech.org/editors-blog/pv-techs-covid-19-tracker-4-may-10-may>. [Accessed 2020 05 04].
- [1] J. Bengoechea, «'SOILING' EN LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA,» *Energética XXI*, vol. 6] 185, p. 5, 2019.
- [1] K. K. Ilse, B. W. Figgis, V. Naumann, C. Hagendorf and J. Bagdahn, "Fundamentals of soiling 7] processes on photovoltaic modules," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 98, no. Klemens K Ilse, Benjamin W. Figgis, Volker Naumann,, p. 16, December 2018.
- [1] OMS, "Ambient air pollution: A global assessment of exposure and burden of disease," 8] Geneva (Suiza), 2016.
- [1] A. E. Gammal , P. Llamas and G. Masson, "Unlocking the sunbelt potential of 9] photovoltaics," Brussels (Belgium), 2010.
- [2] I. Nayshevsky, Q. Xu and A. Lyons, "Literature Survey of Dust Particle Dimensions on 0] Soiled Solar Panel Modules," in *International PV Soiling Workshop*, Golden (Colorado), 2018.
- [2] M. Mani and R. Pillai, "Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research 1] status, challenges and recommendations," *Renovable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, p. 8, 2010.
- [2] Littmann, J. Riley Caron and Bodo, "Direct Monitoring of Energy Lost Due to Soiling on 2] First Solar Modules in California," *JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS*, vol. 3, no. 1, p. 5, January 2013.
- [2] H. Vuollekoski, M. Vogt, V. A. Sinclair, . H. Järvinen, J. Duplissy and E. M. Duplissy, 3] "Estimates of global dew collection potential," *Hydrology and Earth System Sciences Discussions*, vol. 11, p. 30, 2014.
- [2] D. Beysens, . M. Muselli, I. Milimouk, C. Ohayone and S. M. Berkowicz, "Application of 4] passive radiative cooling for dew condensation," *Energy*, vol. 31, no. 13, pp. 2303-2315, October 2006.
- [2] T. Lorenz, E. Klimm and K.-A. Weiss, "Soiling and anti-soiling coatings on surfaces of solar 5] thermal systems – featuring an economic feasibility analysis," *Energy Procedia*, vol. 48, p. 749 – 756, September 2013.
- [2] M. García, L. Marroyo, E. Lorenzo and M. Pérez, "Soiling and other optical losses in solar- 6] tracking PV plants in Navarra," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 19, no. 2, p. 7, February 2011.
- [2] J. Zorrilla-Casanova, M. Piliougine, J. Carretero, . P. Bernaola-Galván, P. Carpena, L. Mora- 7] López and M. Sidrach-de-Cardona, "Losses produced by soiling in the incoming radiation

- to photovoltaic modules," *Progress in Photovoltaics*, vol. 21, no. 4, pp. 790-796, February 2012.
- [2 W. U. UNPE, "Global Assessment of Sand and Dust Storms.," United Nations Environment
8] Programme, Nairobi, 2016.
- [2 W. Javed, B. Guo and B. Figgis, "Modeling of photovoltaic soiling loss as a function of
9] environmental variables," *Solar Energy*, vol. 157, pp. 397-407, November 2017.
- [3 H. K. Elminir, A. E. Ghitas, R. H. Hamid, F. El-Hussainy, M. M. Beheary and K. M. Abdel-
0] Moneim, "Effect of dust on the transparent cover of solar collectors," *Energy Conversion
and Management*, no. 47, p. 11, 2006.
- [3 U. Europea, «Cordis,» European Comission, 30 11 2018. [En línea]. Available:
1] [https://cordis.europa.eu/article/id/124363-no-more-dirt-and-dust-nanotechnology-
solution-for-photovoltaic-systems](https://cordis.europa.eu/article/id/124363-no-more-dirt-and-dust-nanotechnology-solution-for-photovoltaic-systems). [Último acceso: 01 06 2020].
- [3 S. Virtanen, "Self-Cleaning Technologies on solar modules and their effect on
2] performance," *Bachelor's thesis*, p. 28, 2017.
- [3 Nanoavant, *Producto SurfaShield G*.
3]
- [3 C. Woodford, "Explainthatstuff," 23 10 2019. [Online]. Available:
4] <https://www.explainthatstuff.com/howantistaticcoatingswork.html>. [Accessed 01 06
2020].
- [3 AIMPLAS, «aimplas,» 01 06 2017. [En línea]. Available:
5] [https://www.aimplas.es/blog/materiales-ultrahidrofobicos-de-la-naturaleza-a-la-
industria/](https://www.aimplas.es/blog/materiales-ultrahidrofobicos-de-la-naturaleza-a-la-industria/). [Último acceso: 01 06 2020].
- [3 S. Ghazi, A. Sayigh and K. Ip, "Dust effect on flat surfaces – A review paper," *Renewable
6] and Sustainable Energy Reviews*, vol. 33, pp. 742-751, 2014.
- [3 NanoPhos A.E., "nanophos," NanoPhos, 2015. [Online]. Available:
7] <https://nanophos.com/images/SurfaShield%20G%20PDS%20EN.pdf>. [Accessed 01 06
2020].
- [3 A. DURAN, "SOL-GEL: UN NUEVO CAMINO HACIA EL VIDRIO," *Boletín de la Sociedad
8] Española de Cerámica y Vidrio*, vol. 25, no. 6, pp. 395-405, 1986.
- [3 DSM, "dsm," DSM, 2020. [Online]. Available: [https://www.dsm.com/dsm-in-
9\] solar/en_US/technologies/anti-soiling-coatings-for-solar-glass.html](https://www.dsm.com/dsm-in-solar/en_US/technologies/anti-soiling-coatings-for-solar-glass.html). [Accessed 01 06
2020].

