



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



TRABAJO DE FIN DE GRADO

**Estabilización de los parámetros
eléctricos que caracterizan la eficiencia
de los paneles fotovoltaicos de silicio
amorfo bajo condiciones reales de
funcionamiento**

AUTOR

Martínez Cano, Antonio

TUTORES

Seguí Chilet, Salvador

Hernández Fenollosa, M^a Ángeles

Universitat Politècnica de València
Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Grado en Ingeniería Aeroespacial

Septiembre 2020

Preámbulo

Este Trabajo de Fin de Grado nace de la motivación interna de entender el campo de la energía solar, sobre todo la energía solar fotovoltaica desde una perspectiva totalmente nueva, ya que al pertenecer al Grado de Ingeniería Aeroespacial, este tipo de energías no han sido foco de estudio. Es cierto que la primera idea de este proyecto no fue la que posteriormente se tratará en el presente documento, sino que estuvo enfocado en el crecimiento de nanomateriales de óxido de zinc pero a consecuencia de la pandemia conocida como COVID-19 no pudo ser llevada cabo y se tuvo que reestructurar el trabajo.

Sin embargo, M^o Ángeles Hernández Fenollosa me propuso esta nueva línea de trabajo y me pareció muy interesante, ya que no solo me sirve para poder entender mejor la energía fotovoltaica, en especial la física de los paneles fotovoltaicos, sino que también me sirve para entender mejor los fenómenos físicos desde una perspectiva más rigurosa al tratarse de una modelización matemática a partir de modelos de ajuste, poniendo énfasis en los modelos dosis-respuesta.

Agradecimientos

En primer lugar deseo expresar mi agradecimiento a mis tutores Salvador Seguí Chilet y María de los Ángeles Hernández Fenollosa por la ayuda y el apoyo prestados, sin su constante motivación este proyecto no habría sido posible. Gracias por todo lo que me habéis enseñado en estos meses de trabajo y por haberme guiado a lo largo de todo el proceso.

Gracias a mi familia por estar siempre ahí, apoyándome en los momentos más difíciles y por darme fuerzas cuando yo apenas las tenía. A mi hermana agradecerle sus sabios consejos y su constante protección a pesar de la distancia que nos separaba. Vuestra paciencia y sobre todo, cariño, me han ayudado a ser quien soy hoy día.

También me gustaría agradecer a mis compañeras de piso todo lo que han hecho por mí durante estos largos 4 años de carrera. Gracias por ayudarme en todo momento y de confiar en mí cuando yo no lo hacía.

Finalmente, me gustaría agradecer este trabajo a mis amigos y a mi pareja, que han estado siempre conmigo y han convertido esta etapa en una de las mejores de mi vida.

La inspiración desbloquea el futuro

Studio Ghibli

Índice general

Resumen

xxv

1. Antecedentes y estado del arte	1
1.1. Desarrollo energético en la sociedad.	1
1.1.1. Energías convencionales frente energías renovables.	2
1.1.2. El consumo y el mix energético.	4
1.2. La energía solar fotovoltaica.	6
1.2.1. Breve historia sobre la energía solar fotovoltaica.	7
1.2.2. El desarrollo de la energía solar fotovoltaica.	8
1.2.3. El desarrollo fotovoltaico en el mundo	8
1.2.4. El desarrollo fotovoltaico en España	10
1.2.5. Ventajas e inconvenientes de la energía solar fotovoltaica.	10
1.3. La energía solar fotovoltaica en el sector aeroespacial.	11
1.4. La tecnología solar fotovoltaica.	12
1.4.1. El efecto fotoeléctrico y fotovoltaico.	12
1.4.2. La radiación solar.	13
1.4.2.1. Irradiancia.	14
1.4.2.2. Masa de aire.	15
1.4.2.3. Radiación solar en una superficie inclinada.	16
1.4.3. Eficiencia fotovoltaica.	17
1.4.3.1. Métodos técnicos de mejora de la eficiencia solar.	18
1.4.4. Módulo fotovoltaico.	19
1.4.5. Célula solar.	20
1.4.5.1. Semiconductores y la unión P-N.	20
1.5. Clasificación de las tecnologías fotovoltaicas.	22
1.6. Caracterización eléctrica.	27
1.6.1. Curva característica del módulo fotovoltaico.	27
2. Fenómenos de estabilización y factores de degradación en el silicio amorfo	31
2.1. Estabilización inducida por el efecto <i>Staebler-Wronski</i>	31
2.2. Efecto annealing.	33
2.3. Efecto estacional del silicio amorfo.	35
2.4. Factores de pérdida de la célula fotovoltaica.	37
2.4.1. Efecto de la temperatura.	37
2.4.2. Efecto de la irradiancia.	39
2.4.3. <i>Mismatching</i>	40

2.4.4.	Efectos angulares y espectrales.	41
2.4.5.	Efectos de la suciedad en el módulo fotovoltaico.	42
2.4.6.	Causas del envejecimiento del módulo fotovoltaico.	42
3.	Modelos matemáticos de funcionamiento de una célula fotovoltaica	45
3.1.	Modelo teórico de Shockley.	46
3.2.	Modelo uni-diodo.	47
3.3.	Modelo bi-diodo.	48
3.4.	Simplificaciones de Green.	49
4.	Modelos matemáticos de ajuste de una placa de silicio amorfo	53
4.1.	Descripción de las plantas fotovoltaicas.	54
4.1.1.	Planta fotovoltaica ETSID.	57
4.1.2.	Planta fotovoltaica NEXUS.	58
4.2.	Modelos de ajuste durante estabilización inicial.	59
4.2.1.	Modelos de Regresión Lineal.	59
4.2.2.	Modelo dosis-respuesta.	67
4.3.	Modelos de ajuste durante degradación.	69
4.3.1.	Modelo de Pan.	70
4.3.2.	Modelo exponencial.	71
4.3.3.	Modelo por estrés ultravioleta.	71
4.3.4.	Modelos por estrés térmico.	72
4.3.5.	Modelo de Peck.	72
5.	Reinterpretación del modelo dosis-respuesta.	75
5.1.	Implementación de nuevos datos.	75
5.1.1.	Distribución de $P_{MPP_STC_pu}$	77
5.1.2.	Ajustes matemáticos lineales, no lineales y polinómicos de degradación.	78
5.2.	Nuevos modelos dosis-respuesta para la estabilización del silicio amorfo.	85
6.	Conclusiones y desarrollos futuros	99
6.1.	Introducción	99
6.2.	Conclusiones	99
6.3.	Desarrollos futuros	101
7.	Pliego de condiciones.	103
7.1.	Condiciones generales.	103
7.1.1.	General.	103
7.1.2.	1.2 Real Decreto 488/1997 de 14 de abril.	103
7.2.	Condiciones de especificaciones técnicas.	108
7.2.1.	Especificaciones de materiales y equipos.	109
8.	Presupuesto	111
8.1.	Costes a tener en cuenta.	112
8.2.	Desglose de costes unitarios.	114
8.2.1.	Coste de material y software unitario.	114
8.2.2.	Coste de personal cualificado unitario.	115

8.2.3. Coste de monotorización.	116
8.2.4. Coste de material de oficina.	116
8.3. Presupuesto total.	116
9. Planos	119
A. Ajustes estadísticos	121
Bibliografía	137

Índice de figuras

1.1.	Consumo de energía per cápita [1].	2
1.2.	Emisiones de CO_2 en millones de toneladas métricas [4].	3
1.3.	Consumos energéticos mundiales por tipo de tecnología. [8].	4
1.4.	Consumo energético en la Unión Europea en 2005 y 2016 [9].	5
1.5.	Distribución porcentual del consumo energético en España en 2018 [11].	6
1.6.	Evolución histórica del precio en $\text{€}/W_p$ del panel fotovoltaico [14].	8
1.7.	Evolución de la capacidad instalada de solar fotovoltaica en el mundo (MW) [16].	9
1.8.	Capacidad instalada de solar fotovoltaica por grandes regiones, 2017 (MW) [16].	9
1.9.	Tipos de radiación [25].	15
1.10.	Ángulo del Sol referente a la Tierra [26].	16
1.11.	Radiación solar en una superficie inclinada [27].	16
1.12.	Comparativa de las distintas eficiencias y tecnologías de los paneles fotovoltaicos [31].	18
1.13.	Conexión de un módulo fotovoltaico con 36 células c-Si en serie. [35]	20
1.14.	Efecto fotovoltaico en una célula fotovoltaica [40].	21
1.15.	Lingotes de silicio crecidos por el método de <i>Czochralski</i> [37].	22
1.16.	Método de zona flotante. [37]	23
1.17.	Panel solar monocristalino. [38]	24
1.18.	Panel solar policristalino [38].	24
1.19.	Panel solar de silicio amorfo. [40]	26
1.20.	Curva característica I-V de una célula FV [42].	28
2.1.	Módulo afectado por LID. Inicial (izquierda) y después de la exposición a la irradiación (derecha) [50].	32
2.2.	Densidad de corriente bajo condiciones de iluminación antes y después del <i>annealing</i> para diferentes temperaturas [56].	34
2.3.	Curva I-V de un módulo FV a diferentes temperaturas [35].	37
2.4.	Efecto de la temperatura en la eficiencia para c-Si y a-Si:H [35].	38
2.5.	Variación de la eficiencia con respecto a la irradiancia [35].	38
2.6.	Curva I-V para diferentes valores de radiación [35].	39
2.7.	Curva P-V para diferentes valores de radiación [35].	40
3.1.	Modelo de Shockley [81].	47
3.2.	Modulo de un diodo de una célula PV [35].	47
3.3.	Modelo de dos diodos de una célula PV [81].	49

4.1. Localización de las plantas fotovoltaicas en el campus Vera (UPV) [35].	54
4.2. Temperatura máxima y mínima promedio en Valencia.	55
4.3. Categorías de nubosidad en Valencia.	55
4.4. Horas de luz natural y crepúsculo en Valencia.	56
4.5. Planta fotovoltaica ETSID [35].	57
4.6. Orientación de placa ETSID sobre cubierta del edificio [35].	57
4.7. Placa fotovoltaica NEXUS [35].	58
4.8. Orientación de placa NEXUS sobre cubierta del edificio [35].	58
4.9. Diagramas de valores de correlación de Pearson (r) [90].	61
4.10. Ajuste logarítmico anual para ETSID [35].	63
4.11. Ajuste polinómico anual para ETSID [35].	64
4.12. Ajuste exponencial anual para ETSID [35].	64
4.13. Ajuste logarítmico anual para NEXUS [35].	65
4.14. Ajuste polinómico anual para NEXUS [35].	66
4.15. Ajuste exponencial anual para NEXUS [35].	66
4.16. Curva logística normalizada.	68
4.17. Evolución de $P_{MPP_STC_pu}$ [35].	69
5.1. Evolución de $P_{MPP_STC_pu}$ durante 8 años de funcionamiento.	76
5.2. Distribución $P_{MPP_STC_pu}$ para NEXUS y ETSID.	77
5.3. Tipos de ajustes realizados.	79
5.4. Ajuste logarítmico de 2 orden para ETSID.	81
5.5. Ajuste <i>piecewise</i> de 3 segmentos para ETSID.	82
5.6. Ajuste logarítmico de 3 orden para NEXUS.	83
5.7. Ajuste <i>piecewise</i> de 3 segmentos para NEXUS.	84
5.8. Tasas de crecimiento <i>per capita</i> para los modelos (a) logístico, (b) <i>food-limited</i> , (c) con efecto <i>Allee</i> [101].	86
5.9. Ajuste 5PL a datos.	87
5.10. Ajuste 4PL a datos.	87
5.11. Efectos al variar los parámetros a , b , c , d y g	88
5.12. Ajuste dosis-respuesta con factor peso ETSID.	90
5.13. Ajuste dosis-respuesta sin factor peso ETSID.	91
5.14. Ajuste dosis-respuesta sin factor peso y sin asimetrías ETSID.	92
5.15. Ajuste dosis-respuesta con factor peso NEXUS.	93
5.16. Ajuste dosis-respuesta sin factor peso NEXUS.	95
5.17. Ajuste dosis-respuesta sin factor peso y sin asimetrías NEXUS.	96
9.1. Esquema eléctrico unifilar planta fotovoltaica ETSID.	119
9.2. Esquema eléctrico unifilar planta fotovoltaica NEXUS.	120

Índice de tablas

1.1.	Distribución espectral de la radiación solar extraterrestre [24].	13
1.2.	Eficiencia del módulo fotovoltaico por tecnología.	26
1.3.	Condiciones de test para plantas fotovoltaicas.	27
2.1.	Valores de Potencia tras LID y periodo de estabilización.	33
2.2.	Clasificación de modos de degradación de un módulo solar [78, 79].	43
4.1.	Valores anuales de temperatura media para Valencia [87].	54
4.2.	Relación de ajustes matemáticos y R^2	62
5.1.	Datos estadísticos para valores de $P_{MPP_STC_pu}$	78
5.2.	Relación de ajustes matemáticos y R^2	80
5.3.	Relación de ajustes matemáticos no lineales y R^2	85
5.4.	Parámetros de ajuste del sistema dosis-respuesta para 5PL con factor P.	89
5.5.	Parámetros de ajuste del sistema dosis-respuesta para 5PL sin factor P.	91
5.6.	Parámetros de ajuste del sistema dosis-respuesta para 4PL sin factor P.	92
5.7.	Parámetros de ajuste del sistema dosis-respuesta para 5PL con factor P.	93
5.8.	Parámetros de ajuste del sistema dosis-respuesta para 5PL sin factor P.	94
5.9.	Parámetros de ajuste del sistema dosis-respuesta para 4PL sin factor P.	96
8.1.	Presupuesto desglosado.	117
8.2.	Presupuesto total con I.V.A.	118

Glosario de Símbolos

A_s	Superficie célula fotovoltaica (m^2)
AM	Masa de aire en condiciones estándar (valor = 1,5)
D_R	Ratio de degradación (%)
e	Número de Euler $e = 2,71828\dots$
E_a	Energía de activación (J/mol)
E_x	Radiación incidente (W/m^2)
F_{DR}	Factor de ratio de degradación
FF	Factor de forma o factor de llenado
GI	Irradiancia en el plano (W/m^2)
G_{BT}	Radiación directa sobre superficie inclinada (W/m^2)
G_{DT}	Radiación difusa sobre superficie inclinada (W/m^2)
G_{GT}	Radiación reflejada sobre superficie inclinada (W/m^2)
HR	Humedad relativa (%)
I_D	Corriente inversa (A)
I_{MPP}	Corriente en el punto de máxima potencia (A)
I_{MPP_LID}	Pérdida de corriente en punto de máxima potencia para LID (%)
I_{ph}	Corriente fotogenerada por la célula (A)

I_{PV}	Corriente fotovoltaica (A)
I_{SC}	Corriente de cortocircuito (A)
I-V	Curva tensión - corriente
k	Constante de Boltzman ($1,381 \cdot 10^{-23}$ J/K)
m	Factor de idealidad del diodo
MPP	Punto de máxima potencia
NOCT	Temperatura nominal de operación de la célula (°C)
P_{inc}	Potencia incidente (W)
P_{MPP}	Potencia en el punto de máxima potencia (W)
P_{MPP_LID}	Pérdida de potencia en el punto de máxima potencia para LID (%)
P_{MPP_pu}	Potencia en el punto de máxima potencia en sistema unitario
P_{MPP_STC}	Potencia en el punto de máxima potencia en condiciones STC
$P_{MPP_STC_pu}$	Potencia en el punto de máxima potencia en condiciones STC <i>per-unit</i>
P_{PV}	Potencia en el sistema fotovoltaico (W)
PSH	Hora solar pico, eq. $1 \text{ kWh}/m^2$
P_{STC}	Potencia bajo condiciones estándar (W)
P-V	Curva potencia - tensión
q	Carga del electrón ($1,602 \cdot 10^{-19}$ C)
R	Constante universal de los gases ($8,3142 \text{ J} \cdot K^{-1} \cdot mol^{-1}$)
R_S	Resistencia en serie (Ω)
R_{SH}	Resistencia en paralelo (Ω)
R^2	Coefficiente de determinación
ρ o r	Coefficiente de correlación de Pearson

T	Temperatura (K)
T_{amb}	Temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$)
T_{cell}	Temperatura de célula ($^{\circ}\text{C}$)
T_{cmx}	Transmitancia del vidrio ($\text{W}/\text{m}^2\text{K}$)
V_D	Diferencia de potencial entre terminales (V)
V_{OC}	Tensión de circuito abierto (V)
V_{PMP}	Tensión en el punto de máxima potencia (V)
V_{PV}	Tensión entre bornes del módulo fotovoltaico (V)
V_T	Tensión térmica de juntura (V)
W_{pk}	Watio pico (W)
β	Ángulo óptimo de instalación de placa fotovoltaica ($^{\circ}$)
γ	Constante de Euler (2,71828)
η	Eficiencia (%)
ϕ	Latitud ($^{\circ}$)
λ	Coefficiente de degradación
τ	Coefficiente de recuperación o templado

Glosario de acrónimos y abreviaturas

AM	Masa de aire
ANOVA	Análisis de la varianza (método estadístico)
a-Si:H	Silicio amorfo hidrogenado
a-SiGe:H	Silicio-Germanio amorfo hidrogenado
CdTe	Telururo de cadmio
COV_s	Compuestos orgánicos volátiles
CIS	Cobre Indio Seleniuro (célula solar)
CISG	Cobre Indio Galio Seleniuro (célula solar)
CO_2	Dióxido de carbono
c-Si	Silicio cristalino
Dye	Célula solar sensibilizada por colorante
EERR	Energías renovables
GaAs	Arseniuro de Galio (célula solar)
KGP	Köppen-Geiger-Pohl (Clasificación climática)
LID	Degradación inducida por la luz
NOCT	Temperatura de operación nominal de la célula
NO_x	Óxidos de nitrógeno
NREL	Laboratorio nacional de energías renovables

PSH	Hora solar pico
p-Si	Silicio policristalino
PV	Fotovoltaica
QDC	Célula de puntos cuánticos
RD	Real decreto
SOC	Condiciones de operación estándar
SO_x	Óxidos de azufre
STC	Condiciones estándar de test
SWE	Efecto Staebler-Wronski
UE	Unión Europea
UPV	Universidad Politécnica de Valencia
UV	Ultravioleta

Resumen

Debido a la incesante evolución tecnológica de las diferentes fuentes de energía, se considera necesario el análisis del comportamiento de una de las principales fuentes de energía renovables: la energía solar fotovoltaica. De modo que se establece como objetivo del presente trabajo de fin de grado, el estudio de los factores que influyen en la evolución de la potencia y eficiencia a lo largo del tiempo de dos plantas fotovoltaicas de silicio amorfo (a-Si:H).

Se han monitorizado dos plantas fotovoltaicas ubicadas en la Universidad Politécnica de Valencia, ambas con unas condiciones de funcionamiento muy similares pero que fueron puestas en marcha en diferentes fechas. Estas instalaciones comparten características similares en cuanto a tecnología y componentes fotovoltaicos, pero presentan disimilitudes en las condiciones mecánicas y eléctricas que tendrán que ser comparadas en igualdad de condiciones.

La principal sinergia de este tipo de energía yace en la relación entre la potencia y la irradiación entrante acumulada que revela una evolución cuya modelización matemática resulta de gran interés para el campo de la energía fotovoltaica. Los resultados pueden proporcionar una herramienta poderosa para los diseñadores de plantas fotovoltaicas porque permiten la predicción de la respuesta de estabilización a escala temporal en términos de potencia unitaria, correlacionada con las horas pico de sol recibidas.

Palabras clave: silicio amorfo, irradiación entrante acumulada, estabilización, potencia unitaria, horas de pico de sol.

Abstract

Due to the unceasing technological evolution of the different energy sources, it is considered necessary the analysis of the performance of one of the main renewable energy sources: photovoltaic solar energy. Therefore, an objective is established in the current final degree project: the study of the influence of factors on the development of power and efficiency in two photovoltaic plants made of amorphous silicon (a-Si:H).

Two photovoltaic plants located at the Polytechnic University of Valencia have been monitored, both with very similar operating conditions but they were started up on different dates. Both installations share similar characteristics in terms of technology and photovoltaic components, however they present dissimilarities in the mechanical and electrical conditions that will have to be compared on equal terms.

The main synergy of this type of energy lies in the relationship between power and accumulated incoming irradiation which reveals an evolution whose mathematical modelling is of great interest in the field of photovoltaic energy. The result can provide a powerful tool for designers of photovoltaic plants because they allow prediction of the stabilization response on a time scale in terms of unit power, correlated with peak hours of sunshine received.

Keywords: amorphous silicon, accumulated incoming irradiation, stabilization, unit power, peak hours of sunshine.

Resum

A causa de la incessant evolució tecnològica de les diferents fonts d'energia, es considera necessari l'anàlisi del comportament d'una de les principals fonts d'energia renovables: l'energia solar fotovoltaica. De manera que s'estableix com a objectiu del present treball de fi de grau, l'estudi dels factors que influeixen en l'evolució de la potència i eficiència al llarg del temps de dues plantes fotovoltaïques de silici amorf (a-Si:H).

S'han monitoritzat dues plantes fotovoltaïques situades en la Universitat Politècnica de València, totes dues amb unes condicions de funcionament molt similars però que van ser posades en marxa en diferents dates. Sègles instal·lacions comparteixen característiques similars quant a tecnologia i components fotovoltaïcs, però presenten dissimilituds en les condicions mecàniques i elèctriques que hauran de ser comparades en igualtat de condicions.

La principal sinergia d'aquesta mena d'energia ja u en la relació entre la potència i la irradiació entrant acumulada que revela una evolució tal que la seva modelització matemàtica resulta de gran interès per al camp de l'energia fotovoltaica. Els resultats poden proporcionar una eina poderosa per als dissenyadors de plantes fotovoltaïques perquè permeten la predicció de la resposta d'estabilització a escala temporal en termes de potència unitària, correlacionada amb les hores pic de sol rebudes.

Paraules clau: silici amorf, irradiació entrant acumulada, estabilització, potència unitària, hores de pic de sol.

Capítulo 1

Antecedentes y estado del arte

1.1. Desarrollo energético en la sociedad.

La energía es un agente decisivo en la transformación y desarrollo de los patrones culturales al erigirse como el principal factor endémico de diferenciación social. El modelo energético, es decir, el tipo de energía que se emplea y todo lo que subyace determina el modelo de sociedad al que estamos destinados a vivir desde nuestro nacimiento. Los problemas energéticos son abordados desde diferentes vertientes, todas ellas imprescindibles, como son los factores tecnológicos, medioambientales, económicos y sociopolíticos. Durante esta introducción se abordará, sobre todo, el factor medioambiental al estar intrínsecamente relacionado con las energías renovables, en concreto, con la energía solar fotovoltaica.

La “sociedad red” o “sociedad del conocimiento” [1] son términos ampliamente utilizados en el espectro científico-social que tratan de resumir las transformaciones sociales que tienen lugar en la colectividad moderna. Debido a los grandes desafíos a los que la sociedad actual se enfrenta, como son el previsible agotamiento de los recursos de origen fósil y el cambio climático como consecuencia de las emisiones de efecto invernadero, un nuevo y exigente *modus operandi* debe ser aproximado.

En los países desarrollados, en los que el acceso a la electricidad está garantizado, los desafíos son completamente diferentes comparados con los países en caminos de desarrollo. Este paradigma se ve reflejado en el consumo energético, siendo las sociedades en alto desarrollo las más consumidoras.

En la Figura 1.1 se puede observar la correlación entre el consumo energético per cápita y el índice de desarrollo humano. Se infiere de esta imagen que el acceso prioritario a formas modernas de electricidad es un requisito esencial para contribuir al bienestar de la población mundial.

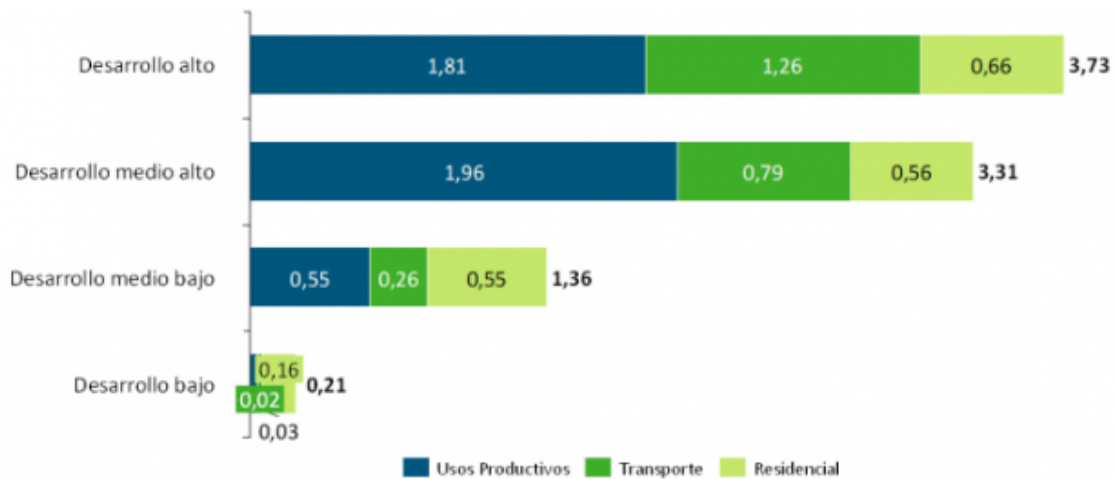


Figura 1.1: Consumo de energía per cápita [1].

1.1.1. Energías convencionales frente energías renovables.

La energía puede proceder de diferentes fuentes, que se pueden agrupar en dos tipos: fuentes renovables y fuentes no renovables. Las energías renovables son todas aquellas procedentes de recursos limpios e inagotables porque son capaces de regenerarse de manera natural. En cambio, las energías convencionales son aquellas que se encuentran de manera limitada en la naturaleza. El primer grupo se subdivide en energía obtenida directamente o indirectamente del sol (energía solar, en el primer caso; energía eólica, hídrica, de la biomasa, en el segundo), o del sol y la luna (energía maremotriz). Al segundo grupo pertenecen los depósitos de carbón, petróleo, gas natural, combustibles nucleares (uranio y otros) y geotérmica. Estas últimas suponen alrededor de un 90 % de la energía mundial.

Esta clasificación es relevante, pues el periodo de utilización es muy diferente en función de la energía que se emplee. De corto periodo de utilización ($\ll 100$ años) son el gas, el petróleo; de medio (entre 100 y 1000 años) el carbón o los combustibles nucleares de fisión; y de largo periodo de utilización ($\gg 1000$ años) [2] la energía geotérmica o la nuclear de fusión que todavía no es factible.

El problema de las energías no renovables, concretamente los combustibles fósiles, a parte del agotamiento de los recursos, la dificultad de abastecimiento y la dependencia energética [3]; es su asociación a una serie de problemas medioambientales. Además del proceso de contaminación que conlleva la generación de dichos combustibles, lo que comúnmente se denomina en el sector de los motores alternativos como *well to tank*, es durante el proceso de combustión cuando se libera a la atmósfera enormes emisiones de gases de efecto invernadero, como el CO_2 , NO_x , SO_x , COVs, partículas en suspensión, etc. contribuyendo principalmente al calentamiento global. En la Figura 1.2 se puede observar las emisiones de dióxido de carbono totales en Europa en millones de toneladas métricas.

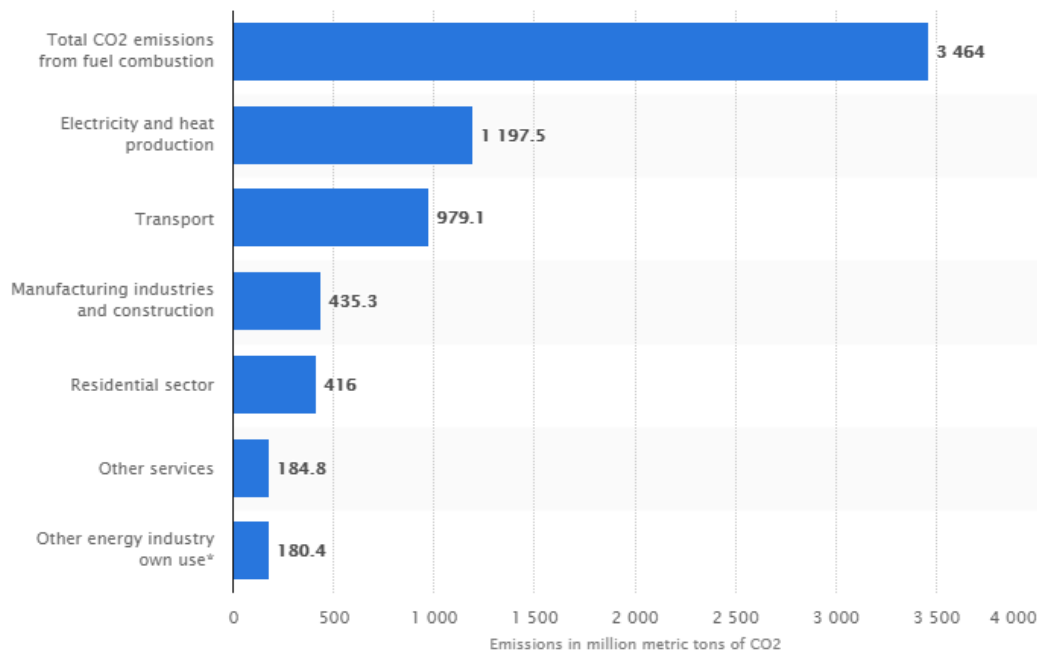


Figura 1.2: Emisiones de CO_2 en millones de toneladas métricas [4].

Las consecuencias del calentamiento global no solo afectan a las áreas más industrializadas sino que afectan a todo el planeta. El deshielo de los glaciares con el subsecuente aumento del nivel de los mares y océanos así como la disminución de la flora y fauna son unos de los principales efectos. Es aquí dónde radica la vital importancia del desarrollo e investigación en energías renovables como vía de escape a este problema, minimizando las emisiones de dióxido de carbono y por ende, reduciendo la dependencia del ser humano con los combustibles fósiles.

Según diversos estudiosos del tema [5, 6], como contrapartida a la asoladora pandemia conocida comúnmente como COVID-19 que produjo que los niveles de producción mundial de petróleo se redujeran entorno a un 10% entre los meses de mayo y junio y dio lugar a un decremento en los índices de emisiones contaminantes de CO_2 , aseguran que es ahora cuando se ha presentado la mejor oportunidad para poder acelerar la transición hacia alternativas energéticas más limpias, como son la energía solar y eólica.

De hecho la energía solar ya es una fuente de energía implementada en diversos aspectos de nuestra vida; como es el caso de su equipamiento en edificios y huertos solares. La organización arquitectónica y el diseño urbano han sido dos ítems que se han beneficiado y aprovechado de las ventajas del clima natural integrando sistemas pasivos de captación de energía solar permitiendo la entrada directa de luz.

Aunque todavía queda mucho camino por recorrer debido a las desventajas potenciales de las energías renovables como por ejemplo, la obtención irregular de las mismas, es cierto que se están sustentando como energías alternativas maduras, convirtiéndose en diamantes en bruto.

1.1.2. El consumo y el mix energético.

El mix energético [7] alude a la combinación de las diferentes fuentes de energía que se emplean para la satisfacción de la demanda eléctrica en cada instante en una zona geográfica determinada. Para poder entender mejor la distribución energética, en los párrafos posteriores se realizará un desglose de la matriz energética a diferentes escalas: mundial, europea y española.

A causa del ritmo frenético del nivel de vida que los seres humanos llevamos y sumado al crecimiento poblacional, que de acuerdo a varios estudios predicen una población de 10.000 millones de personas para 2050 (7800 millones actualmente), la cantidad de energía que requeriremos en un futuro será mayor y por lo tanto el abastecimiento energético se convertirá en un grave problema que necesitará ser estudiado con cautela, pues como se ha comentado en los apartados anteriores, es uno de los principales indicadores socioeconómicos. En la Figura 1.3 se puede apreciar como el mix energético mundial está dominado principalmente por los combustibles fósiles cuya evolución desde los años 70 ha sido notable. Las tecnologías renovables, en cambio, con otras tecnologías minoritarias han sido relegadas a un segundo plano suponiendo un 13-14 % del total.

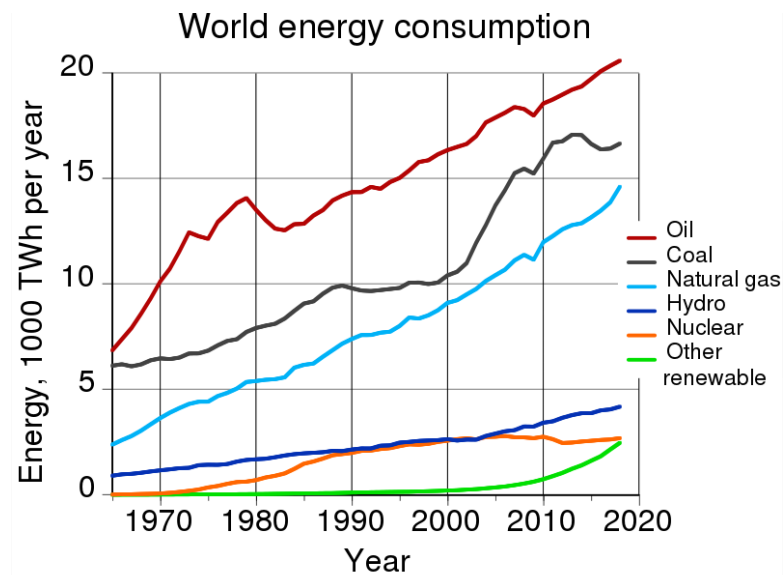


Figura 1.3: Consumos energéticos mundiales por tipo de tecnología. [8].

No obstante, se debe de remarcar la evolución que ha experimentado las energías limpias durante estos últimos 30 años gracias a múltiples avances científicos así como a nuevas políticas globales que han fomentado la inversión económica en la investigación y desarrollo de las tecnologías más verdes.

En la Unión Europea la evolución de las energías renovables ha sufrido un importante auge. Como se puede ver en la Figura 1.4, la capacidad de generación de las energías limpias cada vez es mayor, dando lugar a potencias instaladas de 154 GW para la generación eólica y de 101 GW para la energía solar fotovoltaica en el año 2016. Esto supondría un 15 % de potencia instalada para la energía eólica y un 11 % para la energía solar.

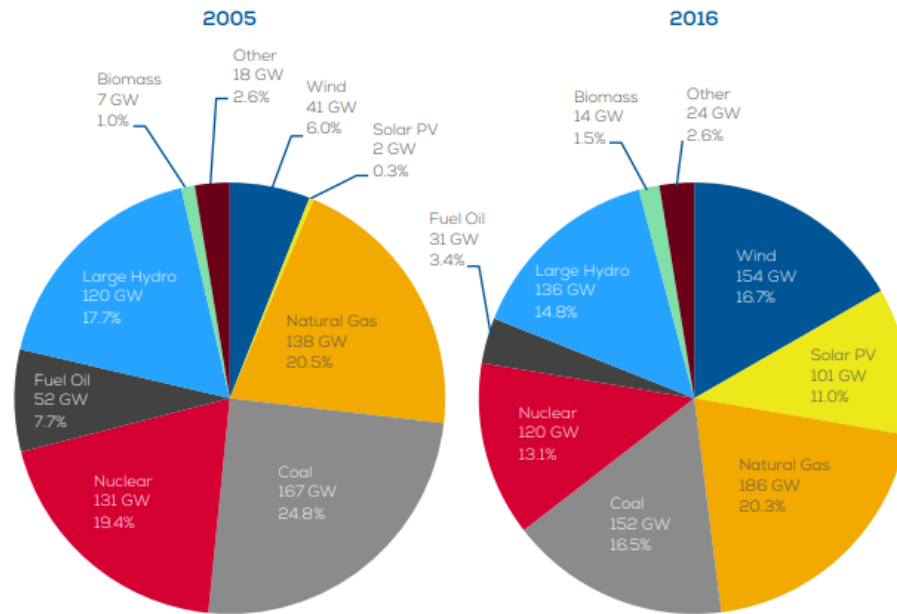


Figura 1.4: Consumo energético en la Unión Europea en 2005 y 2016 [9].

A nivel nacional, el mix energético en 2018 (Figura 1.5) quedó distribuido de la siguiente manera: petróleo (47,2%), gas natural (19,2%), renovable (11,3%), nuclear (8,9%), carbón (7,87%) e hidroeléctrica (5,7%). Esto supone un aumento del 1,8% del consumo total de energía primaria respecto a 2017, manteniendo la tendencia iniciada en 2015. En 2018 se consumieron 141,4 millones de toneladas equivalentes de petróleo.

El petróleo y renovables fueron las únicas fuentes, tras crecer en 2017, volvieron a decrecer en 2018, con un 2,6% y un 1,7% respectivamente. El carbón, en cambio, descendió un 17,3%. En relación con la energía hidráulica, durante el año 2018 se revirtió la coyuntura negativa de 2017 [10], cuando una gran sequía produjo un desplome de la producción de la energía hidroeléctrica. Gracias al descenso del carbón y al aumento de la energía hidroeléctrica, las emisiones de CO_2 en España se redujeron en un 1,6%.

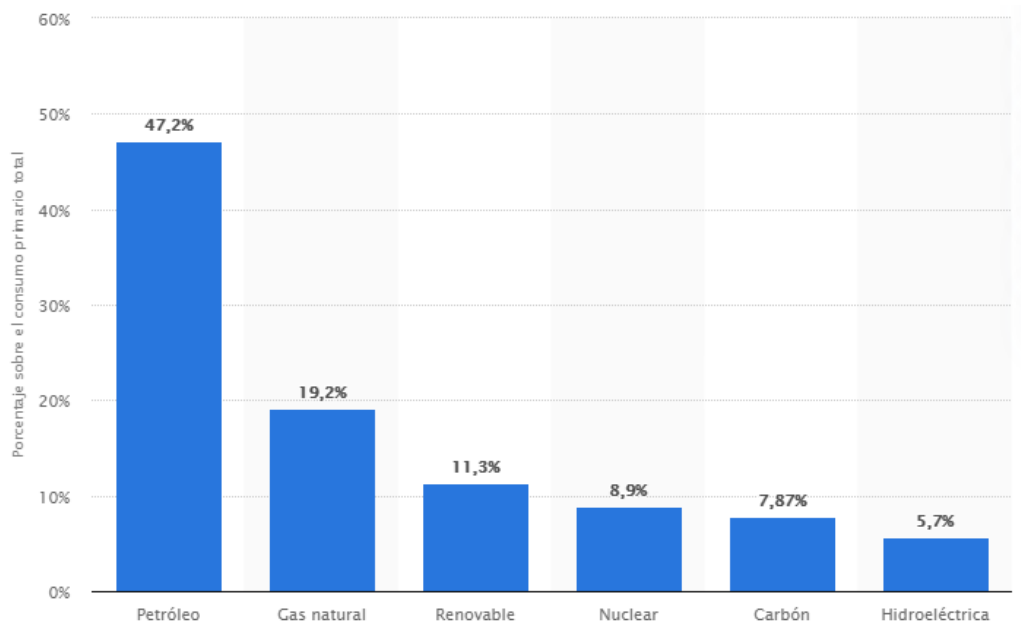


Figura 1.5: Distribución porcentual del consumo energético en España en 2018 [11].

1.2. La energía solar fotovoltaica.

La energía solar es la energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor en forma de radiación electromagnética procedente del sol, como resultado de un proceso de fusión nuclear. Dicha energía está considerada como una de las tecnologías más limpias, respetuosas con el medio ambiente, ya que además de no emitir ningún contaminante minimiza el impacto paisajístico en oposición a la energía eólica. En adición, es una energía inagotable cuyos costes de operación y mantenimiento son muy bajos y la vida útil oscila entre los 25 - 30 años. Al ser fácilmente escalable, modulable y muy versátil se convierte en una fuente de energía con proyección significativa.

El aprovechamiento de la energía solar se puede orientar en dos caminos: por conversión térmica de alta temperatura (sistema fototérmico) y por conversión fotovoltaica (sistema fotovoltaico). La conversión térmica a alta temperatura hace referencia a la transformación de la energía solar en energía térmica almacenada en un fluido. La aplicación a gran escala de este tipo de tecnología consiste en aprovechar el calor útil para transformarlo en energía eléctrica a través de un ciclo *Rankine*. En cambio, la conversión fotovoltaica consiste en la transformación directa de la energía luminosa en energía eléctrica por medio de paneles solares. Esta transformación, a diferencia de la realizada por el sistema termosolar, es más sofisticada cuyos requerimientos para un óptimo funcionamiento son más complicados de conseguir.

1.2.1. Breve historia sobre la energía solar fotovoltaica.

El inicio de la energía solar fotovoltaica data del año 1838 cuando el físico francés Alexandre Edmon Becquerel descubrió por primera vez el efecto fotovoltaico al experimentar con una pila electrolítica con electrodos de platino comprobando que al exponer uno de ellos al sol la corriente se incrementaba.

El siguiente movimiento tuvo lugar en 1873 cuando el ingeniero eléctrico inglés Willoughby Smith descubre el efecto fotovoltaico en sólidos dopados con selenio.

Unos cuantos años más tarde, en 1877, el inglés William Grylls Adams profesor de Física Natural en el King College de Londres, junto con su alumno Richard Evans Day, descubrieron que cuando exponían selenio a la luz generaba electricidad. Este hallazgo dio lugar a la primera célula fotovoltaica de selenio.

Si bien es cierto que todos estos experimentos estuvieron a la vanguardia de la ciencia durante el siglo XX, la electricidad que se conseguía era muy reducida quedando descartada cualquier aplicación práctica.

No es hasta el año 1953 cuando Calvin Fuller, Gerald Pearson y Daryl Chapin, desarrollaron la célula solar de silicio, tipología de célula que sigue utilizándose en la actualidad. Esta célula producía suficiente electricidad y era lo suficientemente eficiente para hacer funcionales pequeños dispositivos eléctricos. De esta forma empezaba la prometedora carrera de las placas fotovoltaicas como proveedoras de energía.

Estas últimas décadas y gracias al fomento en políticas verdes y en concienciación social con el medioambiente, han provocado la integración de este tipo de energía en la vida diaria de los seres humanos. Como consecuencia de esta mayor demanda el precio del módulo fotovoltaico experimentó un sustancial decremento. El precio de partida de los primeros paneles comerciales era de 11 €/W_{pk} en la década de los años 80. En cambio, en el año 2013 bajó de la barrera de 1 €/W_{pk} . Actualmente se pueden comprar módulos fotovoltaicos por menos de $0,6 \text{ €/W}_{pk}$ [12].

En la Figura 1.6 aparece representada en escala logarítmica la evolución histórica del precio medio del panel fotovoltaico en €/W_{pk} contra la producción acumulada en GW de paneles fabricados, pudiéndose apreciar la evolución y madurez que ha alcanzado la tecnología [13].

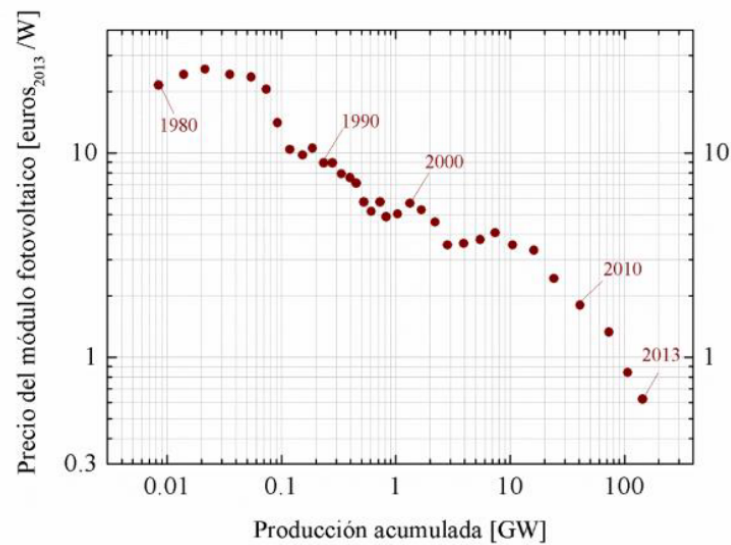


Figura 1.6: Evolución histórica del precio en €/W_p del panel fotovoltaico [14].

1.2.2. El desarrollo de la energía solar fotovoltaica.

Para poder entender la sostenibilidad energética en su sentido amplio es necesario involucrar 3 dimensiones: la social, la económica y la ambiental. No se puede entender la una sin la otra porque las 3 son equitativamente necesarias para el desarrollo de la sociedad moderna. Gracias a diversos acuerdos como el conocido “Acuerdo de París”, 195 [15] países firmaron un compromiso de concienciación climática de limitación del incremento de las temperaturas a nivel planetario por debajo de 2 grados centígrados. Con su entrada en vigor en el año 2016, en la actualidad 195 países que representan más del 88% de las emisiones globales han ratificado el acuerdo comprometiéndose a limitar sus emisiones de gases de efecto invernadero.

La apuesta de descarbonización de las economías implica un reto tecnológico y económico sin precedentes que obliga a los países firmantes a establecer criterios y estrategias bien orientadas. Es en este contexto en el cual la energía solar fotovoltaica se erige como una tecnología clave en la consecución de los objetivos acordados, no solo en el marco de la Unión Europea, sino también en aquellos objetivos relacionados con la sostenibilidad social y económica.

1.2.3. El desarrollo fotovoltaico en el mundo

La energía solar fotovoltaica sigue batiendo récords en los últimos años situándose, en términos de crecimiento, por encima de otras tecnologías. China representa uno de los principales motores de expansión de dicha energía a nivel global. En la Figura 1.7 se puede observar como contribuyó con más del 50% del total de nueva capacidad instalada. En los últimos 15 años, los incrementos que ha experimentado la producción solar fotovoltaica son indicios de ser una industria consolidada cuyo crecimiento a nivel global ha sido sorprendente.

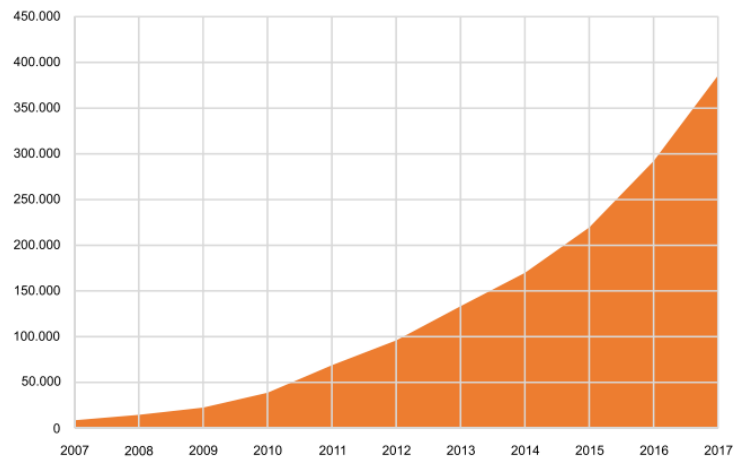


Figura 1.7: Evolución de la capacidad instalada de solar fotovoltaica en el mundo (MW) [16].

Atendiendo a la clasificación por grandes regiones se puede observar en la Figura 1.8 lo anteriormente comentado. En el segundo puesto se encuentra Europa con más del 28 % del total de MW instalados y en tercer puesto con un 12 % Norteamérica.

