

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

Cinética de la saturación en células fotovoltaicas de silicio amorfo y posterior mejora en los procesos de estabilización inicial debido a la exposición a la radiación solar

Valencia, Junio de 2017

Doctorando:

D. Carlos Mateo Guerrero

Tesis dirigida por:

Dr. D. Salvador Seguí Chilet

Dra. Dña. M^a Ángeles Hernández-Fenollosa

Dr. D. Álvaro Montero Reguera

*A mi mujer, a mi familia, a mis directores,
y a toda la gente que me ha apoyado en el camino.*

RESUMEN

Vivimos en un mundo cada día más dependiente del consumo de energía. Esta situación se prevé insostenible en las próximas décadas a no ser que cambiemos el modelo energético sobre el que nuestra sociedad está construida. Recientemente y gracias a los grandes progresos que las tecnologías basadas en energías renovables (EERR) están demostrando, tenemos a nuestro alcance esta posibilidad. La energía solar fotovoltaica ha resultado ser uno de los recursos naturales más maduros y con mayor proyección de futuro, es limpia, inagotable y con gran potencial de uso y aplicaciones posibles.

Existen en el mercado actual varios tipos de tecnologías fotovoltaicas, entre ellas, la de silicio amorfo (a-Si:H), menos eficiente que las células convencionales de silicio policristalino pero con características muy interesantes, como la baja cantidad de silicio necesario para su fabricación y menor gasto energético para su elaboración, lo cual redundaría en un menor precio y menor impacto ambiental, también sus propiedades ópticas la hacen muy interesante para cierto tipo de aplicaciones como la integración en edificios. Debido a la baja implementación de paneles solares de silicio amorfo en el mercado, existen ciertas carencias a la hora de conocer su comportamiento en instalaciones expuestas a condiciones ambientales de trabajo.

La presente Tesis, realiza un estudio del ciclo de funcionamiento de dos plantas fotovoltaicas de a-Si:H. El estudio se desarrolla en dos etapas, en la primera, se estudia el fenómeno de la estabilización inducida por la luz (*LID*) debido al efecto Staebler-Wronski (*SWE*) y se compara con la bibliografía existente, proponiendo un nuevo modelo para describir este efecto. En la segunda etapa, el estudio de las plantas fotovoltaicas es continuado a partir del punto de su estabilización, con el interés de caracterizar el efecto cíclico estacional en la eficiencia, producido por las variaciones térmicas de templado, el *SWE* y el envejecimiento de la célula fotovoltaica.

Este estudio es de particular interés como herramienta para investigadores, ingenieros y diseñadores de sistemas fotovoltaicos, para poder conocer mejor y cuantificar los efectos de esta tecnología bajo condiciones reales de funcionamiento.

RESUM

Vivim en un món cada dia més depenent del consum d'energia. Aquesta situació es preveu insostenible en les pròximes dècades llevat que canviem el model energètic sobre el qual la nostra societat està construïda. Recentment i gràcies als grans progressos que les tecnologies basades en energies renovables (EERR) estan demostrant, tenim al nostre abast aquesta possibilitat. L'energia solar fotovoltaica ha resultat ser un dels recursos naturals més madurs i amb major projecció de futur, és neta, inesgotable i amb gran potencial d'ús i aplicacions possibles.

Existeixen al mercat actual diversos tipus de tecnologies fotovoltaïques, entre elles, la del silici amorf (a-Si:H), menys eficient que les cèl·lules convencionals de silici policristal·lí però amb característiques molt interessants, com la baixa quantitat de silici necessari per a la seua fabricació i menor despesa energètica per a la seua elaboració, la qual cosa redunda en un menor preu i menor impacte ambiental, també les seues propietats òptiques la fan molt interessant per a cert tipus d'aplicacions com la integració en edificis. A causa de la baixa implementació de panells solars de silici amorf al mercat, existeixen certes manques a l'hora de conèixer el seu comportament en instal·lacions exposades a condicions ambientals de treball.

La present Tesi, realitza un estudi del cicle de funcionament de dues plantes fotovoltaïques de a-Si:H. L'estudi es desenvolupa en dues etapes, en la primera, s'estudia el fenomen de l'estabilització induïda per la llum (LID) a causa de l'efecte Staebler-Wronski (SWE) i es compara amb la bibliografia existent, proposant un nou model per a descriure aquest efecte. En la segona etapa, l'estudi de les plantes fotovoltaïques és continuat a partir del punt de la seua estabilització, amb l'interès de caracteritzar l'efecte cíclic estacional en l'eficiència, produït per les variacions tèrmiques de temperat, el SWE i l'envelliment de la cèl·lula fotovoltaica.

Aquest estudi és de particular interès com a eina per a investigadors, enginyers i dissenyadors de sistemes fotovoltaïcs, per a poder conèixer millor i quantificar els efectes d'aquesta tecnologia sota condicions reals de funcionament.