- [4 S. Al-Ghannam, *Comparison Analysis on Different Cleaning Technologies for Photovoltaic Panels of Utility Scale Application*, Dhahran, Arabia Saudita.
- [4 N. Ferretti, F. Schneider, . A. Sönmez and J. Berghold, *Influence of the Cleaning on the Surface of PV Modules*, Berlin.
- [4 PI Photovoltaik-Institut Berlin AG, *Evaluation of GEVA-BOT cleaning device: Accelerated testing for Yingli modules installed in the Halutziot solar power plant*, Berlín, 2017.
- [4 T. Weber, "Impact & Consequences of Soiling and Cleaning of PV Module," Denver, 2015.
- [4 A. K. Mondal and K. Bansal, "A brief history and future aspects in automatic cleaning systems for solar photovoltaic panels," *Advanced Robotics*, vol. 29, no. 8, p. 515–524, 2015.
- [4 N. Ferretti, "PV Module Cleaning - Market Overview and Basics ," Berlín.
- [4 M. Schmela, "PV Cleaning: Choosing the Optimal Method and Frequenc," 2017.
- [4 X. Pan, S. Zhang, J. Xu, Z. Feng and P. J. Verlinden, "PERFORMANCE OF DIFFERENT ANTI-REFLECTIVE COATED GLASS FOR PV MODULES," in *31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Hamburg (DE), 2015.
- [4 E. Klimm, T. Kaltenbach, D. Philipp, M. Masche, K. Weiss and M. Koehl, "Soiling and abrasion testing of surfaces for solar energy systems adapted to extreme climatic conditions," in *31st European PV Solar Energy Conference and Exhibition*, Hamburgo (DE), 2015.
- [4 D. C. Miller, M. T. Muller and . L. J. Simpson, "Review of Artificial Abrasion Test Methods for PV Module Technology," Denver (CO), 2016.
- [5 K. Ilse, P. Miclea, M. Mirza and C. Hagendorf, "RESULTS FROM ABRASION TESTS SIMULATING CLEANING OF ANTI-REFLECTIVE AND ANTISOILING COATINGS," in *2018 International Soiling Workshop*, Denver, USA, 2018.
- [5 J. Bengoechea, A. Lagunas, M. J. Rodríguez and E. Zugasti, "SUSCEPTIBILITY OF CPV OPTICAL MATERIALS TO ABRASION," Pamplona (ES), 2019.
- [5 U. d. A. Blanca Jalvo Sánchez (Grupo de Ingeniería Química, «aguasresiduales.info,» 11 10 2017. [En línea]. Available: <https://www.aguasresiduales.info/revista/blog/eficacia-antimicrobiana-y-de-auto-limpieza-de-superficies-funcionalizadas-con-nanoparticulas-fotocataliticas-de-dioxido-de-titanio-tio2>. [Último acceso: 01 06 2020].

- [5 A. Kimber, L. Mitchell, S. Nogradi and . H. Wenger,
3] "THE EFFECT OF SOILING ON LARGE GRID-
CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS IN CALIFORNIA AND THE SOUTHWEST REGION OF
THE UNITED STATES," in *4th World Conference on Photovoltaic Energy Conference*,
Waikoloa, HI, 2006.
- [5 C. Völker, D. Philipp, M. Masche and T. Kaltenbach, "Development of a test method for
4] the investigation of the abrasive effect of sand particles on components of solar energy
systems," in *29th European PV Solar Energy Conference and Exhibition*, Amsterdam (NL),
2014.
- [5 K. Ilse, D. P. Miclea, D. V. Naumann and D. C. Hagendorf, "CLEANING RESISTANCE OF
5] GLASS COATINGS," Sülzetal (DE), 2018.
- [5 Y. Shao, M. Klose and K.-H. Wyrwoll, "Recent global dust trend and connections to climate
6] forcing," *JOURNAL OF GEOPHYSICAL RESEARCH*, vol. 118, no. ATMOSPHERES, p. 11, 2013.