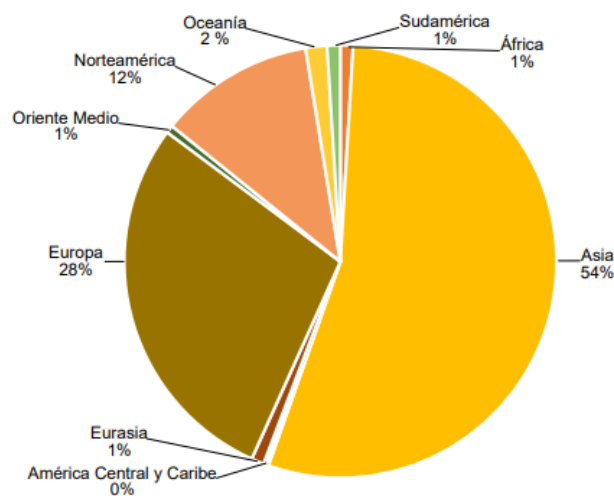


Figura 1.8: Capacidad instalada de solar fotovoltaica por grandes regiones, 2017 (MW) [16].

En los últimos años, los incrementos en la generación de electricidad con base fotovoltaica parecen haberse estabilizado entorno al 30 % y 40 % anual demostrando la alta penetración de este tipo de tecnologías en los mixes de generación a nivel global.

1.2.4. El desarrollo fotovoltaico en España

España gracias a su localización geográfica es uno de los países con mayor rango solar en la zona Euro. Esto sumado al panorama internacional de la energía fotovoltaica, especialmente, la estrategia climática y energética acordada en el marco de la Unión Europea, permiten augurar un escenario de desarrollo de la energía fotovoltaica en España prometedor para los próximos años.

En 2019, España fue el mercado líder en el sector fotovoltaico a nivel Europeo y el sexto a nivel mundial [17], con un récord de capacidad instalada con 4.200 MW de nueva capacidad. Los 8.913 MW de potencia fotovoltaica acumulada total permitieron registrar un récord de generación nacional en mayo de 2020, cuando la energía solar fotovoltaica participó en un 9,3% en el mix energético, respecto al 4,6% del mismo periodo en 2019.

Igualmente, España cuenta con un tejido industrial fotovoltaico sólido, de calidad y competitivo. Gracias al alto nivel de competitividad se han podido reducir los costes en torno a un 95% en la última década, convirtiéndose en una fuente de generación de energía convencional que unido a su positivo impacto ambiental, hace que esta tecnología sea uno de los motores de la recuperación económica en la fase post-COVID19.

1.2.5. Ventajas e inconvenientes de la energía solar fotovoltaica.

Como se ha comentado en apartados anteriores, el potencial de la energía solar fotovoltaica es asombroso pero no hay que dejar de lado los inconvenientes que supone su utilización y/o implementación en la sociedad de hoy día, que aunque sean pocos, tienen que ser nombrados. En primer lugar, entre las ventajas encontramos:

- No contaminante, no tiene partes móviles y su mantenimiento es sencillo y de bajo coste.
- No genera residuos, puede generar energía de forma segura y silenciosa y no consume combustibles fósiles.
- Es una fuente inagotable, ya que la energía fotovoltaica proviene del Sol.
- Larga vida útil (aproximadamente 30 años).
- Resisten condiciones climáticas extremas: granizo, viento, temperatura y humedad.
- Constituye una fuente de energía descentralizada, puede instalarse allí dónde se necesite, como áreas rurales donde no llega la electricidad.
- Alta fiabilidad.
- Gran modularidad; con la adición de módulos alcanzamos las necesidades requeridas.

Por otro lado, se encuentran las siguientes desventajas:

- Alta inversión inicial. Aunque el precio de los paneles ha disminuído, el coste de las baterías y otros componentes aún continúan siendo caros.

- Rendimientos bajos. A pesar del incremento de los rendimientos a nivel comercial, se requiere de un gran terreno para producir energía a gran escala.
- Dependencia del Sol; por lo que sufre una gran variación estacional.
- Su integración tanto en construcciones arquitectónicas como en fachadas ventiladas debe ser mejorada. Asimismo, su optimización en el sector aeroespacial es una tarea a cumplir.

1.3. La energía solar fotovoltaica en el sector aeroespacial.

La concepción de capturar la energía solar en el espacio para usarla como energía en la Tierra ha existido desde el comienzo de la era espacial. Una de las primeras aplicaciones de células solares fue la fuente auxiliar energética del satélite estadounidense *Vanguard I* [18] lanzado en el espacio en 1958. Esta tecnología, además de caracterizarse por su bajo coste, también es ligera, convirtiéndola en una opción viable para su incorporación tanto en satélites, estaciones espaciales y en aviones donde es necesario la implementación de fuentes de energía complementarias para el funcionamiento de sistemas auxiliares, como el sistema de aire acondicionado, entre otros.

Un claro ejemplo de la integración de la energía solar fotovoltaica aparece representada en el denominado avión solar [19] cuya propulsión eléctrica se alimenta, total o parcialmente, de la energía que capta del sol gracias a los paneles fotovoltaicos. Estos paneles se colocan en la superficie del ala convirtiendo la energía de la luz del sol en energía eléctrica. No obstante, este tipo de avión no se usa para el transporte aéreo debido a los límites que esta energía conlleva. El hecho de que las placas fotovoltaicas se caractericen por su ligereza conduce a una desventaja muy importante que es su fragilidad. Asimismo, la superficie de actuación de las mismas es un factor crucial para poder aprovechar la mayor cantidad de energía solar posible. No obstante, esto implica diseñar aviones cuya superficie alar sea prohibitiva con el fin de obtener una potencia adecuada. Siguiendo el diseño hegemónico de avión convencional la eficiencia máxima que se puede llegar a obtener sería de un irrisorio 30% por lo que otros caminos o métodos deben ser abordados. Sin embargo, es una ruta tecnológica interesante que está siendo investigada.

La principal ventaja de la energía solar en el espacio es el funcionamiento ininterrumpido. En la Tierra, la energía solar se reduce en gran medida por la noche, por la superficie de las nubes, la atmósfera y la estacionalidad geográfica dando lugar a una pérdida del 30% de radiación solar que nunca llega a nivel del suelo. En cambio, en una instalación espacial esto no ocurre, pudiendo enviar energía solar a la Tierra sin interferencias. Como se comentará en apartados posteriores, el ángulo de inclinación de las placas fotovoltaicas es un factor fundamental a la hora de aprovechar al máximo la energía solar. En el espacio, la inclinación de la Tierra no impide la acumulación de energía y no hay atmósfera para reducir la intensidad de los rayos del sol [20].

Aunque la evolución de la energía fotovoltaica en el espacio es contundente, desarrollando nuevos proyectos como el denominado panel solar auto-replicante [21] que construiría copias

de sí mismo, autónomamente, en la superficie de la luna. Posteriormente, entraría en la órbita terrestre, recogería la energía solar y la enviaría al suelo de la tierra de forma inalámbrica. Este tipo de paneles convertirían la energía solar en radiación microondas y enviarían la energía ininterrumpida a la Tierra. Sin embargo, el principal problema que se encontró es el coste que supone mandar al espacio estructuras tan grandes capaces de captar energía.

Todas estas limitaciones tendrán que ser estudiadas en los años venideros pero para poder llegar a buen puerto es necesario reforzar las siguientes áreas de trabajo:

- **Componentes fotovoltaicos y electrónicos de alto rendimiento a altas temperaturas.** Las células solares son cada vez más finas, flexibles, ligeras y eficientes.
- **Sistemas de transmisión de la energía precisos y seguros.** Se requieren más estudios para lograr haces de microondas que no causen daños o que no interfieran sistemas de comunicaciones a su paso, al mismo tiempo que no se perjudique su potencia y se optimice su aprovechamiento energético y se minimicen las pérdidas.
- **Arquitecturas y lanzaderas espaciales de bajo coste.** Para que sea viable poner en una órbita geoestacionaria un kilo de carga debería costar 600-700 euros; actualmente se necesitan unos 14.000 euros.

1.4. La tecnología solar fotovoltaica.

Como se ha definido en secciones anteriores, la energía solar fotovoltaica se fundamenta en la conversión de energía solar en energía eléctrica mediante la excitación intermolecular de los electrones de un dispositivo semiconductor generando una diferencia de potencial. Obteniendo mayores diferencias de potencial con la distribución en serie de los *strings* que componen el módulo fotovoltaico.

1.4.1. El efecto fotoeléctrico y fotovoltaico.

El **efecto fotoeléctrico** es un fenómeno por el cual se liberan electrones de un material debido a la incidencia de la radiación electromagnética. Cuando los fotones llegan al material, su energía puede ser absorbida por los electrones de dicho material. Consecuentemente, los electrones adquieren un nivel energético superior y si este nivel es superior al que necesitan para abandonarlo, entonces generan un par electrón-hueco. El hueco se comporta como una carga positiva.

Parte de la energía del fotón se empleará para liberar al hueco de la estructura cristalina a la que pertenece, mientras que el resto servirá para aumentar su velocidad (energía cinética). Si bien es cierto que si la energía de los fotones es baja, los electrones no serán capaces de abandonar el material y por ende no se producirá el fenómeno de fotoemisividad.

En cambio, el **efecto fotovoltaico** es el proceso por el cual se genera una diferencia de potencial entre dos puntos de un material cuando sobre él incide radiación electromagnética. Es decir, cuando se habla de efecto fotovoltaico, el efecto fotoeléctrico es intrínseco a él, ya

que el principio de funcionamiento es el mismo, sin embargo lo que le caracteriza al primero es la distinción por un lado de electrones y por el otro lado de los huecos, obteniendo un campo eléctrico. Por lo tanto, no se puede explicar el efecto fotovoltaico sin entender el efecto fotoeléctrico, pero por el contrario el efecto fotoeléctrico sí que se puede definir sin atender al compartamiento físico del efecto fotovoltaico [22].

1.4.2. La radiación solar.

La radiación solar es producto de infinitas reacciones químicas que tienen lugar en el interior de la estrella alrededor de la cual rota nuestro sistema solar: el Sol. Estas reacciones producen una pérdida de masa que es liberada al exterior en forma de energía y esta energía se denomina radiación solar. De acuerdo a Méndez & Cuervo [23]: “si suponemos que el Sol emite en toda las direcciones y construimos una esfera que llega hasta la atmósfera terrestre, es decir, que tenga un radio de la distancia de 149,6 millones de Km podremos determinar cuál es la radiación en este punto. Este valor de la radiación solar recibida fuera de la atmósfera sobre una superficie perpendicular a los rayos solares es conocido como constante solar (1353 W/m^2), variable durante el año $\pm 3\%$, a causa de la elipticidad de la órbita terrestre”. Además, la Tierra también gira respecto a su eje, lo que provoca las variaciones entre el día y la noche según una determinada región. No obstante, estos procesos están bien acotados y se puede estimar la radiación que incide sobre una determinada localización geográfica.

Empero, no toda la radiación que llega al exterior de la atmósfera es la que finalmente llega a la superficie terrestre. Aproximadamente un tercio de la radiación extra-atmosférica es devuelta al espacio debido a fenómenos de reflexión, difusión y refracción. El fenómeno de difusión es debido la interacción de la radiación con las moléculas del aire, agua y polvo. La Tierra refleja aproximadamente el 4% de la radiación que llega. Una quinta parte se pierde como consecuencia de la absorción producida en la atmósfera y en las nubes. Este fenómeno se debe fundamentalmente al ozono, el vapor de agua y al CO_2 .

Se infiere de los párrafos anteriores que las nubes provocan una gran pérdida de la radiación incidente sobre la Tierra. Un día despejado podrían acabar llegando a la superficie de nuestro planeta unos 1000 W/m^2 o incluso más. Sin embargo, en un día nublado la radiación que llega a la superficie es muy escasa [24], pudiendo reducirse a valores de $60 - 80 \text{ W/m}^2$. En la Tabla 1.1 se encuentra la distribución espectral de la radiación solar extraterrestre.

	Ultravioleta	Visible	Infrarrojo
Rango de longitudes de onda (μm)	0 - 0,38	0,38 - 0,78	0,78 - ∞
Fracción de la radiación (%)	6,4	48	45,6
Potencia (W/m^2)	87	657	623

Tabla 1.1: Distribución espectral de la radiación solar extraterrestre [24].

1.4.2.1. Irradiancia.

La irradiancia se define como la potencia radiante incidente por unidad de superficie para cualquier longitud de onda del espectro electromagnético. La irradiancia es la magnitud que se emplea para la cuantificación de la radiación solar que llega a la superficie terrestre. En unidades del sistema internacional se mide en W/m^2 . En electromagnetismo se define como el valor de la intensidad energética promedio de una onda electromagnética en un punto dado y se calcula como el valor promedio del vector de *Poynting*. A su vez, el módulo de este vector representa la intensidad instantánea de energía electromagnética que fluye a través de una unidad de área perpendicular a la dirección de propagación de la onda electromagnética, y cuyo sentido es el de propagación.

$$I = \frac{P_{inc}}{A_s} \quad (1.1)$$

La irradiancia varía a lo largo del día desde 0 a un máximo de aproximadamente 1000 dependiendo de la ubicación geográfica y el clima local. El instrumento que se emplea para su medición es el piranómetro, el cual se basa en exponer a radiación una lámina metálica con una superficie reflectante y junto a ella, otra cuya superficie es absorbente. La lámina absorbente estará más caliente que la reflectante y admitiendo que la diferencia de temperaturas es proporcional a la radiación recibida, al medir el salto térmico se determina por tanto la irradiancia.

En función de cómo alcance la radiación electromagnética la superficie terrestre se diferencia 3 tipos de irradiancias solares.

Directa.

La irradiancia solar directa tiene lugar cuando la radiación solar alcanza una superficie concreta de la Tierra en la misma dirección del sol, sin sufrir cambios de dirección. Si el plano es perpendicular a la línea recta proyectada desde el disco solar hasta la Tierra se denomina directa normal. Se expresa en W/m^2 .

Difusa.

La irradiancia solar difusa tiene lugar cuando la radiación solar no alcanza la superficie en la misma dirección del sol como consecuencia de la dispersión molecular de la radiación electromagnética por la atmósfera. Es una radiación anisotrópica, cuyo valor depende de la zona celeste de procedencia. Es decir, las propiedades de la atmósfera varían de forma aleatoria con el tiempo. Esta energía puede suponer aproximadamente un 15 % de la radiación global en los días soleados, pero en los días nublados, en los cuales la radiación directa es muy baja, la radiación difusa supone un porcentaje mucho mayor. La componente difusa puede variar desde un 20 % sobre el global en un día claro, a un 100 % en un día nublado. Se expresa en W/m^2 .

La suma de la componente directa y difusa de la radiación se define reacción global.

Reflejada.

La irradiancia solar reflejada es, como el propio nombre indica, aquella reflejada por la superficie terrestre. También se designa radiación de albedo pues la cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, denominado albedo. Habitualmente supone una contribución muy pequeña y en algunos casos puede ser despreciada.

Por consiguiente, resulta evidente que la radiación solar que llega a la superficie de la Tierra tendrá una distribución espectral distinta a la existente fuera de la atmósfera debido, no solo a la absorción y reflexión, sino también a otros factores (altitud del lugar, zona geográfica, etc). A lo dicho anteriormente se suma el hecho de que para ciertas longitudes de ondas la absorción atmosférica es mucho mayor. Esto se conoce como fenómeno de absorción selectiva debido a factores atmosféricos. Se tiene, por ejemplo, que las radiaciones de muy pequeña longitud de onda son absorbidas por el ozono mientras que las radiaciones de la zona del infrarrojo son amortiguadas por la presencia de la atmósfera de vapor de agua, anhídrido y otras partículas atómicas. En la Figura 1.9 se puede observar los componentes de la radiación solar.

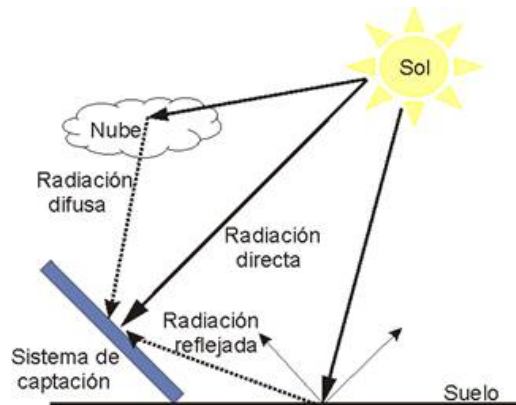


Figura 1.9: Tipos de radiación [25].

1.4.2.2. Masa de aire.

La masa de aire es la longitud del camino tomado por la luz a través de la atmósfera normalizado a la ruta más corta posible. Esto quiere que decir que la masa de aire se trata de una relación entre la proporción de atmósfera que la luz debe atravesar antes de llegar a la tierra en relación con esa misma proporción en el camino vertical. La masa de aire cuantifica la reducción en la potencia de la luz a medida que pasa a través de la atmósfera y es absorbido por el aire y el polvo.

La masa de aire se define como:

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta)} \quad (1.2)$$

Siendo θ el ángulo de la vertical (ángulo cenital). Cuando el sol está directamente vertical, la masa de aire es 1.

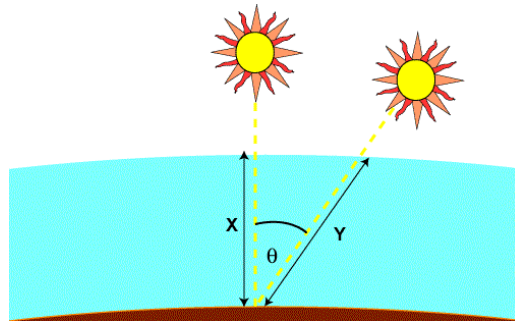


Figura 1.10: Ángulo del Sol referente a la Tierra [26].

1.4.2.3. Radiación solar en una superficie inclinada.

Para poder recibir una mayor cantidad de energía del sol y por ende, conseguir paneles fotovoltaicos con alta potencia y eficiencia es primordial conocer el ángulo horizontal del módulo que optimiza estos parámetros [27]. La potencia, además de depender del ángulo entre el módulo y el sol también depende de la intensidad de la radiación electromagnética como se comentaba en apartados previos. Cuando la superficie absorbente y la luz del sol son perpendiculares entre sí, la densidad de potencia en la superficie es igual a la de la luz del sol. No obstante, como el ángulo entre el sol y una superficie fija está variando constantemente a lo largo del día, la densidad de potencia en un módulo fotovoltaico fijo es menor que la de la luz solar incidente. La situación ideal sería colocar las placas solares de la instalación fotovoltaica en una estructura cuya inclinación y orientación se fuera adaptando progresivamente a cada hora del día y a cada día del año para poder estar siempre perpendicular a la radiación solar incidente.

Esto suele lograrse con sistemas tipo seguidor solar de uno o dos ejes, que realizan un trabajo de seguimiento del punto óptimo de inclinación en cada momento. Sin embargo, es cierto que la estructura de este tipo de placas es compleja y requiere de un mantenimiento elevado por lo que no siempre es recomendable su uso; por lo que su campo de actuación está acotado a grandes huertos solares.

Una superficie inclinada recibe radiación directa (G_{Bt}), radiación difusa (G_{Dt}) y radiación reflejada por la Tierra (G_{Gt}). Por lo tanto, se tiene que:

$$G_t = G_{Bt} + G_{Dt} + G_{Gt} \quad (1.3)$$

Dónde (G_t) es la radiación total sobre una superficie inclinada (W/m^2). Con la siguiente Figura se puede determinar que:



Figura 1.11: Radiación solar en una superficie inclinada [27].

La radiación en una superficie inclinada es:

$$G_{Bt} = G_{Bn} \cos(\theta) \quad (1.4)$$

La radiación en una superficie horizontal es:

$$G_B = G_{Bn} \cos(\phi) \quad (1.5)$$

Siendo R_B el factor de relación entre G_{Bt} y G_B dando lugar a:

$$R_B = \frac{G_{Bt}}{G_B} = \frac{\cos(\theta)}{\cos(\phi)} \quad (1.6)$$

Finalmente, la radiación en una superficie inclinada quedaría así:

$$G_{Bt} = G_B R_B \quad (1.7)$$

1.4.3. Eficiencia fotovoltaica.

La eficiencia fotovoltaica es el parámetro decisivo que nos asegura que es rentable realizar una instalación fotovoltaica porque nos indica la proporción de energía solar que se convierte en energía eléctrica a través de la energía fotovoltaica.

El valor de eficiencia de conversión de una célula fotovoltaica ha sufrido un importante crecimiento desde la década de los 70 gracias a la optimización de los materiales utilizados para la fabricación de las células solares, dando lugar a la reducción del precio de los paneles fotovoltaicos a raíz de diversos factores como la problemática del calentamiento global, el considerar la energía solar fotovoltaica como una tecnología respetuosa con el medio ambiente, las ayudas del gobierno para fomentar las energías renovables [28]-[32] etcétera. En la Figura 1.2 aparece el registro de récords en eficiencias de diferentes tipologías de placas fotovoltaicas.

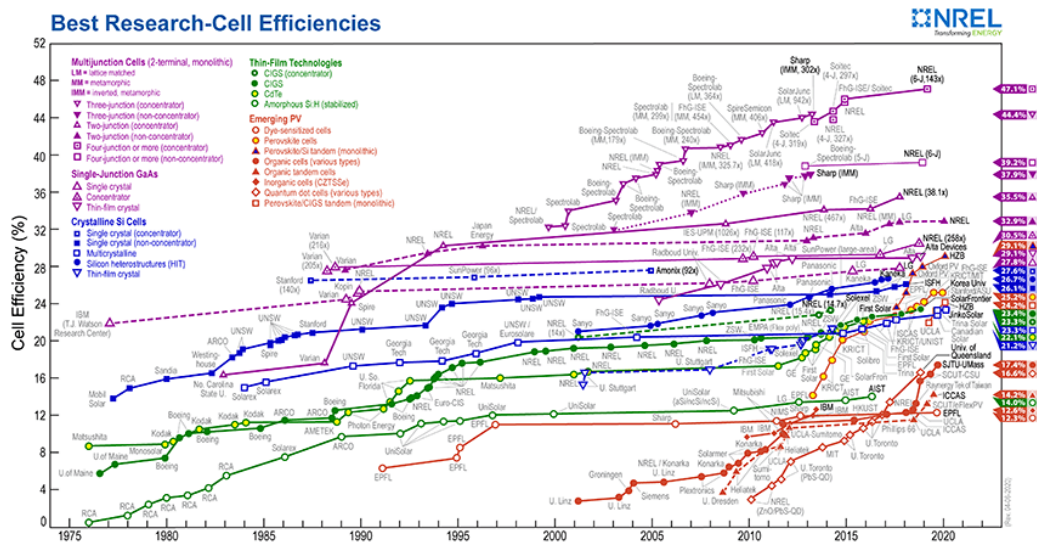


Figura 1.12: Comparativa de las distintas eficiencias y tecnologías de los paneles fotovoltaicos [31].

Como resultado de la aparición de nuevas tecnologías emergentes ha sido posible producir nuevos paneles solares más eficientes. Actualmente, las tecnologías fotovoltaicas se encuentran agrupadas en 4 extensos grupos según la técnica de fabricación empleada y obedecen a la clasificación propuesta por el laboratorio nacional de energías renovables (NREL) [32]. La clasificación es la siguiente:

- Tecnologías cristalinas basadas en silicio, entre las que se encuentran incluidas las monocristalinas y las policristalinas, representando la mayor cuota del mercado, alrededor de un 85 %. Las eficiencias alcanzadas son de 25 % y hasta un 20.4 % respectivamente [33].
- Tecnologías de capa delgada (*thin film*), silicio morfo (13,4 %) y CdTe (18,6 %) entre otros tipos.
- Tecnologías fotovoltaicas multijunción, doble unión (32,6 %), triple unión (44 %) con el récord actual de eficiencia para una célula solar basada en el semiconductor GaAs (29,1 %).
- Tecnologías emergentes y experimentales como DYE (11,4 %), orgánicas (11,1 %) y de eficiencia cuántica (QDC)(7 %).

1.4.3.1. Métodos técnicos de mejora de la eficiencia solar.

Se encuentran los siguientes:

- **El enfriamiento radiativo.** Por cada grado centígrado que se aumenta la temperatura de la célula solar fotovoltaica la eficiencia solar disminuye alrededor del 1 %. Para evitar esta reducción de la eficiencia solar debido al calentamiento, se puede aplicar una capa de cristal de sílice visiblemente transparente a un panel solarfotovoltaico. Esta capa actúa como un cuerpo negro térmico que emite calor en forma de radiación infrarroja al espacio. Con este método se podría bajar la temperatura de la celda hasta 13 grados centígrados.

- **Promoviendo la dispersión de la luz en el espectro visible.** El revestimiento con postes metálicos, de tamaño nanométrico, la superficie de recepción de luz de la celda permite que la eficiencia pueda aumentar de manera importante, pues la radiación solar se refleja en los postes formando un ángulo oblicuo a la celda. Este cambio de dirección provoca un aumento de la longitud del recorrido que toma la luz a través de la célula solar. Por consiguiente, el aumento del recorrido incrementa el número de fotones absorbidos por la célula, y también la cantidad de corriente continua generada.
- **Elegir el conductor transparente óptimo.** Para aumentar la transmitancia y la conductancia eléctrica de las películas conductoras transparentes que determinados tipos de células solares disponen, se emplean elementos como el óxido de indio y el estaño, polímeros conductores o las redes de nanocables conductores.
- **Revestimiento y texturas antirreflectantes.** Los recubrimientos antirreflectantes podrían resultar en una interferencia más destructiva de las ondas incidentes del sol, por lo tanto, la luz solar sería transmitida al sistema fotovoltaico. Igualmente, se emplean otras técnicas para reducir la reflexión como es la texturización, en la cual la superficie de una célula solar se altera para que la luz reflejada golpee nuevamente la superficie.
- **Pasivación de la superficie posterior.** El aumento de eficiencia con esta técnica se consigue gracias a la deposición química de una pila de capas de pasivación dieléctrica de la superficie posterior, que también se encuentra fabricada de una delgada película de sílice o de óxido de aluminio cubierta con una película de nitruro de silicio. [34]

1.4.4. Módulo fotovoltaico.

Un módulo o panel fotovoltaico está constituido por una serie de células solares interconectadas entre sí, agrupadas por características similares en cuanto a potencia para minimizar el efecto de *mismatching* y se pueden distribuir en serie y en paralelo. Tanto la combinación de las células como el número de las mismas, son aspectos a considerar a la hora de diseñar un panel fotovoltaico pues los parámetros eléctricos son directamente proporcionales a estos parámetros. La conexión de las placas solares tienen las siguientes características:

- **Conexión en paralelo.** Este tipo de conexión se realiza con unión, por una parte de los polos positivos y, por otro, de los negativos. Proporciona una tensión igual a la del módulo (12 - 18 V).
- **Conexión en serie.** La forma de conectar en serie dos o más paneles fotovoltaicos es conectando el polo positivo de la primera célula con el negativo de la segunda y así sucesivamente. Proporciona una tensión igual a la suma de la de cada módulo (12 V, 24 V, 36 V...), dependiendo del número de placas interconectadas

En la Figura 1.13 se muestra un panel fotovoltaico ejemplificando el conexionado de las células solares; en este módulo, 36 células son conectadas en serie. Esta agrupación de células son encapsuladas para protegerlas de las condiciones ambientales, ciclos térmicos, el polvo... que constituyen actores críticos en la disminución de la eficiencia del panel.

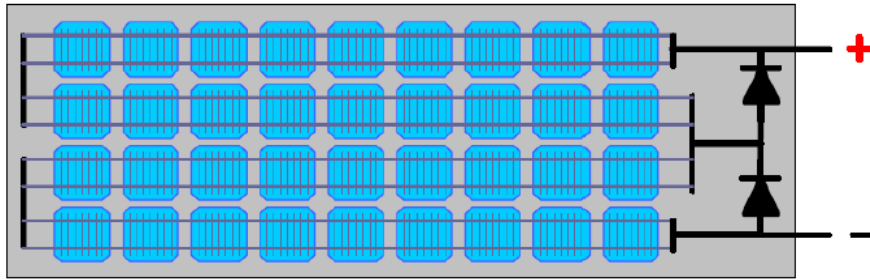


Figura 1.13: Conexión de un módulo fotovoltaico con 36 células c-Si en serie. [35]

De los muchos materiales que se pueden utilizar para la construcción de módulos fotovoltaicos, el silicio es el más utilizado. El silicio se obtiene en obleas que luego se unen para formar un módulo fotovoltaico

1.4.5. Célula solar.

Las células tienen la capacidad de generar energía eléctrica en un amplio rango de tensiones y corrientes, la potencia resulta del producto de estas dos variables y un control de la optimización del punto de trabajo de la célula es requerido para maximizar la eficiencia. En los siguientes dos apartados se explicará detenidamente el fenómeno físico que se origina en el interior de las células.

1.4.5.1. Semiconductores y la unión P-N.

Para poder emitir la corriente eléctrica, y por ende se de el efecto fotoeléctrico en el interior de una célula fotovoltaica es necesario emplear semiconductores extrínsecos. Un semiconductor extrínseco es aquel al que se le añade átomos en forma de impurezas para modificar su conductividad eléctrica. A esta acción se le denomina dopar un semiconductor. Se puede dopar un semiconductor para que tenga un exceso de electrones o huecos, por lo que existen dos tipos de semiconductores dopados: semiconductores tipo N y semiconductores tipo P, respectivamente.

Los **semiconductores extrínsecos tipo N** se producen al dopar con impurezas la estructura cristalina del silicio. Estas impurezas son elementos pentavalentes en su orbital externo, como son: Fósforo (P), Antimonio (Sb) o Arsénico (As). Como se puede observar en la Figura 1.14, el átomo de Sb conforma los cuatro enlaces covalentes. Asimismo, le sobra un electrón que se sale de su órbita para que quede estable la unión. Con la adición de cada átomo de antimonio (cuya carga es negativa, de ahí su denominación) aparece un electrón libre en la estructura incrementando la conductividad eléctrica. Como el número de electrones es mayor que el de huecos, los electrones reciben el nombre de portadores mayoritarios y los huecos portadores minoritarios.

Lo que ocurre con los **semiconductores extrínsecos de tipo P** es lo mismo pero a la inversa. Es decir, el procedimiento es el mismo: se dopa la estructura cristalina con elementos trivalentes. Estos elementos pueden ser el Boro (B), Galio (Ga) o Indio (In), entre otros. Como

se aprecia en la Figura 1.14, el Boro al solo poder constituir 3 enlaces covalentes, da lugar a un hueco (un electrón sin enlazar) que se comporta como una carga positiva moviéndose por el interior de la red cristalina. En este caso, los huecos se denominan portadores mayoritarios porque superan en número a los electrones libres y estos se denominan portadores minoritarios.

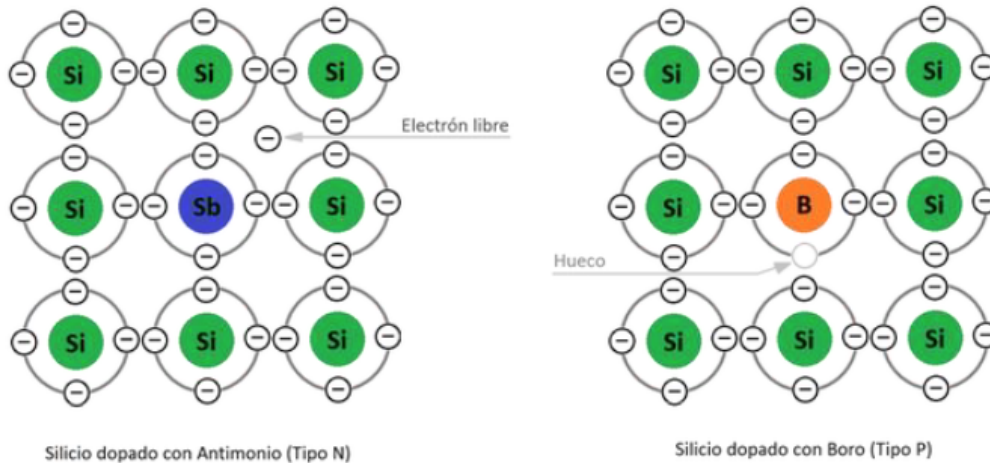


Figura 1.14: Efecto fotovoltaico en una célula fotovoltaica [40].

La unión de sendos semiconductores es lo que origina una nube atómica como resultado de la difusión de los electrones procedentes de la zona N (alta concentración) a la zona P (baja concentración). Ocurre lo mismo con los huecos, produciéndose el desplazamiento desde donde hay mayor concentración (zona P) a donde hay menor concentración (zona N). En este movimiento de cargas, en la zona de unión tiene lugar una neutralización debido a la combinación de electrones y huecos por lo que la tensión que aparece entre las zonas impide el movimiento continuado de las cargas, ya que las cargas se repelen.

En conclusión, esta recombinación atómica de electrones provoca un campo eléctrico y por lo tanto, cuando incide radiación lumínica sobre el material, los electrones se excitan y realizan la secuencia circulatoria anteriormente explicada.

1.5. Clasificación de las tecnologías fotovoltaicas.

Desde los últimos 10-15 años 3 tecnologías fotovoltaicas han destacado sobre el resto y son las que más cuota de mercado abarcan (entorno a un 90%). Son las monocristalinas, las policristalinas y las amorfas o de capa delgada basadas en el semiconductor silicio. La principal diferencia entre ellas se encuentra en la pureza y ordenación del silicio que emplean en su fabricación. Cuanto más puro es el silicio, mejor alineadas están sus moléculas y más eficiente es la tecnología empleada.

Consecuentemente, se establece una relación directa entre la pureza del silicio y la eficiencia de los paneles solares. Por el contrario, el aumento de pureza implica procesos más complejos y por ende, más caros.

Tecnología fotovoltaica monocristalina.

El silicio monocristalino (sc-Si) se fabrica a partir de un lingote de un único cristal de silicio obtenido por los métodos de *Czochralski* o zona flotante, para posteriormente cortarlo en obleas que constituyen el sustrato sobre el que tendrá lugar efecto fotovoltaico. El método *Czochralski* consiste en la formación de un cristal en forma de varilla de un material muy puro, por contacto con un baño de mezcla fundida en un crisol de platino, iridio, cerámica o grafito. En el extremo de la varilla se deposita una semilla de cristalización para posteriormente hacer girar y ascender simultáneamente la misma produciéndose un monocristal en forma de barra y quedando las impurezas en el baño.

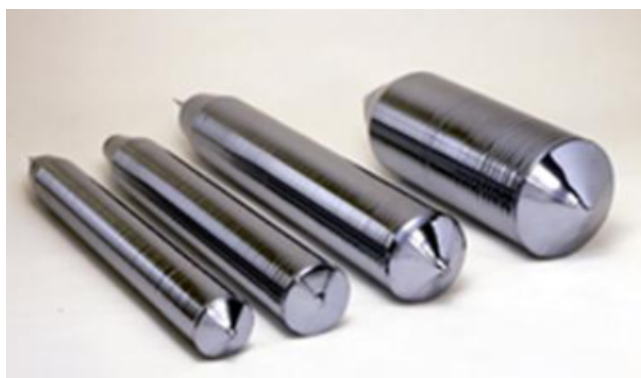


Figura 1.15: Lingotes de silicio crecidos por el método de *Czochralski* [37].

Por otra parte el método de zona flotante se utiliza para crear silicio monocristalino con concentración de impurezas más bajas que las normalmente obtenidas por el método *Czochralski* [36]. En este procedimiento el cilindro de silicio monocristalino se sostiene verticalmente y se conecta a uno de sus extremos a la semilla de cristalización, girándose todo el conjunto como aparece en la Figura 1.16.



Figura 1.16: Método de zona flotante. [37]

Después, el cilindro de silicio se encierra en un recipiente de cuarzo y se mantiene en una atmósfera inerte. Durante la operación, una pequeña zona (de apenas unos pocos centímetros) de cristal se funde mediante un calentador que se desplaza a lo largo de todo el cristal desde la semilla. El silicio fundido es retenido por la tensión superficial entre ambas caras del silicio sólido. Cuando la zona flotante se desplaza hacia arriba, el silicio monocristalino se solidifica en el extremo inferior de la zona flotante y crece como una extensión de la semilla. Con este método se puede conseguir silicio con resistividades más altas.

Debido a estos procesos, el silicio monocristalino cuenta con una estructura cristalina unidireccional uniforme gracias a que se ha controlado su crecimiento, consiguiendo así alta pureza.

Como se comentaba anteriormente, al estar directamente relacionados la pureza con la eficiencia, esta tecnología fotovoltaica se destaca por ser la que mayor eficiencia dispone. Poseen una tasa de eficiencia de conversión fotovoltaica de hasta el 21,5 %, aunque en la actualidad de las basadas en silicio se ha logrado llegar a una eficiencia máxima de 24,1 % en laboratorio.

Los paneles monocristalinos ahorran espacio, comparado con otras tipologías, dado que estos paneles solares producen salidas de potencia más altas. Además, la vida útil de estos paneles ronda los 25-30 años gracias a la pureza del silicio. Estos paneles son menos afectados por el efecto *Staebler-Wronski* que conlleva una reducción de la producción de electricidad cuando se alcanzan temperaturas muy altas dando lugar a la disminución de eficiencia. Si bien es cierto que esta diferencia es muy pequeña.

Por último, su principal desventaja es el precio de los mismos, pues los procedimientos de fabricación encarecen el coste total.



Figura 1.17: Panel solar monocristalino. [38]

Tecnología fotovoltaica policristalina.

El silicio policristalino (p-Si) también utiliza obleas de silicio como sustrato, pero a diferencia de las monocristalinas, estas proceden del corte de un bloque de silicio que se ha dejado solidificar lentamente en un cristal que está formado por muchos pequeños cristales de silicio. Este proceso no encarece tanto el producto final que en el caso anterior, pero reduce significativamente la eficiencia de las células y su rendimiento debido a que la pureza del silicio es inferior. Alcanzan eficiencias comerciales de hasta el 17,5 %, porcentaje que se ha duplicado desde 1990, y actualmente se han logrado llegar a una eficiencia máxima de 21,3 % en el laboratorio.

Cabe señalar, que además de ser fabricadas mediante un procedimiento más simple, la tolerancia al calor es ligeramente menor que los paneles solares monocristalinos, indicando que su coeficiente de temperatura será mayor y como consecuencia la producción energética disminuirá; aunque esta diferencia no es muy significativa.

Otra desventaja es que con los paneles policristalinos se necesita recubrir una mayor superficie para una misma potencia que los monocristalinos.

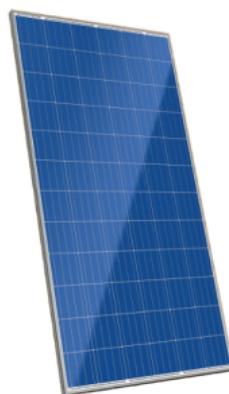


Figura 1.18: Panel solar policristalino [38].

En la práctica, la diferencia entre sendas tipologías de paneles es mínima. Los paneles solares de celdas monocristalinas tienen una mayor eficiencia en condiciones estándar (STC) como se comentaba, pero esto pasa a convertirse en un factor importante solamente cuando el espacio del que se dispone es reducido. Con los policristalinos, a pesar de que su producción sea menos exigente, frecuentemente se puede conseguir más energía por el mismo precio.

Tecnología fotovoltaica de capa delgada.

El módulo de película delgada se fabrica monolíticamente y no requiere el ensamblaje de varias celdas, como es el caso de los paneles de silicio monocristalino, asimismo, la cantidad de material semiconductor presente en el panel es considerablemente menor que los paneles hechos con celdas fotovoltaicas estándar, lo que abarata los costes de producción.

Actualmente existen distintas tecnologías fotovoltaicas que se diferencian por el tipo de sustrato que se utiliza en su fabricación. Se encuentran los siguientes tipos:

- **Teluro de cadmio (CdTe).** Este tipo de sustrato es el más utilizado en la fabricación de paneles solares de película delgada y constituye el 50 % de la cuota de mercado. El principal problema de este tipo de sustrato es la toxicidad de los mismos, ya que el cadmio es tóxico. Estos paneles tienen un rango de eficiencia de 9-11 %, alcanzando su máximo en 18,7 %.
- **Silicio amorfo (a-Si).** Los paneles fotovoltaicos que contienen este sustrato han sido típicamente menos eficientes y se han orientado más hacia aplicaciones de pequeña escala. Esto es una consecuencia directa de la estructura cristalina de la matriz que posee una distribución incoherente, es decir, presenta defectos a nivel microscópico dando lugar a una eficiencia menor en comparación con sus homólogos monocristalinos. Con el fin de garantizar una eficiencia relativamente aceptable para el campo fotovoltaico, el proceso de fabricación consiste en apilar varias capas de silicio amorfo para así aumentar su tasa de eficiencia en torno al 6-8 %. No son tóxicos y son más duraderos que los paneles delgados CdTe y CIGS.
- **Seleniuro de galio e indio galio (CIGS).** Esta tipología de panel de película delgada contiene menos cadmio que los CdTe por lo que a nivel medioambiental son menos tóxicos. Su eficiencia oscila entorno al 10-12 %.
- **Arseniuro de galio (GaAs.)** Se consideran los paneles más eficientes de esta división con un máximo de 28.8 %. Sin embargo, debido a su costo, normalmente se utilizan en el sector aeronáutico, concretamente en la construcción de naves espaciales.
- **Paneles tándem [39].** Combinan dos tipos de materiales semiconductores distintos. Dado que cada tipo de semiconductor es capaz de sacar el máximo rendimiento en una parte del espectro electromagnético de la radiación luminosa, es posible aumentar el rendimiento de las células fotovoltaicas hasta el 35 %.

Este tipo de tecnología fotovoltaica tiene numerosas ventajas: un bajo coeficiente de pérdidas de temperatura, flexibilidad a la hora de su diseño y fabricación y el hecho de ser medioambientalmente más amigables, sobre todo las que emplean silicio amorfo. El grosor de las células de capa delgada oscila desde unos pocos nanómetros hasta decenas de micras siendo mucho

mas delgadas que las monocristalinas y policristalinas, utilizan menos silicio como materia prima (entre 100 y 200 veces menos), consumen menos energía durante su fabricación y son más ligeras.



Figura 1.19: Panel solar de silicio amorfo. [40]

El conjunto de estos factores conducen a un menor precio para el W_{pk} en módulos fundamentados en silicio amorfo por lo que su proliferación está más que sustentada, ganando progresivamente terreno en el mercado. Si bien es cierto que se requiere de una mayor superficie para así poder generar la energía eléctrica deseada. La principal desventaja con respecto a la tecnología cristalina, además de ser menos eficientes, es que el silicio amorfo es muy sensible al efecto de degradación debido a la luz solar (LID) denominado como efecto *Stabler-Wronsky* que dificulta la caracterización eléctrica de dichos paneles durante los primeros meses de funcionamiento.

Este comportamiento aparece modelado rigurosamente en el estudio realizado por C.Mateo, M.A. Hernández-Fenollosa et al, [41] aunque se comentará en su correspondiente apartado.

Una vez analizadas las diversas tecnologías fotovoltaicas que se emplean en la actualidad, es evidente el hecho de que su selección no es trivial a priori siendo necesario estudios que avalan su comportamiento eléctrico ante ciertas situaciones, pues va a ser clarificador a la hora de poner sobre la mesa las tecnologías más convenientes con relación a su finalidad última.

Finalmente, a modo de resumen se presenta la Tabla 1.2 con el orden de eficiencias de los principales grupos.

Clasificación de los paneles fotovoltaicos	Eficiencia (%)	Superficie necesaria para 1 kWp (m^2)
Silicio monocristalino	17 - 20	7 - 9
Silicio policristalino	14 - 16	8 - 9
CIGS	10 - 12	11 - 13
Silicio amorfo	6 - 8	16 - 20

Tabla 1.2: Eficiencia del módulo fotovoltaico por tecnología.

1.6. Caracterización eléctrica.

Los paneles fotovoltaicos están identificados por su potencia pico (P_{pk} o P_{MPP}) en *watios* siendo el parámetro más importante a la hora de diseñar una instalación fotovoltaica pues proporciona información de la potencia final de esta.

En la ficha técnica de un panel fotovoltaico aparecen una serie de parámetros que lo definen eléctricamente. Estos parámetros de funcionamiento son dado bajos condiciones STC de medida (irradiancia de 1000 W/m^2 , distribución espectral de masa de aire de 1,5 y temperatura de célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$). Para obtener estas mediciones se utiliza un simulador solar y este proceso de medición se conoce como caracterización del módulo fotovoltaico.

El ensayo de caracterización solar consiste en exponer un panel fotovoltaico a una irradiancia de 1000 W/m^2 con una temperatura controlada mediante un ensayo en laboratorio para medir así sus características eléctricas (curvas I-V y P-V). Gracias a este ensayo se extraen los parámetros eléctricos de funcionamiento para un módulo en concreto.

A consecuencia de la imposibilidad de obtener las condiciones STC durante el funcionamiento debido a que los valores de irradiancia suelen ser inferiores y los de temperatura superiores, se emplean otros sistemas de medida como los mostrados en la Tabla 1.3 para así no perjudicar los valores de los parámetros de salida (V_{OC} , I_{SC} , V_{MPP} , I_{MPP} y P_{MPP}).

	Irradiancia (w/m^2)	T. Célula ($^\circ\text{C}$)	Velocidad del viento (m/s)
Condiciones estándar de test (STC)	1000	25	-
Condiciones de operación estándar (SOC)	1000	NOCT	1
Condiciones de operación nominales (NOCT)	800	NOCT	1

Tabla 1.3: Condiciones de test para plantas fotovoltaicas.

El valor de NOCT, o temperatura de operación nominal de la célula, se define como la temperatura de la célula en circuito abierto montada en *rack* bajo condiciones ambientales de 800 W/m^2 , 20°C de temperatura ambiente y velocidad del viento de 1 m/s .

1.6.1. Curva característica del módulo fotovoltaico.

La representación estándar de un panel fotovoltaico es la curva Corriente-Tensión. Dicha curva está determinada por todos los valores de corriente y voltaje para un dispositivo fotovoltaico bajo las condiciones anteriormente mencionadas.

Generalmente las células dentro del módulo fotovoltaico se asocian en serie, con el objetivo de obtener unos valores de voltaje óptimos para su conexión con distintas cargas o baterías. Por lo tanto, el voltaje dependerá de número de células asociadas en serie. Por otro lado, la

corriente que se puede obtener del módulo va a estar relacionada con el tipo y tamaño de la célula. En la Figura 1.20 se muestra la curva I-V con los parámetros más representativos.

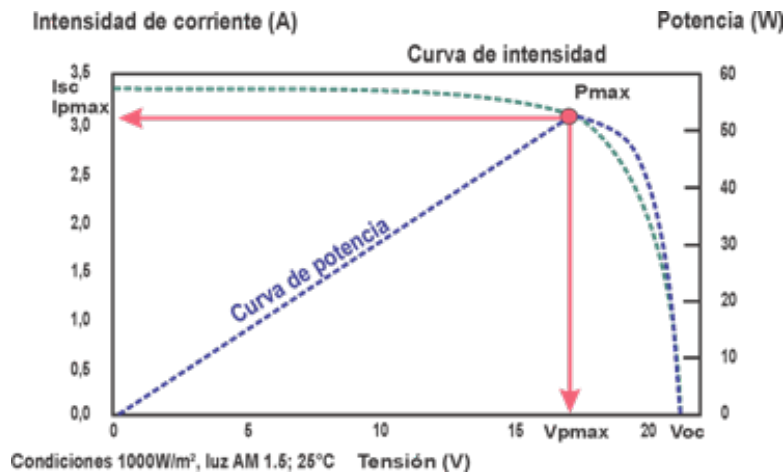


Figura 1.20: Curva característica I-V de una célula FV [42].