ABSTRACT

We live in a highly dependent energy consumption world. This situation is expected to be unsustainable in the upcoming decades unless we change the energy model on which our society has been built. Recently and thanks to the great progress that technologies based on renewable energies (RE) are achieving, we have this possibility within our reach. Photovoltaic solar energy has proved to be one of the most mature and future-oriented natural resources, is clean, unlimited and has a great potential for use and possible applications.

There are several types of photovoltaic technologies in the market today, including amorphous silicon (a-Si:H), less efficient than conventional polycrystalline silicon cells, but with very interesting characteristics, such as the low amount of silicon needed for their manufacturing and less energy expenditure for its elaboration, which results in a lower price and lower environmental impact, also its optical properties make it very interesting for certain types of applications such as building integrations. Due to the low implementation of amorphous silicon solar panels in the market, there are some deficiencies in knowing their behavior in facilities exposed to real outdoors conditions.

The present thesis performs a study of the cycle of operation of two photovoltaic arrays of a-Si:H. The study is developed in two stages, in the first; we study the phenomenon of light-induced stabilization (LID) due to the Staebler-Wronski effect (SWE) and it is compared with existing literature, proposing a new model to describe this effect. In the second stage, the study of the photovoltaic plants is continued from the point of its stabilization, with the interest of characterizing the seasonal cyclic effect in the efficiency, produced by thermal variations of annealing, the SWE and the aging of the photovoltaic cells.

This study has a particular interest as a tool for researchers, engineers and photovoltaic system designers, to better understand and quantify the effects of this technology under real operating conditions.

Índice

Portada	0
Índice.....	12
Índice de Figuras	17
Índice de Tablas	22
Glosario de Símbolos	25
Glosario de acrónimos y abreviaturas	31
Sumario	36
Preámbulo: Motivación, marco y objetivos de la Tesis	42
Motivación y marco de la Tesis	44
Objetivos de la Tesis.....	46

Capítulo 1. Antecedentes y estado de la literatura	50
1.1 La energía en la sociedad	52
1.1.1 La desigualdad energética en el mundo.....	52
1.1.2 Energías convencionales contra energías renovables	53
1.1.3 El consumo y el mix energético	56
1.1.4 El potencial fotovoltaico	62
1.2 La energía solar fotovoltaica	65
1.2.1 Breve historia de la energía solar	65
1.2.2 La tecnología solar fotovoltaica	68
1.2.3 Tecnología fotovoltaica de capa delgada	70
1.2.4 Eficiencia fotovoltaica	76
1.2.5 El módulo fotovoltaico.....	78
1.2.6 Factores de pérdidas de la célula fotovoltaica	88
1.2.7 Técnicas de evaluación del rendimiento de una planta fotovoltaica	100
1.2.8 Degradación del módulo fotovoltaico	103
1.2.9 Degradación de plantas fotovoltaicas.....	108
1.2.10 Clasificación climática KGP	116
1.3 Estabilización inducida por SWE en el silicio amorfo	119
1.3.1 Estabilización inicial (LID).....	119
1.3.2 Búsqueda bibliográfica estabilización inicial (LID).....	128
1.3.3 Efecto “annealing”	133
1.4 Efecto estacional en el silicio amorfo.....	135
1.5 Conclusiones	138
Capítulo 2. Montajes experimentales: Descripción de las plantas y sistema de monitorización	140

2.1	Introducción.....	142
2.2	El módulo fotovoltaico.	143
2.3	Descripción de las plantas fotovoltaicas	151
2.3.1	Planta fotovoltaica ETSID	156
2.3.2	Planta fotovoltaica NEXUS	167
2.4	El sistema de monitorización.....	176
2.5	Conclusiones.....	179
Capítulo 3. Recogida, procesado y tratamiento de datos		182
3.1	Introducción al sistema de adquisición de datos.....	184
3.1.1	Recogida de datos de irradiancia	185
3.1.2	Recogida de datos de temperatura	186
3.1.3	Recogida de datos de tensión y corriente	187
3.2	Cálculo de potencias de comparación.....	189
3.2.1	Cálculo de P_{MPP}	189
3.2.2	Cálculo de Energía.....	190
3.2.3	Cálculo de la eficiencia de la célula.....	192
3.2.4	Cálculo de Potencias de comparación.....	194
3.2.5	Tabla de recogida de datos.....	200
3.3	Método de filtrado de los datos.....	202
3.3.1	Filtrado por nivel de irradiancia.....	202
3.3.2	Filtrado por variaciones en la irradiancia.....	203
3.4	Comparativas y estudios alternativos	208
3.4.1	Estudio de la dispersión en temperaturas entre a-Si:H y p-Si	208
3.4.2	Puntos de operación para a-Si:H y c-Si	211