Los principales parámetros de la curva I-V son los siguientes:

- **Corriente de cortocircuito (I_{SC})**. Es la máxima corriente que se puede obtener de la célula fotovoltaica y se consigue midiendo la corriente de la célula cuando la tensión entre sus bornes es de cero voltios. Se mide en amperios (A).
- **Tensión de circuito abierto (V_{OC})**. Es la tensión máxima del panel fotovoltaico, si la corriente que se extrae de la célula es nula. Se mide en voltios (V).
- **Potencia en el punto de máxima potencia, (P_{MPP} o P_{max})**. El punto de máxima potencia es el parámetro que expresa el punto de funcionamiento en el cual la potencia entregada es máxima. Se obtiene multiplicando el voltaje máximo V por la corriente máxima y por el factor de forma. Cuando el panel trabaja a este punto se alcanza el mayor rendimiento posible. Se mide en *Watts*.

$$P_{MPP} = V_{OC} I_{SC} FF \quad (1.8)$$

- **Corriente en el punto de máxima potencia (I_{MPP} o I_{max})**. Es la corriente producida cuando la potencia es máxima, bajo condiciones estándar de medida.
- **Tensión en el punto de máxima potencia (V_{MPP} o V_{max})**. Es la tensión producida cuando la potencia es máxima, bajo condiciones estándar de medida.
- **Factor de Forma o factor de llenado (FF)**. Es la relación entre la potencia máxima que el panel puede entregar y el producto $I_{SC} \times V_{OC}$. Da una idea de la calidad del panel porque es una medida de lo abrupta que es la curva característica, por lo tanto cuanto más se aproxima a la unidad, mayor potencia puede proporcionar.
- **Eficiencia o rendimiento, η** . Define la eficiencia de conversión, la cantidad de radiación incidente sobre el panel que es capaz de convertirse en potencia eléctrica. Es decir,

relaciona la potencia que obtenemos de la célula y la potencia de la luz que incide sobre ella.

$$\eta = \frac{I_{sc}V_{OC}FF}{AG} \quad (1.9)$$

Dónde el término A designa la superficie de la célula y el término G la potencia luminosa por unidad de superficie (irradiancia) que se recibe del sol en forma de fotones (en condiciones estándar, 1000 W/m^2) [43],[44].

Capítulo 2

Fenómenos de estabilización y factores de degradación en el silicio amorfo

Durante este capítulo se va a desarrollar el fenómeno conocido como estabilización inicial (LID), también denominado estabilización inducida por el efecto *Staebler-Wronski* (SWE), analizando su impacto en la eficiencia de los módulos de silicio amorfo hidrogenados durante los primeros meses de funcionamiento. Asimismo, se explicarán otros factores involucrados en la degradación de la célula fotovoltaica como son el efecto de la temperatura y el *mismatching*.

2.1. Estabilización inducida por el efecto *Staebler-Wronski*.

A grandes rasgos, el ciclo de funcionamiento de las plantas fotovoltaicas se puede dividir en dos etapas:

- **Primera Etapa.** En el transcurso de esta etapa es cuando se estudia el fenómeno de estabilización inicial que puede comprender entre las primeras decenas o centenas de horas de exposición a la radiación solar.
- **Segunda Etapa.** A partir del punto de estabilización marcado por el anterior efecto, el segundo tramo se caracteriza por su carácter cíclico estacional en la eficiencia, producido por las variaciones térmicas del templado y el envejecimiento de la célula, entre otros factores.

Se observa que para la tecnología de capa delgada, se producen variaciones muy bruscas de sus parámetros de funcionamiento, desembocando en una pérdida de eficiencia entorno al 20-30% como han avalado algunos estudios realizados por T.Ikegami, T.Maezono et al, F.Kohler, T.Zimmermann et al o H.Frietzche [45] - [47]. La aparición de defectos metaestables en la capa de absorción del módulo [48] es la principal causa del decremento de la eficiencia atribuida a esta tipología de paneles.

El fenómeno LID (*Light Induced Degradation*) fue descubierto por primera vez en el año 1977 por los científicos David L.Staebler y Christopher R. Wronski [49] y expresa que la corriente

inversa y la fotoconductividad del silicio amorfo hidrogenado pueden ser reducidas significativamente por una exposición a la luz intensa y prolongada. Sin embargo, existe una técnica denominada “recocido” o “templado” (*annealing*) que permite revertir este efecto incrementando la excitación intramolecular al calentar la célula fotovoltaica por encima de los 150 °C.

Aunque la verdadera causa del efecto *Staebler-Wronski* no está del todo clara, la estructura atómica del silicio amorfo, que como se comentaba en apartados anteriores es incoherente, sugiere que el desorden en la red atómica juega un papel muy importante en la cuantificación de este fenómeno.

Si bien es cierto que la reacción química entre el material dopante y el resto de elementos químicos que componen la célula, como el oxígeno, es un aspecto altamente complejo, esto no significa que sea un campo ininteligible de estudio, ya que se ha demostrado que la concentración de impurezas afecta al mecanismo de estabilización. Se podría pensar a priori, que disminuyendo la cantidad de material dopante podría solucionar el problema, no obstante el hecho de reducir el dopante conduce a reducciones de eficiencia importantes, provocando el efecto contrario. Por lo tanto, a la hora de fabricar una célula fotovoltaica se debe encontrar la sinergia entre la concentración del dopante y el resto de elementos químicos que la componen.

Pese a que no se pueda detectar a simple vista este fenómeno, sí que existen métodos de análisis enfocados en el descubrimiento de errores durante la producción de las células fotovoltaicas, como por ejemplo, la electroluminiscencia. Este método consiste en inyectar la corriente máxima al módulo, lo que hace que emita radiación a una frecuencia únicamente visible con filtros y cámaras especiales. En las mediciones tomadas, se pueden apreciar zonas blancas, grises y negras que advierten al usuario el daño que ha sufrido la célula ante el inbuimiento de esa corriente. Las zonas con colores más oscuros serán las que no tengan actividad eléctrica y por ende, las que disminuirán el rendimiento del panel. En la Figura 2.1 se puede observar un módulo afectado por LID [50].

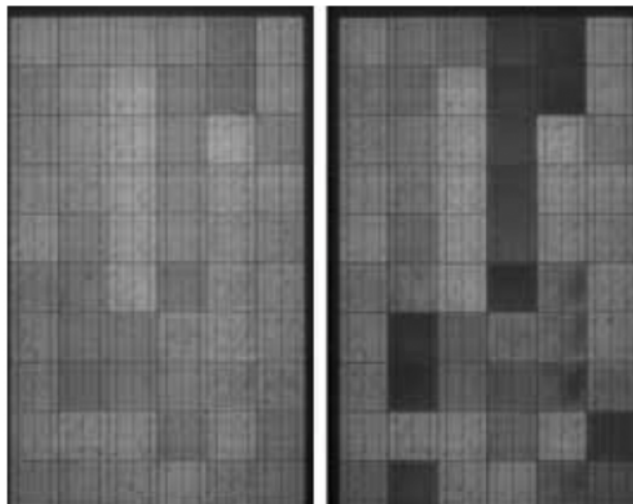


Figura 2.1: Módulo afectado por LID. Inicial (izquierda) y después de la exposición a la irradiación (derecha) [50].

Después de años de desarrollo e investigación para evitar la aparición de este fenómeno, algunos fabricantes han conseguido que las pérdidas por LID se reduzcan a menos de 2%, empleando técnicas como:

- Aplicar altas temperaturas (templado).
- Inyectar altas corrientes.
- Aplicar tecnologías avanzadas de láser o LED.

El periodo de estabilización inicial puede variar en función de la tecnología empleada y del fabricante consultado. En la Tabla 2.1 se muestran los periodos de estabilización y los valores de potencia tras LID.

Tecnología	Rango $P_{MPP-LID}(\%)$	Media $P_{MPP-LID}(\%)$	LID máx. (semanas)	LID mín. (semanas)
a-Si:H	38-15	22,8	24	4
Doble unión	22-18	19,2	11	4
Triple unión	15	15	10	8
a-Si:H/ μ c-Si	20-8	13,9	8	6

Tabla 2.1: Valores de Potencia tras LID y periodo de estabilización.

Se puede observar que la tecnología de silicio amorfo hidrogenado, los fabricantes dan un valor de estabilización entre 4-24 semanas, siendo la tecnología más variante en este aspecto con una reducción de potencia media del 22,8%. En contraposición, se encuentran la tecnología micro-cristalina con un periodo de variación de 6-8 semanas con una disminución de la potencia media de 13,9% [51]. Científicos como M.A.Muñoz-García et al. [52]-[54] determinan como criterio de finalización de la degradación del a-Si:H cuando la potencia no se ve reducida más de un 1% en un mes.

2.2. Efecto annealing.

El efecto de templado o “*annealing*” es el producido en verano debido a las altas temperaturas y consiste en el incremento de eficiencia de las células de silicio amorfo hidrogenado gracias a la recombinación atómica [55]. Gracias a este efecto, parte de la reducción de caída provocada por el efecto *Stabler Wronski* puede ser compensada.

Gracias al descubrimiento realizado por Staebler, D.L y Wronski, C.R. [49] en 1977, en el cual una célula de a-Si:H fue expuesta durante un largo periodo de tiempo a la luz solar, encontraron que se podía revertir los efectos de degradación al calentar la célula por encima de los 150°C. Este hallazgo ha sido ratificado a lo largo de las últimas 4 décadas con diferentes estudios, como por ejemplo, el llevado a cabo por Lifei Yang, Xialolei Wu et al [56], en cuyo experimento demostraron que al calentar una célula con heterounión de grafeno y silicio los parámetros eléctricos mejoraban así como la actuación de la célula, eliminando las impurezas de

la interfaz de la unión PN. En la Figura 2.2 se puede observar como al aumentar la temperatura de *annealing* la densidad de corriente se incrementa significativamente.

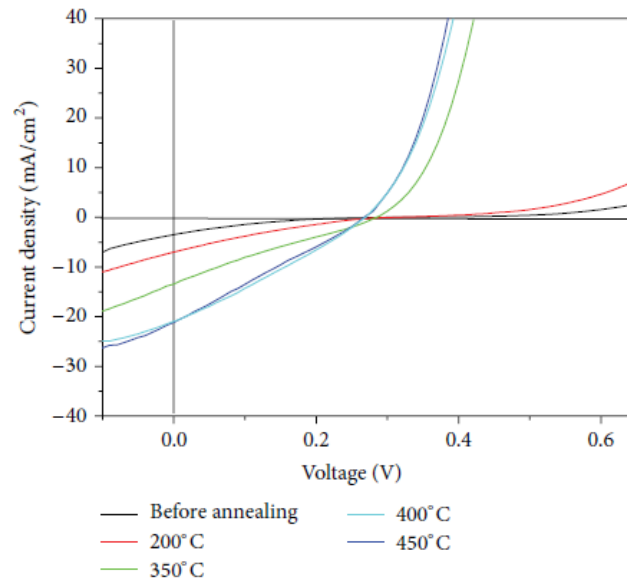


Figura 2.2: Densidad de corriente bajo condiciones de iluminación antes y después del *annealing* para diferentes temperaturas [56].

En el estudio realizado por K.Wilken, F.Finger y V.Smirnow [57] también se pudo comprobar la eficacia del proceso de templado, llegando a aumentar la eficiencia relativa un 34 % al calentar la célula de a-Si:H a una temperatura de 120°C. El experimento realizado por Nikolaeva-Dimitrova, M, Kenny, Robert P. et al, [58] permitió definir un modelo matemático que lograra cuantificar la degradación experimentada por las células fotovoltaicas.

Este método define 2 coeficientes:

- **Coeficiente de degradación** (λ). Este coeficiente relaciona la degradación de la eficiencia y la irradiancia.
- **Coeficiente de recuperación** (τ). Este coeficiente relaciona la recuperación de potencia y la temperatura del módulo.

De acuerdo a la tesis realizada por Carlos Mateo Guerrero [35] los coeficientes anteriores pudieron ser calculados a partir de los valores obtenidos de irradiancia y de temperatura de la célula instantáneos por el sistema de monitorización.

En [35] propuso un ajuste lineal entre la irradiancia (W/m^2) incidente en la célula con el coeficiente de degradación también denominado *light soaking*.

$$\lambda = A + B \cdot E \quad (2.1)$$

Siendo A y B los coeficientes obtenidos a partir del ajuste matemático del modelo de predicción; para $A = 5,6231 \cdot 10^{-6}$ y $B = -6,52711 \cdot 10^{-8}$.

El segundo parámetro del modelo es el coeficiente de recuperación o templado, el cual está relacionado mediante un ajuste exponencial con la temperatura de la célula mediante la siguiente ecuación:

$$\tau = A_1 \cdot e^{\left(\frac{T_{cell}}{t_1}\right)} \quad (2.2)$$

Siendo A_1 y t_1 los coeficientes obtenidos en laboratorio para el modelo de predicción: $A_1 = 7,1155 \cdot 10^{-13}$ y $t_1 = 3,09731$.

Una vez calculados los dos parámetros, el modelo predice que la variación total de eficiencia del módulo es igual a la diferencia entre sendos coeficientes:

$$\Delta\eta = \lambda - \tau \quad (2.3)$$

Con esta metodología se permite calcular la diferencia neta entre las pérdidas de eficiencia producidas por la irradiancia respecto la recuperación dada por el templado.

2.3. Efecto estacional del silicio amorfo.

El máximo rendimiento de una placa solar, aunque a priori parezca contradictorio, no se consigue en plena ola de calor o en el día en el que las temperaturas son más altas. Este mito es erróneo, ya que el punto de máximo rendimiento de un panel solar se alcanza cuando el ambiente es más templado; pues al tratarse de elementos semiconductores, las altas temperaturas afectan negativamente al comportamiento de las mismas disminuyendo su rendimiento. No obstante, este inconveniente se ve compensado por el aumento de horas solares en verano, es decir, a lo largo del día la producción solar es mayor que en los días de invierno. En otros términos, en verano la placa solar tiene menos eficiencia instantánea, pero a lo largo del día la producción solar es mayor que en los días de invierno. Este patrón estacional y cíclico de la producción energética es acusada en la tecnología de silicio amorfo provocando variaciones en su eficiencia, y por lo tanto en su potencia.

Un factor determinante de este efecto es la hora solar pico (HSP) que se define como la cantidad de energía solar que recibe un metro cuadrado de superficie. Es decir, si en una zona geográfica determinada existen 5 HSP significa que se tiene 5 horas de sol con una irradiancia de 1000 W/m^2 determinando la producción eléctrica del panel solar al día. La hora pico de sol depende de la localización, cuanto más cerca del Ecuador mayor será, a consecuencia de la perpendicularidad de los rayos solares incidentes en la superficie terrestre. También depende de la estación pues la cuota solar no es la misma en los meses de verano que de invierno [59].

A medida que trascurren los años de funcionamiento de una célula de silicio amorfo, se ha podido constatar [60, 61] un patrón de eficiencia cíclico que aumenta en los meses más cálidos y disminuye en los meses fríos con una simultánea pérdida progresiva de la eficiencia. Este comportamiento casi cíclico es un compendio de diversos factores tanto estacionales como los referidos a variaciones espectrales que conducen a pérdidas por dispersión, entre otros. En el

apartado siguiente se explicarán otros tipos de factores que también tendrán que ver con el decremento experimentado por la eficiencia.

En lo que precede a la anterior explicación, esa reducción de potencia a raíz de las altas temperaturas conlleva a plantear nuevas estrategias de operación, pues está estrechamente relacionado con el valor de NOCT del módulo [62] y con su coeficiente de temperatura γ . Es por esto que es necesario poder cuantificar la potencia entregada por el módulo fotovoltaico a temperatura ambiente T_{amb} e irradiancia global (GI) para así encontrar un modelo resolutivo general, no viéndose afectado por la zona geográfica en la que se encuentre el módulo. La expresión es la siguiente:

$$P_{PMP_{GI_{T_{cell}}}} = P_{PMP_{25^{\circ}C}} \left[1 + \frac{\gamma\%}{100} (T_{cell} - 25) \right] \frac{GI}{1000 \text{ W/m}^2} \quad (2.4)$$

El coeficiente de temperatura (γ) permite cuantificar como la potencia del panel disminuye con la temperatura cuando esta supera los 25 °C en condiciones STC. Por regla general, por cada aumento del 2°C sobre los 25 °C de referencia, los paneles solares producen 1 % menos. Es por esto que las placas solares fotovoltaicas poco sensibles a los cambios de temperatura tienen un mejor comportamiento y un mayor rendimiento a largo plazo aunque el valor máximo de eficiencia es menor comparado con las más sensibles [63].

Diferentes estudios homologan el comportamiento estacional experimentado en placas fotovoltaica. Gottschalg R. y Betts TR et al [64] llevaron a cabo numerosas investigaciones sobre dicho efecto sobre módulos fotovoltaicos de silicio amorfo hidrogenado. Recientemente, demostraron que incluso en condiciones inalterables de temperatura e irradiancia pueden existir diferentes entre una estación y otra de 15 % en cuanto a disminución de potencia se refiere.

Aunque si bien es cierto que las tecnologías de capa delgada no gozan de una eficiencia tan alta como las de tipología cristalina, el efecto estacional es inherentemente menor que en estas últimas, tal y como demuestra Del Cueto J.A [65]. Esta particularidad las convierte en una opción comercial muy competitiva en aquellas zonas donde los incrementos de temperatura estacionales son más significativos.

La gran disyuntiva que concierne todo este análisis es cómo se podría modelizar matemáticamente el comportamiento, no solo durante el periodo de estabilización inicial sino en todo el lapso de tiempo entre que se instala la placa hasta un punto de tiempo x en el cual la potencia es tal, que la producción energética es ínfima. Diversos estudios como el realizado por Phinikarides A, Makrides G et al [66] determinan que la evolución seguida por la tecnología de silicio amorfo sigue una tendencia no lineal por lo que cualquier caracterización de la degradación mediante modelos lineales no es válida.

2.4. Factores de pérdida de la célula fotovoltaica.

En este apartado se presentarán y se cuantificarán los principales factores ambientales y propios que afectan al rendimiento de una célula fotovoltaica.

2.4.1. Efecto de la temperatura.

La temperatura de operación de la célula, como se ha explicado en apartados anteriores, es muy importante en cuanto a la variación de la potencia de salida, pues va a estar influenciada por la temperatura ambiente. Esto se produce como consecuencia de la radiación infrarroja atrapada por la cubierta del cristal del panel fotovoltaico, que cuando se excede, se convierte en calor dando lugar al incremento de la temperatura de la célula. No solo es nefasto a nivel eléctrico de decremento de la eficiencia, sino que a nivel estructural y material puede conllevar a una menor vida útil de la placa.

En la Figura 2.3 se han representado diferentes curvas para un módulo típico de silicio amorfo a diferentes valores de temperatura (0°C , 25°C , 50°C y 75°C) para poder ver la relación entre la corriente en cortocircuito y el voltaje en circuito abierto.

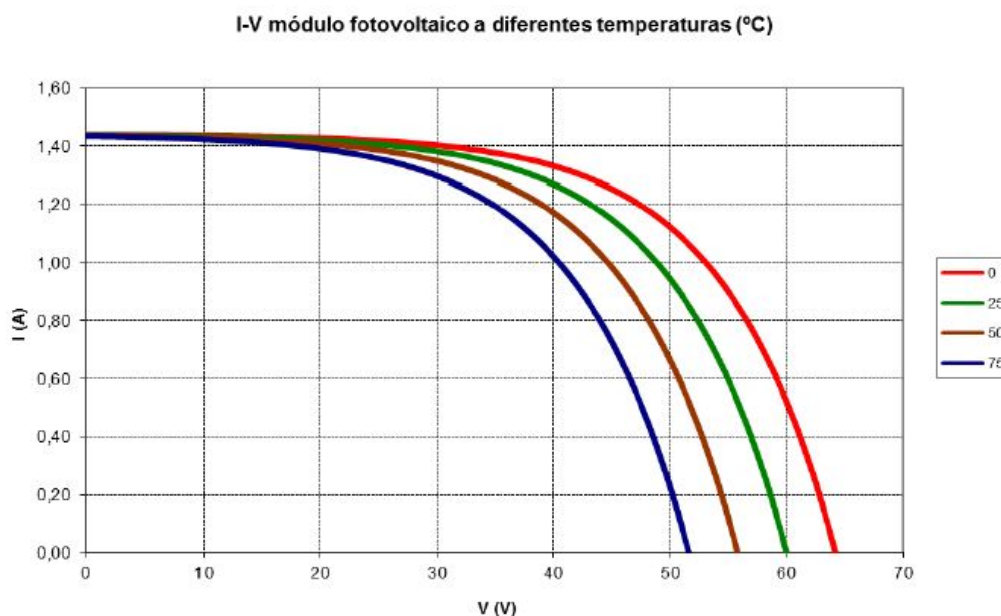


Figura 2.3: Curva I-V de un módulo FV a diferentes temperaturas [35].

De acuerdo a la gráfica anterior, se infiere que la I_{SC} tiene un ligero aumento a la vez que crece la temperatura. No obstante, V_{OC} disminuye considerablemente como era de esperar.

El poder cuantificar la degradación por temperatura otorga de un gran poder al usuario porque le permite acotar tipologías de células fotovoltaicas en función de su propósito. Dicho de otro modo, tal y como describen Rakesh Kumar y Marc. A. Rosen [67], la eficiencia en las células monocristalinas desciende hasta un 15 % de su eficiencia máxima debido a los efectos de

temperatura. Sin embargo, para las células amorfas se establece en torno a un 5 %. Por orden de sensibilidad térmica se encuentran en primer lugar las células monocristalinas, seguidas por las policristalinas y por último, con una fotosensibilidad menor se encuentran las de silicio amorfo.

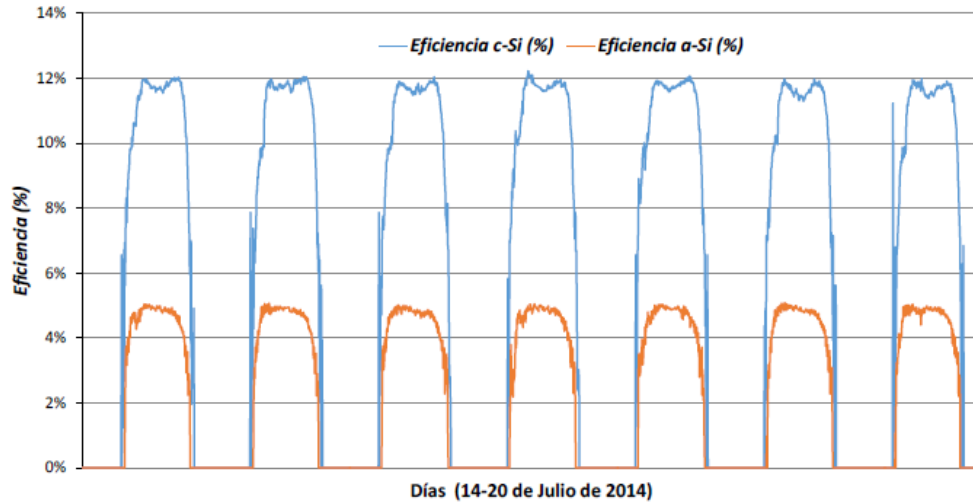


Figura 2.4: Efecto de la temperatura en la eficiencia para c-Si y a-Si:H [35].

Con la Figura 2.4 se puede corroborar el comportamiento anteriormente descrito, en el cual las células c-Si en las horas centrales de día soleados tienen mayor pérdida de conversión mientras que las a-Si:H esta variación es menos acusada. Por consiguiente, se deduce que las tecnologías de silicio amorfo hidrogenado serán menos dependientes de la irradiancia que las monocristalinas y policristalinas. La Figura 2.5 permite constatar esta afirmación.

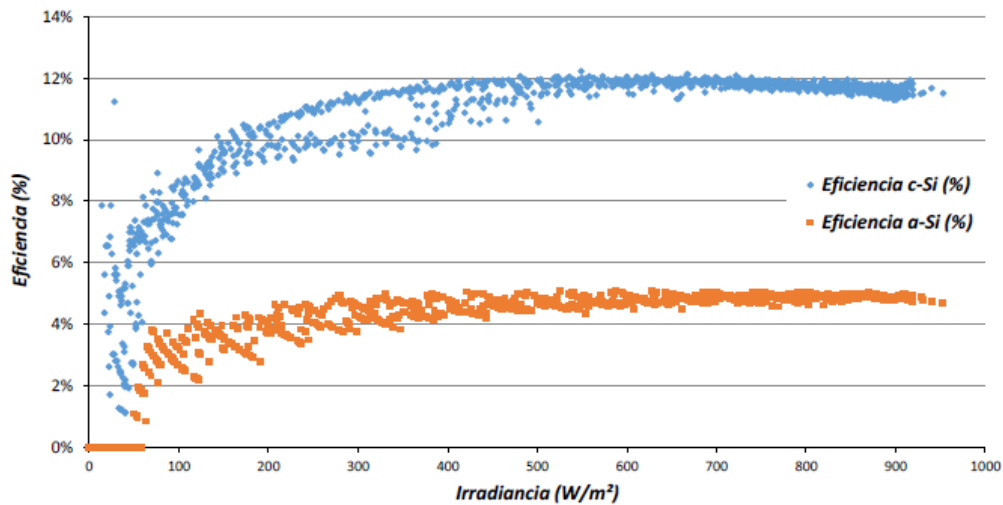


Figura 2.5: Variación de la eficiencia con respecto a la irradiancia [35].

2.4.2. Efecto de la irradiancia.

El parámetro que mayor influencia presenta sobre el rendimiento de un módulo fotovoltaico es la irradiancia. Cuando la irradiancia incidente sobre la superficie del módulo varía, se ven afectados diversos parámetros eléctricos como la corriente en cortocircuito (I_{sc}) que es directamente proporcional a la misma, y por ende el valor de la potencia generada por el módulo también cambia. De manera indirecta, también afecta al voltaje de circuito abierto (V_{OC}) que disminuye con el aumento de la temperatura de operación de la célula, la cual está influenciada por la temperatura ambiente. Esto se debe a que la radiación infrarroja es atrapada por la cubierta de cristal del panel fotovoltaico que a su vez se convierte en calor. La relación lineal de la potencia y la corriente con la irradiancia se muestra en las siguientes ecuaciones:

$$I_{PMP_{E_x}} = I_{PMP} \frac{E_x}{1000} \quad (2.5)$$

$$P_{PMP_{E_x}} = P_{PMP} \frac{E_x}{1000} \quad (2.6)$$

Analizar el efecto de la irradiancia sobre el rendimiento de un módulo fotovoltaico no es trivial pues como se ha ido esbozando en secciones anteriores depende de diversos factores inherentes a dicho parámetro. Por ejemplo, la localización geográfica va a dictaminar la magnitud de irradiancia que llegará a la superficie terrestre, la variación estacional como se indicaba en el apartado 2.3., también va a condicionar el valor final de la irradiancia así como la influencia de la variabilidad del espectro que es explicada a partir del factor masa de aire; son algunos agentes externos que intervienen en la degradación de la célula fotovoltaica.

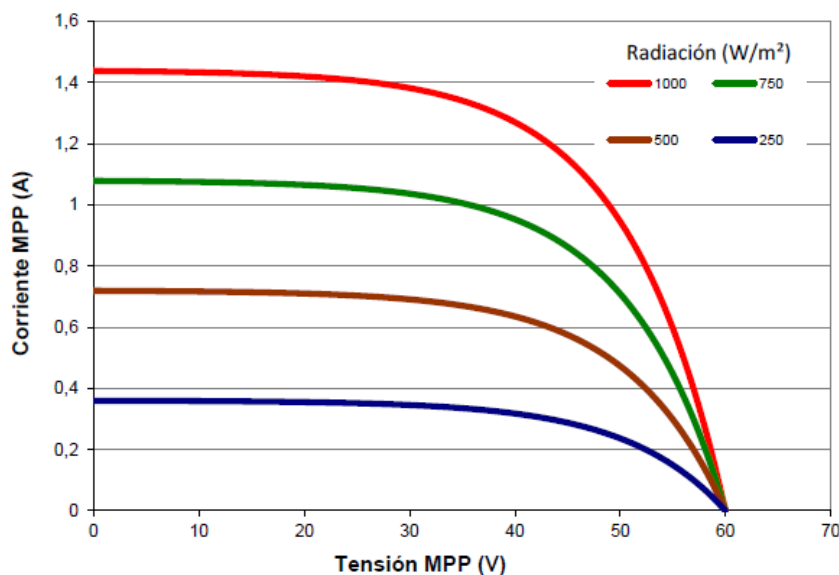


Figura 2.6: Curva I-V para diferentes valores de radiación [35].

En las Figuras 2.6 y 2.7 aparecen representadas la corriente y la potencia en función de la tensión para diferentes valores de irradiancia. Al aumentar la radiación, se observa que tanto la curva I-V como la P-V se desplazan hacia arriba siguiendo la tendencia anteriormente mencionada. Esto tiene sentido pues al aumentar la radiación, químicamente y siguiendo el aspecto teórico descrito en el apartado 1.4.5.1, se favorecerá al efecto fotovoltaico y por ende, a la generación eléctrica.

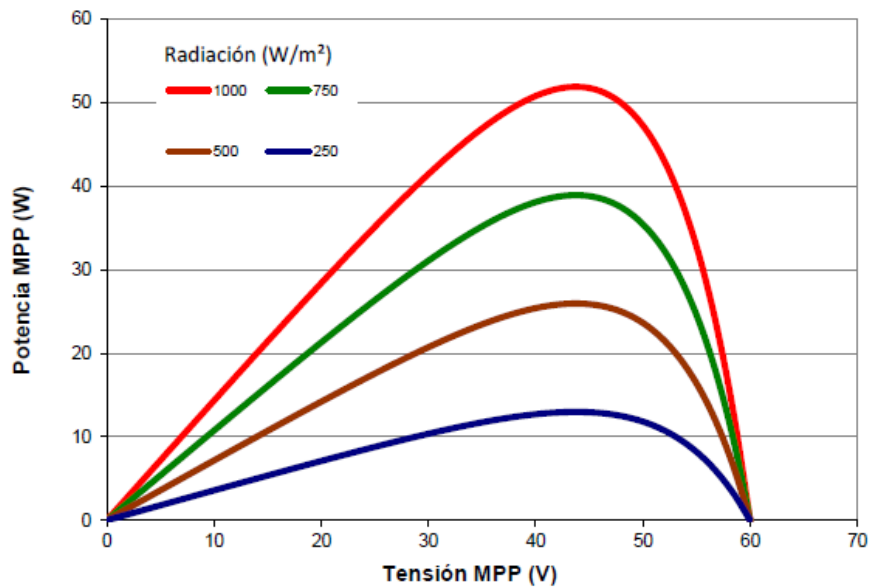


Figura 2.7: Curva P-V para diferentes valores de radiación [35].

A diferencia de lo que ocurre con la temperatura, las placas de silicio amorfo hidrogenado son sensibles a valores altos de irradiancia por lo que se infiere que poseerán una eficiencia más alta en condiciones de baja irradiancia.

2.4.3. *Mismatching*

En primer lugar, la interconexión entre células fotovoltaicas, así como entre módulos fotovoltaicos puede realizarse tanto en serie como en paralelo. En serie provoca que la curva I-V se alargue hacia la derecha y en paralelo se desplace verticalmente. Si bien es cierto, que la conexión más común es en serie pues las diferencias de potencial obtenidas son mayores que las generadas en paralelo.

Se ha de tener en cuenta que las características de la curva I-V sean similares para el óptimo funcionamiento de las células. Cuando no se cumple esta premisa, bien por trabajar con modelos eléctricos diferentes entre los módulos (no hay uniformidad eléctrica) o bien por el deterioro de alguno de los módulos, incurrimos en el efecto denominado de *mismatching*. Este efecto se podría evitar agrupando en instalaciones fotovoltaicas los módulos que compartan características eléctricas para así reducir la dispersión de los valores de I_{MPP} y V_{MPP} .

Las pérdidas por *mismatching* aparecen cuando la curva I-V de dos o más módulos interconectados en serie es diferente. Estas diferencias ocasionan que la corriente total del módulo o del *string* sea reducida a la peor célula conectada del circuito constituyendo un “ *cuello de botella*” reduciendo los parámetros eléctricos [68], [69]-[71].

Las principales detonadores de este efecto son: degradación óptica en las células, degradación de la capa antirreflectora, defectos de fabricación, aumento de la resistencia en serie, sombreado parcial o total de la célula o micro-roturas [72].

La degradación óptica se produce por la descoloración del encapsulante, el cual por estar expuesto a la radiación conduce al oscurecimiento en la cubierta del cristal del módulo. También se podría haber provocado por la infiltración de humedad al interior del módulo por estar localizados en ambientes con mayor humedad. La capa antirreflectora se utiliza para aumentar el porcentaje de luz que absorbe la célula. Esta capa se degrada con el tiempo al reaccionar con agentes atmosféricos pues está fabricada de óxido. Finalmente, la resistencia en serie se ve afectada por las soldaduras, las conexiones entre filas de células y a la caja de conexiones del módulo. Estas resistencias disminuyen el voltaje de salida de la célula y del módulo fotovoltaico.

Bajo el estudio realizado por D.Gómez y S.Pedrazzi et al. [68] se pudo comprobar que el efecto de *mismatching* se acentuaba al aumentar el número de módulos fotovoltaico conectados entre sí. Asimismo, el sombreado parcial o total del campo solar es un factor importante según describen Lobera, D. Torres y Valkealahti, S. [71] el cual puede ser disminuido al colocar los módulos a distancias reducidas para que en función de la inclinación de los mismos, se solapen durante los mínimos periodos de tiempo.

2.4.4. Efectos angulares y espectrales.

La potencia nominal de un módulo fotovoltaico se suele referir a las condiciones estándar de medida (STC) como se indicaba en la sección de caracterización eléctrica de una célula fotovoltaica. Se recuerda que estas condiciones aluden a un valor de irradiancia de 1000 W/m^2 , a un valor de temperatura de célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ y a un espectro estándar de 1.5 masas de aire; todo ello implicando una incidencia normal sobre la superficie de la placa. No obstante, en la situación habitual de un módulo fotovoltaico ni la incidencia ni la radiación es perpendicular, ni el espectro es estándar durante el periodo de funcionamiento.

Por este motivo, es fundamental diseñar una placa fotovoltaica cuyo ángulo de orientación hacia el sol sea el óptimo pues que la radiación solar incida sobre la superficie de un módulo con un ángulo diferente de $0^\circ/90^\circ$ implica unas pérdidas adicionales que se magnifican cuanto mayor es el ángulo de incidencia.

Las pérdidas angulares se incrementan con el grado de suciedad. La acumulación de materiales en el frente del módulo causa que la radiación que alcanza las células sea menor ocasionando diferencias significativas, ya que se pueden producir incrementos de temperatura en zonas localizadas de la célula.

Por otra parte, los módulos fotovoltaicos se caracterizan por ser espectralmente selectivos. Esto indica que la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente dando lugar a las denominadas pérdidas por dispersión que se

acentúan en la franja corta. De acuerdo a varios estudios [60] y [74] el espectro solar en verano coincide mejor con la región de longitud de onda en que la célula de a-Si:H tiene un mayor rendimiento. Las pérdidas de rendimiento asociadas a este efecto, según informes publicados por el IDAE [75] varían entre un 2-6 %, con un valor medio anual estimado por su pliego de condiciones técnicas del 3 %.

2.4.5. Efectos de la suciedad en el módulo fotovoltaico.

Este efecto tiene su origen en la disminución de la potencia de un generador fotovoltaico por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de la célula fotovoltaica. Se consideran dos aspectos; en primer lugar, la presencia de una suciedad uniforme conlleva a un decremento de la corriente y la tensión entregada por el generador y en segundo lugar, la presencia de suciedades localizadas conduce a una intensificación de las pérdidas de *mismatch*.

Dependiendo de la bibliografía, los valores típicos de pérdidas debida a la suciedad suelen variar entre un 2 % y un 4 % [76, 77], con valores máximos de 8 % en zonas con grandes cantidades de polvo como pueden ser los desiertos a raíz de las tormentas de arena.

2.4.6. Causas del envejecimiento del módulo fotovoltaico.

El poder maximizar la vida útil de las placas ha sido, es y será un concepto de vital importancia en cuanto al diseño de una placa FV se refiere, pues no solo afecta a nivel económico y comercial, sino también a nivel medioambiental.

Ciertos análisis como los realizados por Vikran Sharma y S.S. Chandel recopilan diferentes modos de degradación a los que están sometidos los módulos fotovoltaicos. El compendio de estos modos de degradación se conoce con el nombre de *ageing*. En la Tabla 2.2 se encuentra la clasificación de los tipos de degradación realizada por Quintana et al [78, 79].

Tipología de Degradación	Posibles causas	Consecuencias
Degradación asociada al encapsulado del módulo fotovoltaico.	<ul style="list-style-type: none"> · Rotura del cristal frontal. · Fallo o malfuncionamiento del diodo bypass. · Delaminación. · Decoloración del encapsulado. · Rotura del panel trasero. 	<ul style="list-style-type: none"> · Este tipo de fallos suele causar problemas de seguridad, como fallos de conexión a tierra.
Pérdidas de adhesión.	<ul style="list-style-type: none"> · Delaminación. · Rotura de las uniones entre encapsulado y panel trasero. 	<ul style="list-style-type: none"> · La luz incidente no es capaz de alcanzar por igual las células, además evitan una disipación del calor uniforme que contribuye a una temperatura de operación de la célula mayor con su consiguiente degradación.
Degradación asociada a las interconexiones.	<ul style="list-style-type: none"> · Cambios en la geometría de las uniones y soldaduras debido a la fatiga termomecánica. 	<ul style="list-style-type: none"> · Aumento de las resistencias en serie y reducción de la eficiencia.
Humedad.	<ul style="list-style-type: none"> · Introducción de humedad en el panel fotovoltaico en los bordes o en el panel trasero. 	<ul style="list-style-type: none"> · Corrosión y fugas de corriente que llevan al fallo de contactos eléctricos y reducir la eficiencia.
Degradación del semiconductor.	<ul style="list-style-type: none"> · Generación de defectos a nivel atómico del silicio debido a la combinación de diversos condicionantes como temperatura, humedad relativa, humedad... 	<ul style="list-style-type: none"> · Aumento de las resistencias en serie y deterioro de la capa antirreflejante.

Tabla 2.2: Clasificación de modos de degradación de un módulo solar [78, 79].

Capítulo 3

Modelos matemáticos de funcionamiento de una célula fotovoltaica

El modelamiento matemático es un elemento imprescindible para poder entender mejor los fenómenos físicos que tienen lugar. El ser capaz de modelar el comportamiento dinámico de un sistema y elegir las variables que mejor explicarían la funcionalidad del mismo, otorga al modelista un sinnúmero de posibilidades pudiendo definir procesos de todo tipo.

Los modelos matemáticos constituyen una herramienta básica en la investigación científica y tecnológica moderna. Lo que se busca es encontrar una ecuación o sistema de ecuaciones que permita, dado un conjunto específico de datos de entrada, en nuestro caso datos experimentales, obtener la respuesta, es decir, las variables de salida.

Se utilizan para evitar los costos que implicaría el estudio del sistema real y para predecir el comportamiento del sistema frente a futuros escenarios y apoyar la toma de decisiones. Dicho de otro modo, se aplican para poder crear una ley global que facilite al usuario el trabajo.

Respecto al modelamiento de una célula solar, se han desarrollado diversos modelos matemáticos, todos ellos basados en la relación corriente-voltaje resultante de un diodo, cuya fabricación representa la unión P-N de los semiconductores utilizados en la manufactura de una celda solar [80]. Como consecuencia de la relación no lineal de la corriente y voltaje en un dispositivo fotovoltaico, la simulación de un circuito eléctrico equivalente de una célula solar se torna poco práctico siendo necesarios otras perspectivas de estudio. Por lo que se requiere de un lenguaje que soporte directamente la inclusión de parámetros eléctricos en forma de funciones matemáticas.

Con este fin se han buscado diferentes maneras de modelar un sistema fotovoltaico. Debido a la gran variedad de tecnologías disponibles en el mercado, existen abundantes modelos que representan a las mismas. En virtud de la semejanza en su funcionamiento, todas las células de silicio, tanto la estudiada en este proyecto como es la amorfa, como las monocristalinas y policristalinas, se pueden modelar de la misma manera. Con la diferencia de que los parámetros de modelo varían [81].

Durante el desarrollo de este capítulo se han presentado 3 modelos que permiten definir el comportamiento de una célula fotovoltaica basadas en silicio.

3.1. Modelo teórico de Shockley.

La ecuación de Shockley es el modelo teórico más simple de aproximación al funcionamiento de una célula solar. El número de parámetros que definen las características de la curva I-V son 3: I_{PV} , I_D y η . Al ser un modelo tan restrictivo y al no tener en cuenta las resistencias en serie y en paralelo lo convierte en un modelo cuyo campo de aplicación está muy acotado. La expresión de dicho modelo es la siguiente:

$$I_{PV} = I_D \left[\exp\left(\frac{V_D}{\eta V_t}\right) - 1 \right] \quad (3.1)$$

Dónde,

- I_{PV} es la corriente generada por la célula fotovoltaica. Se produce por la generación de portadores por irradiación.
- I_D es la corriente de oscuridad o corriente de saturación inversa del diodo, que circula por el diodo equivalente de la unión p-n, representado como D en el módulo exterior. Se produce por la recombinación de portadores por el voltaje externo, necesario para que la célula entregue corriente a la carga. El orden de magnitud puede oscilar entre 10^{-12} y 10^{-6} A.
- V_D es la diferencia de potencial en sus terminales.
- η , es un factor de idealidad del diodo cuyo valor para el silicio oscila entre 1 (para valores de corriente alta) y 2 (valores de corrientes bajas).
- V_T es la tensión térmica de juntura que se define matemáticamente como:

$$V_T = \frac{k_b T}{q} \quad (3.2)$$

Siendo k_B la constante de *Boltzman*, de valor igual a $1,38 \cdot 10^{-23}$ J/k, T es la temperatura absoluta, medida en Kelvin y por último q es la carga elemental del electrón, de valor igual a $1,6 \cdot 10^{-19}$ Culombios [82].

Este modelo proviene de la simplificación de dos diodos, despreciando la componente de recombinación, pues a temperatura ambiente, este término influye menos que la corriente de difusión [83]. Esta aproximación pierde precisión al trabajar en temperaturas diferentes a las estándar (STC), de tal forma que puede ser inviable para análisis en zonas geográficas donde la temperatura fluctúa significativamente, como es en el caso de los desiertos.

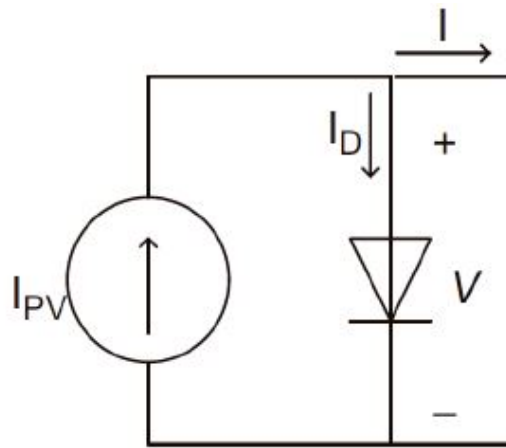


Figura 3.1: Modelo de Shockley [81].

3.2. Modelo uni-diodo.

El modelo de un único diodo para una célula solar fotovoltaica, descrito por Merten et al, [62] está formado por una resistencia en paralelo y por una en serie pudiendo explicar rigurosamente el funcionamiento eléctrico. En la Figura 3.2 aparece el circuito equivalente a este modelo, en el cual se produce una diferencia de potencial V_{PV} sobre una carga resistiva, conectada entre los términos positivos y negativos, por dónde circula una corriente de valor I_{PV} .

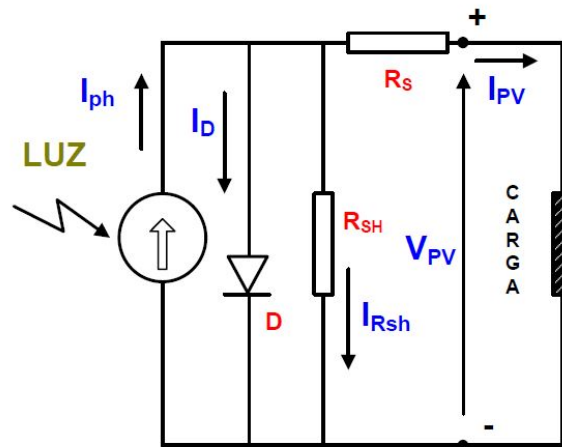


Figura 3.2: Modulo de un diodo de una célula PV [35].

Además de contener los parámetros anteriormente mencionados, encontramos los siguientes:

- I_{ph} es una fuente de corriente continua de valor igual a la máxima corriente que puede generar la célula solar fotovoltaica a consecuencia de los fotones incidentes sobre la célula.

- El diodo D representa la unión P-N de los semiconductores.
- R_{SH} es la resistencia en paralelo debida a la no idealidad de la unión P-N y a las impurezas de dicha unión. Presenta valores típicos entre los 200-800 Ω .
- R_S es la resistencia en serie que representa a la resistencia interna del material al flujo de la corriente. Presenta valores típicos entre los 0,05-0,3 Ω .

El modelo matemático de la celda se obtiene a partir de su representación eléctrica, y se encuentra en función principalmente de la radiación solar y de la temperatura de la celda. La expresión que permite modelizar este funcionamiento se corresponde con el modelo de un diodo de 5 parámetros; en el que la corriente de salida de la célula fotovoltaica (I_{PV}) es igual a la corriente generada por la luz incidente en la célula (I_{ph}) menos la corriente que circula por el diodo D y la corriente de fugas por la resistencia en paralelo R_{SH} .

$$I_{PV} = I_{ph} - I_D \left[\exp \left(\frac{V_{PV} + I_{PV} R_S}{\eta \frac{K T}{q}} \right) - 1 \right] - \frac{V_{PV} + I_{PV} R_S}{R_{SH}} \quad (3.3)$$

La corriente fotogenerada varía en función de la radiación solar y de la temperatura de trabajo en la celda [84], y se define de la siguiente manera:

$$I_{Ph} = \frac{S}{S_{REF}} \left(I_{L,REF} + \mu_{ISC} (T_C - T_{C,REF}) \right) \quad (3.4)$$

Donde, S es la irradiación solar, S_{REF} es la irradiación solar en condiciones de referencia, $I_{L,REF}$ es la corriente foto generada en condiciones de referencia y se puede tomar como la corriente en cortocircuito ($I_{L,REF} = I_{SC}$), y μ_{ISC} es el coeficiente de cortocircuito, el cual lo da el fabricante.

La corriente de saturación inversa del diodo viene dada por la siguiente expresión [84]:

$$I_D = I_{D,REF} \left(\frac{T_C}{T_{REF}} \right)^3 \exp \left[\frac{q E_G \left(\frac{1}{T_{REF}} - \frac{1}{T_C} \right)}{K A} \right] \quad (3.5)$$

Siendo, E_G la energía del semiconductor en su banda de gap y $I_{D,REF}$ la corriente de saturación inversa en condiciones de referencia.

3.3. Modelo bi-diodo.

Finalmente, se presenta el modelo de dos díodos que es el más complejo de los descritos en este capítulo. Las características de la curva I-V se describen teniendo en cuenta 7 parámetros, pues tanto el factor de idealidad como la corriente de saturación inversa tendrán que ser

definidos de manera independiente para cada diodo. La ecuación que caracteriza el modelo de “dos exponenciales” de la célula solar es la siguiente:

$$I_{PV} = I_{ph} - I_{D1} \left[\exp \left(\frac{V_{PV} + I_{PV} R_S}{\eta_1 \frac{K_B T}{q}} \right) - 1 \right] - I_{D2} \left[\left(\frac{V_{PV} + I_{PV} R_S}{\eta_2 \frac{K_B T}{q}} \right) - 1 \right] - \frac{V_{PV} + I_{PV} R_S}{R_{SH}} \quad (3.6)$$

Donde I_{D1} , I_{D2} , η_1 y η_2 son los términos de corriente de saturación inversa y el factor de idealidad para cada diodo

El primer término exponencial corresponde a los fenómenos de conducción electrónica en la zona neutra de unión con un factor de idealidad unidad y el segundo término exponencial corresponde a la recombinación de portadores en la zona de carga electrónica con un factor de idealidad de valor 2. Puesto que la componente de recombinación en la zona de carga electrónica domina a tensiones bajas en las que los dispositivos fotovoltaicos no suelen trabajar, es habitual simplificar la expresión anterior a la expresión perteneciente al modelo de un diodo con un solo término exponencial cuyo valor de idealidad esté comprendido entre 1-2 como se ha indicado con anterioridad.

Según la investigación llevada a cabo por Mariusz Prorok, Andrzej Dziedzic et al [85], sobre el uso del modelo de dos diodos aplicados a células CIGS, se demostró que era válido en un amplio rango de irradiancias y condiciones de temperatura de la célula.

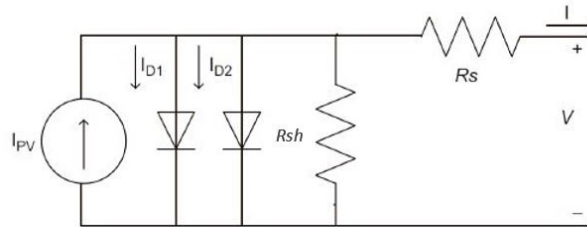


Figura 3.3: Modelo de dos diodos de una célula PV [81].

3.4. Simplificaciones de Green.

Partiendo de la expresión 3.3. perteneciente al circuito de un único diodo, M.A. Green [86] estableció una serie de simplificaciones para poder obtener relaciones empíricas con la que calcular la curva I-V de un dispositivo fotovoltaico.

En primer lugar, el efecto de la resistencia en paralelo R_{SH} se considera despreciable pues es de alto valor y la corriente que se fuga por dicha resistencia es muy baja:

$$\frac{V_{PV} + I_{PV} R_S}{R_{SH}} \approx 0 \quad (3.7)$$

Por lo tanto, ejecutando esta simplificación, la ecuación 3.3. quedaría así:

$$I_{PV} = I_{ph} - I_D \left[\exp \left(\frac{V_{PV} + I_{PV} R_S}{\eta \frac{K T}{q}} \right) - 1 \right] \quad (3.8)$$

Cuyo parámetro de corriente continúa está sujeto a las siguientes observaciones:

- Cuando se realiza un cortocircuito en la salida del módulo, $V_{PV} = 0$.
- En cortocircuito se obtiene el mayor valor de corriente de generación y como $I_{ph} \gg I_D$ se puede aproximar $I_{ph} = I_{SC}$.
- Al ser la resistencia en serie muy baja, el producto $I_{pv} R_S$ se considera despreciable

Al incluir estas consideraciones en la ecuación anterior, resulta la siguiente expresión:

$$I_{PV} = I_{SC} - I_D \left[\exp \left(\frac{V_{PV} + I_{PV} R_S}{\eta \frac{K T}{q}} \right) - 1 \right] \quad (3.9)$$

A causa del desconocimiento del factor de idealidad η , ya que dicho valor no es facilitado por los fabricantes, es necesario su cómputo. Considerando el punto de operación del módulo FV en el que se provee la máxima potencia y sustituyendo los valores de tensión V_{PMP} y corriente I_{PMP} a la deducción anterior, se obtiene:

$$I_{PMP} = I_{SC} - I_D \exp \left(\frac{V_{PMP}}{\eta \frac{K T}{q}} \right) \quad (3.10)$$

Teniendo en cuenta la condición de circuito abierto $I_{PV} = 0$ Y $V_{PV} = V_{OC}$, el valor de I_D puede ser calculado:

$$I_{PV} = 0 = I_{SC} - I_D \exp \left(\frac{V_{OC} + 0}{\eta \frac{K T}{q}} - 1 \right) \quad (3.11)$$

Como el término exponencial es $\gg \gg 1$ si se consideran los valores típicos de los módulos fotovoltaicos, la ecuación 3.11. quedaría de la siguiente manera:

$$0 = I_{SC} - I_D \exp \left(\frac{V_{OC}}{\eta \frac{K T}{q}} \right) \quad (3.12)$$

Despejando el valor de I_D de la expresión anterior y sustituyendo en la ecuación 3.10., que

relaciona la tensión y la corriente en condiciones de PMP, se logra la siguiente ecuación:

$$I_{PMP} = I_{SC} - I_D \exp\left(\frac{V_{PMP}}{\eta \frac{kT}{q}}\right) = I_{SC} - \frac{I_{SC}}{\frac{V_{OC}}{\eta \frac{kT}{q}}} \exp\left(\frac{V_{PMP}}{\eta \frac{kT}{q}}\right) = I_{SC} \left(1 - \exp\left(\frac{V_{PMP} - V_{OC}}{\eta \frac{kT}{q}}\right)\right) \quad (3.13)$$

Con la expresión anterior se puede calcular el término $\frac{\eta kT}{q}$:

$$\frac{\eta kT}{q} = \frac{V_{PMP} - V_{OC}}{\ln\left(1 - \frac{I_{PMP}}{I_{SC}}\right)} \quad (3.14)$$

Este cociente se denomina tensión térmica y se representa como V_t . Finalmente, con los valores anteriormente calculados, la ecuación correspondiente a la curva I-V de un módulo fotovoltaico es la que sigue:

$$I_{Pv} = I_{SC} \frac{E_x}{1000 \text{ W/m}^2} \left(1 - \exp\left(-\frac{V_{OC} - V_{PV}}{V_t}\right)\right) \quad (3.15)$$

Siendo E_x la radiación solar que incide sobre la célula fotovoltaica en W/m^2 .

Poniendo de manifiesto los resultados anteriores en el modelo matemático de un panel fotovoltaico se obtiene la siguiente expresión:

$$I_{PV} = N_p I_{ph} - N_p I_D \left[\exp\left(\frac{q \left(\frac{V_{PV}}{N_s} + \frac{I_{PV} R_s}{N_p}\right)}{a}\right) - 1 \right] \quad (3.16)$$

Siendo N_p y N_s el número de celdas conectadas en paralelo o en serie y $a = kT\eta$. Es importante considerar que si $N_p = N_s = 1$, el modelo matemático correspondería al de una sola celda solar (expresión 3.8.).

Capítulo 4

Modelos matemáticos de ajuste de una placa de silicio amorfo

Durante este capítulo se describirá el comportamiento transitorio que experimentan las plantas fotovoltaicas de silicio amorfo hidrogenado. La reducción de potencia y eficiencia que sufren durante los primeros meses de funcionamiento, se debe al efecto SWE, el cual se compensa con el fenómeno de *annealing* como se indicaba en el capítulo 2.

Este apartado se ha fundamentado en el proyecto anterior realizado por Carlos Mateo Guerrero [35] quién caracterizó la primera fase de trabajo de las plantas fotovoltaicas ETSID y NEXUS para así poder describir el proceso que empieza cuando la fase de estabilización inicial ha finalizado. Se propusieron diversos ajustes matemáticos, tanto lineales como no lineales. No obstante, al conocer la no estacionariedad de los parámetros eléctricos y con el objetivo de poder dar una mayor significación física al modelo, se propuso un modelo de dosis-respuesta.

Aunque en numerosa literatura se han presentado ajustes matemáticos de todo tipo, sobre todo de carácter polinómico, es cierto que al constituir modelos de regresión lineal, solo sirven como aproximación matemática, no dando un significado físico del problema en cuestión.

4.1. Descripción de las plantas fotovoltaicas.

Las plantas fotovoltaicas analizadas en este trabajo, se encuentran instaladas en la Universidad Politécnica de Valencia (UPV), ubicada en el sector norte de Valencia (España).

Sendas placas se localizan en dos edificios muy próximos entre sí (200 metros), instaladas a una altura de 25 metros para las placas correspondientes a la Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño (ETSID) y a una altura de 30 metros para las placas correspondientes a la sede del Centro de Formación Permanente y de la televisión de la UPV (NEXUS).



Figura 4.1: Localización de las plantas fotovoltaicas en el campus Vera (UPV) [35].

Para poder entender mejor el comportamiento eléctrico de las mismas es necesario atender al clima de la zona geográfica en la que se encuentran. El clima de Valencia es considerado BSK¹ según la clasificación climática de Köppen - Geiger. La temperatura promedio en Valencia es de 18,4°C con una precipitación aproximada de 445 mm. En las Tablas 4.1 aparecen los valores anuales de temperatura media para Valencia.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
$T_{amb}(^{\circ}\text{C})$	11,8	12,5	14,4	16,2	19	22,9	25,6	26,1	23,5	19,7	15,3	12,6
$T_{cell}(^{\circ}\text{C})$	39,3	40	41,9	43,7	46,5	50,4	53,1	53,6	51	47,2	42,8	40,1

Anual	
$T_{amb}(^{\circ}\text{C})$	18,4
$T_{cell}(^{\circ}\text{C})$	45,8

Tabla 4.1: Valores anuales de temperatura media para Valencia [87].

¹El clima BSk se corresponde con una variante del clima subtropical seco y del semi-árido cálido

El clima valenciano presenta inviernos suaves y veranos cálidos, con máximas medias de 16-19 °C y 30-31 °C y mínimas de 6-9 °C y 22-19 °C para los meses de enero y agosto, respectivamente. El espectro de temperaturas anuales se puede observar en la Figura 4.2.

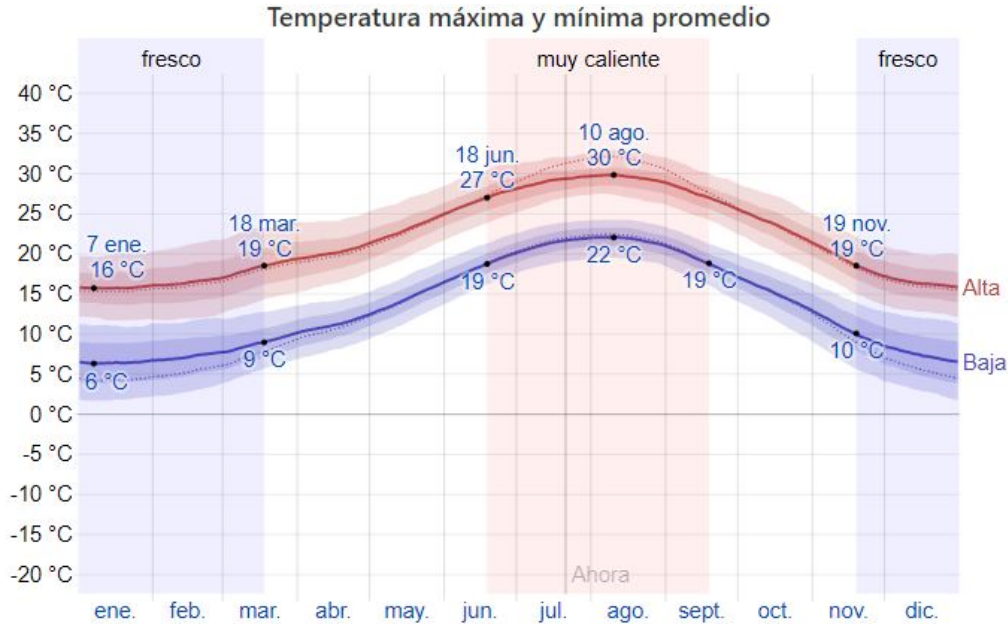


Figura 4.2: Temperatura máxima y mínima promedio en Valencia.

Respecto al promedio del porcentaje del cielo cubierto con nubes varía considerablemente en el transcurso del año. La parte más nublada del año comienza aproximadamente el 4 de septiembre y finaliza el 13 de junio, con una duración de 9,3 meses.

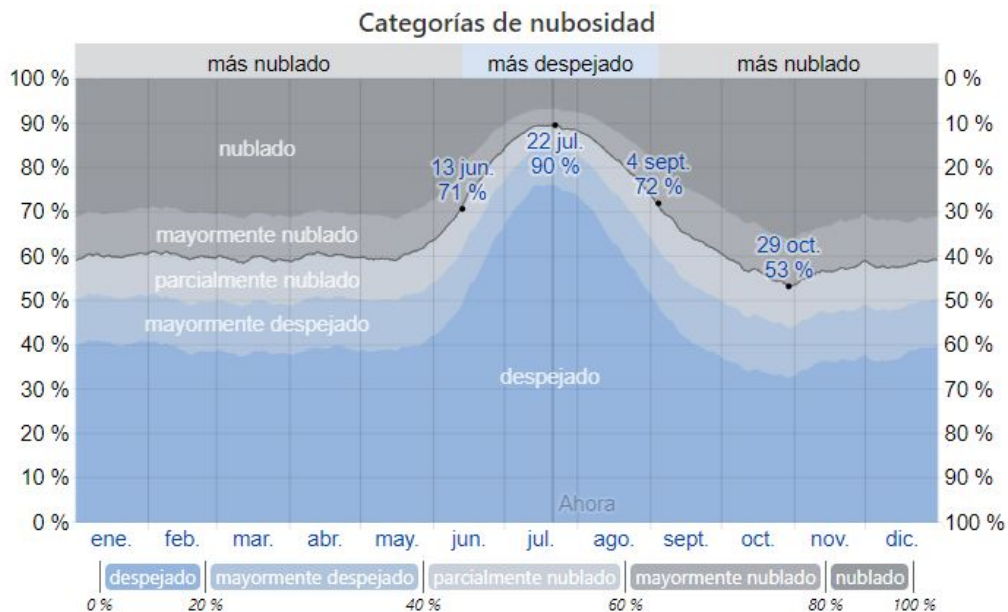


Figura 4.3: Categorías de nubosidad en Valencia.

Finalmente, se presenta la Figura 4.4 donde aparece las horas de luz natural y crepúsculo en Valencia.

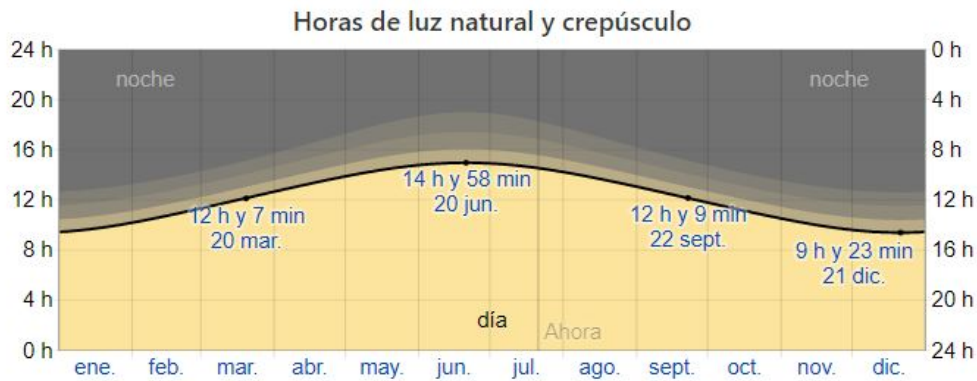


Figura 4.4: Horas de luz natural y crepúsculo en Valencia.

De esta figura se infiere que la duración del día en Valencia varía considerablemente durante el año. En 2020, el día más corto es el 21 de diciembre, con 9 horas y 23 minutos de luz natural y el día más largo fue el 20 de junio con 14 horas y 58 minutos de luz natural. La línea negra de la gráfica representa la cantidad de horas durante las cuales el sol está visible [88].

Una vez presentados los aspectos atmosféricos que más afectan al rendimiento de una placa fotovoltaica, es necesario evaluar un parámetro fundamental que maximiza la eficiencia de las células: el ángulo óptimo de instalación. La ecuación que permite encontrar este ángulo es la expresión 4.1. [89] cuyo método está basado en el análisis estadístico de la radiación anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares con diferente altitud.

$$\beta_{\text{óptima}} = 3,7 + 0,69 \cdot \phi \quad (4.1)$$

Siendo ϕ la latitud de la zona geográfica determinada.

Como la latitud en Valencia es de $39,46^\circ$, el ángulo de inclinación óptimo es de aproximadamente 31° . Este será el ángulo que deberá ser utilizado en la instalación de las placas fotovoltaicas.

$$\beta_{\text{óptima}} = 3,7 + 0,69 \cdot 39,46 \approx 31^\circ \quad (4.2)$$

4.1.1. Planta fotovoltaica ETSID.

La instalación de la planta fotovoltaica ETSID se encuentra localizada en el tejado de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño (ETSID) de la Universidad Politécnica de Valencia. Su periodo de funcionamiento empezó el 2 de agosto de 2010 y llega hasta la actualidad. Está formada por 64 paneles fotovoltaicos EPV-52 dispuestos en 8 series o *strings* interconectados en paralelo de 8 módulos conectados en serie cada uno.



Figura 4.5: Planta fotovoltaica ETSID [35].

El ángulo de inclinación de la estructura es de 20° sobre la horizontal, favoreciendo la producción energética en los meses de verano cuando la irradiancia es mayor. La orientación de la planta se encuentra al sur, maximizando la potencia pico estable y aprovechando al máximo la superficie de exposición solar.



Figura 4.6: Orientación de placa ETSID sobre cubierta del edificio [35].

4.1.2. Planta fotovoltaica NEXUS.

La instalación fotovoltaica NEXUS se encuentra ubicada en la azotea del edificio NEXUS de la Universidad Politécnica de Valencia. Su periodo de funcionamiento empezó el 15 de marzo de 2011 y se extiende hasta la actualidad.

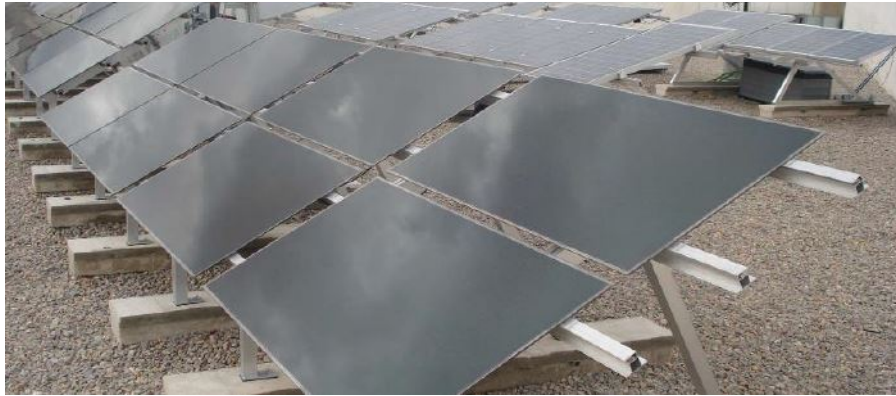


Figura 4.7: Placa fotovoltaica NEXUS [35].

Dicha instalación está formada por 5 *strings* interconectados en paralelo de 4 módulos cada uno. Al igual que ocurre con el campo fotovoltaico ETSID, se encuentra orientada hacia al sur, optimizando su producción energética con un ángulo de inclinación de 30° muy cercano al óptimo teórico.



Figura 4.8: Orientación de placa NEXUS sobre cubierta del edificio [35].

4.2. Modelos de ajuste durante estabilización inicial.

Se realizaron numerosos ajustes matemáticos que permitieran modelar y describir el comportamiento físico de degradación de la eficiencia experimentada por las placas fotovoltaicas ETSID y NEXUS, que aunque presenten ciertas similitudes, la curva de funcionamiento difiere en algunos tramos.

En los siguientes apartados se sintetizará el estudio realizado en [35] para que sirva como introducción y permita dar paso a la evaluación de la eficiencia de sendas placas durante un proceso de funcionamiento más largo, que comprendería entre el primer año de funcionamiento y el octavo año. Se considera oportuno incluir este capítulo en el compendio de este proyecto, ya que nos permite identificar ciertas tendencias que, aunque a *grosso modo* parezcan inservibles para la primera parte del Capítulo 6, nos dan pistas para su desarrollo.

4.2.1. Modelos de Regresión Lineal.

El modelado de curvas, también denominado *curve fitting*, es una herramienta poderosa que otorga a los investigadores la capacidad de poder determinar estadísticamente comportamientos físicos sin tener que llevar a cabo el experimento, reduciendo así los costes tanto económicos como temporales de ejecución. Aunque no siempre los resultados obtenidos son fidedignos e intrínsecos al fenómeno que se quiera analizar. Es por ello que diversos parámetros estadísticos son necesarios para poder saber si vamos por buen camino o no.

En primer lugar, para estudiar la relación entre dos variables, X (independiente) e Y (dependiente) es imprescindible llevar a cabo un diagrama de dispersión o nube de puntos que nos muestre la correspondencia entre una variable y la otra. Es en esta situación donde aparecen los siguientes coeficientes.

Por un lado, el coeficiente de correlación determina el grado de asociación lineal entre X e Y, sin establecer a priori ninguna direccionalidad en la relación entre ambas variables. En nuestro caso la variable X hace referencia a la escala temporal y la Y a los valores de máxima potencia en condiciones estándar de medida (STC) y *per-unit*. El uso de valores *per-unit* permite adimensionalizar la potencia de las placas para así poder compararlas sin tener en cuenta los factores de dimensionado, la cantidad de *strings* de los módulos y las condiciones térmicas de la fecha en la que se realiza la instalación. Debido a que este método independiza las anteriores variables del estudio de la potencia, el análisis de dichas placa puede ser abordado, indistintamente de su periodo de funcionamiento.

Por otro lado, la regresión lineal simple permite cuantificar el cambio en el nivel medio de la variable Y conforme cambia la variable X. La finalidad de la correlación es examinar la dirección y la fuerza de la asociación entre dos variables cuantitativas, para saber si al aumentar una variable aumenta o disminuye la otra.

El coeficiente de correlación que más se utiliza es el de Pearson o ρ que permite evaluar específicamente la adecuación a la recta lineal que defina la relación entre dos variables cuantitativas. Se estima con la siguiente expresión:

$$\rho = \frac{S_{xy}}{S_x S_y} \quad (4.3)$$

Siendo S_{xy} la covarianza, que indica si la posible relación entre dos variables es directa o inversa y S_x y S_y son las desviaciones típicas de las dos variables. Sustituyendo sus expresiones en la ecuación anterior, se obtiene:

$$\rho_{xy} = \frac{n \sum x_i y_i - \sum x_i \sum y_i}{\sqrt{n \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2} \sqrt{n \sum y_i^2 - (\sum y_i)^2}} \quad (4.4)$$

El coeficiente de correlación de Pearson puede tomar valores entre -1 y +1, donde el signo indica la dirección de la correlación. Los criterios de interpretación utilizados son los siguientes:

- -1,00 = correlación negativa perfecta.
- -0,90 = correlación negativa muy fuerte.
- -0,75 = correlación negativa considerable.
- -0,50 = correlación negativa media.
- -0,10 = correlación negativa débil.
- +0,00 = no existe correlación lineal alguna entre las variables.
- +0,10 = correlación positiva débil.
- +0,50 = correlación positiva media.
- +0,75 = correlación positiva considerable.
- +0,90 = correlación positiva muy fuerte.
- +1,00 = correlación positiva perfecta.

En la Figura 4.9 se puede apreciar lo anteriormente mencionado.

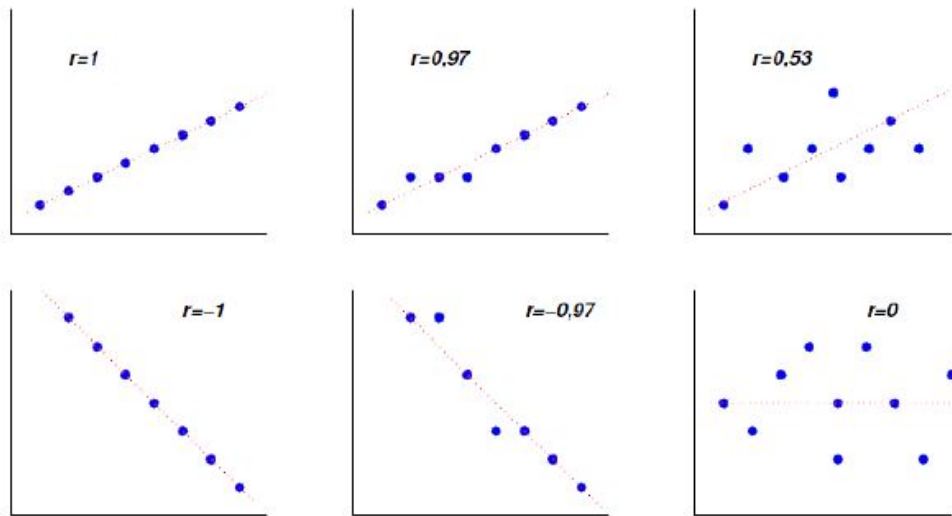


Figura 4.9: Diagramas de valores de correlación de Pearson (r) [90].

Una vez se ha parametrizado la curva de funcionamiento, el siguiente paso lógico es identificar si el ajuste realizado es bueno o no. Para ello se emplea la técnica conocida como bondad de un ajuste que permite analizar la discrepancia entre los valores observados y los valores esperados en el modelo de estudio.

El coeficiente de determinación, R^2 , indica el grado de ajuste de la recta de regresión a los valores de la muestra, y se define como el porcentaje de la variabilidad total de la variable dependiente Y que es explicada por la recta de regresión.

$$R^2 = 1 - \frac{S_x^2}{S_y^2} \quad (4.5)$$

Este coeficiente puede tomar valores entre 0 y 1, donde un valor cercano a la unidad significará una mayor fuerza de asociación entre ambas variables (el ajuste es bueno) y un valor cercano a cero indicará una total ausencia de relación entre las variables (el ajuste no es bueno).

Se ha de tener muy clara la diferencia entre el coeficiente de correlación de Pearson y el coeficiente de determinación [90]:

- R^2 mide la proporción de la variación de la variable dependiente explicada por la variable independiente.
- ρ o simplemente r mide el grado de asociación entre las dos variables.

En el caso de regresión lineal simple se tiene que $R^2 = \rho^2$.

Entre todos los ajustes que se emplearon en la modelización de la estabilización inicial de las placas ETSID y NEXUS los que mejor resultado dieron fueron: logarítmico, polinómico de 3 grado y exponencial. En la Tabla 5.3 aparecen resumidos todos los resultados.

Tipo de ajuste		ETSID		NEXUS	
Denominación	Ajuste	Coef. ρ (%)	R^2 (%)	Coef. ρ (%)	R^2 (%)
Exponencial	$Y = \exp(a + b \cdot X)$	-77,319	81,23	-95,445	79,46
Logarítmico	$Y = a + b \cdot \ln(X)$	-94,836	81,8	-95,302	81,48
Polinómico	$Y = a + b \cdot X + c \cdot X^2 + d \cdot X^3$	97,14	93,16	96,82	93,89

Tabla 4.2: Relación de ajustes matemáticos y R^2 .

Los ajustes anteriores se eligieron teniendo en cuenta diversos factores. En primer lugar, se tuvo en cuenta la verosimilitud física, pues se adecúan mejor a las condiciones físicas del problema. Asimismo, se comparó diversos estudios realizados, S.Kichou, S. Silvestre et al, M.Z. Hussing et al o Wirth et al [51, 91, 92] y Jordan DC, Kurtz S.R. et al [93].

En los ajustes presentados en la Tabla 5.3 se comprobó que el valor estadístico P-ANOVA [94] fuera menor que 0,05 para así obtener una relación estadísticamente significativa entre las variables con un nivel de confianza del 95 %.

Para este análisis se representó la $P_{MPP_STC_pu}$ frente al tiempo y frente las horas pico de sol para valorar las diferencias entre sendos métodos.

En las siguientes gráficas se mostrarán los ajustes conseguidos por Carlos Mateo Guerrero [35] con los diferentes modelos matemáticos implementados. El primer subíndice que acompaña a la función de ajuste puede ser E (ETSID) o N (NEXUS). El segundo subíndice hace referencia al ajuste aplicado: logarítmico (log), polinómico (pol) y exponencial (exp). Y como se ha especificado anteriormente, se analizarán teniendo en cuenta dos variables: el número de días y las horas sol de pico acumuladas.

Modelos matemáticos de ajuste en ETSID.

En las siguientes figuras se presentarán los diferentes ajustes establecidos para la modelación de la curva de estabilización inicial que comprende el primer año de funcionamiento de la placa fotovoltaica.

En la Figura 4.10 se muestra el ajuste mediante una ecuación logarítmica de primer orden. En las ecuaciones 4.6 y 4.7 se muestran los parámetros ajustados a la curva para los diferentes escenarios definidos.

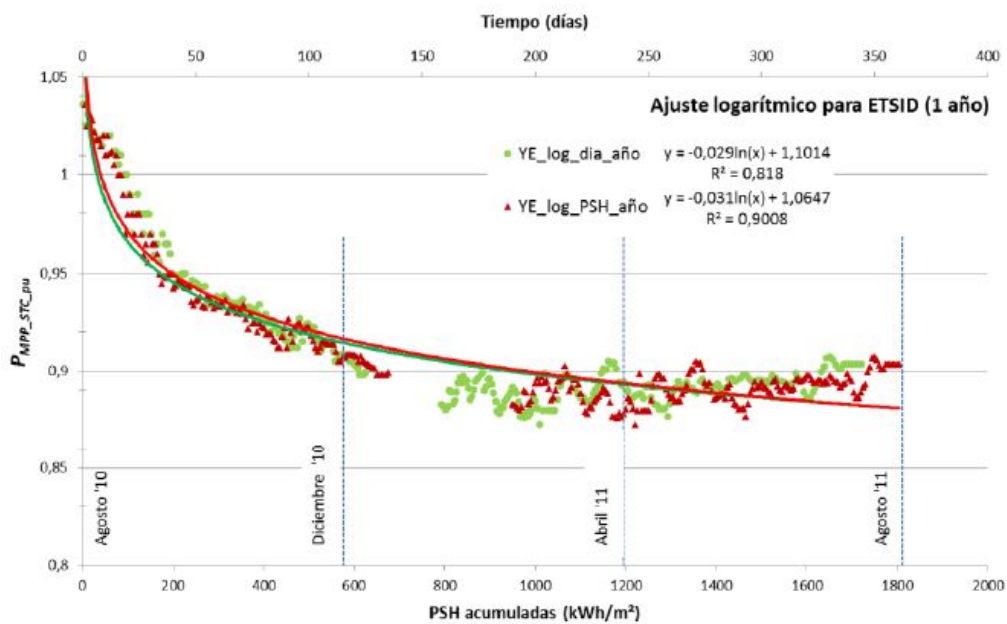


Figura 4.10: Ajuste logarítmico anual para ETSID [35].

$$Y_{E_{log_{dia_año}}} = -0,029 \cdot \ln(x) + 1,1014 \quad (4.6)$$

$$Y_{E_{log_{PSH_año}}} = -0,031 \cdot \ln(x) + 1,0647 \quad (4.7)$$

En la Figura 4.11 se muestra el ajuste mediante una ecuación polinómica de tercer grado. En las ecuaciones 4.8 y 4.9 se muestran los parámetros ajustados a la curva.

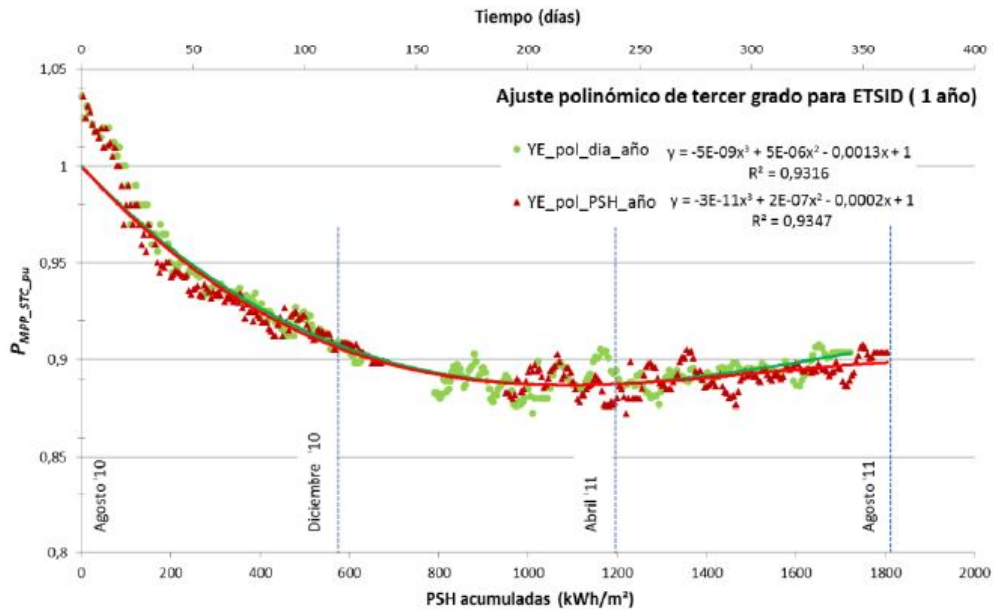


Figura 4.11: Ajuste polinómico anual para ETSID [35].

$$Y_{E_{pol_{dia_{año}}}} = -5 \cdot 10^{-9}x^3 + 5 \cdot 10^{-6}x^2 - 0,0013x + 1 \tag{4.8}$$

$$Y_{E_{pol_{PSH_{año}}}} = -3 \cdot 10^{-11}x^3 + 2 \cdot 10^{-7}x^2 - 0,0002x + 1 \tag{4.9}$$

En la Figura 4.12 se muestra el ajuste mediante una ecuación exponencial. En las ecuaciones 4.10 y 4.11 se muestran los parámetros ajustados a la curva.

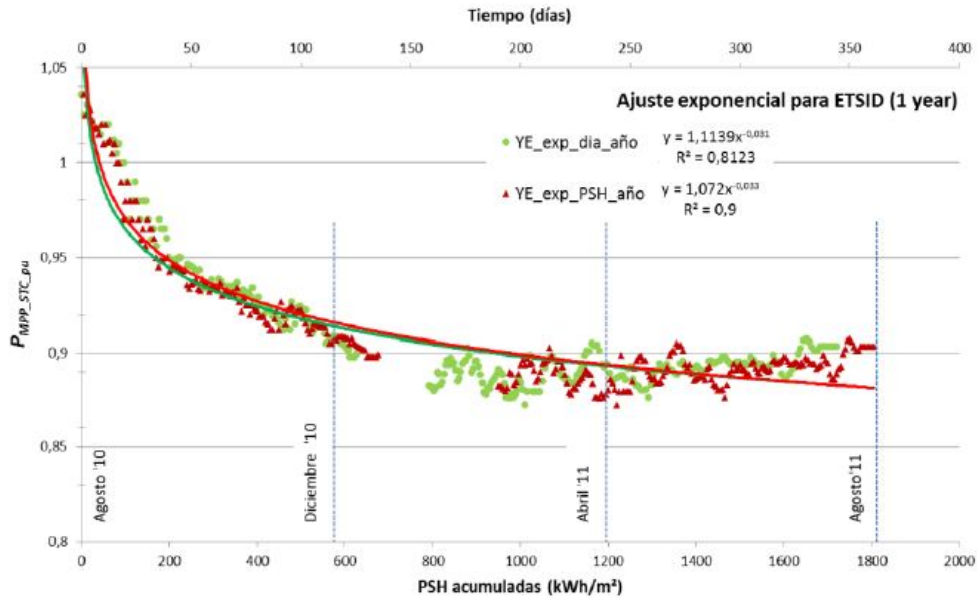


Figura 4.12: Ajuste exponencial anual para ETSID [35].

$$Y_{E_{exp_{dia_{año}}} = 1,1139x^{-0,031} \quad (4.10)$$

$$Y_{E_{exp_{PSH_{año}}} = 1,072x^{-0,033} \quad (4.11)$$

Se observa que los valores de R^2 más altos que ajustan mejor la degradación de potencia experimentada por la placa ETSID, son los obtenidos con los ajustes polinómicos, con valores de 0,9316 y 0,9347 para día y PSH respectivamente.

Modelos matemáticos de ajuste en NEXUS.

Para el caso de la planta NEXUS se encuentran las siguientes gráficas.

En la Figura 4.13 se muestra el ajuste mediante una ecuación logarítmica de primer orden. En las ecuaciones 4.12 y 4.13 se muestran los parámetros ajustados a la curva.

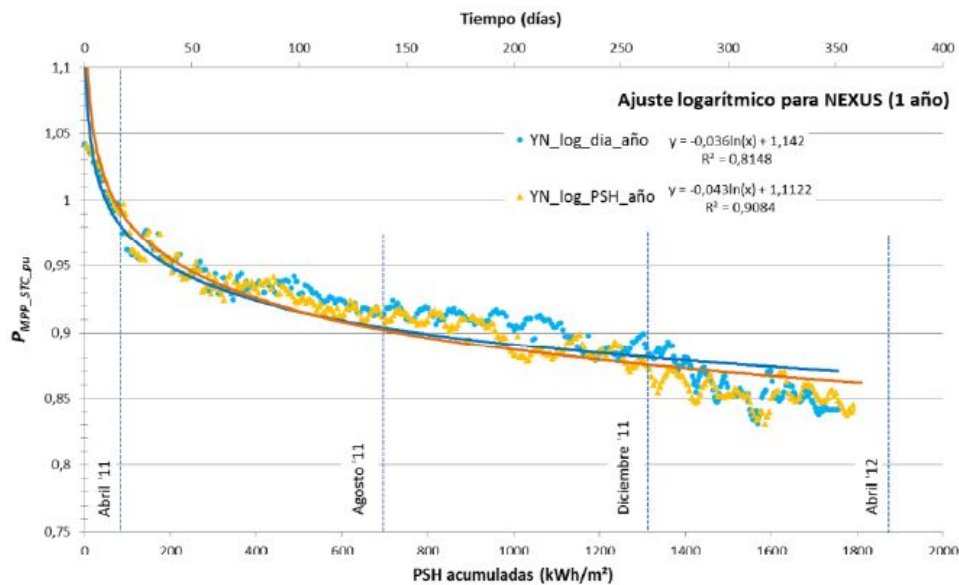


Figura 4.13: Ajuste logarítmico anual para NEXUS [35].

$$Y_{N_{log_{dia_{año}}} = -0,036 \cdot \ln(x) + 1,142 \quad (4.12)$$

$$Y_{N_{log_{PSH_{año}}} = -0,043 \cdot \ln(x) + 1,1122 \quad (4.13)$$

En la Figura 4.14 se muestra el ajuste mediante una ecuación polinómica de tercer grado. En las ecuaciones 4.14 y 4.15 se muestran los parámetros ajustados a la curva.

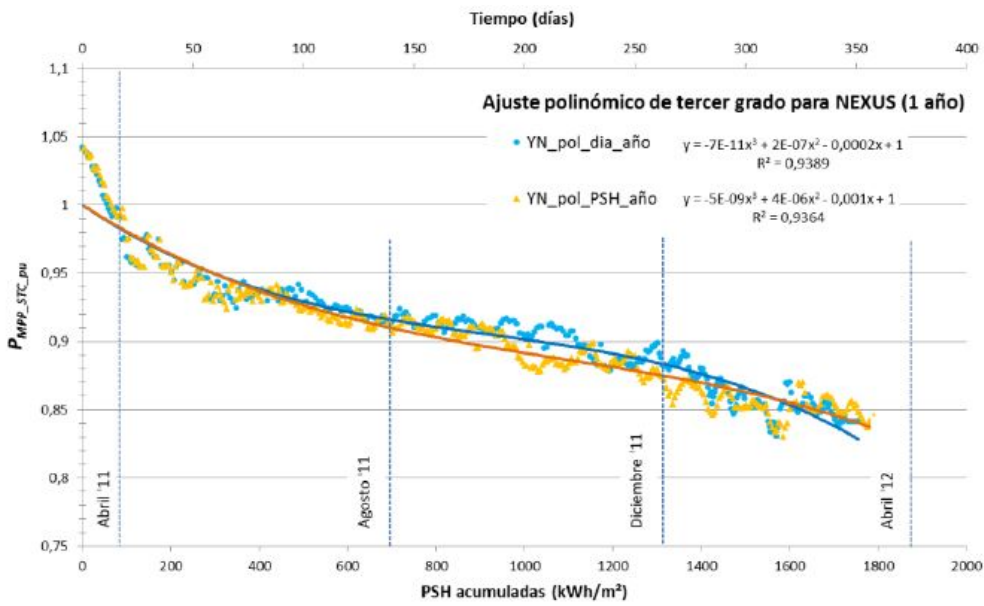


Figura 4.14: Ajuste polinómico anual para NEXUS [35].

$$Y_{N_{pol_{dia_{año}}} = -7 \cdot 10^{-11}x^3 + 2 \cdot 10^{-7}x^2 - 0,0002x + 1 \tag{4.14}$$

$$Y_{N_{pol_{PSH_{año}}} = -5 \cdot 10^{-9}x^3 + 4 \cdot 10^{-6}x^2 - 0,0001x + 1 \tag{4.15}$$

En la Figura 4.15 se muestra el ajuste mediante una ecuación exponencial. En las ecuaciones 4.16 y 4.17 se muestran los parámetros ajustados a la curva.

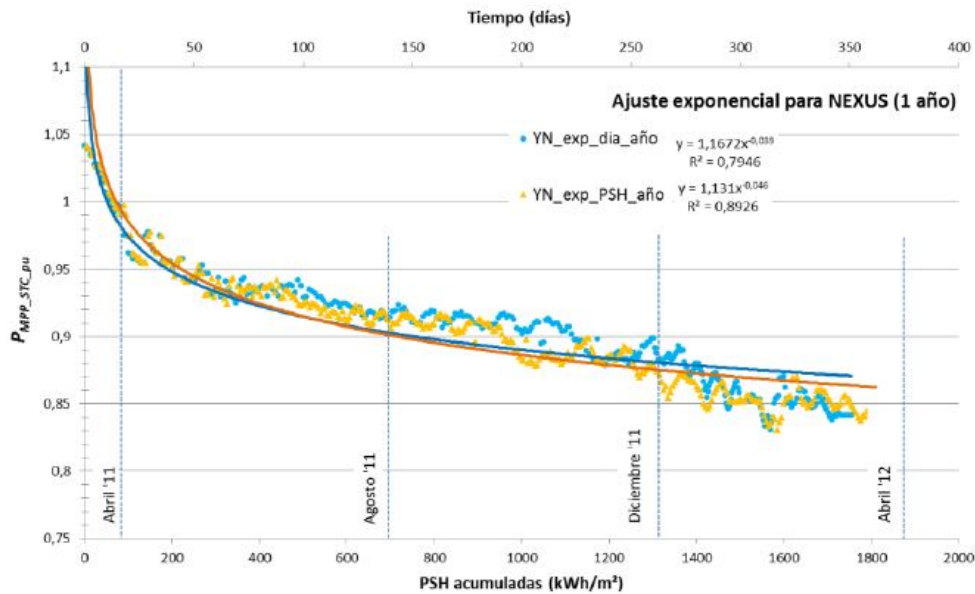


Figura 4.15: Ajuste exponencial anual para NEXUS [35].

$$Y_{Exp_{dia_año}} = 1,1672x^{-0,039} \quad (4.16)$$

$$Y_{Exp_{PSH_año}} = 1,131x^{-0,046} \quad (4.17)$$

En el caso de la planta fotovoltaica NEXUS, el mejor modelo de ajuste vuelve a ser el polinómico de tercer grado con valores de R^2 de 0,9389 y 0,9364 para la variable días y PSH, respectivamente. Los ajustes logarítmico y exponencial también presentan valores aceptables, sobre todo para su representación con la variable horas pico del sol con un valor de R^2 de 0,9084 y 0,8926 respectivamente.

Aunque los ajustes realizados se puedan considerar buenos en cuanto a modelos matemáticos de ajuste se refiere, es cierto que como se comentaba en la introducción de este capítulo, no nos dan información sobre los parámetros físicos que caracterizan el problema y por lo tanto solo sirven como validación matemática. No obstante, se puede apreciar la tendencia decreciente de la curva de $P_{MPP_STC_pu}$.

En todos los ajustes se muestra una variación de tendencia (pendiente) en la curva cuando se encuentra en el rango de 700-800 PSH, coincidiendo con unas pérdidas mensuales menores del 1%. Se considera un indicador de la estabilización final según diversos autores [52, 53].

4.2.2. Modelo dosis-respuesta.

En este apartado se desarrollará el análisis estadístico del proceso de estabilización de ambas plantas, siguiendo el modelo de ajuste denominado *dose-response*, o dosis-respuesta, pues permite describir los cambios en una población debido a la acción de algún agente externo después de un cierto periodo de exposición. No obstante, en el Capítulo 5 se incidirá con mayor intensidad en este aspecto.

El modelo dosis-respuesta además de poseer las características estadísticas de un modelo de regresión lineal, en cuanto a ajustes de datos se refiere, aporta una nueva perspectiva al conjunto del problema; a partir de determinados parámetros físicos del problema se puede extraer una descripción.

La función logística también denominada función sigmoideal o dosis-respuesta, entre otros, es una herramienta muy utilizada sobre todo en el campo de la biología molecular, en la propagación de enfermedades epidémicas o incluso en el estudio de la evolución de la población mundial de acuerdo a varios estudios [95] - [99].

En la Figura 4.16 se puede apreciar la forma hegemónica de dicha curva.

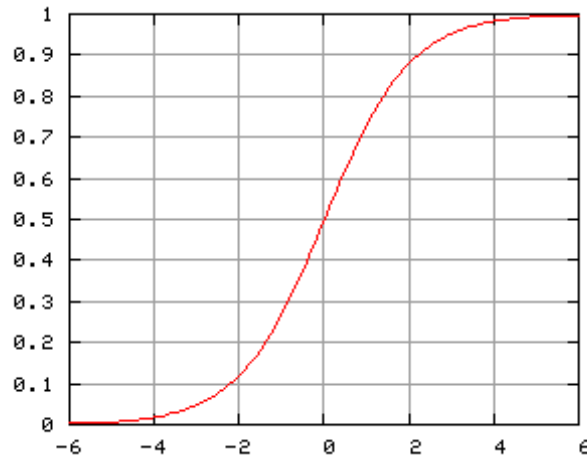


Figura 4.16: Curva logística normalizada.

La curva en “S” anterior se define mediante la siguiente ecuación:

$$P(t) = \frac{1}{1 + \gamma^{-t}} \quad (4.18)$$

Siendo P la variable que representa a la población, γ es la constante de Euler con valor aproximado de 0,577 y la variable t representa el tiempo.

La aplicación de este modelo al problema que concierne se basa en la similitud de dicho modelo a la curva de estabilización de las plantas fotovoltaicas ETSID y NEXUS. Se puede apreciar que en este caso, la evolución sufrida por sendas placas es inversa a la representada por la curva sigmoideal. Igualmente, se puede apreciar en la Figura 4.17 dos zonas bien acotadas en las curvas de funcionamiento: la primera zona que se podría ajustar a un decaimiento exponencial y la segunda zona visualmente característica de una función logarítmica amortiguada. Es en la tercera zona dónde se produce la bifurcación de ambas curvas; siendo la curva perteneciente a ETSID la que se estabiliza alrededor del valor de $P_{MPP_STC_pu}$ de 0,9 mientras que la correspondiente a NEXUS sigue disminuyendo.

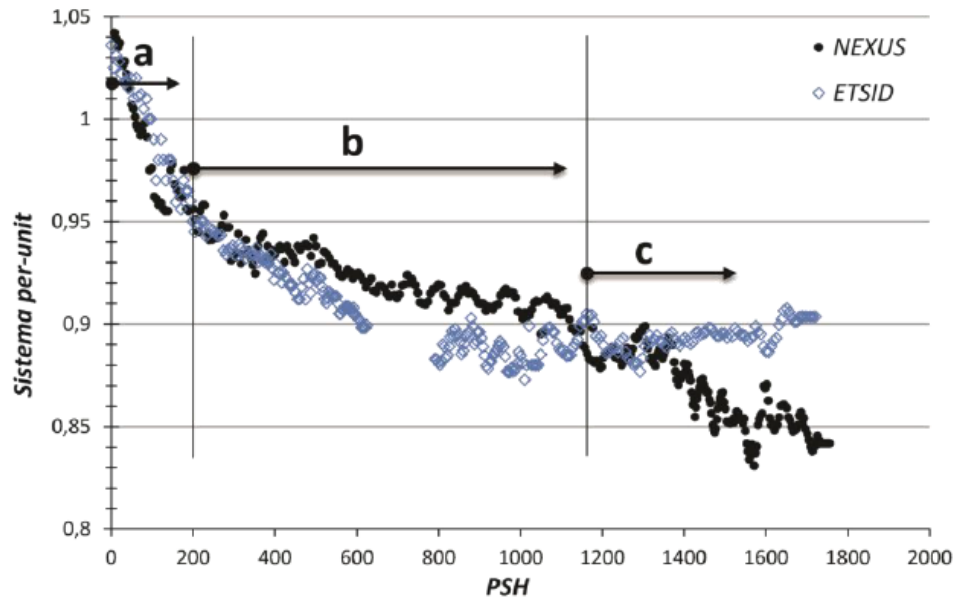


Figura 4.17: Evolución de $P_{MPP_STC_pu}$ [35].