3.5	Conclusiones	214
Capítulo 4. Análisis de la estabilización del silicio amorfo en condiciones reales..... 216		
4.1	Introducción	218
4.2	Comparativa de efectos ambientales en las plantas FV	220
4.3	Análisis de los datos monitorizados	223
4.3.1	Distribución de $P_{MPP_STC_pu}$	225
4.3.2	Ajustes matemáticos no lineales y polinómicos de la degradación	227
4.3.3	Ajuste matemático con función dosis-respuesta.....	250
4.4	Comparativa de la diferencia de eficiencia anual	258
4.5	Conclusiones	261
Capítulo 5. Evolución estacional de la potencia en plantas de a-si..... 264		
5.1	Introducción	266
5.2	Procesado de los datos.....	268
5.3	Caracterización de la función de ajuste	272
5.3.1	Función de ajuste senoidal	272
5.3.2	Período, frecuencia y pulsación de oscilación.....	275
5.3.3	Componente oscilatoria, amplitud; Annealing más SWE	277
5.3.4	Envejecimiento de la célula; ageing	291
5.4	Caracterización de los datos	297
5.5	Comparativa entre plantas	301

5.6	Comparativa del modelo para filtrados diferentes	303
5.7	Conclusiones.....	307
Capítulo 6. Conclusiones		310
Difusión de los resultados		318
Líneas futuras de investigación.....		322
Anexo A	Ajustes estadísticos.....	328
Anexo B	Flash Reports	350
Anexo C	Cálculos de <i>ageing</i> para $GI > 800 \text{ W/m}^2$	358
Referencias bibliográficas.....		368

Índice de Figuras

<i>Figura 1-1 Consumos energéticos mundiales por tipo de tecnología.....</i>	<i>56</i>
<i>Figura 1-2 Consumo energético mundial en 2015.....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 1-3 Consumo energético en la Unión Europea en 2015</i>	<i>59</i>
<i>Figura 1-4 Producción eléctrica de EERR prevista en Europa para el año 2020..</i>	<i>60</i>
<i>Figura 1-5 Consumo energético en España en 2015</i>	<i>61</i>
<i>Figura 1-6 Predicción de energía fotovoltaica instalada en el mundo para 2018 .</i>	<i>62</i>
<i>Figura 1-7 Comparativa de superficie necesaria FV y de tejado en España</i>	<i>63</i>
<i>Figura 1-8 Evolución histórica del precio en €/Wp del panel fotovoltaico</i>	<i>67</i>
<i>Figura 1-9 Respuesta espectral a-Si:H contra Si.....</i>	<i>72</i>
<i>Figura 1-10 Comparativa de T_{amb} y T_{cell} para diferentes valores de NOCT</i>	<i>73</i>
<i>Figura 1-11 Registro de records en eficiencias fotovoltaicas.....</i>	<i>76</i>
<i>Figura 1-12 Conexión de un módulo fotovoltaico con 36 células c-Si en serie.....</i>	<i>78</i>
<i>Figura 1-13 Vista del perfil del detalle constructivo de un módulo fotovoltaico cristalino</i>	<i>79</i>
<i>Figura 1-14 Proceso de fabricación de una célula solar.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 1-15 Proceso de ensamblado de un módulo fotovoltaico.....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 1-16 Modelo de un diodo de una célula PV</i>	<i>82</i>
<i>Figura 1-17 Curva I-V de un módulo FV a diferentes temperaturas.....</i>	<i>89</i>
<i>Figura 1-18 Efecto de la temperatura en la eficiencia para c-Si y a-Si:H</i>	<i>90</i>
<i>Figura 1-19 Variación de la eficiencia con respecto de la irradiancia</i>	<i>90</i>
<i>Figura 1-20 Curva I-V para diferentes valores de radiación</i>	<i>91</i>
<i>Figura 1-21 Curva P-V para diferentes valores de radiación</i>	<i>92</i>
<i>Figura 1-22 Relación I_{MPP} – Irradiancia</i>	<i>93</i>
<i>Figura 1-23 Relación P_{MPP} – Irradiancia.....</i>	<i>93</i>