La divergencia de comportamientos se puede explicar atendiendo al hecho de que la placa fotovoltaica ETSID se encuentra bajo el efecto de *annealing* al encontrarse en los meses de verano. Es por este motivo por el que la potencia de salida presenta una variación sinusoidal. Sin embargo, la planta NEXUS comenzó su exposición en abril donde las temperaturas medias en Valencia son significativamente menores que las de julio.

4.3. Modelos de ajuste durante degradación.

Otra manera de abordar el problema es mediante la modelización de los factores de degradación a través de la implementación de diversos modelos matemáticos. A diferencia de lo que ocurría en el apartado anterior, en el que se realizaba el análisis de la pérdida de potencia a lo largo del tiempo o en función de las PSH acumuladas, en esta sección se estudiará cuán de importantes son los factores ambientales (temperatura, radiación UV, humedad...). Estos modelos se aplican de manera general al funcionamiento de una placa fotovoltaica independientemente de la tipología de la misma. Se introduce este apartado con el fin de poder entender mejor el comportamiento interno de una placa fotovoltaica para luego, el usuario sea capaz de poder analizar el funcionamiento de la instalación. La información ha sido obtenida a partir del estudio realizado por Ababacar Ndiaye, Abdéraf Charki et al [100].

4.3.1. Modelo de Pan.

Este modelo se propone para modelar comportamientos de degradación exponenciales. Depende de varios factores, como son: la vida útil del material (parámetro a) y de los factores ambientales (parámetro b).

Al existir diferentes modos de degradación (corrosión, delaminación, decoloración, efecto *Staebler Wronski*...) se necesitará un par de parámetros de ajuste de forma que la suma de la degradación de cada uno de los modos proporcione la degradación total.

$$D(t) = 1 - \exp(-bt^a) \quad (4.19)$$

$$D_{\text{modulo}}(t) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - D_i(t)) \quad (4.20)$$

No obstante, entre las desventajas que se encuentran de este modelo matemático se destacan las siguientes:

- Necesidad de la realización de ensayos de envejecimientos acelerado para estimar la degradación por corrosión.
- No tiene en cuenta la zona geográfica de instalación, obviando factores tales como la latitud/altitud (influencia de las radiaciones ultravioleta) y los factores ambientales.

4.3.2. Modelo exponencial.

Este modelo se basa en la pérdida de potencia durante el transcurso del funcionamiento de los módulos fotovoltaicos. Se caracteriza por establecer una relación directamente proporcional con la degradación; a más pérdida de eficiencia, mayor degradación.

$$P(t) = P_0 e^{-\alpha t} \quad (4.21)$$

Siendo P_0 la potencia inicial de la instalación, α es el factor degradación y t es el tiempo en años.

La principal ventaja de este método es lo intuitivo que es, además de ser muy sencillo, dando al usuario una primera aproximación de la degradación global que podría experimentar su placa fotovoltaica. En cambio, entre las principales desventajas se encuentra la necesidad de obtener el parámetro α del dispositivo optoelectrónico y al igual que el modelo anterior, no tiene en cuenta la altitud/latitud ni los factores ambientales.

4.3.3. Modelo por estrés ultravioleta.

Este modelo se basa en la degradación experimentada por los módulos fotovoltaicos debido a su exposición a la radiación ultravioleta, desembocando en el mecanismo de degradación de decoloración que afecta al material encapsulante.

$$D(t) = 1 - n \ln(1 + a_{cmx} ct) \quad (4.22)$$

Donde,

- n es la característica del material empleado para la fabricación de la célula fotovoltaica, dependiente de la longitud de onda recibida.
- a_{cmx} característica del material empleado para la célula fotovoltaica.

▪

$$c = \int_0^{400} T_{cmx}(\lambda) P(\lambda) d(\lambda) \quad (4.23)$$

Con T_{cmx} siendo la transmitancia del vidrio, $P(\lambda)$ la densidad de potencia espectral del sol, cuyo límite superior es de 400 nm constituyendo el máximo exigido al material para no incurrir en el efecto de fotodegradación.

Su principal ventaja es la veracidad del método, pues al basarse en el efecto de fotodegradación es más preciso a la hora de establecer la degradación por decoloración.

Por otro lado, sus principales desventajas son:

- Mayor complejidad del modelo, al tener que establecer experimentalmente los parámetros necesarios para el cálculo.
- No tiene en cuenta el fenómeno de LID.

- Al igual que los dos anteriores, no tiene en cuenta la localización geográfica ni los factores ambientales.

4.3.4. Modelos por estrés térmico.

Este modelo ya considera el aspecto temperatura interna de la célula, que como se indicó en su correspondiente apartado es un factor crítico en cuanto a la degradación del módulo se refiere. Se basa en la ecuación de Arrhenius que se utiliza para comprobar la dependencia de la constante cinética de una reacción química con respecto a la temperatura a la que se lleva a cabo esa reacción ($K(T) = Ae^{\frac{-E_a}{RT}}$). De esta forma para un incremento de temperatura se tiene:

$$\frac{K_1}{K_2} = \exp\left(E_a \left(\frac{1}{T_2} - \frac{1}{T_1}\right)\right) = AF_T \quad (4.24)$$

Siendo,

- K la constante cinética del proceso dependiente de la temperatura,
- A el factor pre-exponencial de Arrhenius,
- E_a la energía aparente de activación del proceso de degradación (expresada en J/mol),
- R es la constante universal de los gases con valor $8,3142 \text{ J} \cdot \text{K}^{-1} \cdot \text{mol}^{-1}$,
- T_1 y T_2 son las temperaturas absolutas de la muestra (en Kelvin) y
- AF_t es el factor acelerador de degradación térmica.

Su principal ventaja es la facilidad del cálculo una vez los parámetros hayan sido identificados. No obstante, se deben de asumir varias aproximaciones para poder emplear este modelo; como la relación lineal entre la constante de velocidad y la irradiancia. Además, los valores de E_a de los diferentes materiales se han de conocer, para ello es imprescindible llevar a cabo ensayos experimentales o utilizar materiales similares, dando lugar a resultados inexactos. Tampoco tiene en cuenta los factores ambientales ni la zona climática en la que se encuentre ubicada la instalación fotovoltaica.

4.3.5. Modelo de Peck.

Finalmente, se presenta el modelo de Peck que muestra una mejora respecto a modelo por estrés térmico al tener en cuenta la temperatura (T), humedad (HR), temperatura equivalente (T_{eq}) y la humedad relativa equivalente (HR_{eq}). Estos dos últimos términos nos dan buenas aproximaciones a la hora de simular el comportamiento de los módulos fotovoltaicos.

$$\exp\left(\frac{-E_a}{kT_{eq}}\right) = \frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} \exp\left(\frac{E_a}{kT_{modulo}(t)}\right) dt \quad (4.25)$$

Donde,

- T_{eq} (K) representa la degradación que habría sufrido el módulo fotovoltaico en un determinado periodo de tiempo pero a temperatura constante,
- T_{modulo} (K) es la temperatura transitoria del módulo,
- t_1 y t_2 (segundos) son los límites de integración del tiempo inicial y final,
- E_a (J/mol) es la energía de activación del material,
- k es la constante de *Boltzmann* de valor $1,38 \cdot 10^{-23}$ J/k.

Para el cómputo de la temperatura equivalente se realiza la aproximación de $E_a = 1,1$ eV, que significa la energía de activación a partir de la cual se inicia la degradación del módulo fotovoltaico. Sustituyendo este valor en la ecuación anterior y como el resto de datos son conocidos, se puede conocer el valor de T_{eq} .

La expresión que define la humedad relativa equivalente es la siguiente:

$$(HR_{eq})^n = \frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} (H(t))^n dt \quad (4.26)$$

Siendo t el tiempo, $H(t)$ es la humedad relativa dependiente del tiempo, t_1 y t_2 los periodos inicial y final de degradación y n es una constante del modo de fallo.

Con la aplicación de este método se permiten corregir varias desventajas presentadas en los modelos anteriores. El modelo matemático de Peck recoge las características de temperatura y humedad relativa de la zona geográfica en la que se instala la planta fotovoltaica, interiorizando la zona climática del lugar.

A medida que se añaden más parámetros a la ecuación, más compleja se torna su solución, traduciéndose en un mayor coste computacional. En función de los requerimientos que el usuario necesite, diferentes modos de actuación tendrán que ser analizados para no incurrir en una sobrep parametrización del modelo. Al igual que los modelos anteriores, no tiene en cuenta el fenómeno LID ni los factores ambientales como son el polvo, contaminación, viento... [100]

Finalmente, cabe decir que los modelos presentados en este apartado solo pueden ser utilizados con un fin de aproximación al problema real, pues se utilizan menos parámetros que los físicamente necesarios.

Capítulo 5

Reinterpretación del modelo dosis-respuesta.

Con la finalidad de refinar y completar el estudio realizado en [35] se propone este capítulo, en el que se analizarán diferentes modelos matemáticos de ajuste durante la estabilización inicial de la dos placas fotovoltaicas. Se compararán las funciones encontradas por [41] con las originales de este proyecto, para estudiar la importancia de la adición de nuevos parámetros de ajuste que permitan encontrar modelos de ajuste con mayores valores de coeficiente de determinación. Si bien es cierto que los planteados por C.Mateo, M.A. Hernández-Fenollosa et al, consiguen valores muy altos de R^2 se considerarán otros modelos que con una menor cantidad de parámetros permitan obtener valores similares pero con un inferior coste computacional sin olvidar el objetivo de este trabajo: modelar la evolución de la energía suministrada por los paneles fotovoltaicos bajo condiciones reales de funcionamiento.

5.1. Implementación de nuevos datos.

El proceso de recogida de datos se realiza gracias al sistema de monitorización instalado en las plantas fotovoltaicas. Con el paso del tiempo ha sido posible recoger una mayor cantidad de datos referidos a la potencia máxima en condiciones estándar para así poder evaluar y analizar el comportamiento de las placas fotovoltaicas a lo largo de su vida útil.

Se han recogido datos durante los 8 primeros años de funcionamiento con el fin de encontrar diferentes fenómenos o anomalías que afectarán al rendimiento de las placas.

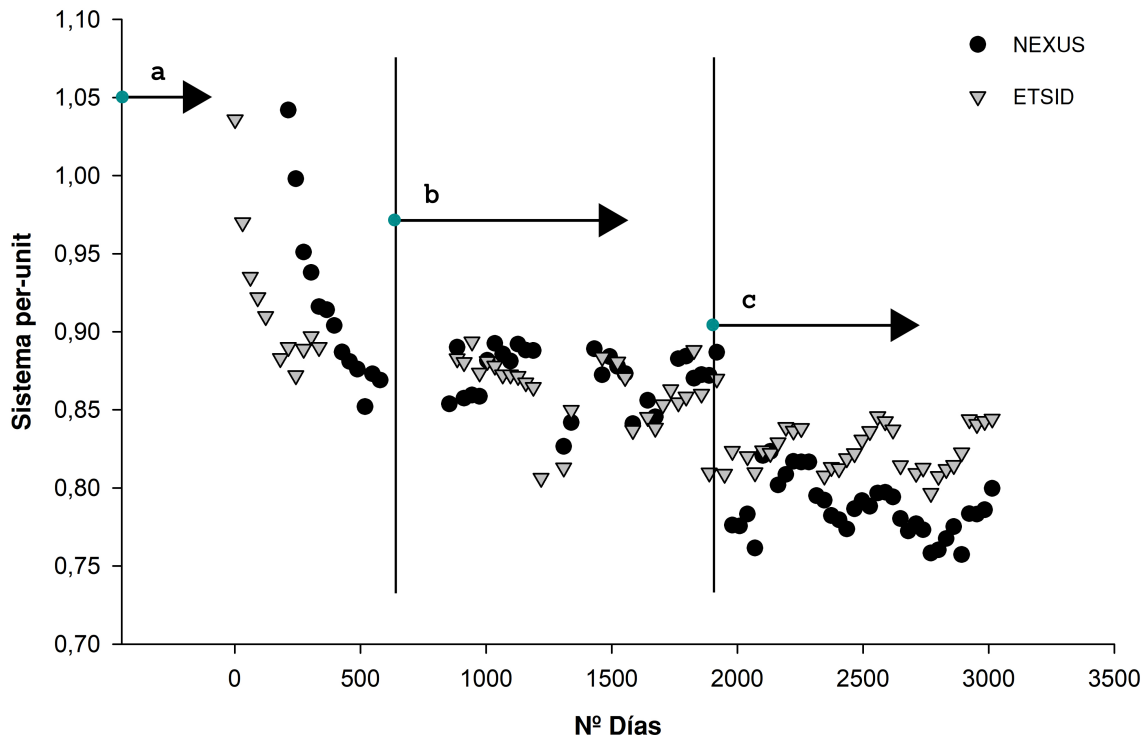


Figura 5.1: Evolución de $P_{MPP_STC_pu}$ durante 8 años de funcionamiento.

La Figura 5.1 presenta la evolución de la $P_{MPP_STC_pu}$ en ambas instalaciones en las que se observan ciertas similitudes. Tanto en ETSID como en NEXUS existen tres diferentes zonas de funcionamiento temporal. En la zona “a” que varía desde el principio de funcionamiento de la planta hasta aproximadamente 600 días de trabajo. Se caracteriza por un fuerte decaimiento de la potencia. En la zona “b” que se extiende desde aproximadamente los 600 días hasta 1900 días, el valor de la potencia se estabiliza alrededor del valor 0,875 de manera aproximada para sendas placas fotovoltaicas. En la zona “c” la evolución de ambas plantas presenta un comportamiento sinusoidal tras sufrir un gran decremento de potencia.

Aunque el propósito del presente trabajo no es estudiar los fenómenos que implican las reducciones de potencia anteriormente mencionadas pues se trataría de un estudio de gran envergadura, que ya se está llevando a cabo por diferentes científicos especializados en energía solar fotovoltaica, se incluye los dos siguientes apartados para que sirvan como precedente para estudios posteriores.

5.1.1. Distribución de $P_{MPP_STC_pu}$.

Los valores de $P_{MPP_STC_pu}$ han sido calculados y analizados para cada día a lo largo de los 8 primeros años de funcionamiento de cada una de las placas. Estos valores aparecen representados en el diagrama *Box and Whisker* (Figura 5.2) para cada una de las instalaciones.

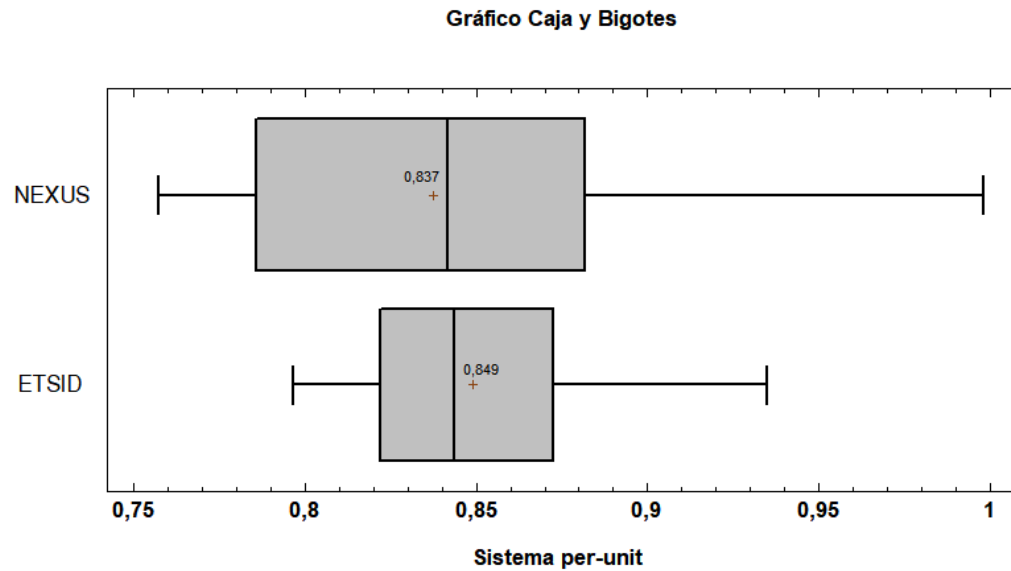


Figura 5.2: Distribución $P_{MPP_STC_pu}$ para NEXUS y ETSID.

La figura anterior muestra la distribución de frecuencias para los valores diarios calculados de $P_{MPP_STC_pu}$ en ambas plantas y en la tabla 5.1 aparecen los datos estadísticos para los valores de la potencia.

Se puede apreciar que ambas plantas alcanzan valores medios muy similares: $0,837 \pm 0,054 pu$ para NEXUS y $0,849 \pm 0,032 pu$ para ETSID. Cabe decir que se han eliminado los valores anómalos en la figura para que los datos se ajustaran a una distribución gaussiana; es por esto que los valores máximos de potencia no aparecen debido al significativo decremento de potencia experimentado por ambas placas.

Los valores máximos de $P_{MPP_STC_pu}$ obtenidos durante el funcionamiento de las placas se corresponde con el primer día de funcionamiento de las mismas: $1,042 pu$ para NEXUS y $1,036 pu$ para ETSID.

Se pueden utilizar las opciones tabulares como son el Sesgo Estandarizado y la Curtosis Estandarizada para evaluar si las diferencias entre los estadísticos de las dos muestras son estadísticamente significativas. Estos valores estadísticos nos determinan si las muestras provienen de distribuciones normales y se deben de encontrar en el rango -2 y $+2$. Al eliminar los valores anómalos dichas opciones se encuentran dentro del rango por lo que las desviaciones experimentadas por las muestras no son significativas.

La principal diferencia entre ambas plantas es la dispersión de los datos, en el que la planta fotovoltaica NEXUS tiene un coeficiente de variación de 6,42 % mientras que la planta ETSID tiene un valor de 3,76 %. Esto se puede deber por diferentes motivos como por ejemplo, el menor recuento de datos experimentado por la planta ETSID al coincidir su funcionamiento con un periodo de obras que la escuela ETSID desarrolló desde el 11 de julio de 2011 hasta 11 de noviembre de 2012.

	NEXUS	ETSID
Potencia promedio	0,837 pu	0,849 pu
Desviación estándar	0,054	0,032
Coefficiente de variación	6,427 %	3,768 %
Mínimo	0,757	0,796
Máximo	1,042	1,036
Rango	0,241	0,138
Sesgo estandarizado	1,252	1,464
Curtosis estandarizada	-0,859	-0,931

Tabla 5.1: Datos estadísticos para valores de $P_{MPP_STC_pu}$.

Finalmente, conocidos estos datos se puede pasar al estudio del proceso de estabilización y a la subsecuente parametrización de la evolución experimentada por la $P_{MPP_STC_pu}$ mediante la implementación de diversos modelos matemáticos.

5.1.2. Ajustes matemáticos lineales, no lineales y polinómicos de degradación.

Para determinar la función matemática que mejor se ajusta a los datos experimentales recogidos se han determinado una serie de modelos de ajuste tanto lineales como no lineales mediante diferentes software de cálculo matemático (*Statgraphics*, *Sigmaplot* y *Excel*).

En primer lugar, se ha empleado el programa estadístico *Statgraphics* en el cual se ha generado un experimento para que simule de manera simultánea diferentes tipos de ajuste lineal y por consiguiente, descartar todos aquellos que no cumplan ciertos requisitos estadísticos; tomando como referencia que el valor estadístico P-ANOVA siempre sea menor que 0,05 para que exista una relación estadísticamente significativa.

Tipo de Modelo		
<input checked="" type="radio"/> Lineal	<input type="radio"/> Y-Cuadrada Raíz Cuadrada de-X	<input type="radio"/> Doble Inverso
<input type="radio"/> Raíz Cuadrada de-Y	<input type="radio"/> Log-X	<input type="radio"/> Y-Cuadrada X-Inversa
<input type="radio"/> Exponencial	<input type="radio"/> Raíz Cuadrada de-Y Log-X	<input type="radio"/> X-Cuadrada
<input type="radio"/> Y-Inversa	<input type="radio"/> Multiplicativo	<input type="radio"/> Raíz Cuadrada de-Y X-Cuadrada
<input type="radio"/> Y-Cuadrada	<input type="radio"/> Y-Inversa Log-X	<input type="radio"/> Log-Y X-Cuadrada
<input type="radio"/> Raíz Cuadrada de-X	<input type="radio"/> Cuadrado de-Y Log-X	<input type="radio"/> Y-Inversa X-Cuadrada
<input type="radio"/> Doble Raíz Cuadrada	<input type="radio"/> X-Inversa	<input type="radio"/> Doble Cuadrado
<input type="radio"/> Log-Y Raíz Cuadrada de-X	<input type="radio"/> Raíz Cuadrada de-Y X-Inversa	<input type="radio"/> Logístico
<input type="radio"/> Y-Inversa Raíz Cuadrada de-X	<input type="radio"/> Curva-S	<input type="radio"/> Log Probit

Figura 5.3: Tipos de ajustes realizados.

Los tipos de ajuste que se han probado son los que aparecen en la Figura 5.3 quedando excluidos aquellos cuyas características no permiten su ajuste a los valores recogidos. Los ajustes probados son los siguientes: Inversa de Y, Exponencial, Raíz cuadrada de Y, Logarítmico-Y Raíz Cuadrada-X, Inversa-Y Raíz Cuadrada-X, Raíz cuadrada de X, Lineal, Cuadrado-Y Raíz Cuadrada-X, Inversa-Y Log-X, Cuadrado-Y Log-X, Log-Y Cuadrado-X, Multiplicativa, Raíz Cuadrada-X Cuadrado-X, Inversa-Y, Log-X, Cuadrado de X, Cuadrado Doble, Cuadrado-Y, Inversa de X, Inversa de X, Raíz Cuadrada-Y Inversa de X, Curva S y Doble Inverso. Además, se han probado también ajustes polinómicos de grados 4, 5 y 6.

En la Tabla 5.2 se presenta un resumen de todos los tipos de ajustes realizados en los que se pueden encontrar el nombre del ajuste y su ecuación, los coeficientes de correlación y valores de ρ y R^2 para ambas plantas. En el Anexo A: Ajustes Estadísticos aparecen todas las gráficas con sus correspondientes niveles de confianza del 95 %.

Como se puede apreciar en dicha tabla, los modelos matemáticos que mejor se ajustan a los datos experimentales son, para el caso de NEXUS: la inversa de Y con un coeficiente de determinación de 75,86 % y la exponencial con un 75,18 %. En cambio, para la planta fotovoltaica ETSID son: el Cuadrado-Y Log-X con un R^2 de 79,15 % y el Logaritmo de X con un 76,77 %. No obstante, los modelos polinómicos que mejor se ajustan para la planta NEXUS son: el polinomio de grado 5 con un R^2 de 87,60 % y el de grado 4 con 84,6915 %. Para la planta ETSID se han encontrado los siguientes: el polinomio de grado 6 con una R^2 de 79,50 % y de grado 4 con 74,0412 %.

Si bien es cierto que los valores del coeficiente de determinación no son del todo altos, se propone como objeto de estudio para el futuro encontrar aquella función que proporcione R^2 más altas, que permitan sobre todo, poder modelar el tramo final del funcionamiento cuya evolución se correspondería con una función sinusoidal decreciente.

Así mismo, se han propuesto otros modelos de regresión no lineal mediante la utilización del programa *Sigmaplot*, ya que permite al usuario poder testear funciones estadísticamente más complejas y que por lo tanto se ajustan mejor a los datos recogidos de la monotorización. Los ajustes utilizados son: logarítmico de 3 orden y *piecewise* de 3 segmentos para el caso de la planta fotovoltaica NEXUS y logarítmico de 2 orden y *piecewise* de 3 segmentos para la planta fotovoltaica ETSID. La variable Y (variable dependiente) representa la $P_{MPP_STC_pu}$ mientras que la variable X (variable independiente) se corresponde con el periodo de funcionamiento total en días (8 años aproximadamente).

Tipos de ajuste		NEXUS		ETSID	
Denominación	Ajuste	Coef. ρ (-)	R^2 (%)	Coef. ρ (-)	R^2 (%)
Lineal	$Y = a + b \cdot X$	-0,861	74,09	-0,779	60,79
Raíz cuadrada de y	$Y = (a + b \cdot X)^2$	-0,864	74,69	-0,783	61,34
Exponencial	$Y = \exp(a + b \cdot X)$	-0,867	75,18	-0,786	61,81
Inversa de Y	$Y = 1 / (a + b \cdot X)$	0,871	75,86	0,791	62,5
Cuadrado de Y	$Y = \sqrt{a + b \cdot X}$	-0,852	72,56	-0,771	59,42
Raíz cuadrada de X	$Y = a + b \cdot \sqrt{X}$	-0,861	74,21	-0,836	69,94
Log-Y Raíz cuadrada-X	$Y = \exp(a + b \cdot \sqrt{X})$	-0,863	74,48	-0,837	69,84
Inversa-Y Raíz cuadrada-X	$Y = 1 / (a + b \cdot \sqrt{X})$	0,862	74,4	0,8357	69,84
Cuadrado-Y Raíz cuadrada-X	$Y = \sqrt{a + b \cdot \sqrt{X}}$	-0,8574	73,52	-0,833	69,45
Log-X	$Y = a + b \cdot \ln(X)$	-0,849	72,21	-0,876	76,77
Multiplicativo	$Y = a \cdot X^b$	-0,845	71,47	-0,861	74,19
Inversa-Y Log-X	$Y = 1 / (a + b \cdot \ln(X))$	0,839	70,91	0,845	71,46
Cuadrado-Y Log-X	$Y = \sqrt{a + b \cdot \ln(X)}$	-0,852	72,6	-0,8897	79,15
Inversa de X	$Y = a + b / X$	0,794	63,06	0,556	30,98
Raíz cuadrada-Y Inversa de X	$Y = (a + b / X)^2$	0,785	61,69	0,541	29,24
Curva S	$Y = \exp(a + b / X)$	0,776	60,3	0,525	27,59
Cuadrado-Y Inversa de X	$Y = \sqrt{a + b / X}$	0,81	65,69	0,588	34,66
Cuadrado de X	$Y = a + b \cdot X^2$	-0,835	69,86	-0,683	46,71
Log-Y cuadrado-X	$Y = \exp(a + b \cdot X^2)$	-0,847	71,88	-0,693	48,09
Inversa-Y Cuadrado-X	$Y = 1 / (a + b \cdot X^2)$	0,857	73,46	0,701	49,21
Cuadrado doble	$Y = \sqrt{a + b \cdot X^2}$	-0,821	67,42	-0,671	45,07
Raíz cuadrada-Y Log-X	$Y = (a + b \cdot \ln(X))^2$	-0,847	71,88	-	-
Doble inverso	$Y = 1 / (a + b / X)$	-0,758	57,51	-	-

Tabla 5.2: Relación de ajustes matemáticos y R^2 .

Modelos matemáticos de ajuste no lineales en ETSID.

En la Figura 5.4 se muestra el ajuste mediante una ecuación logarítmica de segundo orden en el periodo total de funcionamiento. El valor de R^2 conseguido es de 85,66 %.

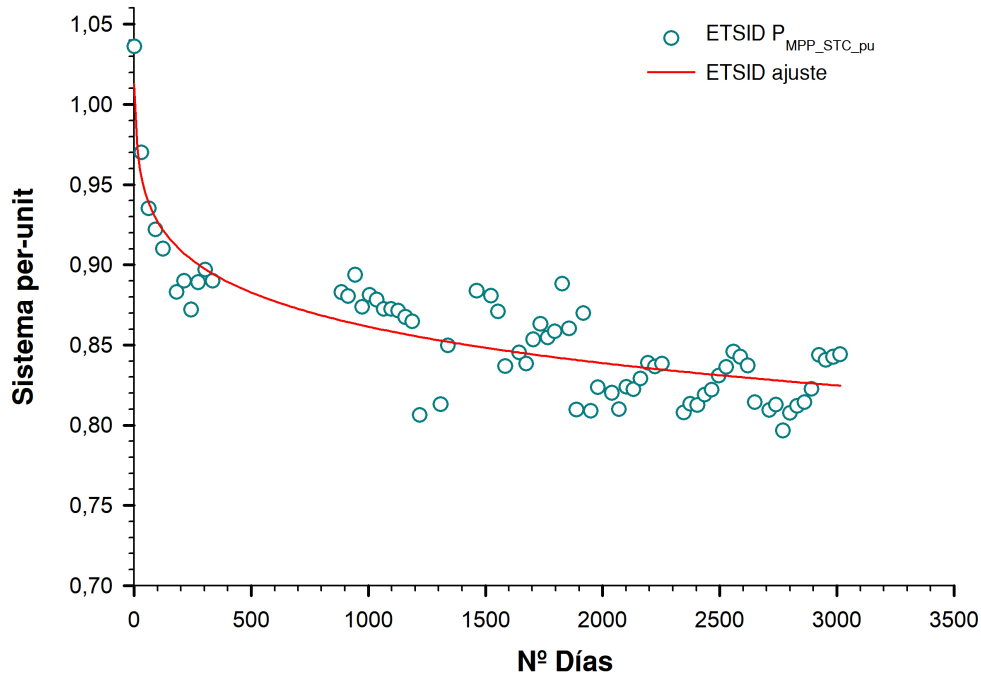


Figura 5.4: Ajuste logarítmico de 2 orden para ETSID.

La ecuación que describe la curva anterior es la siguiente:

$$y = y_0 + a \cdot \ln(\text{abs}(x)) + b \cdot \ln(\text{abs}(x))^2 \quad (5.1)$$

Ajustando los datos de $P_{MPP_STC_pu}$ respecto el tiempo en días se obtiene la siguiente ecuación:

$$y = 1,013 - 0,012 \cdot \ln(\text{abs}(x)) - 0,0014 \cdot \ln(\text{abs}(x))^2 \quad (5.2)$$

En la Figura 5.5 se muestra el ajuste mediante una ecuación *piecewise* de 3 segmentos en el periodo total de funcionamiento. El valor de R^2 conseguido es de 82,42 %.

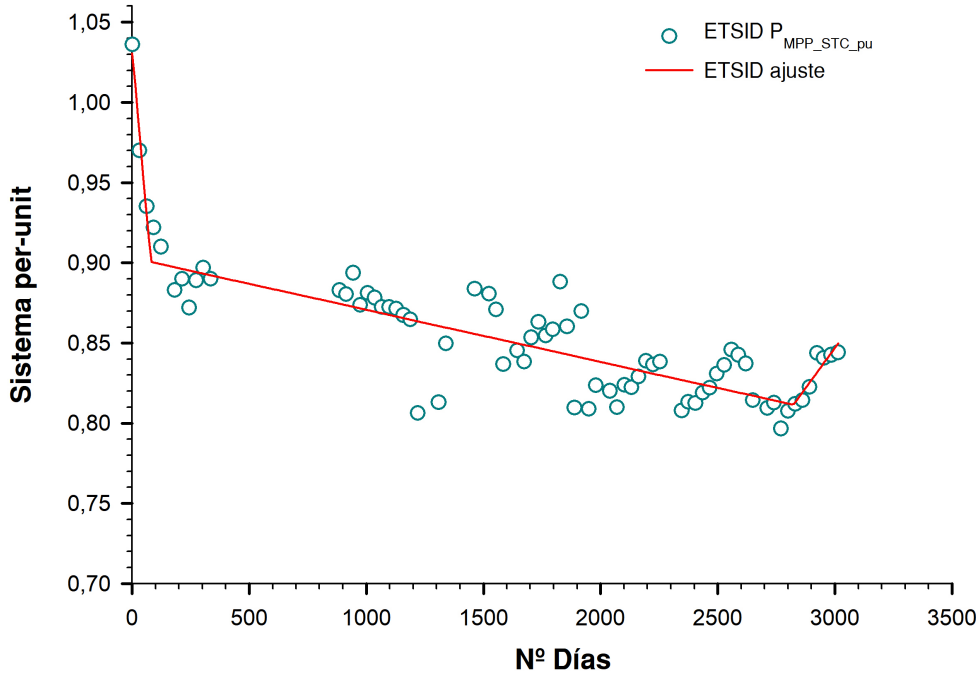


Figura 5.5: Ajuste *piecewise* de 3 segmentos para ETSID.

La ecuación que describe la curva anterior es la siguiente:

$$región(y) = \begin{cases} región1(y) &= (y_1(x_1 - y) + y_2(y - \min(y)))/(x_1 - \min(y)) \\ región2(y) &= (y_2(x_2 - y) + y_3(y - x_1))/(x_2 - x_1) \\ región3(y) &= (y_3(\max(y) - y) + y_4(y - x_2))/(\max(y) - x_2) \end{cases} \quad (5.3)$$

Ajustando los datos de $P_{MPP_STC_pu}$ respecto el tiempo en días se obtiene la siguiente ecuación:

$$región(y) = \begin{cases} región1(y) &= (1,031(79,538 - y) + 0,901(y - 0,796))/(79,538 - 0,796) \\ región2(y) &= (0,901(2822,995 - y) + 0,812(y - 79,538))/(2822,995 - 79,538) \\ región3(y) &= (0,812(1,036 - y) + 0,85(y - 2822,995))/(1,036 - 2822,995) \end{cases} \quad (5.4)$$

Modelos matemáticos de ajuste no lineales en NEXUS.

En la Figura 5.6 se muestra el ajuste mediante una ecuación logarítmica de tercer orden en el periodo total de funcionamiento. El valor de R^2 conseguido es de 84,78 %.

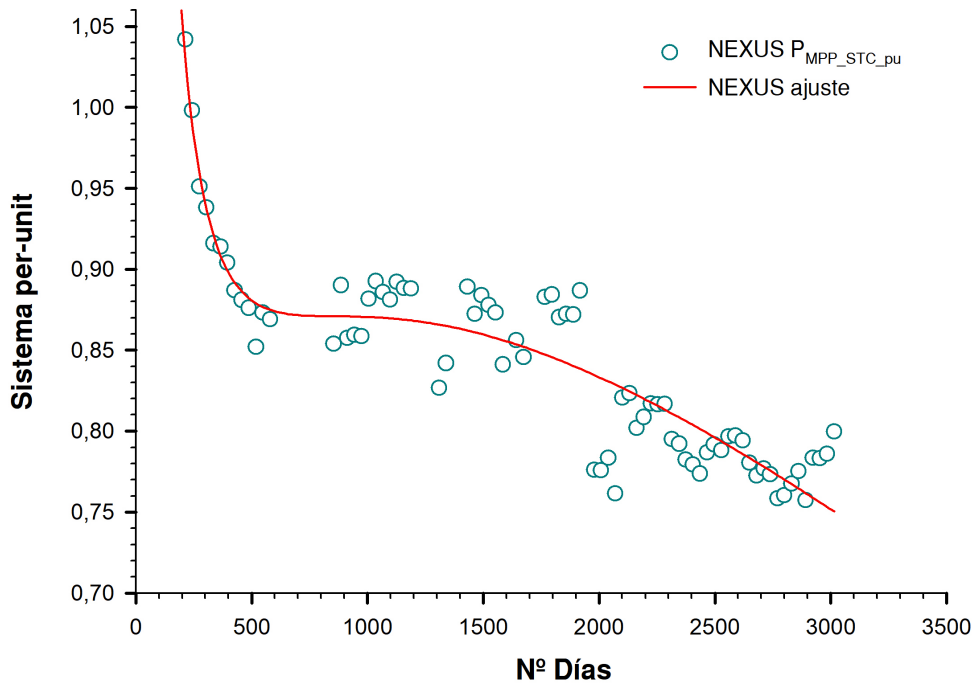


Figura 5.6: Ajuste logarítmico de 3 orden para NEXUS.

La ecuación que describe la curva anterior es la siguiente:

$$y = y_0 + a \cdot \ln(\text{abs}(x)) + b \cdot \ln(\text{abs}(x))^2 + c \cdot \ln(\text{abs}(x))^3 \quad (5.5)$$

Ajustando los datos de $P_{MPP_STC_pu}$ respecto el tiempo en días se obtiene la siguiente ecuación:

$$y = 19,158 + -8,125 \cdot \ln(\text{abs}(x)) + 1,203 \cdot \ln(\text{abs}(x))^2 + -0,059 \cdot \ln(\text{abs}(x))^3 \quad (5.6)$$

En la Figura 5.7 se muestra el ajuste mediante una ecuación *piecewise* de 3 segmentos en el periodo total de funcionamiento. El valor de R^2 conseguido es de 85,58 %.

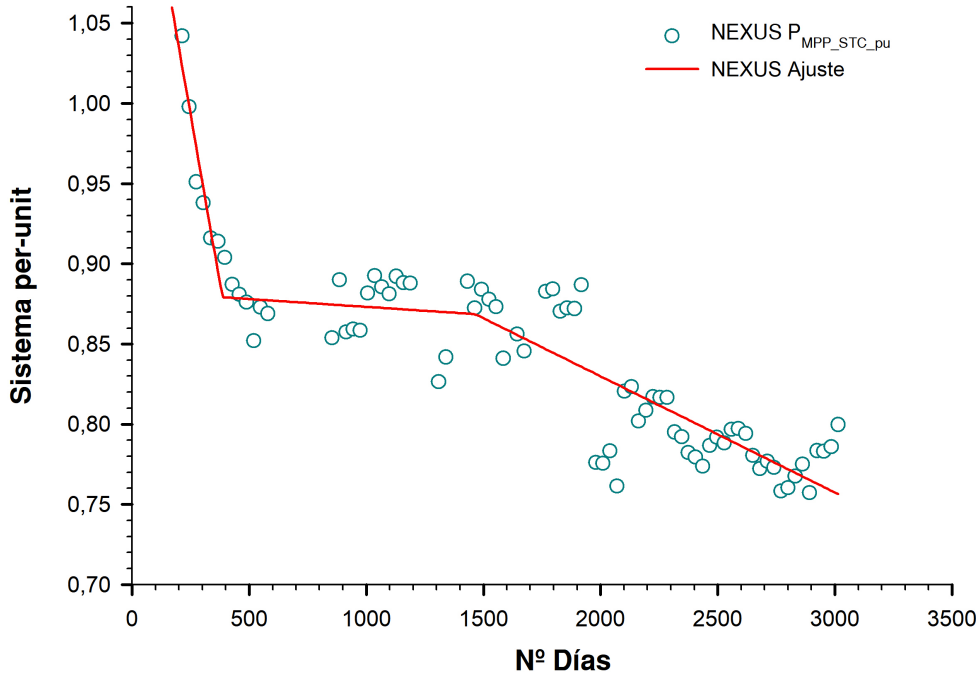


Figura 5.7: Ajuste *piecewise* de 3 segmentos para NEXUS.

La ecuación que describe la curva anterior es la siguiente:

$$región(y) = \begin{cases} región1(y) &= (y_1(x_1 - y) + y_2(y - \min(y)))/(x_1 - \min(y)) \\ región2(y) &= (y_2(x_2 - y) + y_3(y - x_1))/(x_2 - x_1) \\ región3(y) &= (y_3(\max(y) - y) + y_4(y - x_2))/(\max(y) - x_2) \end{cases} \quad (5.7)$$

Ajustando los datos de $P_{MPP_STC_pu}$ respecto el tiempo en días se obtiene la siguiente ecuación:

$$región(y) = \begin{cases} región1(y) &= (1,031(79,538 - y) + 0,901(y - 0,757))/(79,538 - 0,757) \\ región2(y) &= (0,901(2822,995 - y) + 0,812(y - 79,538))/(2822,995 - 79,538) \\ región3(y) &= (0,812(1,042 - y) + 0,85(y - 2822,995))/(1,042 - 2822,995) \end{cases} \quad (5.8)$$

En la Tabla 5.3 aparecen recogidos los valores de R^2 de los ajustes anteriormente mencionados. Se puede apreciar que los valores más altos se dan en el caso de la planta fotovoltaica ETSID para el ajuste logarítmico de segundo orden con un 85,66 % mientras que para la planta fotovoltaica NEXUS se consigue con la función *piecewise* de 3 segmentos con un valor de 85,58 %. Aunque si bien es cierto que los valores obtenidos son aceptables para el estudio matemático, no

pueden ser considerados como modelos de estudio que expliquen el problema físico de pérdida de potencia de los módulos por lo que simplemente constatan aproximaciones al modelo real. Con objeto de determinar la ecuación que modela el comportamiento físico del problema con sus consiguientes parámetros relacionados con las propiedades físicas del dispositivo, se debe de emplear otro tipo de procedimiento como es la mencionada función dosis-respuesta cuyo significado ya se ha explicado en el Capítulo 4. Conviene subrayar el hecho de que la implementación de una función bidosis al periodo total de funcionamiento no tendría sentido pues implicaría ciertas deducciones erróneas en la tendencia de la potencia. Es decir, este tipo de funciones solo son válidas para pequeños periodos de tiempo en el que nos permitan conocer aquellos defectos metaestables que afectan a la potencia. Es por esta razón por lo que el estudio de la estabilización de la potencia en ambas placas se ha realizado para un periodo, que albergaría las primeras 1000 PSH (aproximadamente 7 meses de exposición a la luz solar).

Tipos de Ajuste	NEXUS		ETSID	
	Coef. ρ (-)	R^2 (%)	Coef. ρ (-)	R^2 (%)
Logarítmico de 2 orden	x	x	0,929	85,66
Logarítmico de 3 orden	0,921	84,78	x	x
<i>Piecewise</i> de 3 segmentos	0,925	85,58	0,907	82,42

Tabla 5.3: Relación de ajustes matemáticos no lineales y R^2 .

5.2. Nuevos modelos dosis-respuesta para la estabilización del silicio amorfo.

En el Capítulo anterior, las fuentes [35] y [41] propusieron una función de ajuste que permitía describir el comportamiento experimental obtenido mediante el sistema de monotorización. Una vez se ha analizado las condiciones de contorno que dicha función albergaba e intentando establecer una comparación matemática física, se vio oportuno plantear el coetáneo proyecto para así poder encontrar otros modelos de ajuste con sus correspondientes parámetros eléctricos.

Tras una rigurosa investigación de la literatura pertinente [101] - [104] se encontraron diversas funciones que *a priori* parecían ser idóneas para modelar el problema en cuestión: analizar los defectos metaestables que conducen al decremento de potencia durante los primeros meses de funcionamiento de las placas fotovoltaicas.

Las funciones analizadas pertenecían al estudio realizado por el matemático E.M. Wright, creador de la conjetura de Wright: entre la distribución de los números primos y el crecimiento de la población. Wright planteó una ecuación diferencial con retardo cuya aplicación abarcaba áreas muy diferentes como la teoría de números y la biología matemática que tienen ciertos puntos de inflexión con el problema de este proyecto. Todas estas áreas se caracterizan por describir modelos de población para una especie. Sin entrar en detalles, ya que se encuentran en la literatura mencionada, Wright quiso estimar la evolución de la población mundial mediante

una función logística. Esta evolución se correspondería con un crecimiento exponencial. Sin embargo, para su correcto análisis diversos parámetros tuvieron que ser introducidos como son la tasa de mortalidad y la tasa de natalidad entre otros. Con el paso del tiempo y tras diferentes estudios se propusieron diferentes ecuaciones de regresión logística que mejor se ajustaban a dicha evolución como fueron los modelos: logístico, *food-limited* y con efecto *Allee*. En la Figura 5.8 se observan dichos modelos.

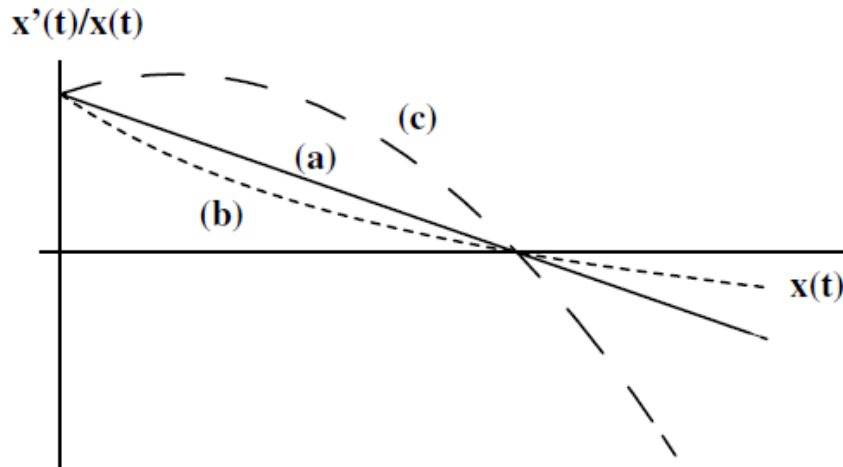


Figura 5.8: Tasas de crecimiento *per capita* para los modelos (a) logístico, (b) *food-limited*, (c) con efecto *Allee* [101].

Las ecuaciones 5.9, 5.10 y 5.11 se testearon con los datos experimentales de la $P_{MPP_STC_pu}$ y la PSH acumuladas de ambas placas fotovoltaicas pero los resultados obtenidos fueron paupérrimos ya que no se ajustaban a los mismos.

$$x'(t) = px(t) \left(1 - \frac{x(t-h)}{K} \right) \quad (5.9)$$

$$x'(t) = px(t) \frac{K - x(t-h)}{K + cpx(t-h)} \quad (5.10)$$

$$x'(t) = x(t) \left[1 - \frac{x(t-h)}{K} \right] (p + qx(t-h)) \quad (5.11)$$

En vista de que los resultados obtenidos no eran buenos, otra perspectiva fue barajada y de acuerdo al estudio realizado por John R. Dunn [105] se utilizó la denominada regresión logística de 5 parámetros y su homóloga, regresión logística de 4 parámetros para así establecer una comparación en cuanto a los parámetros de ajuste se refiere.

La ecuación logística de 5 parámetros (5PL) posee la siguiente estructura:

$$y = d + \frac{a - d}{\left(1 + \left(\frac{x}{c}\right)^b\right)^g} \quad (5.12)$$

Siendo la ecuación de logística de 4 parámetros (4PL) aquella cuyo parámetro g es igual a la unidad:

$$y = d + \frac{a - d}{\left(1 + \left(\frac{x}{c}\right)^b\right)} \quad (5.13)$$

En la Figuras 5.9 y 5.10 se puede observar como la ecuación logística de 5 parámetros se ajusta mejor a los datos.

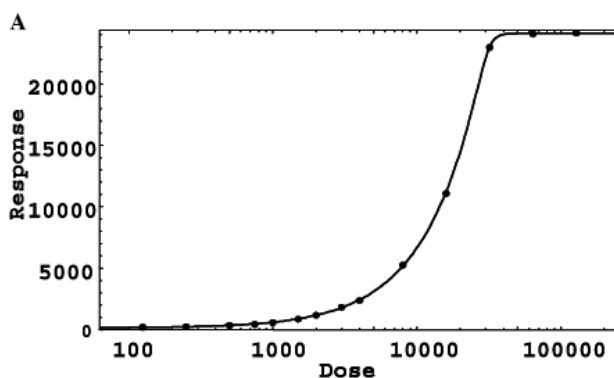


Figura 5.9: Ajuste 5PL a datos.