<i>Figura 1-24 Variación relativa de métodos de medida</i>	101
<i>Figura 1-25 Ratios de degradación máximos para 20 y 25 años</i>	109
<i>Figura 1-26 Ratios de degradación</i>	112
<i>Figura 1-27 Ratios de degradación por tecnología y década</i>	114
<i>Figura 1-28 Ratios de degradación por clasificación climática</i>	115
<i>Figura 1-29 Clasificación climática Köppen-Geiger-Pohl [100]</i>	118
<i>Figura 1-30 Resultados LID para el método P-G</i>	127
<i>Figura 2-1 Parte frontal y trasera del módulo fotovoltaico EPV52</i>	143
<i>Figura 2-2 Principales parámetros de un panel fotovoltaico</i>	146
<i>Figura 2-3 Curvas I-V para el módulo EPV-52</i>	148
<i>Figura 2-4 Comparativa de eficiencia relativa entre a-Si:H y p-Si</i>	148
<i>Figura 2-5 Representación gráfica de las curvas I-V y P-V del módulo EPV-52</i>	149
<i>Figura 2-6 Ubicación de las plantas fotovoltaicas en el campus UPV</i>	151
<i>Figura 2-7 Distribución de recurso eólico anual en Valencia</i>	153
<i>Figura 2-8 Pérdidas por orientación de un panel solar</i>	154
<i>Figura 2-9 Planta fotovoltaica ETSID</i>	156
<i>Figura 2-10 Orientación de ETSID sobre cubierta</i>	157
<i>Figura 2-11 Esquema eléctrico unifilar planta FV ETSID</i>	164
<i>Figura 2-12 Curva I-V mediante trazador de curvas en ETSID</i>	165
<i>Figura 2-13 Curva P-V mediante trazador de curvas en ETSID</i>	165
<i>Figura 2-14 Campo fotovoltaico NEXUS en un día lluvioso</i>	167
<i>Figura 2-15 Orientación de NEXUS sobre cubierta</i>	168
<i>Figura 2-16 Esquema eléctrico unifilar NEXUS</i>	173
<i>Figura 2-17 Curva I-V mediante trazador de curvas en NEXUS</i>	174
<i>Figura 2-18 Curva P-V mediante trazador de curvas en ETSID</i>	175
<i>Figura 2-19 Sensor de irradiancia de Carlo Gavazzi (izq.) y Danfoss (dcha)</i>	176
<i>Figura 2-20 Sensor de temperatura de célula Tempsol 1000</i>	177

<i>Figura 3-1</i>	<i>Proceso de obtención de datos mediante sistema de monitorización.</i>	<i>184</i>
<i>Figura 3-2</i>	<i>Comparativa potencia instantánea y energía acumulada durante una semana en la planta fotovoltaica ETSID</i>	<i>192</i>
<i>Figura 3-3</i>	<i>Proceso de conversión de valores P_{MPP} a P_{MPP_STC}</i>	<i>195</i>
<i>Figura 3-4</i>	<i>Proceso de cálculo de potencias de comparación de las dos plantas fotovoltaicas</i>	<i>196</i>
<i>Figura 3-5</i>	<i>Comparativa de valores de P_{MPP_pu} y $P_{MPP_STC_pu}$ en ETSID</i>	<i>198</i>
<i>Figura 3-6</i>	<i>Irradiancia y valores per-unit en los 4 primeros meses de operación de la planta fotovoltaica de ETSID</i>	<i>199</i>
<i>Figura 3-7</i>	<i>Representación de la irradiancia durante una semana</i>	<i>203</i>
<i>Figura 3-8</i>	<i>Filtrado de irradiancia en día soleado (20 W/m²/min)</i>	<i>204</i>
<i>Figura 3-9</i>	<i>Filtrado de irradiancia en día nublado (20 W/m²/min)</i>	<i>205</i>
<i>Figura 3-10</i>	<i>Filtrado de irradiancia en día soleado (5 W/m²/min)</i>	<i>206</i>
<i>Figura 3-11</i>	<i>Filtrado de irradiancia en día nublado (5 W/m²/min)</i>	<i>207</i>
<i>Figura 3-12</i>	<i>Temperatura semanal de a-Si:H y c-Si</i>	<i>209</i>
<i>Figura 3-13</i>	<i>Diferencia temperatura entre a-Si y c-Si</i>	<i>210</i>
<i>Figura 3-14</i>	<i>Relación entre diferencia de temperatura e irradiación</i>	<i>210</i>
<i>Figura 3-15</i>	<i>Comparativa punto de operación a-Si:H y c-Si</i>	<i>211</i>
<i>Figura 3-16</i>	<i>Inicio de operación de campo fotovoltaico</i>	<i>212</i>
<i>Figura 3-17</i>	<i>Punto de operación de potencia para a-Si:H y c-Si</i>	<i>213</i>
<i>Figura 3-18</i>	<i>Puntos de operación V-I para a-Si:H y c-Si</i>	<i>213</i>
<i>Figura 4-1</i>	<i>Irradiancia, T_{amb} y T_{cell} para NEXUS y ETSID</i>	<i>220</i>
<i>Figura 4-2</i>	<i>Histórico anual de T_{amb}, T_{cell} e Irradiancia para NEXUS y ETSID</i>	<i>222</i>
<i>Figura 4-3</i>	<i>Distribución $P_{MPP_STC_pu}$ para NEXUS y ETSID</i>	<i>225</i>
<i>Figura 4-4</i>	<i>Tipos de ajustes testeados</i>	<i>227</i>
<i>Figura 4-5</i>	<i>Diagramas de valores de correlación de Pearson</i>	<i>229</i>
<i>Figura 4-6</i>	<i>Ajuste logarítmico anual para ETSID</i>	<i>232</i>

<i>Figura 4-7 Ajuste polinómico anual para ETSID.....</i>	<i>234</i>
<i>Figura 4-8 Ajuste exponencial anual para ETSID</i>	<i>235</i>
<i>Figura 4-9 Ajuste logarítmico anual para NEXUS</i>	<i>237</i>
<i>Figura 4-10 Ajuste polinómico anual para NEXUS.....</i>	<i>238</i>
<i>Figura 4-11 Ajuste exponencial anual para NEXUS.....</i>	<i>239</i>
<i>Figura 4-12 Ajuste logarítmico 700 PSH para ETSID.....</i>	<i>242</i>
<i>Figura 4-13 Ajuste polinómico 700 PSH para ETSID</i>	<i>243</i>
<i>Figura 4-14 Ajuste exponencial 700 PSH para ETSID</i>	<i>244</i>
<i>Figura 4-15 Ajuste logarítmico 700 PSH para NEXUS.....</i>	<i>246</i>
<i>Figura 4-16 Ajuste polinómico 700 PSH para NEXUS.....</i>	<i>247</i>
<i>Figura 4-17 Ajuste exponencial 700 PSH para NEXUS</i>	<i>248</i>
<i>Figura 4-18 Evolución de $P_{MPP_STC_pu}$ contra PSH acumuladas.....</i>	<i>250</i>
<i>Figura 4-19 Función matemática dosis-respuesta</i>	<i>253</i>
<i>Figura 4-20 Ajuste dosis-respuesta NEXUS.....</i>	<i>255</i>
<i>Figura 4-21 Ajuste dosis-respuesta ETSID</i>	<i>256</i>
<i>Figura 4-22 Eficiencia e irradiancia comparadas en el primer año.....</i>	<i>259</i>
<i>Figura 4-23 Comparativa de eficiencias en el primer año.....</i>	<i>260</i>
<i>Figura 5-1 Diagrama de ciclo de vida de un módulo fotovoltaico de a-Si:H</i>	<i>267</i>
<i>Figura 5-2 Representación de valores $P_{MPP_STC_pu}$ para NEXUS para cada uno de los meses del estudio.....</i>	<i>270</i>
<i>Figura 5-3 Representación de valores $P_{MPP_STC_pu}$ para ETSID para cada uno de los meses del estudio.....</i>	<i>271</i>
<i>Figura 5-4 Ciclo de temperaturas medias máximas y mínimas en Valencia.....</i>	<i>273</i>
<i>Figura 5-5 Ciclo de radiación incidente media anual para Valencia.....</i>	<i>274</i>
<i>Figura 5-6 Función senoidal.....</i>	<i>275</i>
<i>Figura 5-7 Periodo anual oscilatorio.....</i>	<i>276</i>
<i>Figura 5-8 Amplitud NEXUS año 2013.....</i>	<i>280</i>

<i>Figura 5-9 Amplitud NEXUS año 2014</i>	281
<i>Figura 5-10 Amplitud NEXUS año 2015</i>	281
<i>Figura 5-11 Amplitud ETSID año 2013</i>	283
<i>Figura 5-12 Amplitud ETSID año 2014</i>	283
<i>Figura 5-13 Amplitud ETSID año 2014</i>	284
<i>Figura 5-14 Comparativa de valores de amplitud</i>	286
<i>Figura 5-15 Temperaturas medias interanuales en Valencia</i>	289
<i>Figura 5-16 Relación entre Amplitud estacional y temperatura media anual</i>	290
<i>Figura 5-17 Comparativa de ratios de degradación (D_R)</i>	291
<i>Figura 5-18 Evolución de la $P_{MPP_STC_pu_AV_700_mes}$ en NEXUS</i>	293
<i>Figura 5-19 Evolución de la $P_{MPP_STC_pu_AV_mes_700W/m^2}$ en ETSID</i>	294
<i>Figura 5-20 Datos medidos frente a datos modelados en NEXUS</i>	299
<i>Figura 5-21 Datos medidos frente a datos modelados en ETSID</i>	300
<i>Figura 5-22 Representación estacional de los datos de potencia modelados</i>	302
<i>Figura 5-23 Comparativa de modelos ajustados para $GI > 800 W/m^2$</i>	304
<i>Figura 5-24 Comparativa de modelos ajustados para $GI > 900 W/m^2$</i>	305