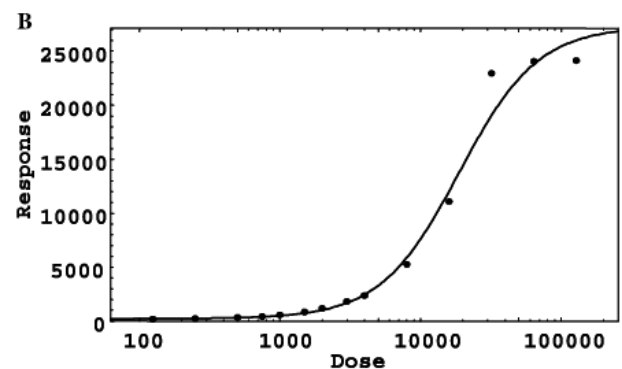


Figura 5.10: Ajuste 4PL a datos.

El significado de los parámetros que controlan la geometría de la curva es el siguiente:

- **a**, controla la posición de la asíntota “a”.
- **d**, controla la posición de la asíntota “d”.
- **c**, controla la posición de la región de transición de la dosis.
- **b**, controla la pendiente de transición de la curva.
- **g**, controla la asimetría de la curva.

En la Figura 5.11 se pueden apreciar los cambios que introducen la variación de dichos parámetros.

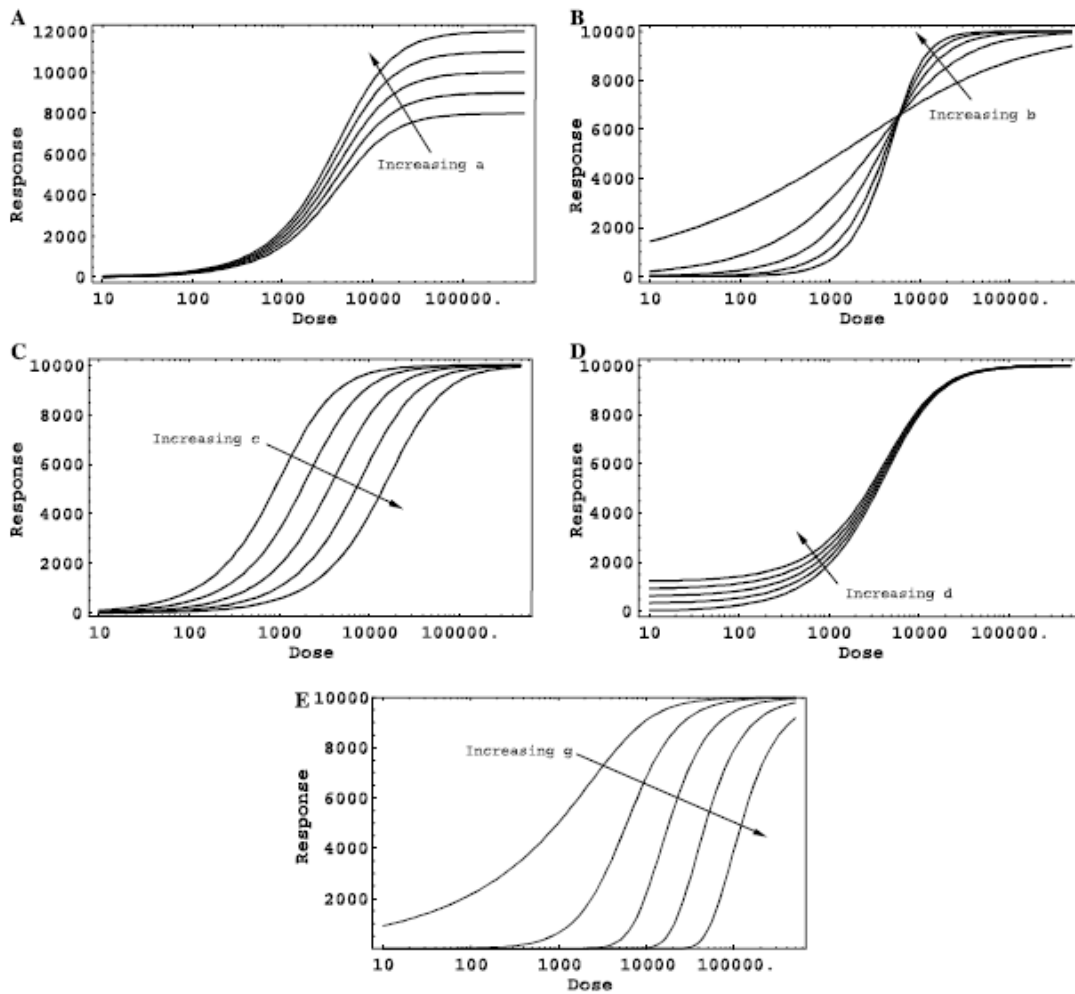


Figura 5.11: Efectos al variar los parámetros a, b, c, d y g.

Una vez analizadas sendas funciones logísticas se propusieron 3 modelos de ajuste para las placas fotovoltaicas NEXUS y ETSID, de tal forma que se fueron simplificando para observar las diferencias tanto estadísticas como físicas del problema.

El algoritmo que se empleó para la obtención de los parámetros de ajuste es el denominado *trust region* implementando en el software *Matlab*. Este algoritmo considera el subconjunto paramétrico de la región de la función objetivo (mejor solución actual) que es conseguida mediante la aproximación de la función modelo de ajuste implementada. Si se utiliza un modelo de ajuste adecuado que contenga el subconjunto de los parámetros de la función objetivo dentro de la “región de confianza”, dicha región se expande; por el contrario, la región se contrae. Para ello, se debe de elegir el *step size* (tamaño de la “región de confianza”) [106].

Los parámetros que aparecen en los modelos propuestos han sido identificados para el estudio de nuestro fenómeno, siendo $P_{MPP_STC_pu}$ la variable dependiente y las PSH acumuladas

la variable independiente.

$$y = P_s + (P_I - P_s) \left[\frac{p}{\left(1 + \left(\frac{x}{C_1}\right)^{m_1}\right)^{A_1}} + \frac{1-p}{\left(1 + \left(\frac{x}{C_2}\right)^{m_2}\right)^{A_2}} \right] \quad (5.14)$$

Como resultado de la información analizada y extraída del estudio se infiere que: P_s es la $P_{MPP_STC_pu}$ final; P_I es la $P_{MPP_STC_pu}$ inicial; C_1 es el valor de PSH de la evolución donde se encuentra la primera pendiente; C_2 es el valor de PSH de la evolución donde se encuentra la segunda pendiente; m_1 y m_2 son las correspondientes pendientes de la curva en m^2/kWh , teniendo en cuenta que a raíz del modelo logístico empleado y al ser P_I mayor que P_s , su valor es positivo definiendo una pendiente negativa [105]; p es el peso de cada uno de los dos términos usados para el ajuste y A_1 y A_2 son los factores de asimetría de la curva. En la Tabla 5.4 se muestran los valores de cada uno de los parámetros anteriormente mencionados. Cabe indicar que los valores obtenidos por el algoritmo son aproximados; pudiendo ser válidos otros parámetros similares, siempre y cuando definan el problema en cuestión.

	P_s	P_I	C_1 (kWh/ m^2)	C_2 (kWh/ m^2)	p
ETSID	0,834	1,028	185,5	408,5	0,528
	m_1 (m^2/kWh)	m_2 (m^2/kWh)	A_1	A_2	R^2
	2,059	418,5	0,756	0,008	98,29

Tabla 5.4: Parámetros de ajuste del sistema dosis-respuesta para 5PL con factor P.

Con el modelo de regresión logística de 5 parámetros incluyendo el factor peso se consigue un destacable coeficiente de determinación de 98,29% siendo mayor que los obtenidos mediante los modelos anteriores. En la Figura 5.12 se encuentra representada la curva ajustada a los datos experimentales recogidos.

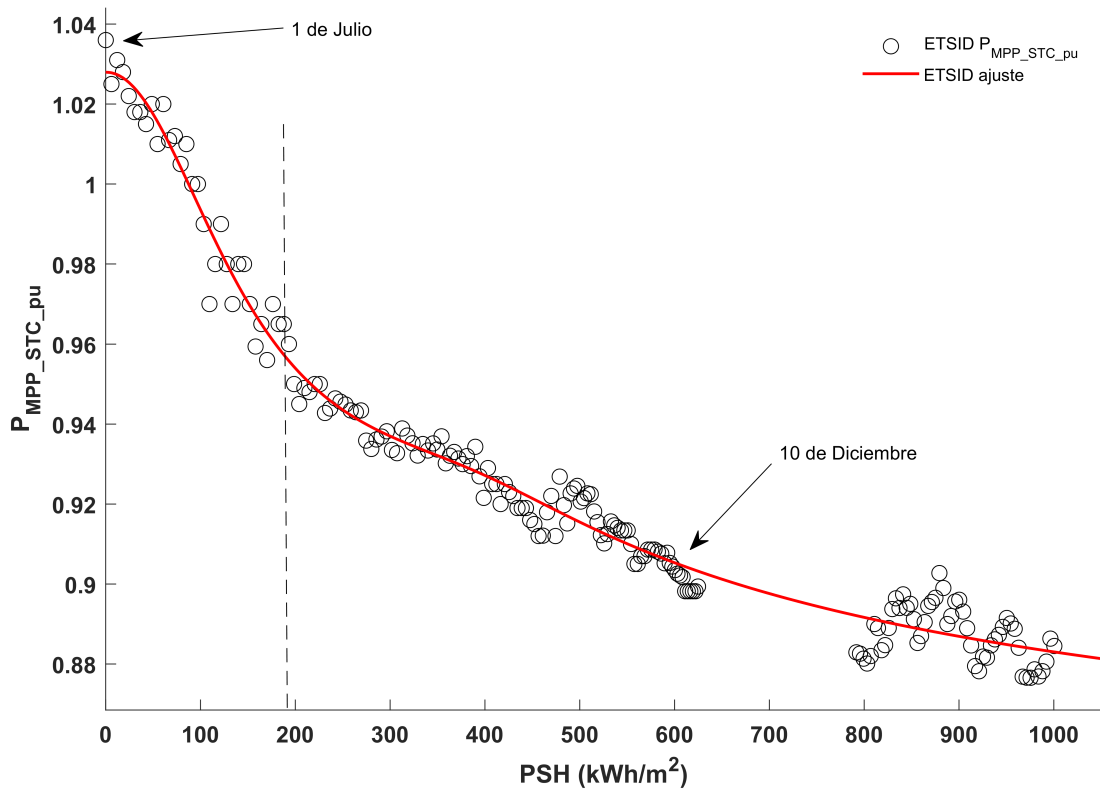


Figura 5.12: Ajuste dosis-respuesta con factor peso ETSID.

Posteriormente, se ha comprobado si al eliminar el factor peso de la ecuación general se observaba alguna modificación en R^2 . El cambio experimentado por el coeficiente de determinación es ínfimo, de tan solo un 0,07 menos por lo que a nivel estadístico es despreciable.

$$y = P_s + (P_I - P_s) \left[\frac{1}{\left(1 + \left(\frac{x}{C1}\right)^{m1}\right)^{A1}} + \frac{1}{\left(1 + \left(\frac{x}{C2}\right)^{m2}\right)^{A2}} \right] \quad (5.15)$$

No obstante, es cierto que esta vez los valores obtenidos por los parámetros son rigurosamente menos válidos que los anteriores pues se encuentran pequeñas fluctuaciones en los mismos. Dicho de otra forma, el valor de la potencia inicial es de 0,924 cuando el valor experimental es de 1,042 por lo que existe una pequeña diferencia. A pesar de que existan ciertas disimilitudes, este modelo se presenta como método comparativo para distinguir ciertos patrones en los ajustes empleados.

Con el modelo de regresión logística de 5 parámetros eliminando el factor peso se consigue un coeficiente de determinación de 98,22%. En la Figura 5.13 se encuentra representada la curva ajustada a los datos experimentales obtenidos.

ETSID	P_s	P_I	C1 (kWh/m ²)	C2 (kWh/m ²)
		0,821	0,924	188,6
	m1 (m ² /kWh)	m2 (m ² /kWh)	A1	A2
	2,034	349,5	1,672	0,001
			R^2	
			98,22	

Tabla 5.5: Parámetros de ajuste del sistema dosis-respuesta para 5PL sin factor P.

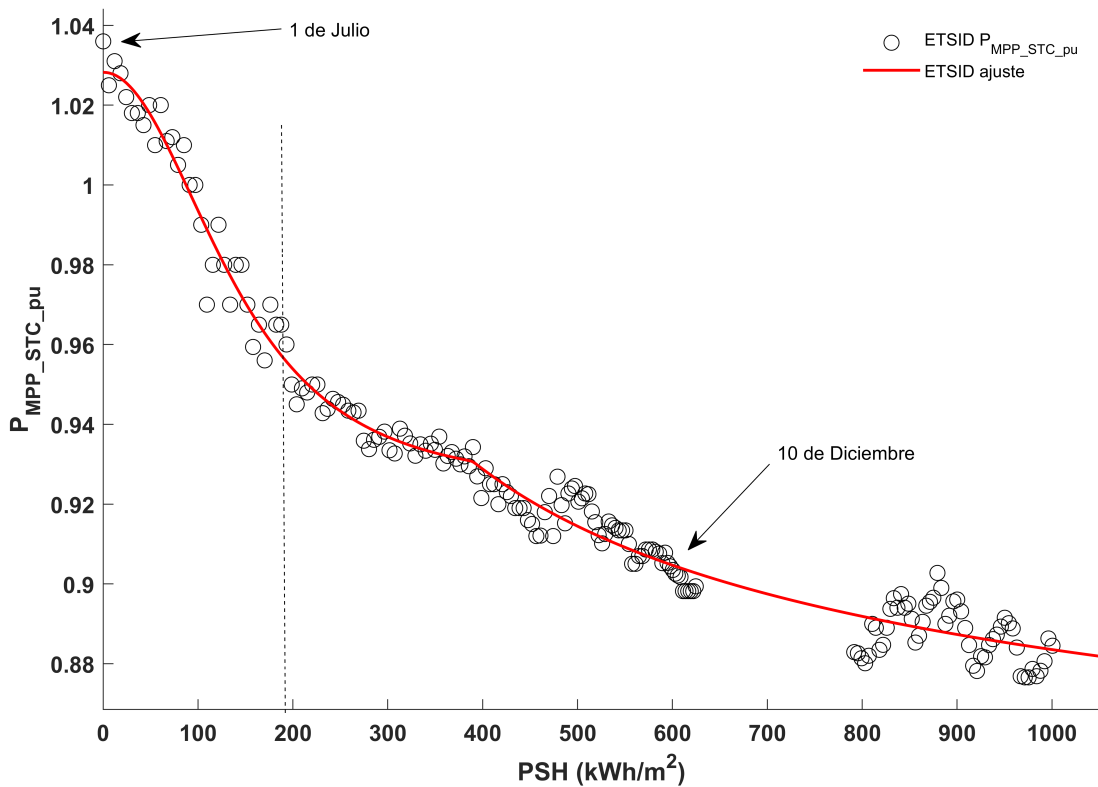


Figura 5.13: Ajuste dosis-respuesta sin factor peso ETSID.

Finalmente, se presenta el modelo más simplificado el cual no considera los parámetros de asimetría de la curva por lo que se pasa de un modelo 5PL a un modelo 4PL.

$$y = P_s + (P_I - P_s) \left[\frac{1}{1 + \left(\frac{x}{C_1}\right)^{m_1}} + \frac{1}{1 + \left(\frac{x}{C_2}\right)^{m_2}} \right] \tag{5.16}$$

Como se puede observar en la Tabla 5.14 se consigue un valor de R^2 de 98,19 %; sin embargo, el valor de m2 obtenido difiere del obtenido por los anteriores modelos, por lo que se infiere que el modelo de regresión logística de 4 parámetros es muy simple para el problema que se está analizando.

ETSID	P_s	P_I	C1 (kWh/m ²)	C2 (kWh/m ²)
		0,866	0,946	116,8
	m1 (m ² /kWh)	m2 (m ² /kWh)	R^2 (%)	
	2,94	2,498	98,19	

Tabla 5.6: Parámetros de ajuste del sistema dosis-respuesta para 4PL sin factor P.

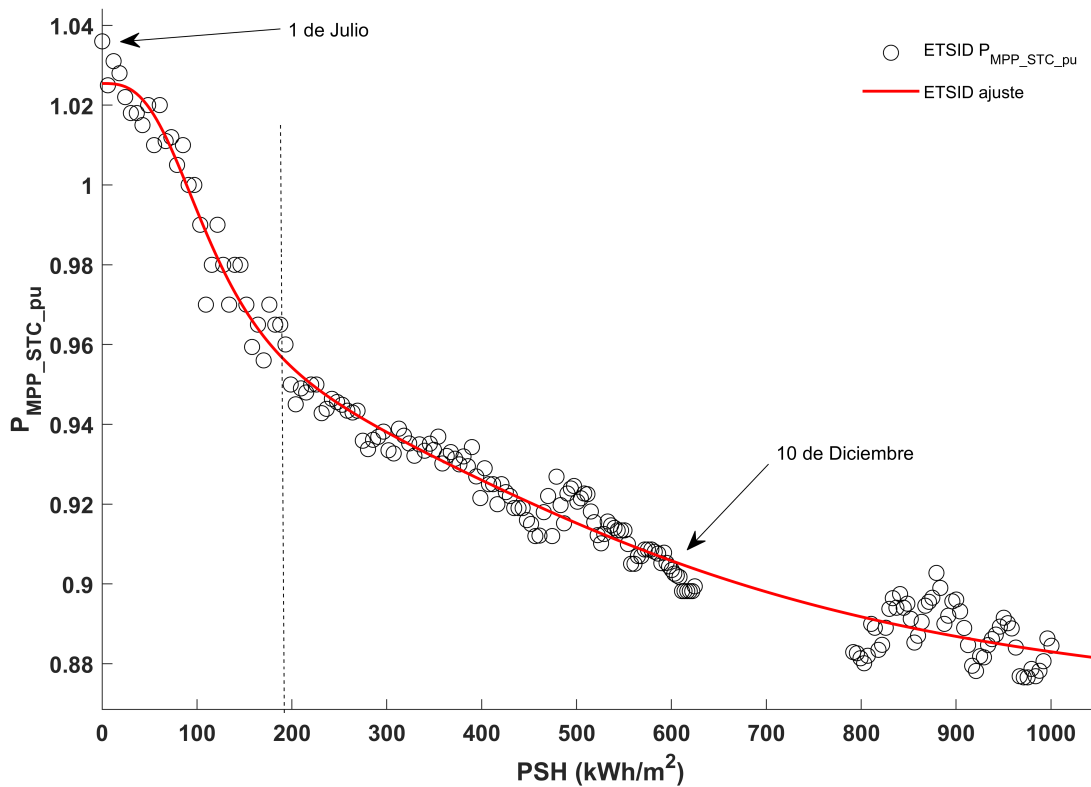


Figura 5.14: Ajuste dosis-respuesta sin factor peso y sin asimetrías ETSID.

De manera análoga se realizó el mismo estudio para la planta fotovoltaica NEXUS, encontrándose valores similares a los logrados con la planta fotovoltaica ETSID.

En primer lugar, se ha comprobado si el modelo de regresión logística de 5 parámetros con el factor peso da buenos resultados. Como se muestra en la Tabla 5.15 el valor del coeficiente de determinación hallado es de 97% siendo su valor significativamente mayor a los obtenidos por los métodos de regresión lineal y no lineal. En la Figura 5.15 se encuentra representada la

curva ajustada a los datos experimentales obtenidos.

$$y = P_s + (P_I - P_s) \left[\frac{p}{\left(1 + \left(\frac{x}{C_1}\right)^{m_1}\right)^{A_1}} + \frac{1-p}{\left(1 + \left(\frac{x}{C_2}\right)^{m_2}\right)^{A_2}} \right] \quad (5.17)$$

NEXUS	P_s	P_I	C1 (kWh/m ²)	C2 (kWh/m ²)	p
	0,859	1,042	38,2	448,9	0,736
	m1 (m ² /kWh)	m2 (m ² /kWh)	A1	A2	R ² (%)
2,119	613,2	0,315	0,0007	97	

Tabla 5.7: Parámetros de ajuste del sistema dosis-respuesta para 5PL con factor P.

Posteriormente, se ha comprobado si al eliminar el factor peso los parámetros físicos así como el valor del coeficiente de determinación variaban significativamente.

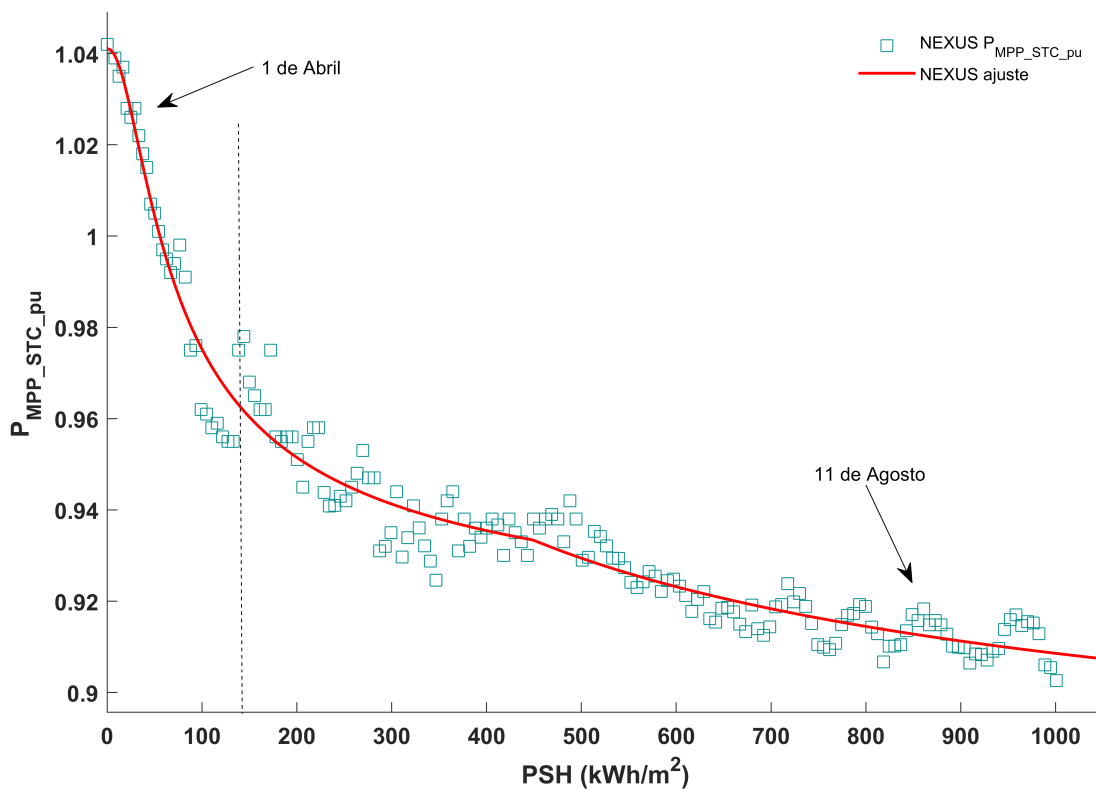


Figura 5.15: Ajuste dosis-respuesta con factor peso NEXUS.

Posteriormente, se ha comprobado si al eliminar el factor peso los parámetros físicos así como el valor del coeficiente de determinación variaban significativamente.

$$y = P_s + (P_I - P_s) \left[\frac{1}{\left(1 + \left(\frac{x}{C_1}\right)^{m_1}\right)^{A_1}} + \frac{1}{\left(1 + \left(\frac{x}{C_2}\right)^{m_2}\right)^{A_2}} \right] \quad (5.18)$$

Como se puede apreciar en la Tabla 5.8 el valor de R^2 es de 96,31 % con el 97 % obtenido con la inclusión del factor P. Empero, los resultados pertenecientes a los parámetros m_1 y m_2 si difieren de manera sustancial comparado con el modelo anterior. Esto puede ser por diversos motivos, como por ejemplo: el *starting point* del algoritmo empleado no era el óptimo o los límites de funcionamiento estaban muy acotados. No obstante, se puede extrapolar de los resultados anteriores que el modelo de regresión logística con 5 parámetros sin factor peso, no es válido para modelar el comportamiento de la estabilización inicial de ambas placas.

NEXUS	P_s	P_I	C1 (kWh/m ²)	C2 (kWh/m ²)	
		0,875	1,042	53,81	372
	m_1 (m ² /kWh)	m_2 (m ² /kWh)	A1	A2	R^2 (%)
	1,158	0,111	0,461	37,9	96,31

Tabla 5.8: Parámetros de ajuste del sistema dosis-respuesta para 5PL sin factor P.

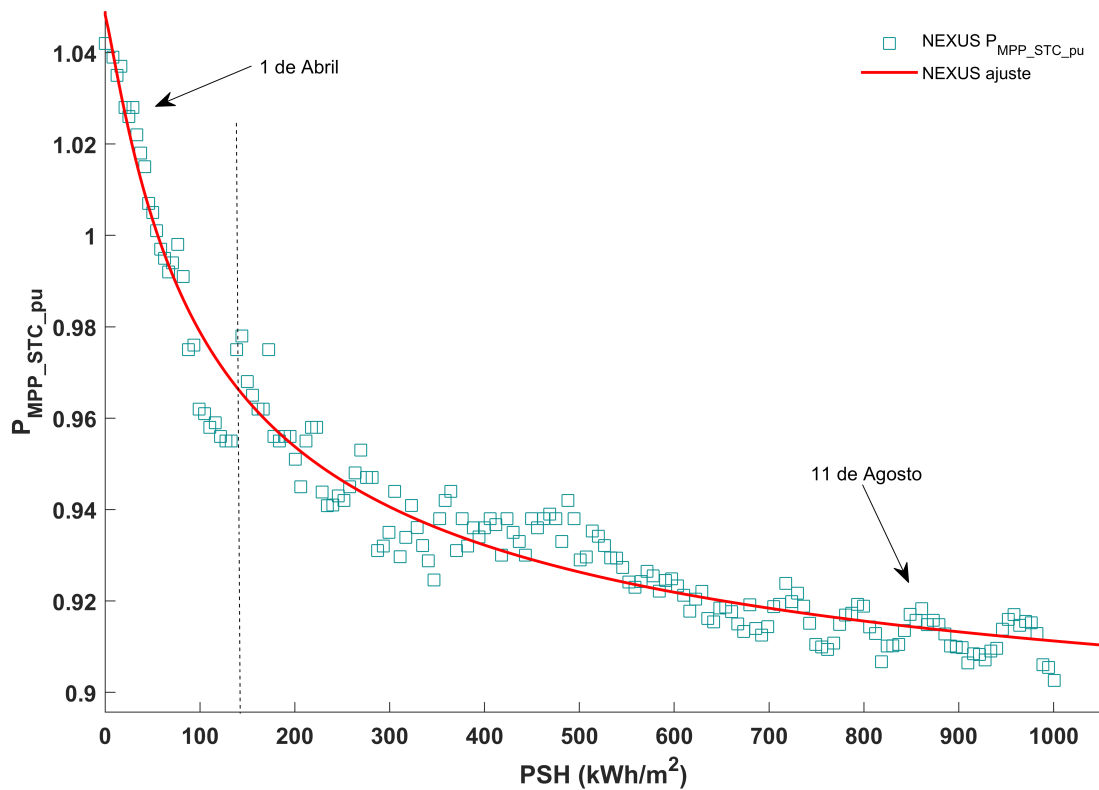


Figura 5.16: Ajuste dosis-respuesta sin factor peso NEXUS.

Para dar fin a esta comparativa, se ha empleado el modelo de regresión logística de 4 parámetros sin factor peso para evaluar la estabilización de la placa NEXUS.

$$y = P_s + (P_I - P_s) \left[\frac{1}{1 + \left(\frac{x}{C_1}\right)^{m_1}} + \frac{1}{1 + \left(\frac{x}{C_2}\right)^{m_2}} \right] \quad (5.19)$$

Si bien es cierto que el coeficiente de determinación es bueno (96,86 %) los valores obtenidos a partir del algoritmo para el problema que se presenta no son del todo válidos pues muestran diferencias respecto a los datos experimentales hallados mediante el sistema de monitorización de las placas. Esto, al igual como pasaba con la placa ETSID, se traduce en una invalidez de dicho modelo pues no describe correctamente las características eléctricas del fenómeno a analizar. En la Figura 5.17 se puede observar la curva de ajuste a los datos experimentales.

NEXUS	P_s	P_I	C1 (kWh/m ²)	C2 (kWh/m ²)
		0,894	0,966	56,4
	m1 (m ² /kWh)	m2 (m ² /kWh)	R^2 (%)	
	2,661	1,588	96,86	

Tabla 5.9: Parámetros de ajuste del sistema dosis-respuesta para 4PL sin factor P.

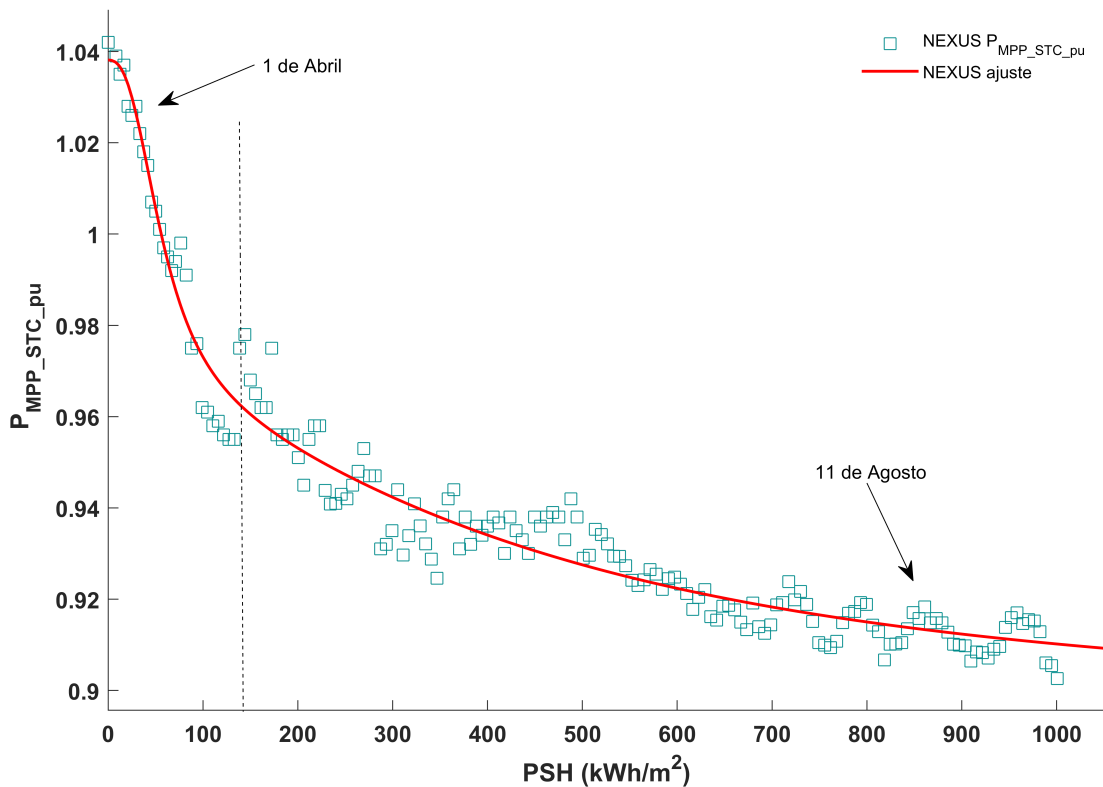


Figura 5.17: Ajuste dosis-respuesta sin factor peso y sin asimetrías NEXUS.

Como resultado de la comparativa realizada anteriormente se perciben ciertos patrones o tendencias de comportamiento en los modelos de ajuste empleados. En primer lugar, el modelo que posee mejor R^2 es el modelo de regresión logística de 5 parámetros con factor peso para ambas placas fotovoltaicas: 98,29% para ETSID y 97% para NEXUS. Así mismo, los parámetros de ajuste obtenidos se pueden utilizar para definir o describir el comportamiento de la estabilización inicial de sendas placas. En segunda lugar, los modelos simplificados aplicados no se caracterizan por ser rigurosos y coherentes con la física del problema, por lo que para el ajuste dosis-respuesta de las placas de estudio no serían válidos. Esto conduce a la conclusión de que modelos simplistas con menos parámetros de los debidos, no deben de ser utilizados para modelar fenómenos físicos de alta complejidad como es el analizado a través de este proyecto: el efecto LID.

A partir del análisis de los datos experimentales realizados anteriormente, y con el sustento de los estudios bibliográficos consultados, es razonable pensar que hasta valores de 1000 PSH (aproximadamente 7 meses de exposición a la luz solar para ambas plantas) puede ser detectados poblaciones de defectos. Estos defectos se ven influenciados por la rapidez a la que acumulan la radiación, que se representa gráficamente en las pendientes de la curva de ajuste ambas plantas.

Por lo tanto, se han determinado dos tipos de defectos metaestables; el primer defecto metaestable (D1) que tiene mayor peso para valores de irradiancia algo inferiores a los 200 PSH y que posteriormente, se estabiliza; y un segundo tipo de defectos metaestables (D2) que empieza a tener significativa importancia a partir de los 200 PSH y que se desarrolla hasta los 800 PSH. Se permite observar en las gráficas anteriores que los valores de potencia empiezan a conformar una oscilación periódica una vez llegan a valores cercanos a los 800 PSH y se estabilizan con valores de 0,84 para la placa ETSID y 0,86 para la placa NEXUS. El parámetro p empleado en los ajustes muestra que la población de defectos D1 es ligeramente superior que la subsecuente evolución de D2 para el caso de placa ETSID. No obstante, para la placa NEXUS la población de defectos D1 es significativamente superior.

En conclusión, la función dosis-respuesta permite dar una mejor aproximación al problema de estabilización inicial de las plantas fotovoltaicas al incluir parámetros físicos. Si bien es cierto que existen infinitas de posibles soluciones, con más o menos parámetros, se debe de encontrar la sinergia entre el número de variables a ajustar y el coste computacional que esto significa.

Capítulo 6

Conclusiones y desarrollos futuros

6.1. Introducción

A lo largo de los diferentes capítulos que constituyen este informe se han presentado los estudios realizados para modelizar la evolución de la potencia de las placas fotovoltaicas NEXUS y ETSID teniendo en cuenta los fenómenos SWE y *annealing*. En adición, se ha explicado la importancia de la energía solar fotovoltaica así como las diferentes tipologías de células solares que componen la amalgama comercial actual, entre otros puntos de trabajo. En el presente capítulo se recogen las conclusiones adquiridas de dicho estudio, así como se presentan los estudios futuros previstos relacionados con este tema.

6.2. Conclusiones

El principal objetivo de este trabajo es analizar el comportamiento que experimenta la potencia en el punto de máxima potencia bajo condiciones estándar (STC) en sistema unitario durante diferentes periodos de funcionamiento. Asimismo, y con la finalidad de modelizar los diferentes tramos, se han introducido nuevos modelos de ajuste, tanto de carácter lineal como no lineal, así como la función bidosis que nos permite poder identificar diferentes anomalías o defectos metaestables en sendas placas fotovoltaicas. De todo ello, se han obtenido las siguientes conclusiones:

- La energía solar fotovoltaica es una de las energías renovables más eficientes de todo el planeta, cuya evolución está experimentando incrementos anuales significativos pudiendo desempeñar un papel energético y tecnológico importante en los años venideros.
- La aparición de nuevas tecnologías ha favorecido la producción de nuevos paneles solares siendo las tipologías policristalina y monocristalina las que comprenden la mayor cuota del mercado. Sin embargo, en este informe se ha analizado la tecnología de capa delgada de silicio amorfo hidrogenado (a-Si:H), que gracias a su bajo coste comercial, a su no toxicidad y a su eficiencia relativamente alta están siendo cada vez más utilizadas en el aprovechamiento energético solar.

- Cabe destacar la importancia de los factores que afectan a la eficiencia de los módulos de silicio amorfo hidrogenado, como es el fenómeno de estabilización inducida por el efecto *Staebler-Wronski* y otros efectos involucrados en la degradación de la célula como son el efecto de la temperatura y el *mismatching*.
- Se distinguen dos procesos bien diferenciados en la evolución de la potencia de ambas placas: un proceso de estabilización inicial caracterizado por un descenso acelerado de la eficiencia que es cuando se estudia el fenómeno LID y comprende entre las primeras decenas o centenas de irradiación solar y una segunda etapa que se caracteriza por ser un proceso de estabilización más lento en el que se identifica una variación estacional, influenciada por las condiciones climáticas de dónde están instaladas las plantas fotovoltaicas.
- Se observa que para la tecnología de capa delgada, estos procesos son más bruscos dando lugar a variaciones acusadas de sus parámetros de funcionamiento; constituyendo entorno al 20 - 30 % de pérdida de eficiencia a lo largo de su vida útil, según han avalado diferentes estudios. Sin embargo, la causa del efecto de *Staebler-Wronski* no está clara por lo que una mayor inversión en I+D es necesaria para poder delimitar rigurosamente este problema.
- El templado o “*annealing*” permite revertir la pérdida de eficiencia propiciada por el efecto *Staebler-Wronski* en los meses de verano gracias a la recombinación atómica.
- Gracias a la implementación del sistema unitario de medida (*per-unit*) se pueden comparar ambas placas, independientemente de la primera fecha de exposición solar así cómo de sus condiciones mecánicas y eléctricas. No obstante, la cinética del proceso de degradación sí es diferente en función de los periodos de funcionamiento. Se infiere que las placas cuya primera exposición tiene lugar en verano experimentan una reducción de potencia más rápida mientras que las plantas fotovoltaicas cuyas primeras exposiciones solares se efectúan en meses con menores valores de irradiancia, conducen a una estabilización del proceso más lento y por lo tanto, más estable.
- Las tecnologías de silicio amorfo hidrogenado a pesar de que no gozan de una eficiencia tan alta como las de tipología cristalina, el efecto estacional es inherentemente menor que en estas últimas, convirtiéndolas en una opción comercial interesante y competitiva en aquellas zonas donde los incrementos de temperatura estacionales son más significativos (como ocurre en los desiertos).
- Otros factores se han de analizar a la hora de abordar el proceso de diseño de una placa fotovoltaica como se explica en el apartado 2.4: factores de pérdida de la célula fotovoltaica. El efecto de temperatura, el efecto de irradiancia, el *mismatching*, los efectos angulares y espectrales, los efectos de suciedad y el envejecimiento de las placas fotovoltaicas son objetos de estudio importantes pues constatan alrededor del 10-15 % (dependiendo de la literatura) de la pérdida total de eficiencia en una célula fotovoltaica de silicio amorfo. No obstante, y respecto al resto de tipologías, los módulos de silicio amorfo son los que menos sufren dichas reducciones gracias a su integración atómica.
- De la comparación en las estrategias de modelado, se infiere que los modelos de regresión tanto lineales como no lineales no constituyen una herramienta óptima de identificación de defectos metaestables, ya que involucran parámetros de difícil interpretación en términos

del fenómeno físico de LID. En cambio, pueden servir como un análisis matemático de la evolución de la potencia, estableciendo como punto de partida para el subsiguiente análisis.

- Como alternativa a los análisis de regresión lineal y no lineal se presenta la función de dosis-respuesta como un modelo de ajuste que permite encontrar aquellos defectos metaestables que tienen lugar durante el proceso de estabilización de ambas placas fotovoltaicas. En contraposición a lo comentado en el punto anterior, la función bidosis permite detectar defectos en la población de estudio; en este caso en $P_{MPP_STC_pu}$.
- Se comparan diferentes modelos de ajuste para el proceso que comprende desde la primera exposición a la luz solar hasta aproximadamente 7 meses de funcionamiento. Se infiere que el modelo de regresión logística de 5 parámetros con factor peso es el que mejor coeficiente de determinación posee (R^2): 98,29% para el caso de la planta fotovoltaica ETSID y 97% para la planta fotovoltaica NEXUS. De los modelos simplificados y de la regresión logística de 4 parámetros se concluye que no son válidos para analizar los fenómenos físicos que afectan a la potencia de las instalaciones fotovoltaicas pues los parámetros extraídos no nos permiten poder sacar información coherente.
- Finalmente, se observan dos agentes o defectos metaestables asociados al fenómeno de estabilización. Un primer defecto muestra su evolución para las primeras exposiciones de luz solar dando lugar a un decremento de la potencia de manera significativa mientras que el segundo defecto identificado es menos pronunciado y duradero en el tiempo.

6.3. Desarrollos futuros

A continuación se presentan algunos de los estudios complementarios que se deberían realizar para completar el estudio realizado en este Proyecto de Fin de grado.

- Aplicar los estudios realizados en el presente informe a otras tecnologías fotovoltaicas basadas en capa delgada como: CIS, CISG, TeCd... analizando las reducciones de potencia y eficiencia experimentadas por las mismas y comparándolas con los datos otorgados por la *Datasheet* del fabricante.
- Estudiar los factores de pérdida de potencia como son el *mismatching* o los factores de envejecimientos atendiendo a técnicas de laboratorio que permitan identificar de manera más rigurosa las pérdidas de potencia y los defectos mecánicos a los que conducen dichos efectos.
- Del estudio realizado durante los últimos años de funcionamiento registrados por el servicio de monitorización de las placas fotovoltaicas se observa un patrón estacional durante el proceso de estabilización final que se puede identificar con una evolución sinusoidal amortiguada. El estudio de la evolución cíclica se requiere para trabajos futuros pues permitiría al diseñador fotovoltaico identificar las reducciones de potencia durante el final del periodo de vida útil de las placas fotovoltaicas.

- Se propone como trabajo futuro la comparación entre el número de parámetros utilizados para analizar un problema con el coste computacional subsecuente. Se diferencian tres tipos de conjuntos: los modelos sobreparametrizados, los modelos correctamente parametrizados y los modelos infraparametrizados. Aunque durante el análisis de este proyecto los modelos empleados han sido planteados y simplificados a partir del modelo de regresión logística de 5 parámetros, se incurre en la necesidad de encontrar otros modelos con una menor cantidad de variables de estudio que permitan encontrar coeficientes de determinación similares que supongan una reducción significativa del coste computacional.

Capítulo 7

Pliego de condiciones.

7.1. Condiciones generales.

7.1.1. General.

Cualquier puesto de trabajo cuya actividad dependa de la utilización de pantallas de visualización se deben de asegurar unas medidas mínimas de protección de los trabajadores adecuadas a los riesgos derivados de estas nuevas tecnologías. El Real Decreto 488/1997, de 14 de abril, regula las disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas al trabajo con equipos que incluyen pantallas de visualización, siendo aplicadas las disposiciones de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales [107]. El Real Decreto 488/1997 está desarrollado conforme a los criterios de carácter general sobre las acciones de materia de seguridad y salud en los centros de trabajo presentados por la Unión Europea en la Directa 90/270/CEE [108]

Los principales factores generales a considerar a la hora de prevenir riesgos laborales son los siguientes:

- Seguridad del usuario.
- Higiene industrial (contaminación lumínica, acústica y condiciones termo-higrométricas).
- Ergonomía (fatiga visual, picores, percepción borrosa, fatiga física y mental, ansiedad...).

7.1.2. 1.2 Real Decreto 488/1997 de 14 de abril.

Artículo 1. Objetivos

1. El presente Real Decreto establece las disposiciones mínimas de seguridad y de salud para la utilización por los trabajadores de equipos que incluyan pantallas de visualización.

2. Las disposiciones de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, se aplicarán plenamente al conjunto del ámbito contemplado en el apartado anterior.
3. Quedan excluidos del ámbito de aplicación de este Real Decreto:
 - a) Los puestos de conducción de vehículos o máquinas.
 - b) Los sistemas informáticos embarcados en un medio de transporte.
 - c) Los sistemas informáticos destinados prioritariamente a ser utilizados por el público.
 - d) Los sistemas llamados portátiles, siempre y cuando no se utilicen de modo continuado en un puesto de trabajo.
 - e) Las calculadoras, cajas registradoras y todos aquellos equipos que tengan un pequeño dispositivo de visualización de datos o medidas necesario para la utilización directa de dichos equipos.
 - f) Las máquinas de escribir de diseño clásico, conocidas como máquinas de ventanilla.

Artículo 2. Definiciones

A efectos de este Real Decreto se entenderá por:

1. **Pantalla de visualización:** una pantalla alfanumérica o gráfica, independientemente del método de representación visual utilizado.
2. **Puesto de trabajo:** el constituido por un equipo con pantalla de visualización provisto, en su caso, de un teclado o dispositivo de adquisición de datos, de un programa para la interconexión persona/máquina, de accesorios ofimáticos y de un asiento y mesa o superficie de trabajo, así como el entorno laboral inmediato.
3. **Trabajador:** cualquier trabajador que habitualmente y durante una parte relevante de su trabajo normal utilice un equipo con pantalla de visualización.

Artículo 3. Obligaciones generales del empresario

1. El empresario adoptará las medidas necesarias para que la utilización por los trabajadores de equipos con pantallas de visualización no suponga riesgos para su seguridad o salud o, si ello no fuera posible, para que tales riesgos se reduzcan al mínimo. En cualquier caso, los puestos de trabajo a que se refiere el presente Real Decreto deberán cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el anexo del mismo.
2. A efectos de lo dispuesto en el primer párrafo del apartado anterior, el empresario deberá evaluar los riesgos para la seguridad y salud de los trabajadores, teniendo en cuenta en particular los posibles riesgos para la vista y los problemas físicos y de carga mental, así como el posible efecto añadido o combinado de los mismos. La evaluación se realizará tomando en consideración las características propias del puesto de trabajo y las exigencias de la tarea y entre éstas, especialmente, las siguientes:
 - a) El tiempo promedio de utilización diaria del equipo.

- b) El tiempo máximo de atención continua a la pantalla requerido por la tarea habitual.
 - c) El grado de atención que exija dicha tarea.
3. Si la evaluación pone de manifiesto que la utilización por los trabajadores de equipos con pantallas de visualización supone o puede suponer un riesgo para su seguridad o salud, el empresario adoptará las medidas técnicas u organizativas necesarias para eliminar o reducir el riesgo al mínimo posible. En particular, deberá reducir la duración máxima del trabajo continuado en pantalla, organizando la actividad diaria de forma que esta tarea se alterne con otras o estableciendo las pausas necesarias cuando la alternancia de tareas no sea posible o no baste para disminuir el riesgo suficientemente.
 4. En los convenios colectivos podrá acordarse la periodicidad, duración y condiciones de organización de los cambios de actividad y pausas a que se refiere el apartado anterior.

Artículo 4. Vigilancia de la salud

1. El empresario garantizará el derecho de los trabajadores a una vigilancia adecuada de su salud, teniendo en cuenta en particular los riesgos para la vista y los problemas físicos y de carga mental, el posible efecto añadido o combinado de los mismos, y la eventual patología acompañante. Tal vigilancia será realizada por personal sanitario competente y según determinen las autoridades sanitarias en las pautas y protocolos que se elaboren, de conformidad con lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 37 del Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los servicios de prevención. Dicha vigilancia deberá ofrecerse a los trabajadores en las siguientes ocasiones:
 - a) Antes de comenzar a trabajar con una pantalla de visualización.
 - b) Posteriormente, con una periodicidad ajustada al nivel de riesgo a juicio del médico responsable.
 - c) Cuando aparezcan trastornos que pudieran deberse a este tipo de trabajo.
2. Cuando los resultados de la vigilancia de la salud a que se refiere el apartado 1 lo hiciese necesario, los trabajadores tendrán derecho a un reconocimiento oftalmológico.
3. El empresario proporcionará gratuitamente a los trabajadores dispositivos correctores especiales para la protección de la vista adecuados al trabajo con el equipo de que se trate, si los resultados de la vigilancia de la salud a que se refieren los apartados anteriores demuestran su necesidad y no pueden utilizarse dispositivos correctores normales.

Artículo 5. Obligaciones en materia de información y formación

1. De conformidad con los artículos 18 y 19 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, el empresario deberá garantizar que los trabajadores y los representantes de los trabajadores reciban una formación e información adecuadas sobre los riesgos derivados de la utilización de los equipos que incluyan pantallas de visualización, así como sobre las medidas de prevención y protección que hayan de adoptarse en aplicación del presente Real Decreto.

2. El empresario deberá informar a los trabajadores sobre todos los aspectos relacionados con la seguridad y la salud en su puesto de trabajo y sobre las medidas llevadas a cabo de conformidad con lo dispuesto en los artículos 3 y 4 de este Real Decreto.
3. El empresario deberá garantizar que cada trabajador reciba una formación adecuada sobre las modalidades de uso de los equipos con pantallas de visualización, antes de comenzar este tipo de trabajo y cada vez que la organización del puesto de trabajo se modifique de manera apreciable.

Artículo 6. Consulta y participación de los trabajadores

La consulta y participación de los trabajadores o sus representantes sobre las cuestiones a que se refiere este Real Decreto se realizarán de conformidad con lo dispuesto en el apartado 2 del artículo 18 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.

Anexos

1. Equipo

a) Observación general.

La utilización en sí misma del equipo no debe ser una fuente de riesgo para los trabajadores.

b) Pantalla.

Los caracteres de la pantalla deberán estar bien definidos y configurados de forma clara, y tener una dimensión suficiente, disponiendo de un espacio adecuado entre los caracteres y los renglones. La imagen de la pantalla deberá ser estable, sin fenómenos de destellos, centelleos u otras formas de inestabilidad. El usuario de terminales con pantalla deberá poder ajustar fácilmente la luminosidad y el contraste entre los caracteres y el fondo de la pantalla, y adaptarlos fácilmente a las condiciones del entorno. La pantalla deberá ser orientable e inclinable a voluntad, con facilidad para adaptarse a las necesidades del usuario. Podrá utilizarse un pedestal independiente o una mesa regulable para la pantalla. La pantalla no deberá tener reflejos ni reverberaciones que puedan molestar al usuario.

c) Teclado.

El teclado deberá ser inclinable e independiente de la pantalla para permitir que el trabajador adopte una postura cómoda que no provoque cansancio en los brazos o las manos. Tendrá que haber espacio suficiente delante del teclado para que el usuario pueda apoyar los brazos y las manos. La superficie del teclado deberá ser mate para evitar los reflejos. La disposición del teclado y las características de las teclas deberán tender a facilitar su utilización. Los símbolos de las teclas deberán resaltar suficientemente y ser legibles desde la posición normal de trabajo.

d) Mesa o superficie de trabajo.

La mesa o superficie de trabajo deberán ser poco reflectantes, tener dimensiones suficientes y permitir una colocación flexible de la pantalla, del teclado, de los documentos y del material accesorio. El soporte de los documentos deberá ser estable y regulable y estará colocado de tal modo que se reduzcan al mínimo los movimientos incómodos de la cabeza y los ojos. El espacio deberá ser suficiente para permitir a los trabajadores una posición cómoda.

e) Asiento de trabajo.

El asiento de trabajo deberá ser estable, proporcionando al usuario libertad de movimiento y procurándole una postura confortable. La altura del mismo deberá ser regulable. El respaldo deberá ser reclinable y su altura ajustable. Se pondrá un reposapiés a disposición de quienes lo deseen.

2. Entorno

a) Espacio.

El puesto de trabajo deberá tener una dimensión suficiente y estar acondicionado de tal manera que haya espacio suficiente para permitir los cambios de postura y movimientos de trabajo.

b) Iluminación.

La iluminación general y la iluminación especial (lámparas de trabajo), cuando sea necesaria, deberán garantizar unos niveles adecuados de iluminación y unas relaciones adecuadas de luminancias entre la pantalla y su entorno, habida cuenta del carácter del trabajo, de las necesidades visuales del usuario y del tipo de pantalla utilizado. El acondicionamiento del lugar de trabajo y del puesto de trabajo, así como la situación y las características técnicas de las fuentes de luz artificial, deberán coordinarse de tal manera que se eviten los deslumbramientos y los reflejos molestos en la pantalla u otras partes del equipo.

c) Reflejos y deslumbramientos.

Los puestos de trabajo deberán instalarse de tal forma que las fuentes de luz, tales como ventanas y otras aberturas, los tabiques transparentes o translúcidos y los equipos o tabiques de color claro no provoquen deslumbramiento directo ni produzcan reflejos molestos en la pantalla. Las ventanas deberán ir equipadas con un dispositivo de cobertura adecuado y regulable para atenuar la luz del día que ilumine el puesto de trabajo.

d) Ruido.

El ruido producido por los equipos instalados en el puesto de trabajo deberá tenerse en cuenta al diseñar el mismo, en especial para que no se perturbe la atención ni la palabra.

e) Calor.

Los equipos instalados en el puesto de trabajo no deberán producir un calor adicional que pueda ocasionar molestias a los trabajadores.

f) Emisiones.

Toda radiación, excepción hecha de la parte visible del espectro electromagnético, deberá reducirse a niveles insignificantes desde el punto de vista de la protección de la seguridad y de la salud de los trabajadores.

g) Humedad.

Deberá crearse y mantenerse una humedad aceptable.

3. Interconexión ordenador/persona

Para la elaboración, la elección, la compra y la modificación de programas, así como para la definición de las tareas que requieran pantallas de visualización, el empresario tendrá en cuenta los siguientes factores:

- a)* El programa habrá de estar adaptado a la tarea que deba realizarse.
- b)* El programa habrá de ser fácil de utilizar y deberá, en su caso, poder adaptarse al nivel de conocimientos y de experiencia del usuario; no deberá utilizarse ningún dispositivo cuantitativo o cualitativo de control sin que los trabajadores hayan sido informados y previa consulta con sus representantes.
- c)* Los sistemas deberán proporcionar a los trabajadores indicaciones sobre su desarrollo.
- d)* Los sistemas deberán mostrar la información en un formato y a un ritmo adaptados a los operadores.
- e)* Los principios de ergonomía deberán aplicarse en particular al tratamiento de la información por parte de la persona.

7.2. Condiciones de especificaciones técnicas.

Al ser este un proyecto principalmente de software de simulación, no requiere grandes dimensiones espaciales o equipos físicos complejos. Básicamente se necesita hardware, software (y su documentación, licencias, manuales, etc), conexión a internet, conocimientos previos de índole ingenieril, en concreto de energía solar fotovoltaica y modelos matemáticos de ajuste, cierta experiencia con equipos informáticos, acceso a material adicional relacionado con el tema para la mayor comprensión (tesis doctorales, proyectos previos, estudios similares, etc), y personal cualificado para la supervisión del mismo. A continuación se especifican en detalle los requisitos establecidos.

7.2.1. Especificaciones de materiales y equipos.

Hardware

El hardware que se ha empleado ha sido un ordenador portátil con CORE de quinta generación y 2 núcleos. Así mismo, se ha utilizado un iPad Pro de 2 generación con 6 núcleos con el que se ha complementado los resultados obtenidos. Al tratarse de simulaciones de corta duración no ha sido necesario conectar el ordenador a una estación de cálculo.

Software.

Los programas utilizados para la elaboración de este proyecto han sido:

- Sigmaplot 10.0.
- Matlab con *toolbox* de *curve fitting*.
- PDF reader.
- Notepad++.
- Statgraphics 10.0.
- Microsoft excel.
- Microsoft Powerpoint.
- Microsoft ONE NOTE.

Conexión a internet

La conexión a internet es imprescindible para el correcto desarrollo de este tipo de proyectos que consisten en lanzar simulaciones de manera constante. La *toolbox* implementada en Matlab denominada *curve fitting* necesita de conexión a internet para encontrar los parámetros de ajuste a los modelos matemáticos utilizados. Además, tanto Statgraphics que se utilizó en primer lugar, a través del portal Polilabs de la Universidad Politécnica de Valencia y que finalmente fue utilizado con licencia, como Sigmaplot, necesitan también de conexión a internet.

También es necesaria dicha conexión para la continua búsqueda bibliográfica en internet, descarga de artículos, foros de ayuda, comunicación vía email con la Doctora y el Doctor que han supervisado este proyecto final de grado. Finalmente, dado que se ha utilizado un editor de LaTeX online, una buena conexión a internet es requerida para la realización del presente informe.

Conocimientos previos.

Se necesita cierta información enfocada a la ingeniería: energía solar fotovoltaica, química, física de la energía, modelos de regresión lineal y no lineales. En este caso, una formación

relacionada con la energía solar fotovoltaica así como estudios enfocados en el modelado de la potencia de las plantas fotovoltaicas de silicio amorfo es deseable.

Se recomienda tener predisposición, cierta autonomía, capacidad analítica y de síntesis, paciencia y perseverancia.

Conocimientos informáticos.

En el ámbito de la simulación es necesario estar familiarizado con ciertas herramientas que ayudarán a cumplir los objetivos y a solventar problemas de manera más rápida y eficiente. El total desconocimiento de los programas informáticos arriba mencionados puede causar un desarrollo lento y tedioso del proyecto dado el nivel de exigencia que entraña. Se recomienda un aprendizaje concurrente y un proceder multitarea para no generar cuellos de botella.

Material adicional.

Se necesita acceso a documentos específicos del tema a tratar debido a la complejidad del mismo. Se recomienda que el usuario tenga conocimientos de otros idiomas, principalmente inglés ya que gran parte de este material se encontrará escrito en esta lengua. Manejar la bibliografía con cierta soltura será un factor clave para el avance del proyecto.

Supervisión.

La supervisora encargada de la dirección del proyecto deberá tener experiencia demostrada y contrastada en la ejecución de proyectos de estudio de materiales, sobre todo referidos al silicio amorfo en la fabricación de plantas fotovoltaicas. Además, un porcentaje importante (al menos un 90 %) de dichos proyectos deberán haber sido llevados a cabo de forma satisfactoria tanto en lo que se refiere a plazos, presupuesto, cumplimiento de las especificaciones y aceptación por parte del cliente.

Capítulo 8

Presupuesto

Este documento muestra los costes que ha supuesto la realización del proyecto “ESTABILIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS QUE CARACTERIZAN LA EFICIENCIA DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS DE SILICIO AMORFO BAJO CONDICIONES REALES DE FUNCIONAMIENTO”. A lo largo de este capítulo se presentan los gastos de material, software, personal y de oficina. Los precios aplicados a los grupos de coste corresponden a tarifas legales vigentes, habiéndose realizado, en caso de necesidad, estimaciones coherentes. El trabajo realizado en el presente proyecto está destinado a investigaciones internas del DIMM, es por ello que no es necesario incluir el Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA). Aún así, el presupuesto se mostrará incluyendo los gastos generales, beneficio económico e IVA.

El coste de amortización se calcula como:

$$a = \frac{VC - VR}{n} \quad (8.1)$$

$$t_h = \frac{a}{h} \quad (8.2)$$

Donde,

- **VC**: valor de compra, en euros.
- **VR**: valor residual al cabo del periodo de amortización, en euros.
- **n**: período de amortización, en años.
- t_h : tasa horaria, en euros/hora.
- **h**: horas trabajadas al año.

Los precios unitarios correspondientes al personal se calcula como:

$$\frac{\text{horas trabajadas}}{\text{año}} = \left(\frac{\text{sem}}{\text{año}} - \frac{\text{sem}_{\text{vacaciones_festivo}}}{\text{año}} \right) \frac{\text{horas trabajadas}}{\text{sem}} \quad (8.3)$$

8.1. Costes a tener en cuenta.

A continuación, se muestran los recursos que han sido necesarios para el correcto funcionamiento del presente proyecto de fin de carrera:

Conjunto de equipos informáticos y software.

Descripción	Unidades
Ordenador portátil HP ENVY-15	1
iPad Pro 2018 256 GB	1
Apple pencil 2. ^a Generación	1
Teclado Magic Keyboard 2	1
Ratón convencional	2
Licencia Sigmaplot	1
Licencia Matlab	1
Licencia Statgraphics	1
Licencia Microsoft Office 2019	1

Conjunto de elementos de motorización para la recogida de datos de ambas placas fotovoltaicas.

Descripción	Unidades
Fuente alimentacion	2
Entrada analógica para irradiancia	1
Medición string	13
Sonda temperatura ambiente	1
Sonda temperatura fotovoltaica	1
Sonda irradiancia mV	1
Protector sobetensiones RS485	1
Servidor web con memoria y router	1
Envolvente	1

Montaje e instalación del equipo informático.

Descripción	Unidades
Ordenador portátil HP	1
Técnico informático	1

Instalación de software específico.

Descripción	Unidades
Statgraphics	1
Sigmaplot	1
Matlab	1
Microsoft Office 2019	1
Técnico informático	1

Personal específico para el desarrollo del proyecto.

Descripción	Unidades
Doctor de la Universidad	2

Material de oficina.

Descripción	Unidades
Ratón convencional	2
Libreta de apuntes	1
Lápices y bolígrafos	1
Folios	1

8.2. Desglose de costes unitarios.**8.2.1. Coste de material y software unitario.****Equipo informático.**

- Portátil. Se ha estimado un valor residual del 20 % y un periodo de amortización de 5 años.

$$a = \frac{900 - 180}{5} = 144 \quad (8.4)$$

$$t_h = \frac{144}{1840} = 0,078 \frac{\text{euros}}{\text{hora}} \quad (8.5)$$

- Tablet. Se ha estimado un valor residual del 20 % y un periodo de amortización de 5 años.

$$a = \frac{1250 - 250}{5} = 200 \quad (8.6)$$

$$t_h = \frac{200}{1840} = 0,108 \frac{\text{euros}}{\text{hora}} \quad (8.7)$$

- Ratón convencional. Se ha estimado un valor de 20 euros por unidad.
- Lápiz inteligente. Se ha estimado un valor residual de 20 % y un periodo de amortización de 2 años.

$$a = \frac{139 - 27,8}{5} = 22,24 \quad (8.8)$$

$$t_h = \frac{22,24}{1840} = 0,0121 \frac{\text{euros}}{\text{hora}} \quad (8.9)$$

- Teclado inalámbrico. Se ha estimado un valor de 70 euros por unidad.

Software.

El coste anual de los software se consideran amortizados en ese año de licencia y sin valor residual.

- **Licencia Sigmaplot.** El valor de una licencia estándar anual es de 2.777 euros.

$$t_h = \frac{2777}{1840} = 1,51 \frac{\text{euros}}{\text{hora}} \quad (8.10)$$

- **Licencia Matlab.** El valor de una licencia estándar anual es de 1.523 euros.

$$t_h = \frac{1523}{1840} = 0,83 \frac{\text{euros}}{\text{hora}} \quad (8.11)$$

- **Licencia Statgraphics.** El valor de una licencia estándar anual es de 649,41 euros.

$$t_h = \frac{649,41}{1840} = 0,353 \frac{\text{euros}}{\text{hora}} \quad (8.12)$$

- **Licencia Microsoft Office 2019.** El valor de una licencia estándar anual es de 115 euros.

$$t_h = \frac{115}{1840} = 0,0625 \frac{\text{euros}}{\text{hora}} \quad (8.13)$$

8.2.2. Coste de personal cualificado unitario.

El coste asociado a la Doctora de la Universidad se ha estimado en base al estudio realizado por la Universidad Politécnica de Valencia sobre complementos retributivos autonómicos y a los méritos de investigación.

$$\text{Salario bruto anual} = 32000 \frac{\text{euros}}{\text{mes}} \quad (8.14)$$

$$\text{Coste horario} = \frac{32000}{1840} = 17,39 \frac{\text{euros}}{\text{hora}} \quad (8.15)$$

El coste asociado al técnico informático es el siguiente:

$$\text{Salario bruto anual} = 18000 \frac{\text{euros}}{\text{mes}} \quad (8.16)$$

$$\text{Coste horario} = \frac{18000}{1840} = 9,78 \frac{\text{euros}}{\text{hora}} \quad (8.17)$$

8.2.3. Coste de monotorización.

El coste de monotorización de los datos de las placas fotovoltaicas ETSID y NEXUS aparece en la siguiente tabla:

Descripción	Unidades	Coste unidad (€)	Coste total (€)
Fuente alimentacion	2	72,7	145,4
Entrada analógica para irradiancia	1	285,3	285,3
Medición string	13	20	260
Sonda temperatura ambiente	1	46,32	46,32
Sonda temperatura fotovoltaica	1	93,6	93,6
Sonda irradiancia mV	1	20	20
Protector sobetensiones RS485	1	117,68	117,68
Servidor web con memoria y router	1	859,9	859,9
Envolvente	1	400	400

8.2.4. Coste de material de oficina.

Dentro de estos costes se incluyen materiales de oficina necesarios para la realización del estudio.

- Libreta para apuntes (3,5 euros).
- Lápices y bolígrafos (5 euros).
- Paquete de folios (5 euros).
- Disco duro externo 1 TB (70 euros).

8.3. Presupuesto total.

Finalmente, se adjuntan dos tablas que se han estimado oportunas para definir el presupuesto del trabajo. Dicho presupuesto presenta una apariencia reducida, dadas las características del proyecto llevado a cabo. Las partes que se presentan son: el cuadro de precios simples, el cuadro de precios descompuestos, el resumen del presupuesto por capítulos y el presupuesto final.

Descripción del recurso	Cantidad	Precio	Importe
Mano de obra			
Técnico informático	4	9,78	39,12
Doctor	80	17,39	1391,2
Total			1430,32 €
Maquinaria			
Ordenador portátil	500	0,078	39
Tablet	200	0,108	21,6
Lápiz inteligente	150	0,0121	1,815
Total			62,41 €
Material			
Disco duro externo 1TB	1	70	70
Material de oficina	1	53,5	53,5
Licencia Sigmaplot	150	1,51	226,5
Licencia Statgraphics	150	0,353	52,95
Licencia Matlab	100	0,83	83
Licencia Microsoft Office	180	0,0625	11,25
Total			497,2 €
Coste monotorización			
Monotorización	1	2228,2	2228,2
Total			2228,2 €
Total recursos			4218,13 €

Tabla 8.1: Presupuesto desglosado.

El coste total del presupuesto con el I.V.A aplicado es:

TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL	4218,13 €
13 % Gastos Generales	632,72
6 % Beneficio Industrial	253,08
TOTAL EJECUCIÓN POR CONTRATA	5103,94 €
21 % I.V.A	1071,828
TOTAL PRESUPUESTO C/IVA	6175,77 €

Tabla 8.2: Presupuesto total con I.V.A.

El presupuesto proyectado asciende a la expresada cantidad de:

SEIS MIL CIENTO SETENTA Y CINCO CON SETENTA Y SIETE.

Capítulo 9

Planos

Los esquemas eléctricos pertenecientes a las dos plantas fotovoltaicas empleadas para el desarrollo del presente Proyecto de Fin de Grado son los que aparecen en las Figuras 9.1 y 9.2.

El diagrama eléctrico de la planta ETSID representa todos los elementos de la instalación. En el sector “1” es donde se realiza el conexionado en paralelo de las ramas mientras que en el sector “2” se hace el conexionado del polo negativo a la tierra de la instalación eléctrica

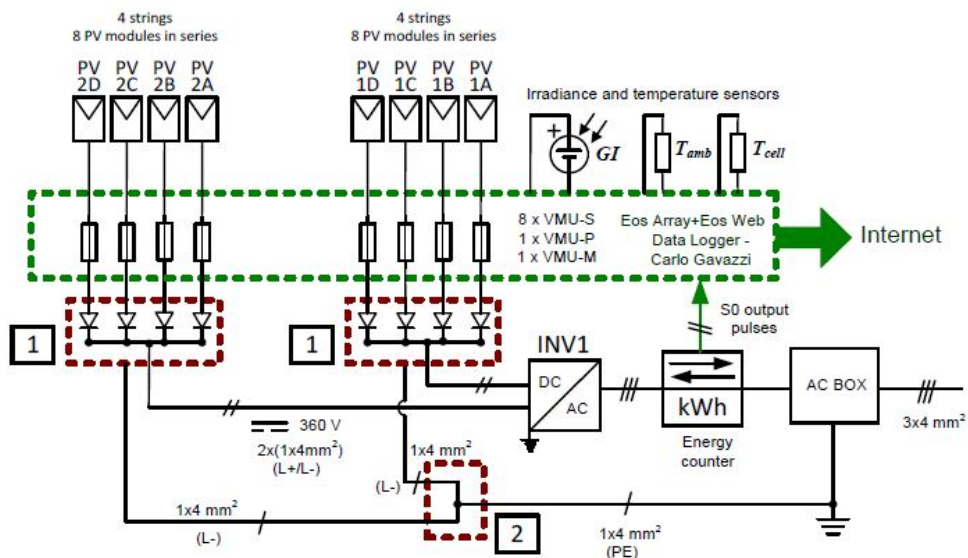


Figura 9.1: Esquema eléctrico unifilar planta fotovoltaica ETSID.

El diagrama eléctrico correspondiente a la instalación NEXUS dispone de diodos y fusibles de protección para cada *string*. También está constituido por un interruptor magnetotérmico y un diferencial que protegen contra las subidas de tensión y corriente.

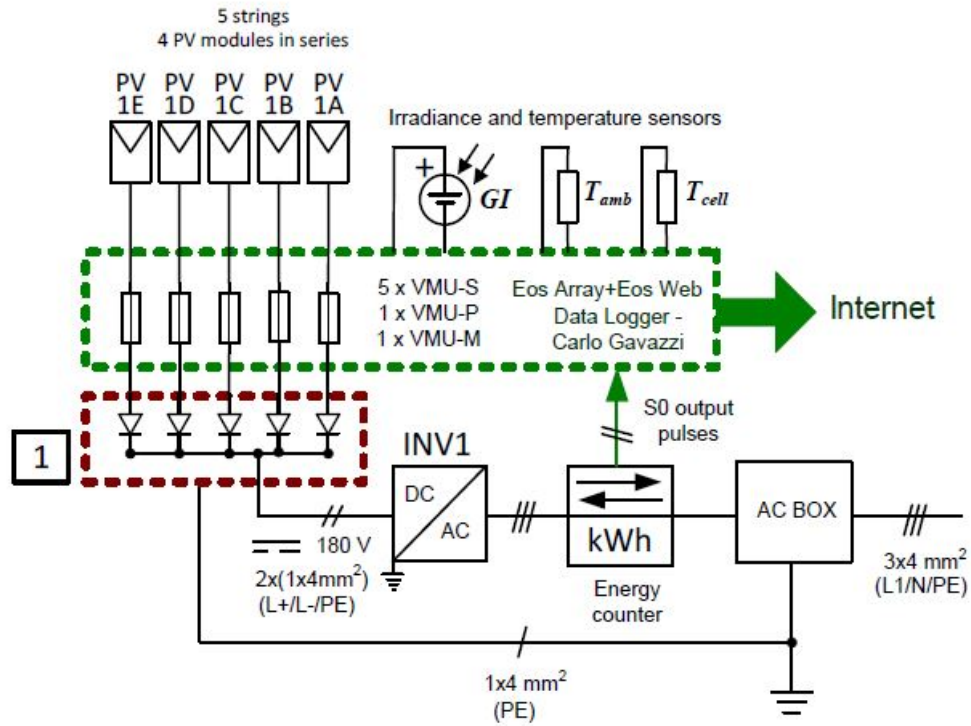


Figura 9.2: Esquema eléctrico unifilar planta fotovoltaica NEXUS.

Anexo A

Ajustes estadísticos

En el presente Anexo se presentan los ajustes realizados en el Capítulo 4 del presente estudio. Diversos autores han correlacionado la potencia de salida de una célula fotovoltaica con el tiempo de funcionamiento de esta. Este Anexo se propone con el objetivo de poder establecer una comparativa entre los distintos tipos de ajustes matemáticos complementando la bibliografía existente.

Los siguientes ajustes han sido realizados para las plantas fotovoltaicas ETSID y NEXUS: Inversa de “Y”, Exponencial, Raíz cuadrada de “Y”, Logarítmico-“Y” Raíz Cuadrada-“X”, Inversa-“Y” Raíz Cuadrada-“X”, Raíz cuadrada de “X”, Lineal, Cuadrado-“Y” Raíz Cuadrada-“X”, Inversa-“Y” Log-“X”, Cuadrado-“Y” Log-“X”, Log-“Y” Cuadrado-“X”, Multiplicativa, Raíz Cuadrada-“X” Cuadrado-“X”, Inversa-“Y”, Log-“X”, Cuadrado de “X”, Cuadrado Doble, Cuadrado-“Y”, Inversa de “X”, Inversa de “X”, Raíz Cuadrada-“Y” Inversa de “X”, Curva S y Doble Inverso. Además, se han probado también ajustes polinómicos de grados 4, 5 y 6.

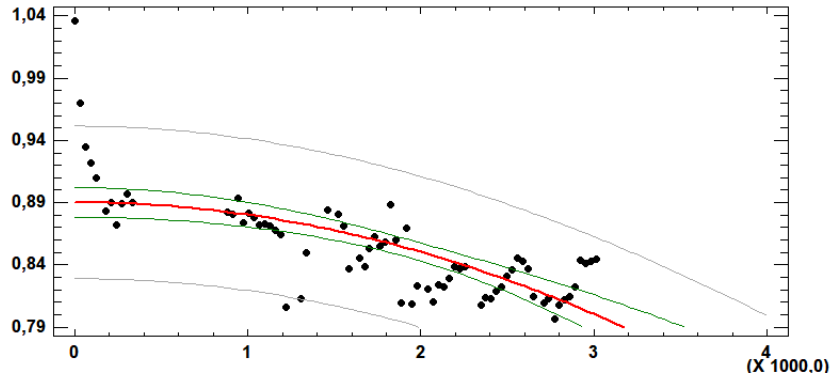
En los ajustes anteriores, las magnitudes representadas en el eje “X” corresponden con el tiempo medido en días desde la primera exposición a la luz solar de las plantas fotovoltaicas hasta el último valor recogido por el sistema de monotorización. Mientras que el valor representado por el eje “Y” corresponde al valor $P_{MPP_STC_pu}$.

Se incluye las figuras representando el ajuste, el valor de ajuste de la función R^2 (en %) y la ecuación del ajuste. Para simplificar el apartado, los valores de los parámetros X e Y son los comentados anteriormente:

- **X**: número de días.
- **Y**: $P_{MPP_STC_pu}$.

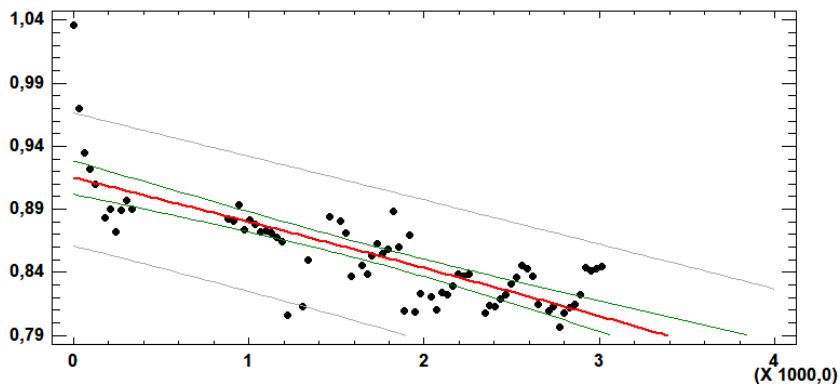
Ajustes planta fotovoltaica ETSID

Ajuste “Cuadrado de X”.



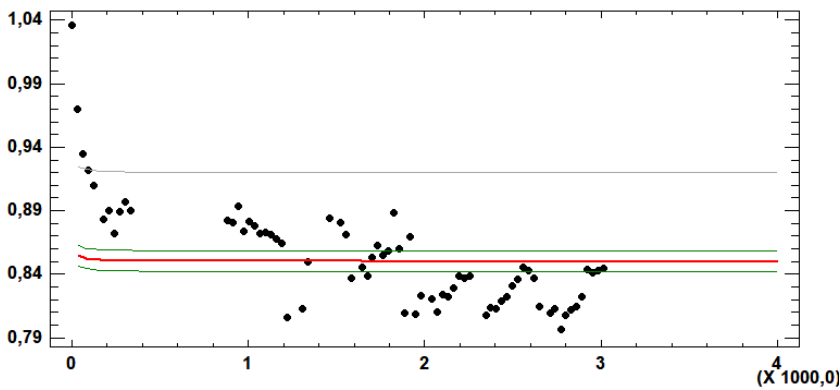
$$y = 0,8902 - 9,9683 \cdot 10^9 x^2 \quad | \quad R^2 = 46,71 \tag{A.1}$$

Ajuste “Cuadrado de Y”.



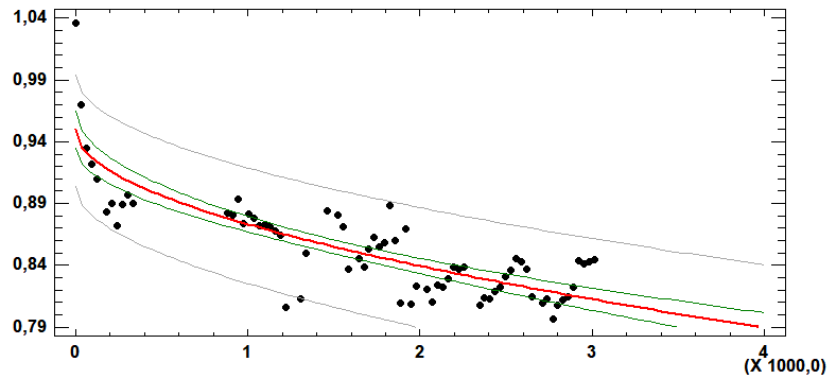
$$y = \sqrt{0,8375 - 0,00006x} \quad | \quad R^2 = 59,42 \tag{A.2}$$

Ajuste “Cuadrado-Y Inversa-X”.



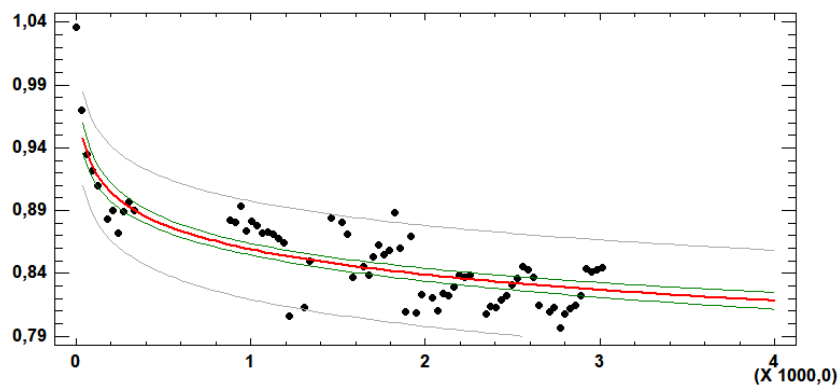
$$y = \left(0,9219 + \frac{0,0995}{x} \right)^2 \quad | \quad R^2 = 34,66 \tag{A.3}$$

Ajuste “Cuadrado-Y Raíz-X”.



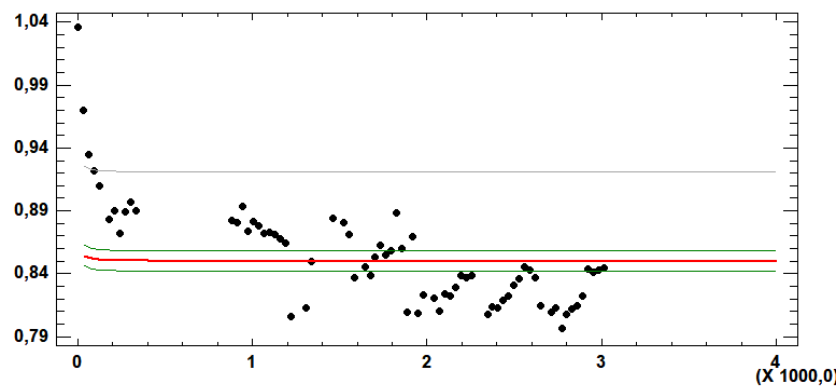
$$y = \sqrt{0,9022 - 0,0044\sqrt{x}} \quad | \quad R^2 = 69,45 \tag{A.4}$$

Ajuste “Cuadrado-Y Log-X”.



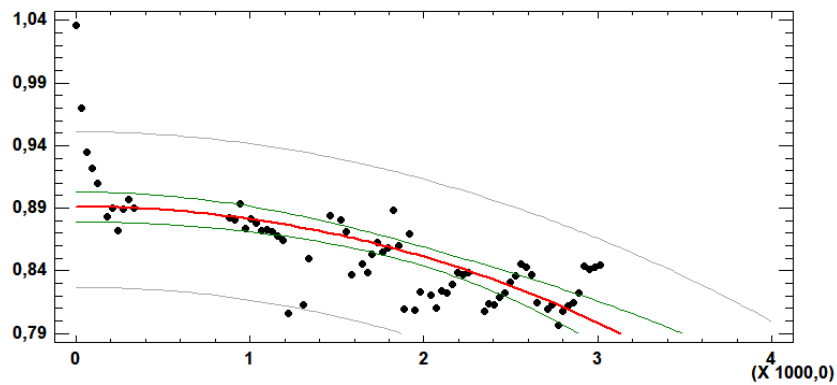
$$y = \sqrt{1,0818 - 0,0497\ln(x)} \quad | \quad R^2 = 79,15 \tag{A.5}$$

Ajuste “Curva S”.



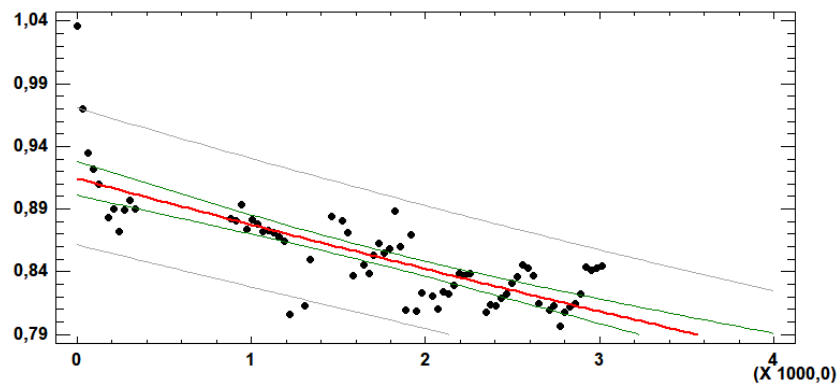
$$y = \exp\left(-0,1628 + \frac{0,2061}{x}\right) \quad | \quad R^2 = 27,59 \tag{A.6}$$

Ajuste “Doble cuadrado”.



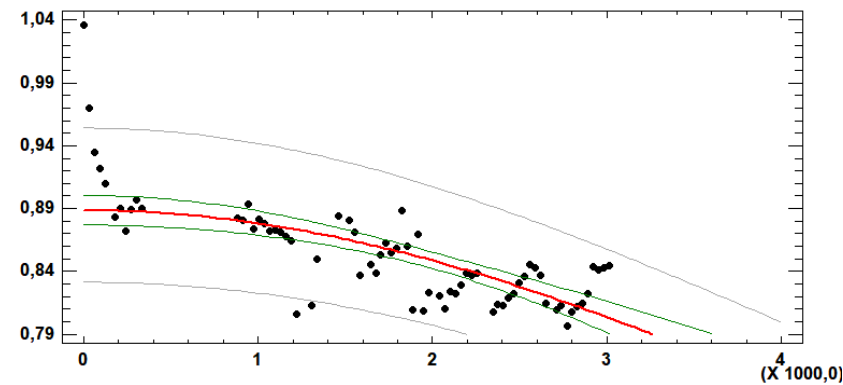
$$y = \sqrt{0,7941 - 1,737 \cdot 10^{-8}x^2} \quad | \quad R^2 = 45,07 \tag{A.7}$$

Ajuste “Exponencial”.



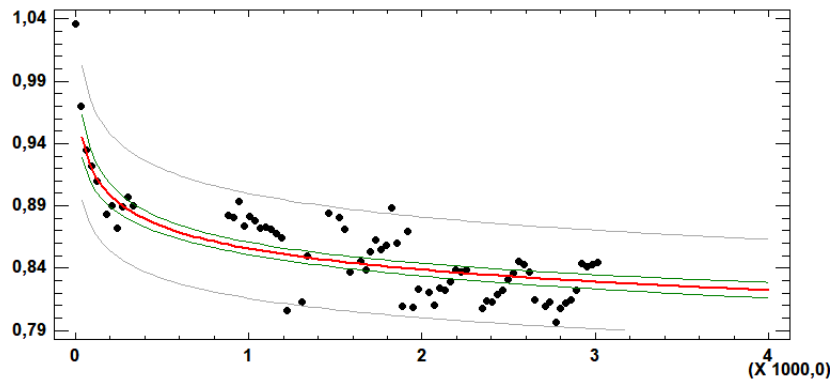
$$y = \exp(-0,0895 - 0,000041x) \quad | \quad R^2 = 61,81 \tag{A.8}$$

Ajuste “Inversa-Y Cuadrado-X”.



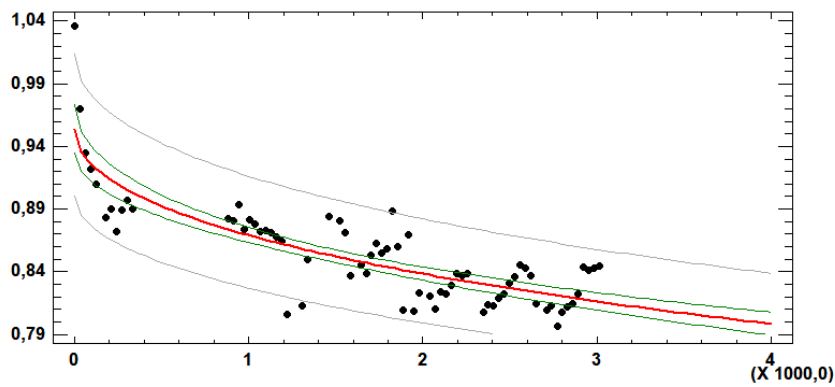
$$y = \frac{1}{1,1254 + 1,3223 \cdot 10^{-8}x^2} \quad | \quad R^2 = 49,21 \tag{A.9}$$

Ajuste “Inversa-Y Log-X”.



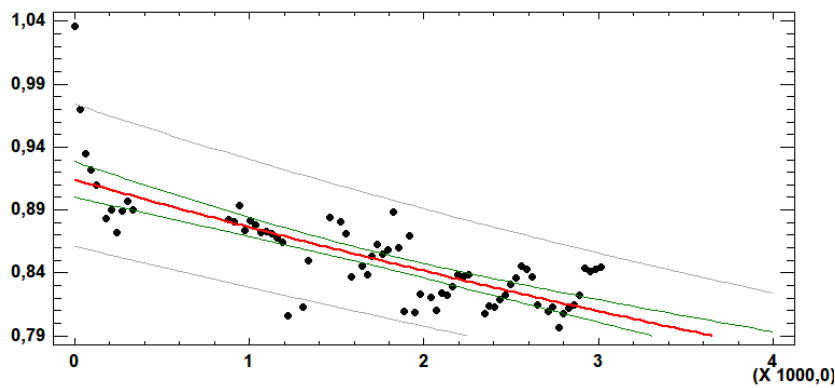
$$y = \frac{1}{0,9306 + 0,0344\ln(x)} \quad | \quad R^2 = 71,46 \quad (A.10)$$

Ajuste “Inversa-Y Raíz-X”.



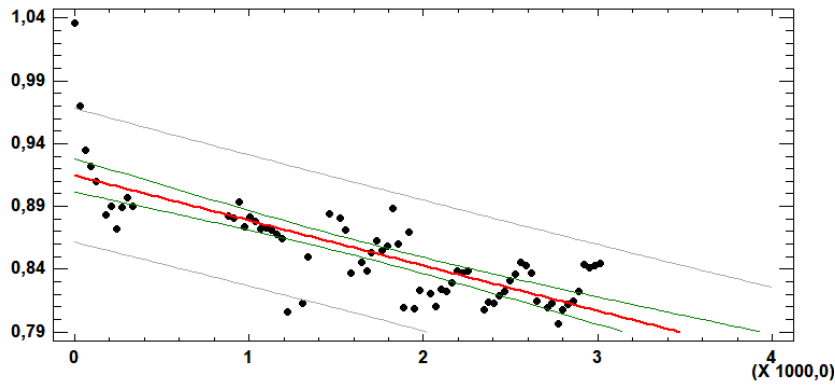
$$y = \frac{1}{1,0484 + 0,0032\sqrt{x}} \quad | \quad R^2 = 69,84 \quad (A.11)$$

Ajuste “Inverso-Y”.



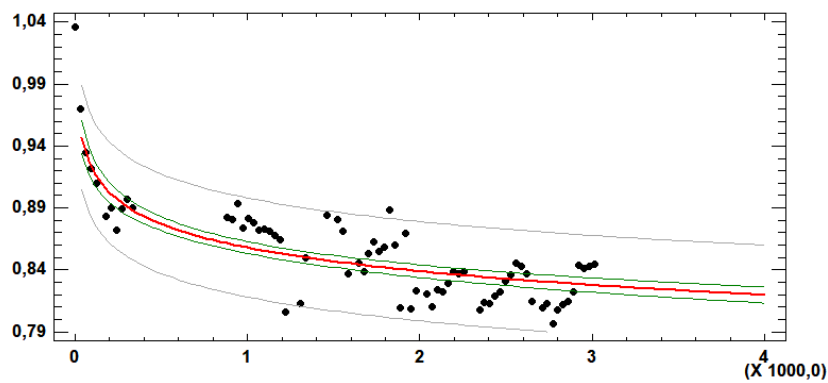
$$y = \frac{1}{1,0939 + 0,000047x} \quad | \quad R^2 = 62,5 \quad (A.12)$$

Ajuste “Lineal”.



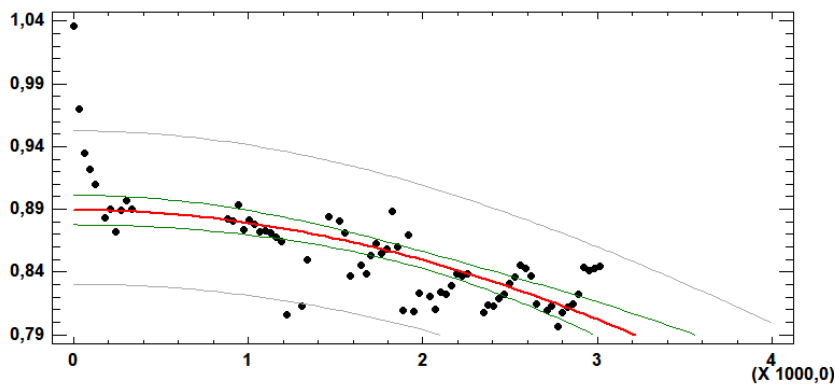
$$y = 0,9147 - 0,000036x \quad | \quad R^2 = 60,79 \tag{A.13}$$

Ajuste “Log X”.



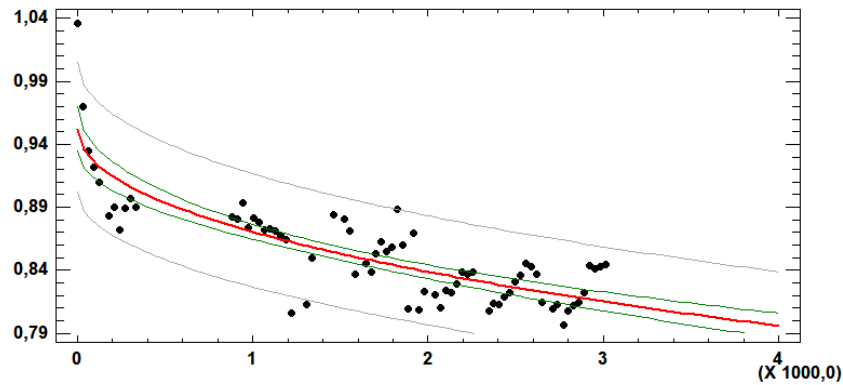
$$y = 1,04879 - 0,0276\ln(x) \quad | \quad R^2 = 76,77 \tag{A.14}$$

Ajuste “Log-X Cuadrado-X”.



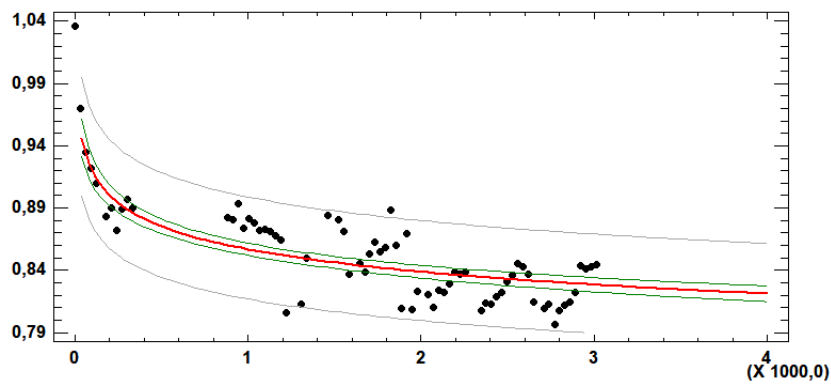
$$y = \exp(-0,1172 - 1,1468 \cdot 10^{-8}x^2) \quad | \quad R^2 = 45,07 \tag{A.15}$$

Ajuste “Log-Y Raíz-X”.



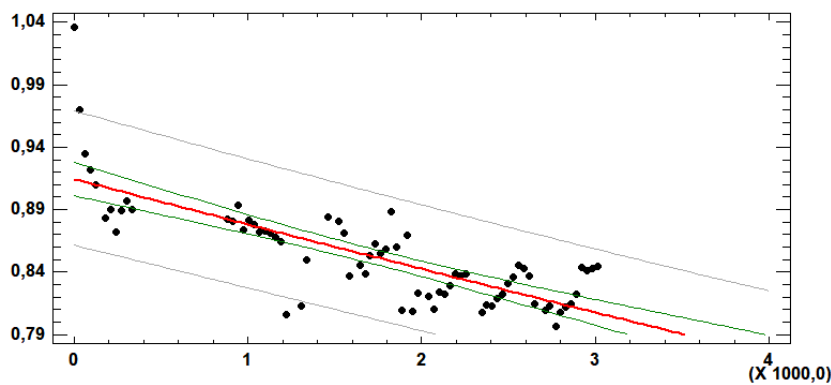
$$y = \exp(-0,049 - 0,00283\sqrt{x}) \quad | \quad R^2 = 69,84 \quad (A.16)$$

Ajuste “Multiplicativa”.



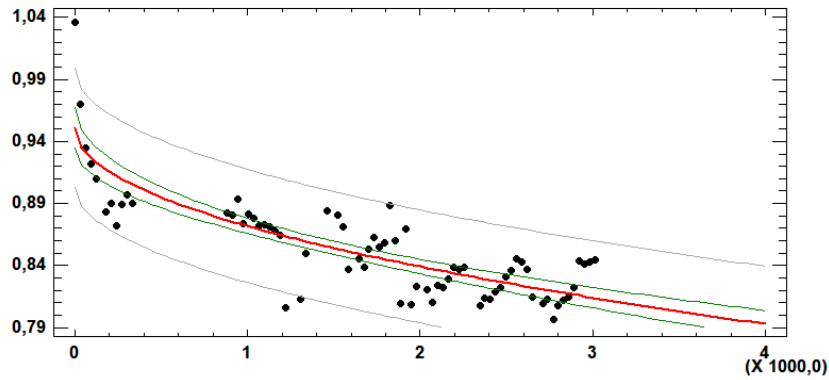
$$y = \exp(0,0581 - 0,0307\ln(x)) \quad | \quad R^2 = 74,19 \quad (A.17)$$

Ajuste “Raíz cuadrada de Y”.