Índice de Tablas

<i>Tabla 1-1 Consumo eléctrico y potencia media por persona en diversos países</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 1-2 Valores de funcionamiento actuales en módulos de capa delgada.....</i>	<i>75</i>
<i>Tabla 1-3 Clasificación de modos de degradación de un módulo solar</i>	<i>98</i>
<i>Tabla 1-4 Condiciones de test para plantas fotovoltaicas.....</i>	<i>100</i>
<i>Tabla 1-5 Comparativa de factor de capacidad para diferentes tecnologías</i>	<i>106</i>
<i>Tabla 1-6 Resumen de D_R para tecnologías fotovoltaicas.....</i>	<i>113</i>
<i>Tabla 1-7 Clasificación climática KGP: Tipo de clima</i>	<i>116</i>
<i>Tabla 1-8 Clasificación climática KGP: Características de humedad</i>	<i>117</i>
<i>Tabla 1-9 Clasificación KGP: Subdivisiones</i>	<i>117</i>
<i>Tabla 1-10 Parámetros de LID para módulos comerciales</i>	<i>120</i>
<i>Tabla 1-11 Valores de Potencia tras LID y periodo de estabilización.....</i>	<i>123</i>
<i>Tabla 1-12 Parámetros de filtrado para técnica P-G</i>	<i>126</i>
<i>Tabla 1-13 Revisión bibliográfica sobre estudios de estabilización de a-Si:H.....</i>	<i>128</i>
<i>Tabla 1-14 Resumen de valores de estabilización para diferentes tecnologías</i>	<i>132</i>
<i>Tabla 2-1 Características técnicas del módulo EPV-52.....</i>	<i>144</i>
<i>Tabla 2-2 Coeficientes de temperatura y NOCT para el módulo EPV-52.</i>	<i>145</i>
<i>Tabla 2-3 Comparativa de factor de forma.</i>	<i>147</i>
<i>Tabla 2-4 Valores anuales de temperatura media para Valencia.....</i>	<i>152</i>
<i>Tabla 2-5 Parámetros del inversor Danfoss ULX3600HV.....</i>	<i>158</i>
<i>Tabla 2-6 Efectos de la temperatura e irradiancia en el campo FV ETSID.....</i>	<i>159</i>
<i>Tabla 2-7 Configuración del campo solar ETSID.....</i>	<i>160</i>
<i>Tabla 2-8 Valores medios de flash report para ETSID</i>	<i>162</i>
<i>Tabla 2-9 Parámetros eléctricos en strings para ETSID</i>	<i>162</i>
<i>Tabla 2-10 Parámetros eléctricos del inversor Sunny Boy 1200</i>	<i>169</i>

<i>Tabla 2-11 Efectos de la temperatura en el campo FV NEXUS</i>	<i>169</i>
<i>Tabla 2-12 Configuración del campo solar NEXUS.....</i>	<i>170</i>
<i>Tabla 2-13 Valores medios de Flash report para NEXUS.....</i>	<i>171</i>
<i>Tabla 2-14 Parámetros eléctricos en strings para NEXUS</i>	<i>172</i>
<i>Tabla 3-1 Datos de irradiación obtenida mediante VMU_P</i>	<i>185</i>
<i>Tabla 3-2 Valores de T_{cell} y T_{amb} en sensores VMU</i>	<i>186</i>
<i>Tabla 3-3 Valores de I_{MPP} y V_{MPP} monitorizados.....</i>	<i>187</i>
<i>Tabla 3-4 Cálculo de P_{MPP}.....</i>	<i>190</i>
<i>Tabla 3-5 Cálculo de E_{DC}.....</i>	<i>191</i>
<i>Tabla 3-6 Superficie de captación fotovoltaica.....</i>	<i>193</i>
<i>Tabla 3-7 Cálculo de la eficiencia de célula.....</i>	<i>193</i>
<i>Tabla 3-8 Proceso de transformación de potencias.....</i>	<i>197</i>
<i>Tabla 3-9 Resumen de los parámetros de estudio.....</i>	<i>200</i>
<i>Tabla 3-10 Diferencias de temperatura entre plantas FV</i>	<i>208</i>
<i>Tabla 4-1 Comparativa de irradiancias y temperaturas entre NEXUS y ETSID..</i>	<i>221</i>
<i>Tabla 4-2 Ejemplo de parámetros en un string para ETSID</i>	<i>223</i>
<i>Tabla 4-3 Datos estadísticos para valores de $P_{MPP_STC_pu}$</i>	<i>226</i>
<i>Tabla 4-4 Relación de ajustes matemáticos y R^2.....</i>	<i>230</i>
<i>Tabla 4-5 Ecuaciones de ajuste de $P_{MPP_STC_pu}$ anuales para ETSID.....</i>	<i>236</i>
<i>Tabla 4-6 Ecuaciones de ajuste de $P_{MPP_STC_pu}$ anuales para NEXUS</i>	<i>240</i>
<i>Tabla 4-7 Ecuaciones de ajuste de $P_{MPP_STC_pu}$ en 700 PSH para ETSID</i>	<i>245</i>
<i>Tabla 4-8 Ecuaciones de ajuste de $P_{MPP_STC_pu}$ en 700 PSH para NEXUS.....</i>	<i>249</i>
<i>Tabla 4-9 Parámetros de ajuste del sistema dosis-respuesta.....</i>	<i>254</i>
<i>Tabla 4-10 Recogida de datos para comparativa de eficiencias (planta ETSID).</i>	<i>258</i>
<i>Tabla 5-1 Clasificación de los datos disponibles según el nivel de irradiancia sobre el plano fotovoltaico</i>	<i>269</i>
<i>Tabla 5-2 Extracto de 6 meses de datos mensuales para NEXUS</i>	<i>278</i>

<i>Tabla 5-3 Cálculo de valores $P_{MPP_STC_pu_AV_GI_mes}$ para NEXUS.....</i>	<i>278</i>
<i>Tabla 5-4 Valores máximos y mínimos $P_{MPP_STC_pu_GI}$ anuales para NEXUS.....</i>	<i>282</i>
<i>Tabla 5-5 Valores máximos y mínimos $P_{MPP_STC_pu_GI}$ anuales para ETSID.....</i>	<i>284</i>
<i>Tabla 5-6 Resumen del valor de amplitud para NEXUS.....</i>	<i>285</i>
<i>Tabla 5-7 Resumen del valor de amplitud para ETSID.....</i>	<i>286</i>
<i>Tabla 5-8 Temperaturas medias mensuales 2013-2015 en Valencia</i>	<i>287</i>
<i>Tabla 5-9 Valores de $P_{MPP_STC_pu_AV_700_mes}$ en NEXUS para cálculo de D_R.....</i>	<i>293</i>
<i>Tabla 5-10 Valores de $P_{MPP_STC_pu_AV_mes_700W/m^2}$ en ETSID para cálculo de D_R....</i>	<i>295</i>
<i>Tabla 5-11 Valores de D_{R_est}.....</i>	<i>296</i>
<i>Tabla 5-12 Parámetros del modelo de evolución estacional.....</i>	<i>298</i>
<i>Tabla 5-13 Valores de ajuste para casos de $GI > 800 W/m^2$.....</i>	<i>303</i>
<i>Tabla 5-14 Valores de ajuste para casos de $GI > 900 W/m^2$.....</i>	<i>303</i>
<i>Tabla 5-15 Valores resumen de $P_{MPP_STC_pu_AV_mes_GI}$.....</i>	<i>305</i>

Glosario de Símbolos

A	Amplitud
$A_{FV_GI_año}$	Amplitud anual para valores de irradiancia superiores a GI
A_{FV}	Área del campo fotovoltaico (m^2)
$A_{FV_GI_año}$	Amplitud anual de planta fotovoltaica para valores de GI
AM	Masa de Aire en condiciones estándar (valor = 1,5)
CF	Factor de capacidad
D_R	Ratio de degradación (%)
D_{R_est}	Ratio de degradación estacionario o <i>steady-state</i> (%)
$D_{R_est_mes}$	Ratio de degradación estacionario mensual
$D_{R_est_año}$	Ratio de degradación estacionario anual
D_{R_abs}	Ratio de degradación absoluto (%)
e	Número de Euler $e = 2,71828\dots$
E	Energía
E_{AC}	Energía en corriente alterna (Wh)
E_x	Radiación incidente
f	Frecuencia
f_{dirt}	Factor de degradado por suciedad (%)
F_{DR}	Factor de ratio de degradación

FF	Factor de forma o factor de llenado
f_g	Factor radiación
f_{temp}	Factor de degradación por temperatura
GI	Irradiancia en el plano (W/m^2)
GI_{STC}	Irradiancia en el plano en condiciones estándar (W/m^2)
G_{stc}	Irradiancia de referencia (W/m^2)
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_{SC_Ex}	Intensidad de cortocircuito para la radiación incidente (A)
I_{SC_LID}	Pérdida de corriente de cortocircuito en punto de máxima potencia para LID (%)
$I-V$	Curva tensión - corriente
k	Constante de Boltzmann ($1,381 \cdot 10^{-23} J/K$)
K	Cuello de botella
L_D	Degradación máxima asumible (%)
L_{dirt}	Pérdidas por suciedad (%)