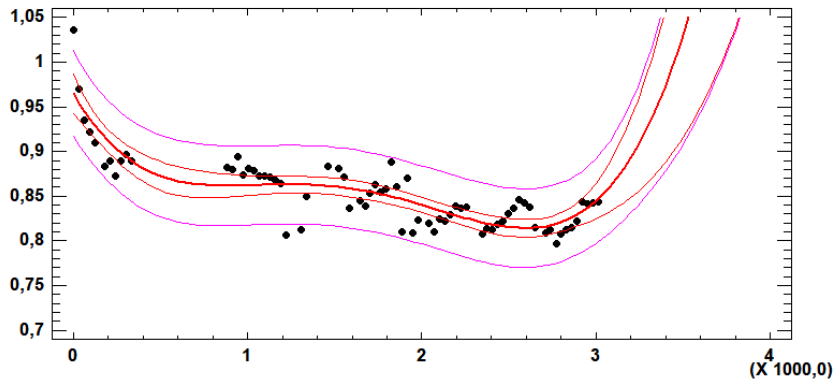
$$y = (0,9563 - 0,000019x)^2 \quad | \quad R^2 = 61,34 \quad (A.18)$$

Ajuste “Raíz cuadrada de X”.



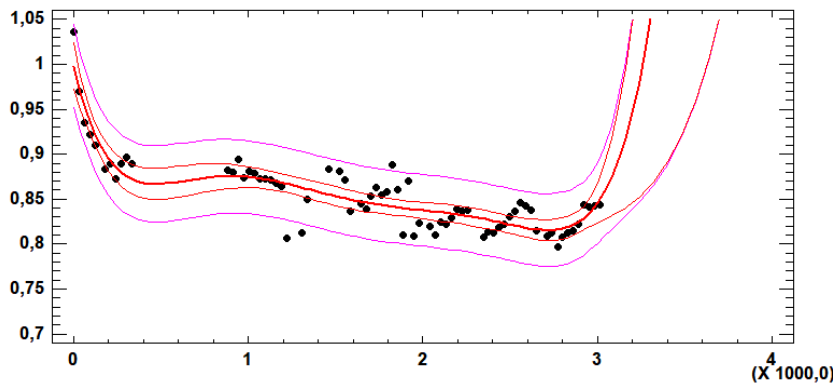
$$y = 0,9508 - 0,0024\sqrt{x} \quad | \quad R^2 = 69,94 \tag{A.19}$$

Ajuste “Polinomio grado 4”.



$$y = 0,9649 - 0,00033x + 3,8729 \cdot 10^{-7}x^2 - 1,8329 \cdot 10^{-10}x^3 + 2,9023 \cdot 10^{-14}x^4 \quad | \quad R^2 = 74,14 \tag{A.20}$$

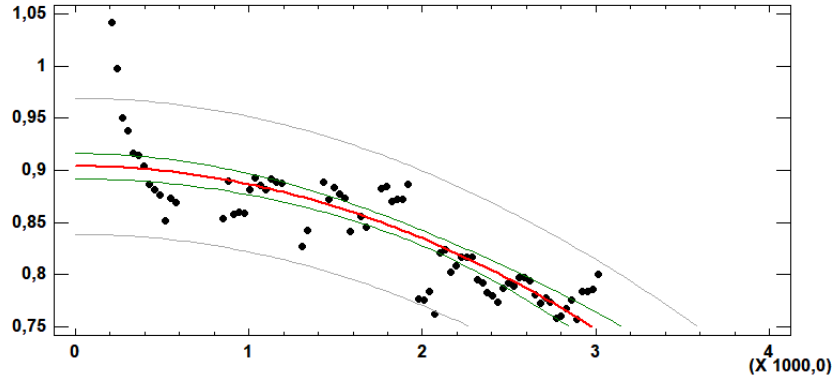
Ajuste “Polinomio grado 6”.



$$y = 0,998 - 0,0008x + 1,8 \cdot 10^{-6}x^2 - 1,993 \cdot 10^{-9}x^3 + 1,0649 \cdot 10^{-12}x^4 - 2,796 \cdot 10^{-16}x^5 + 2,875 \cdot 10^{-20}x^6 \quad | \quad R^2 = 77 \tag{A.21}$$

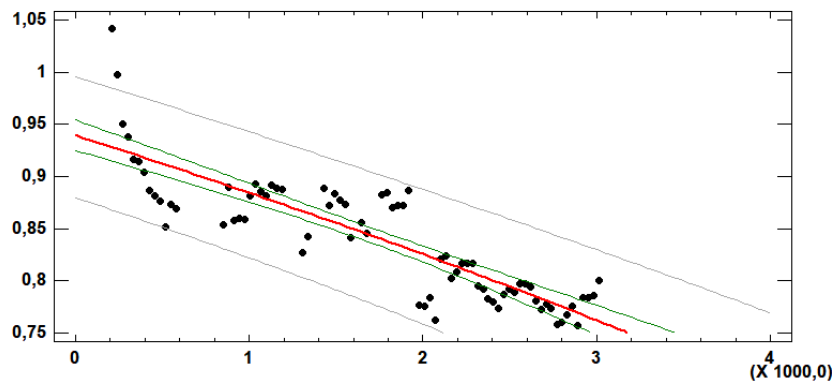
Ajustes planta fotovoltaica NEXUS

Ajuste “Cuadrado de X”.



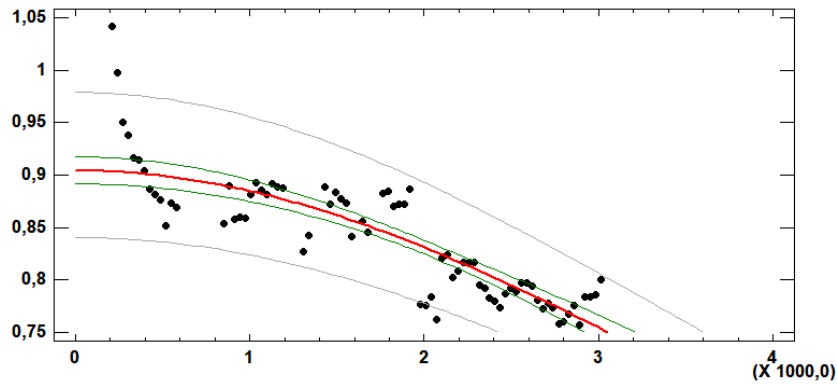
$$y = 0,9039 - 1,7347 \cdot 10^8 x^2 \quad | \quad R^2 = 69,86 \tag{A.22}$$

Ajuste “Cuadrado de Y”.



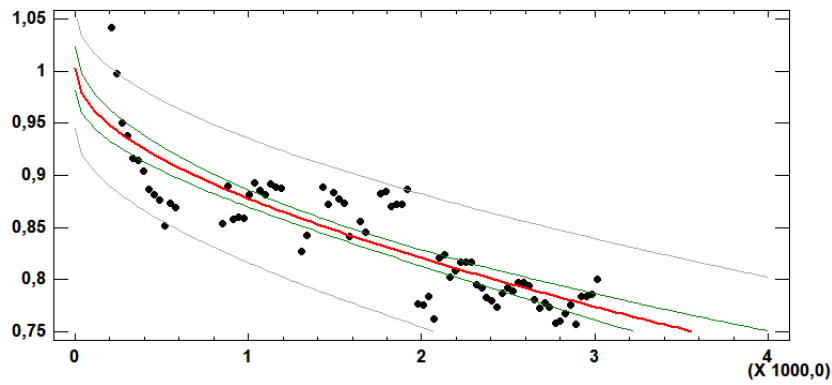
$$y = \sqrt{0,8831 - 0,0001x} \quad | \quad R^2 = 72,56 \tag{A.23}$$

Ajuste “Cuadrado-Y Inversa-X”.



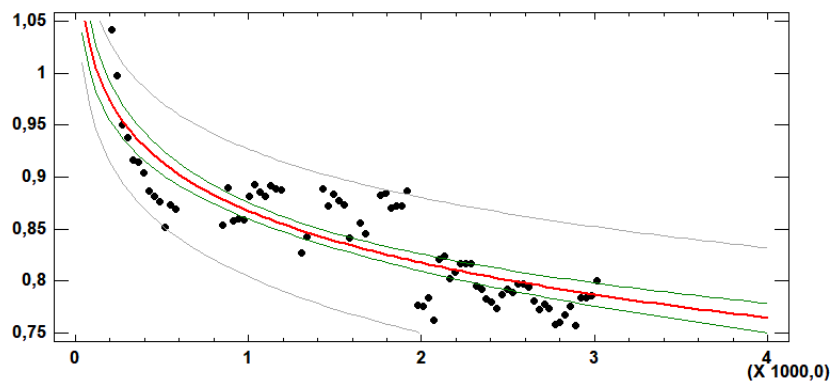
$$y = \frac{1}{1,1057 + 2,4449 \cdot 10^{-8}x^2} \quad | \quad R^2 = 65,69 \tag{A.24}$$

Ajuste “Cuadrado-Y Raíz-X”.



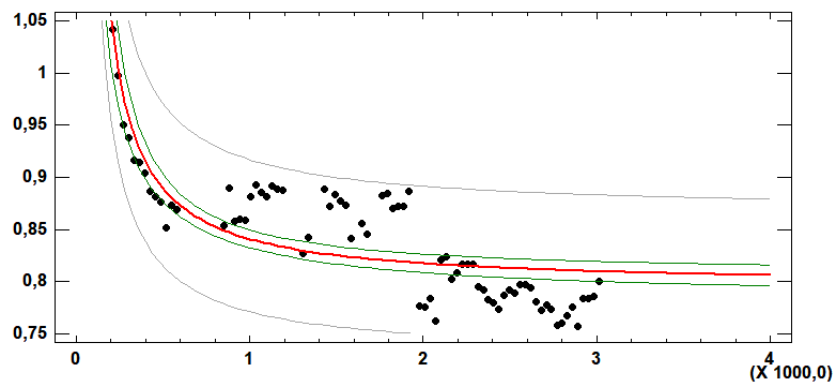
$$y = \sqrt{1,0052 - 0,0074\sqrt{x}} \quad | \quad R^2 = 73,52 \quad (A.25)$$

Ajuste “Cuadrado-Y Log-X”.



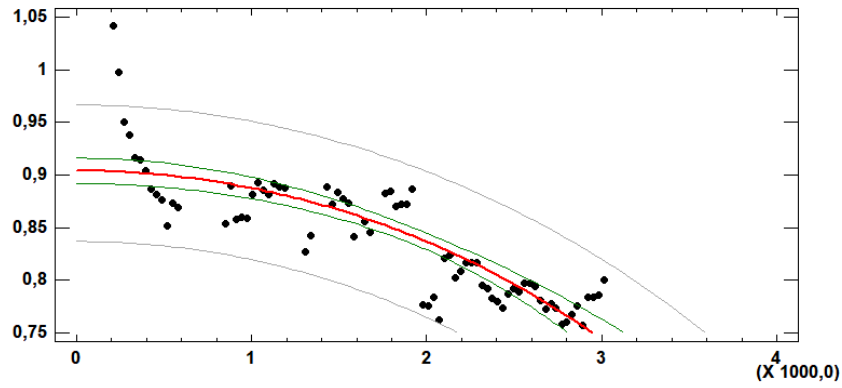
$$y = \sqrt{1,5923 - 0,1215\ln(x)} \quad | \quad R^2 = 72,6 \quad (A.26)$$

Ajuste “Curva S”.



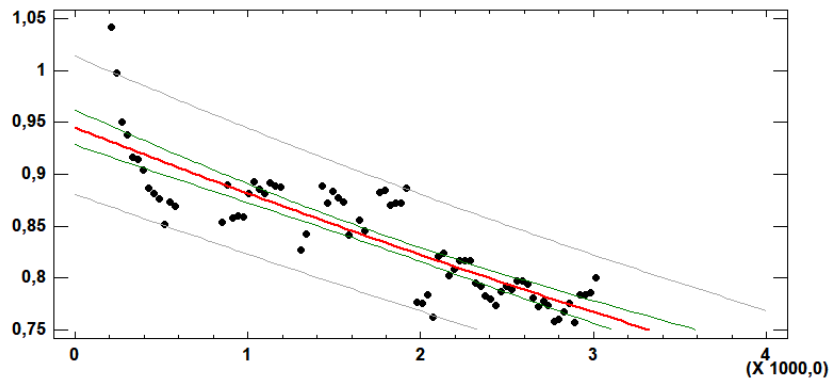
$$y = \exp\left(-0,23 + \frac{56,494}{x}\right) \quad | \quad R^2 = 60,3 \quad (A.27)$$

Ajuste “Doble cuadrado”.



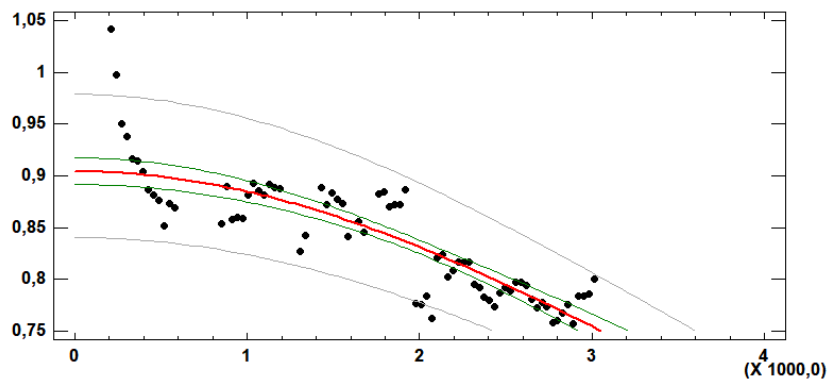
$$y = \sqrt{0,8173 - 2,937 \cdot 10^{-8}x^2} \quad | \quad R^2 = 67,42 \quad (A.28)$$

Ajuste “Exponencial”.



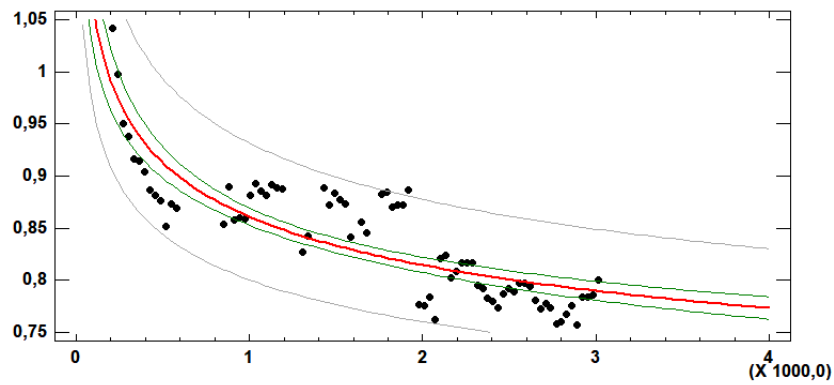
$$y = \exp(-0,056 - 0,000069x) \quad | \quad R^2 = 75,18 \quad (A.29)$$

Ajuste “Inversa-Y Cuadrado-X”.



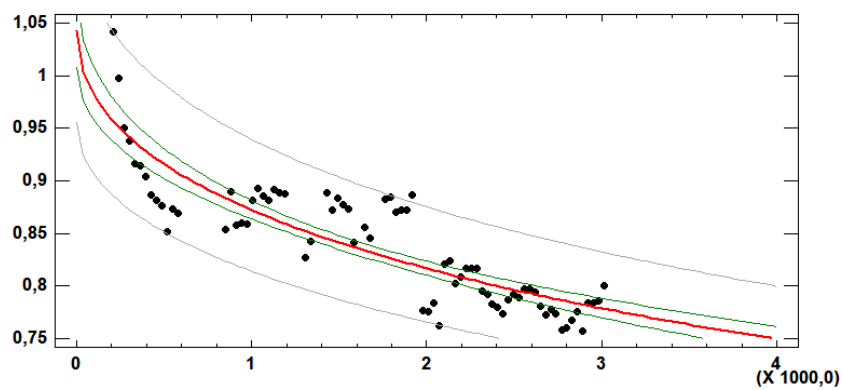
$$y = \frac{1}{1,1057 + 2,444 \cdot 10^{-8}x^2} \quad | \quad R^2 = 73,46 \quad (A.30)$$

Ajuste “Inversa-Y Log-X”.



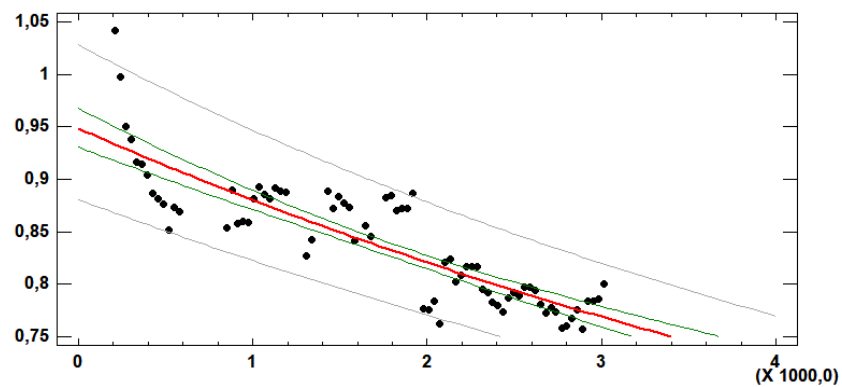
$$y = \frac{1}{0,502 + 0,0954 \ln(x)} \quad | \quad R^2 = 70,91 \quad (A.31)$$

Ajuste “Inversa-Y Raíz-X”.



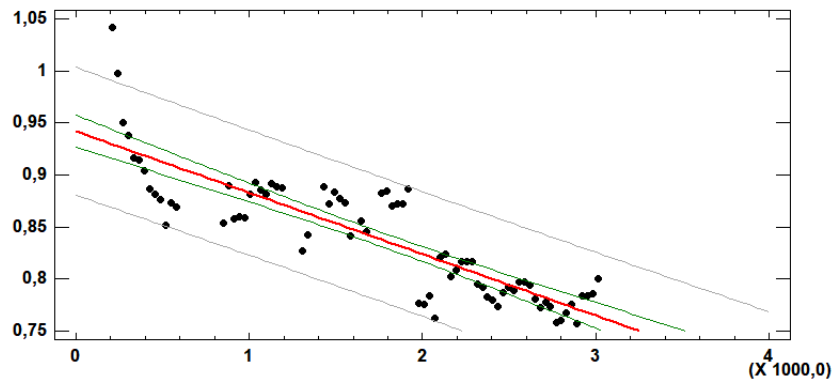
$$y = \frac{1}{0,9582 + 0,0059 \sqrt{x}} \quad | \quad R^2 = 74,4 \quad (A.32)$$

Ajuste “Inverso-Y”.



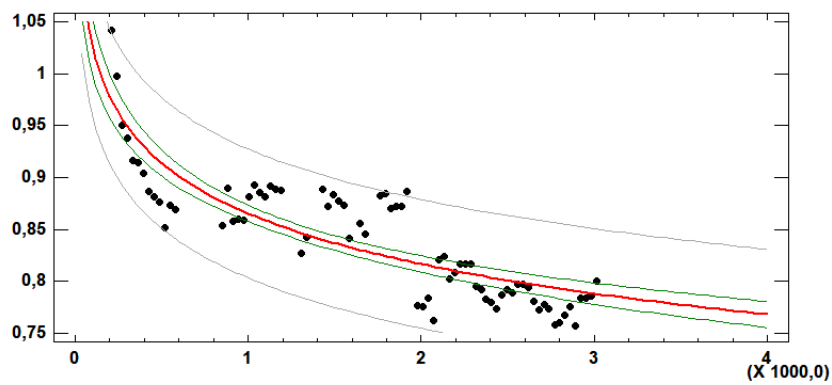
$$y = \frac{1}{1,0539 + 0,000082x} \quad | \quad R^2 = 75,86 \quad (A.33)$$

Ajuste “Lineal”.



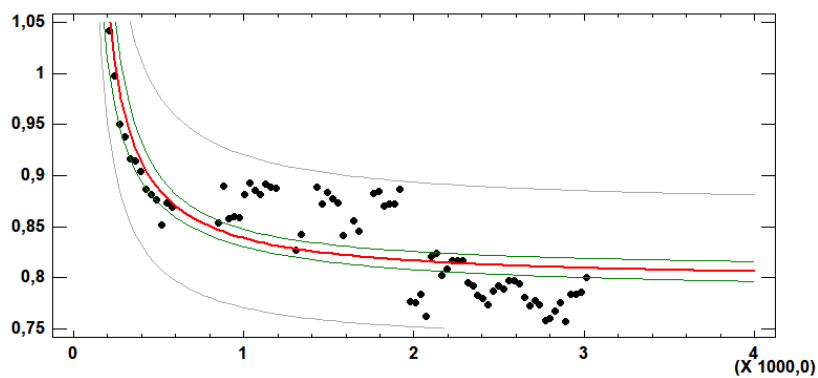
$$y = 0,9421 - 0,000059x \quad | \quad R^2 = 74,09 \quad (A.34)$$

Ajuste “Log X”.



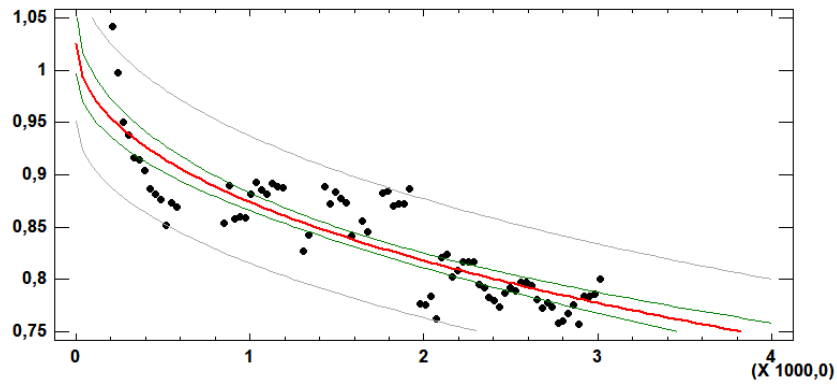
$$y = 1,3511 - 0,0703 \ln(x) \quad | \quad R^2 = 72,21 \quad (A.35)$$

Ajuste “Doble inverso”.



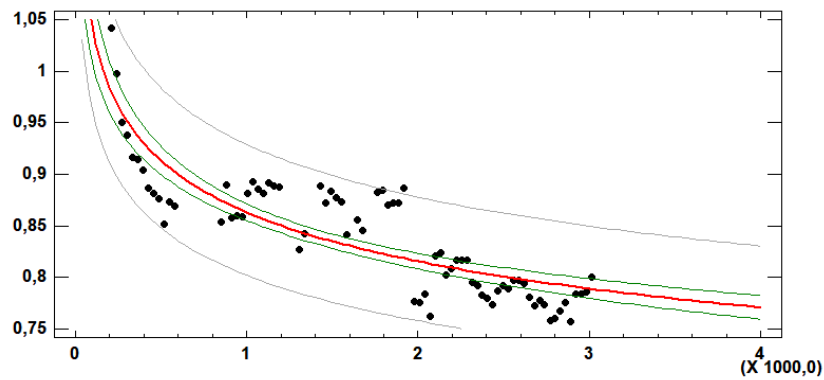
$$y = \frac{1}{\left(1,2572 - \frac{64,8866}{x}\right)} \quad | \quad R^2 = 57,51 \quad (A.36)$$

Ajuste “Log-Y Raíz-X”.



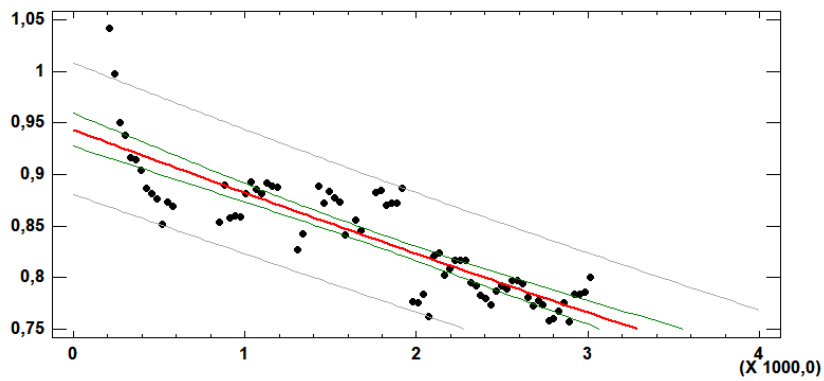
$$y = \exp(-0,0255 - 0,0051\sqrt{x}) \quad | \quad R^2 = 74,48 \quad (A.37)$$

Ajuste “Multiplicativa”.



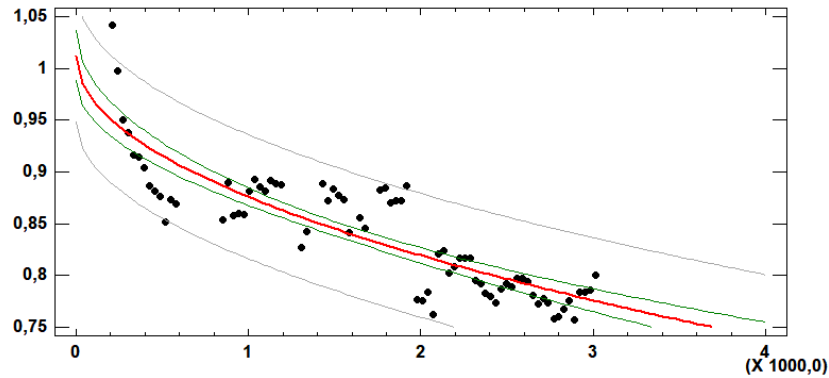
$$y = \exp(0,4176 - 0,08178\ln(x)) \quad | \quad R^2 = 71,47 \quad (A.38)$$

Ajuste “Raíz cuadrada de Y”.



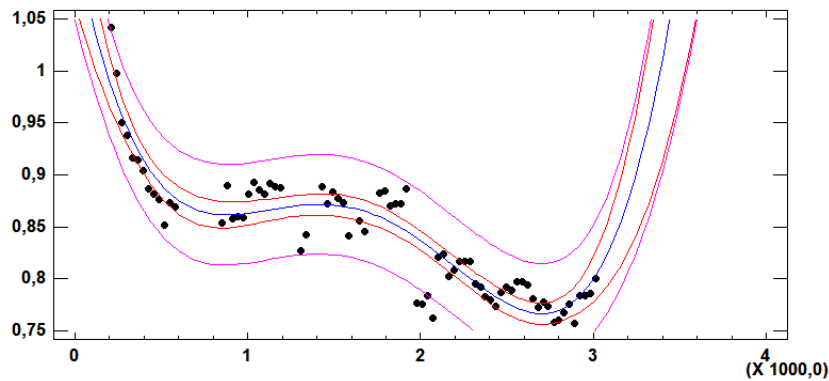
$$y = (0,97134 - 0,000032x)^2 \quad | \quad R^2 = 74,69 \quad (A.39)$$

Ajuste “Raíz cuadrada de X”.



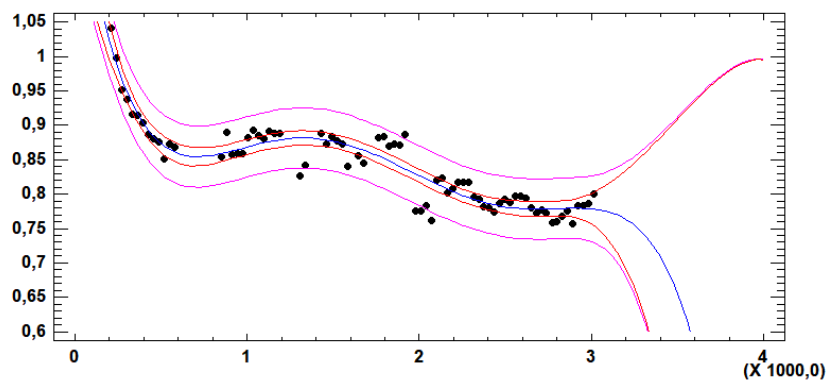
$$y = 1,0127 - 0,0043\sqrt{x} \quad | \quad R^2 = 74,21 \quad (A.40)$$

Ajuste “Polinomio grado 4’.



$$y = 1,1239 - 0,00088x + 9,257 \cdot 10^{-7}x^2 - 4,151 \cdot 10^{-10}x^3 + 6,2381 \cdot 10^{-14}x^4 \quad | \quad R^2 = 84,69 \quad (A.41)$$

Ajuste “Polinomio grado 5”.



$$y = 1,282 - 0,0016x + 2,4 \cdot 10^{-6}x^2 - 1,512 \cdot 10^{-9}x^3 + 4,287 \cdot 10^{-136}x^4 - 4,485 \cdot 10^{-17}x^5 \quad | \quad R^2 = 87,6 \quad (A.42)$$

Bibliografía

- [1] Energía y sociedad, (n.d.). www.energiaysociedad.es/manenergia/1-1-energia-y-sociedad/
- [2] MERCEDES PARDO, Energía y sociedad: la transición energética hacia las energías renovables, (2001).
- [3] ¿Cuáles son las consecuencias del malgasto energético?, 2020. www.lineaverdeceutatrace.com/lv/guias-buenas-practicas-ambientales/energia/cuales-son-las-consecuencias-del-malgasto-de-energia/
- [4] IAN TISEO, Total CO2 emisiones in OECD Europe in 2016 by sector, (2020). www.statista.com/statistics/206115/total-oecd-europe-carbon-dioxide-emissions-by-sector
- [5] DANIEL WILKINSON, LUCIANA TÉLLEZ CHÁVEZ, Cuál podría ser el impacto de la COVID-19 en la crisis climática, (2020). www.hrw.org/es/news/2020/04/22/cual-podria-ser-el-impacto-de-la-covid-19-en-la-crisis-climatica/
- [6] El impacto del COVID-19 en los planes de transición energética, (2020). www.bbva.com/es/el-impacto-del-covid-19-en-los-planes-de-transicion-energetica/
- [7] ¿Qué es el mix energético?, (n.d.). descubrelaenergia.fundaciondescubre.es/2013/09/11/que-es-el-mix-energetico/
- [8] IAN TISEO, Statistical Review Of World Energy, (2019). www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html
- [9] La energía eólica en el segundo puesto del mix europeo, (2017). www.grupoindustria.com/la-energia-eolica-segundo-puesto-del-mix-europeo/
- [10] El consumo energético en España creció un 1,8 % durante el pasado año., (2019). www.interempresas.net/Estaciones-servicio/Articulos/251773-El-consumo-energetico-en-Espana-crecio-un-1-8-por-ciento-durante-el-pasado-ano/
- [11] IVAN KOMUSANAC, DANIEL FRAILE, GUY BRINDLEY, Wind energy in Europe in 2018. Trends and statistics, (2019).
- [12] Historia de la energía solar. (n.d.). solar-energia.net/que-es-energia-solar/historia
- [13] C. BREYER, A. GERLACH, Global Overview on Grid-Parity Event Dynamics, Prog. Res. Appl. 21 (2013) 121–136. doi:10.4229/25thEUPVSEC2010-6CV.4.11.

- [14] R.M.M. VICTORIA, Siete gráficos para ponerse al día en fotovoltaica - La marea (2019). www.lamarea.com/2014/12/22/siete-graficos-para-ponerse-al-dia-en-fotovoltaica/
- [15] Acuerdo de París. (2020). es.wikipedia.org/wiki/Acuerdo_de_Paris
- [16] JORGE ENRIQUE ZAFRILLA RODRÍGUEZ, GUADALUPE ARCE GONZÁLEZ, CARMEN CÓRCOLES FUENTES, NURIA GÓMEZ SANZ, LUIS ANTONIO LÓPEZ SANTIAGO, FABIO MONSALVE SERRANO, MÁNGELES TOBARRA GÓMEZ, El desarrollo actual de la energía solar fotovoltaica en España. (2018).
- [17] España lideró el crecimiento del sector fotovoltaico europeo en 2019 (2020). <http://energetica21.com/noticia/espana-lidero-el-crecimiento-del-sector-fotovoltaico-europeo-en-2019>
- [18] Energía solar fotovoltaica (2020). [https://es.wikipedia.org/wiki/Energ](https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar_fotovoltaica)
- [19] Avión solar: funcionamiento, prototipos... (n.d.). <https://avatarenergia.com/avion-solar/>
- [20] ¿Cuál es el futuro de la energía solar? Próximos pasos. (2019). <http://lpsingenieria.com/el-futuro-de-la-energia-solar-estaciones-espaciales/>
- [21] Energía solar en el espacio. (2017). <http://www.saclimafotovoltaica.com/energia-solar-en-el-espacio/>
- [22] Diferencia entre efecto fotoeléctrico y efecto fotovoltaico, (2020). <https://www.helioesfera.com/diferencia-entre-efecto-fotoelectrico-y-efecto-fotovoltaico/>
- [23] MÉNDEZ, J. & CUERVO, R, Energía solar fotovoltaica., (2007).
- [24] JUAN FRANCISCO RAMOS RODRÍGUEZ, Instalación solar fotovoltaica aislada para colegio infantil., (2015).
- [25] Radiación directa, difusa y reflejada, (2014). <https://pedrojhernandez.com/2014/03/08/radiacion-directa-difusa-y-reflejada/>
- [26] Masa de aire, (2019). <https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/2-propiedades-de-la-luz-del-sol/masa-de-aire>
- [27] URRESTA, E.F., Diseño, construcción y simulación de un desalinizador solar térmico modular de agua de mar para el laboratorio de energías alternativas y eficiencia energética, con una capacidad diaria promedio de cuatro litros. , (2013).
- [28] S. SU, T. LIU, Y. WANG, X. CHEN, J. WANG, J. CHEN, Performance optimization analyses and parametric design criteria of a dye-sensitized solar cell thermoelectric hybrid device, (2014). doi:10.1016/j.apenergy.2014.01.048.
- [29] M.L. BUSTAMANTE, G. GAUSTAD, Challenges in assessment of clean energy supply-chains based on byproduct minerals: A case study of tellurium use in thin film photovoltaics, (2014). doi:10.1016/j.apenergy.2014.01.065.
- [30] K. MENOUI, D. CHEMISANA, J.I. ROSELL, Life Cycle Assessment of a Building Integrated Concentrated Photovoltaic scheme., (2013). doi:10.1016/j.apenergy.2013.05.037.
- [31] Best Research-Cell Efficiency, (2016). <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>

- [32] F. MANZANO-AGUGLIARO, A. ALCAYDE, F.G. MONTOYA, A. ZAPATA-SIERRA, C. GIL, Scientific production of renewable energies worldwide: An overview, *Renew. Sustain*, (2013). doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.10.020>.
- [33] T.M. RAZYKOV, C.S. FERKIDES, D. MOREL, E. STEFANAKOS, H.S. ULLAL, H.M. UPADHYAYA, Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects, *Sol. Energy*, (2011). doi:[10.1016/j.solener.2010.12.002](https://doi.org/10.1016/j.solener.2010.12.002).
- [34] ORIOL PLANAS Eficiencia Solar, (2015). <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/eficiencia-solar>
- [35] CARLOS MATEO GUERRERO, Cinética de la estabilización inducida por la luz y comportamiento estacional en paneles fotovoltaicos de silicio amorfo bajo condiciones reales de funcionamiento, (2017).
- [36] Método *Czochralski* o Pulling, (n.d.). <https://www2.uned.es/cristamine/gemas/sintesis/chojral.htm>
- [37] Crecimiento de semiconductores, (n.d.). <http://electronica.ugr.es/amroldan>
- [38] RAÚL GERMAN CORDERO Tipos de paneles solares, (n.d.). https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/tipos/Tipos_de_Paneles_Solares
- [39] MARINA CELADA CARMONA, Paneles fotovoltaicos: paneles de células tándem, (2018). <https://blogs.upm.es/innovaqr/asignatura/energias-renovables/paneles-fotovoltaicos-paneles-de-celulas-tandem/>
- [40] PEDRO SANCHO ÁLVAREZ Diseño de una instalación solar fotovoltaica de 1,1 MWp conectada a red de media tensión, (2018).
- [41] C.MATEO, M.A. HERNÁNDEZ-FENOLLOSA, Á.MONTERO, S.SEGUÍ-CHILET, Analysis of initial stabilization of cell efficiency in amorphous silicon photovoltaic modules under real outdoor conditions, (2018).
- [42] La curva de intensidad-voltaje y la de potencia-voltaje de un panel solar. El papel del regulador de carga., (2018). <https://juanfrancisco207.wordpress.com/2015/03/23/caracteristicas-electricas-de-los-paneles-fotovoltaicos/>
- [43] VICTOR SAN MIGUEL ALBURQUERQUE, Adaptación a la integración en edificios de los procedimientos de determinación de la temperatura de los módulos fotovoltaicos en centrales, (2018).
- [44] GONZÁLEZ, J. A., CALERO PÉREZ, R., COLMENAR SANTOS, A., CASTRO GIL, M.-A., & COLLADO FERNÁNDEZ, E., Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables, (2013).
- [45] T. IKEGAMI, T. MAEZONO, F. NAKANISHI, Y. YAMAGATA, K. EBIHARA, Estimation of equivalent circuit parameters of PV module and its application to optimal operation of PV system, (2001). doi:[10.1016/S0927-0248\(00\)00307-X](https://doi.org/10.1016/S0927-0248(00)00307-X).
- [46] F. KOHLER, T. ZIMMERMANN, S. MUTHMANN, A. GORDIJN, R. CARIUS, Structural order and staebler-wronski effect in hydrogenated amorphous silicon films and solar cells, (2014). doi:[10.1109/JPHOTOV.2013.2287911](https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2013.2287911).

- [47] H. FRITZSCHE, Development in understanding and controlling the Staebler-Wronski Effect in a-Si H, (2001). doi:10.1146/annurev.matsci.31.1.47.
- [48] T. SHIMIZU, Staebler-Wronski Effect in Hydrogenated Amorphous Silicon and Related Alloy Films, (2004). doi:10.1143/JJAP.43.3257.
- [49] D.L. STAEBLER, C.R. WRONSKI, Reversible conductivity changes in discharge-produced amorphous Si, (1977). doi:10.1063/1.89674.
- [50] Enemigos de la fotovoltaica - Efecto LID, (2020). <https://www.amara-e.com/efecto-lid-fotovoltaica/>
- [51] M.Z. HUSSIN, S. SHAARI, A.M. OMAR, Z.M. ZAIN, Amorphous silicon thin-film: Behaviour of light-induced degradation, (2015). doi:10.1016/j.rser.2014.10.093.
- [52] M.A. MUÑOZ-GARCÍA, O. MARIN, M.C. ALONSO-GARCÍA, F. CHENLO, Characterization of thin film PV modules under standard test conditions: Results of indoor and outdoor measurements and the effects of sunlight exposure, (2012).doi:10.1016/j.solener.2012.07.015.
- [53] M.A. MUNOZ, M.C. ALONSO-GARCÍA, N. VELA, F. CHENLO, Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions, (2011). doi:10.1016/j.solener.2011.06.011.
- [54] M.A. MUNOZ, F. CHENLO, M.C. ALONSO-GARCÍA, Influence of initial power stabilization over crystalline-Si photovoltaic modules maximum power, Prog. Photovoltaics, (2011). doi:10.1002/pip.1052.
- [55] G. Makrides, B. Zinsser, A. Phinikarides, M. Schubert, G.E. Georghiou, Temperature and thermal annealing effects on different photovoltaic technologies, (2012). doi:10.1016/j.renene.2011.11.046.
- [56] Lifei Yang, XiaoleiWu, Xin Shen, Xuegong Yu, Deren Yang, Investigating the Effect of Thermal Annealing Process on the Photovoltaic Performance of the Graphene-Silicon Solar Cell, (2015).
- [57] K. Wilken, F.Finger, V.Smirnov, Annealing effects in low temperature amorphous silicon flexible solar cells, (2015).
- [58] M. Nikolaeva-Dimitrova, R.P. Kenny, E.D. Dunlop, Controlled conditioning of a-Si:H thin film modules for efficiency prediction, (2008). doi:10.1016/j.tsf.2007.12.059.
- [59] ¿Qué es la Hora Solar Pico (HSP), para qué sirve y cómo calcularlo?, (2018). <https://www.efimarket.com/blog/la-hora-solar-pico-hsp-sirve-calcularlo/>
- [60] R. Rütther, J. Livingstone, Seasonal variations in amorphous silicon solar module outputs and thin film characteristics, (1995). doi:10.1016/0927-0248(94)00165-O.
- [61] Y. Uchida, H. Sakai, Light Induced Effects in a-Si:H Films and Solar Cells, (1986).p. Vol.170.
- [62] J. Merten, J. Andreu, Clear separation of seasonal effects on the performance of amorphous silicon solar modules by outdoor I /V -measurements, (2018). doi:10.1016/S0927-0248(97)00263-8.
- [63] Edgar Imaz Placas solares, ¿cómo evaluar su calidad y rendimiento?, (2018). <https://sotysolar.es/placas-solares/rendimiento>

- [64] K.M. Gottschalg R, Betts TR, Infield D, Experimental investigation of spectral effects on amorphous silicon solar cells in outdoor operation. Conf. 2002. Conf. Rec. Twenty-Ninth IEEE (2002).
- [65] D.C. JA, Comparison of energy production and performance from flat-plate photovoltaic module technologies deployed at fixed tilt. 29th IEEE PVSC. IEEE(2002).
- [66] A. Phinikarides, G. Makrides, B. Zinsser, M. Schubert, G.E. Georghiou, Analysis of photovoltaic system performance time series: Seasonality and performance loss, (2015).doi:10.1016/j.renene.2014.11.091.
- [67] E. Skoplaki, J. a. Palyvosr, On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations, Sol. Energy, (2009).doi:10.1016/j.solener.2008.10.008.
- [68] D.G. Lorente, S. Pedrazzi, G. Zini, A. Dalla Rosa, P. Tartarini, Mismatch losses in PV power plants, (2014).doi:10.1016/j.solener.2013.11.026.
- [69] J.A. Mazer, An introduction to crystalline photovoltaic technology, (1997).
- [70] T. Al Hanai, R.B. Hashim, L. El Chaar, L.A. Lamont, Environmental effects on a grid connected 900 W photovoltaic thin-film amorphous silicon system, Renew. Energy, (2011).doi:10.1016/j.renene.2010.06.010.
- [71] D.T. Lobera, S. Valkealahti, Mismatch losses in PV power generators caused by partial shading due to clouds, (2013).4th IEEE Int. Symp. Power Electron. Distrib. Gener. Syst. PEDG 2013 - Conf. Proc., IEEE Computer Society, 2013.
- [72] C. Radue, E.E. van Dyk, A comparison of degradation in three amorphous silicon PV module technologies, (2010). doi:10.1016/j.solmat.2009.12.009.
- [73] E. Caamano, E. Lorenzo, R. Zilles, Quality control of wide collections of PV modules: Lessons learned from the IES experience, (1999). doi:10.1002/(sici)1099-159x(199903/04)7:2;137::aid-pip249;3.0.co;2-c.
- [74] T. Strand, L. Mrig, R. Hansen, K. Emery, Technical evaluation of a dual-junction same-band-gap amorphous silicon photovoltaic system, (1996). doi:10.1016/0927-0248(95)00132-8.
- [75] IDAE, Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura, (2009).
- [76] S.A. Kalogirou, R. Agathokleous, G. Panayiotou, On-site PV characterization and the effect of soiling on their performance, (2013).doi:10.1016/j.energy.2012.12.018.
- [77] F.A. Mejia, J. Kleissl, Soiling losses for solar photovoltaic systems in California, (2013). doi:10.1016/j.solener.2013.06.028.
- [78] M. Quintana, D.L. King, Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules, (2002).n: Proc. 29th IEEE Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib., USA.
- [79] V. Sharma, S.S. Chandel, Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems: A review, (2013). doi:10.1016/j.rser.2013.07.046.
- [80] Y. D Goswami and F. Kreith, Principles of Solar Engineering, 2nd ed. New York, NY: Taylor Francis, (2000).

- [81] Miguel Ángel Maroto García, Módulos fotovoltaicos: análisis y estado de la técnica, (2017).
- [82] short Hills, N.J., The Bell System Technial Journal, (1922).
- [83] Asociación Lacedal, Curso sobre Diseño e Instalación de Sistemas de Energía Fotovoltaica, (2014).
- [84] S. A. Kalogirou, Solar Energy Engineering, Elsevier Inc, (2009).
- [85] Mariusz Prorok, Andrzej Dziedzic, Tadeusz Z'danowicz, Barbara Werner, Wlodzimierz Koldenny, Electrical modeling of cigs thin-film solar cells working in natural conditions., Elsevier, (2011).
- [86] Martin A. Green, Solar cells—Operating principles, technology and system applications, (1982).
- [87] Análisis estacional. València, (2020).
http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/vigilancia_clima/analisis_estacional
- [88] El clima promedio en Valencia, (2020). <https://es.weatherspark.com/y/42614/Clima-promedio-en-Valencia-Espa>
- [89] IDAE, Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Instalaciones Conectadas a Red, (2011).
- [90] Clara Laguna, Correlación y regrsión lineal, (n.d.).
- [91] S. Kichou, S. Silvestre, G. Nofuentes, M. Torres-Ramírez, A. Chouder, D. Guasch, Characterization of degradation and evaluation of model parameters of amorphous silicon photovoltaic modules under outdoor long term exposure, Energy, (2016). doi:10.1016/j.energy.2015.12.054.
- [92] W. J, S. K, W. KA, K. M., Stabilization processes and air mass influences for outdoor exposure of thin-film modules, (2011).
- [93] D.C. Jordan, S.R. Kurtz, Photovoltaic degradation rates - An Analytical Review, (2013). doi:10.1002/pip.1182.
- [94] Wikipedia, Analysis of variance, (n.d.). https://en.wikipedia.org/wiki/Analysis_of_variance.
- [95] Wikipedia, Función logística, (n.d.). https://es.wikipedia.org/wiki/Función_logística.
- [96] Wikipedia, Función sigmoide,(n.d.). https://es.wikipedia.org/wiki/Función_sigmoide.
- [97] C.H. Wong, A.K. Tsui, Forecasting life expectancy: Evidence from a new survival function, (2015). doi:10.1016/j.insmatheco.2015.08.006.
- [98] C. Bianca, L. Guerrini, On the Dalgaard-Strulik Model with Logistic Population Growth Rate and Delayed-Carrying Capacity, (2013). doi:10.1007/s10440-013-9800-0.
- [99] S. Sakanoue, Integration of logistic and kinetics equations of population growth, (2013). doi:10.1016/j.ecolmodel.2013.04.007.
- [100] Ndiaye, A., Charki, A., Kobi, A., Kébé, C. M. F., Ndiaye, P. A., Sambou, Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review., (2013). <https://doi.org/10.1016/j.solener.2013.07.005>

- [101] Eduardo Liz, Gonzalo Robledo, Sergei Trofimchuk, La conjetura de Wright: entre la distribución de los números primos y el crecimiento de la población, (2006).
- [102] Alberto Fernando Déboli, Métodos topológicos para algunas ecuaciones diferenciales funcionales resonantes no lineales., (2014).
- [103] Eric Avila, Gerardo Emilio García Almeida, Estabilidad local de ecuaciones diferenciales ordinarias con retardo y aplicaciones, (2010).
- [104] Eduardo Liz, Sobre ecuaciones diferenciales con retraso, dinámica de poblaciones y números primos, (2006), ISSN: 1887-1097.
- [105] Paul G. Gottschalk, John R. Dunn, The five-parameter logistic: A characterization and comparison with the four-parameter logistic, (2005).
- [106] Trust region, (2020). https://en.wikipedia.org/wiki/Trust_region
- [107] Real Decreto 488/1997 de 14 de abril sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de equipos que incluyan pantallas de visualización, (1997). <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1995-24292>.
- [108] Directiva 90/270/CEE del Consejo de 29 de mayo de 1990 referente a las disposiciones mínimas de seguridad y de salud relativas al trabajo con equipos que incluyen pantallas de visualización, (1990). <https://eur-lex.europa.eu/legalcontent/ES/ALL/?uri=celex:31990L0270>.