L_{ref}	Pérdidas por efectos espectrales (%)
L_{mis}	Pérdidas por <i>Mismatching</i> (%)
m	Factor de idealidad del diodo
m	Pendiente
MPP	Punto de máxima potencia
$n_{filt_GI_año}$	Número de valores anuales para irradiancia superior a GI
$n_{filt_GI_mes}$	Número de valores mensuales para irradiancia superior a GI
N_{MS}	Número de módulos en serie
$NOCT$	Temperatura nominal de operación de la célula (°C)
N_{RP}	Número de ramas / <i>strings</i> en paralelo
P	Población
P_{AC}	Potencia en corriente alterna (W)
P_{base}	Potencia inicial de una instalación fotovoltaica (W)
$P_{DC_estabilizada}$	Potencia en corriente continua estabilizada (W)
$P_{DC_inicial}$	Potencia en corriente continua inicial (W)
P_{MPP}	Potencia en el punto de máxima potencia (W)
P_{MPP_Ex}	Potencia punto de máxima potencia para radiación incidente (W)
P_{MPP_LID}	Pérdida de potencia en 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 en sistema unitario
$P_{MPP_STC_pu_AV_GI_mes}$	Potencia media mensual en el punto de máxima potencia en condiciones STC en sistema unitario para irradiancia superior a GI
$P_{MPP_STC_pu_max_GI_mes}$	Potencia mínima mensual en el punto de máxima potencia en condiciones STC en sistema unitario para irradiancia superior a GI
$P_{MPP_STC_pu_min_GI_mes}$	Potencia máxima mensual en el punto de máxima potencia en condiciones STC en sistema unitario para irradiancia superior a GI
P_n	Potencia nominal
P_{PV}	Potencia en el sistema fotovoltaico (W)
P_{PV_est}	Potencia sistema fotovoltaico estabilizada (W)
PR	Performance Ratio
PSH	Hora solar pico, eq. 1 kWh/m ²
P_{STC}	Potencia bajo condiciones estándar (W)
P_{string}	Potencia en una serie (W)
$P-V$	Curva potencia - tensión
q	Carga del electrón ($1,602 \cdot 10^{-19}$ C)
R_S	Resistencia en serie (Ω)
R_{SH}	Resistencia Shunt / paralelo (Ω)
R^2	Estadístico de ajuste R^2
ρ	Coefficiente de correlación de Pearson

T	Temperatura (K)
T	Estadístico
T	Periodo
t_{adq}	Tiempo de adquisición (s)
T_{amb}	Temperatura ambiente (°C)
T_{cell}	Temperatura de célula (°C)
t_L	Tiempo de vida útil (Años)
T_n	Temperatura de modulo fotovoltaico ajustada (°C)
T_{STC}	Temperatura ambiente en condiciones estándar (°C)
V_{MPP_LID}	Pérdida de tensión en punto de máxima potencia para LID (%)
V_{OC}	Tensión de circuito abierto (V)
V_{OC_LID}	Pérdida de tensión en circuito abierto en punto de máxima potencia para LID (%)
V_{PMP}	Tensión en el punto de máxima potencia (V)
V_{PV}	Tensión entre bornes del módulo fotovoltaico (V)
V_t	Tensión térmica
V_v	Velocidad del viento (m/s)
ω	Pulsación
W_{pk}	Watio pico
Y_F	Final Yield

Y_R	Reference Yield (horas equivalentes)
α	Coeficiente de temperatura para la corriente (%/°C)
β	Coeficiente de temperatura para la tensión (%/°C)
γ	Coeficiente de temperatura para la potencia (%/°C)
η	Eficiencia (%)
η_{EUR}	Eficiencia de inversor europea (%)
η_{inv}	Eficiencia del inversor (%)
η_{sys}	Eficiencia del sistema
Υ	Constante de Euler

Glosario de acrónimos y abreviaturas

AC	Corriente alterna
AM	Masa de aire
ANOVA	Análisis de la varianza (método estadístico)
ARC	Recubrimiento antireflejante
ARIMA	Media móvil integrada auto-regresiva (método estadístico)
a-Si:H	Silicio amorfo hidrogenado
a-SiGe:H	Silicio-Germanio amorfo hidrogenado
BIPV	Fotovoltaica integrada en edificios
CIS	Cobre Indio Seleniuro (célula solar)
CISG	Cobre Indio Galio Seleniuro (célula solar)
CO ₂	Dióxido de carbono
CSD	Descomposición estacional clásica
c-Si	Silicio cristalino
DC	Corriente continua
Dye	Célula solar sensibilizada por colorante
EPIA	Asociación de la industria fotovoltaica Europea
EERR	Energías renovables
EVA	Acetato de etileno vinilo

GaAs	Galio Arsenio (célula solar)
IDAE	Instituto para la diversificación y el ahorro energético
IEC	Comisión electrotécnica internacional
KGP	Köppen-Geiger-Pohl (Clasificación climática)
LID	Degradación inducida por la luz
MAE	Error medio absoluto
MPPT	Seguidor de punto de máxima potencia
NOCT	Temperatura de operación nominal de la célula
NREL	Laboratorio nacional de energías renovables
OECD	Organización para la cooperación y el desarrollo económico.
PET	Tereftalato de polietileno
P-G	Método potencia- irradiación
PSH	Hora solar pico
p-Si	Silicio policristalino
PTC	Test en condiciones PVUsa
PV	Fotovoltaica
PVGIS	Sistema de información geográfica fotovoltaica
QDC	Célula de puntos cuánticos
RD	Real decreto

regARIMA	Media móvil integrada autoregresiva modificada (método estadístico)
SOC	Condiciones de operación estándar
STC	Condiciones estándar de test
SWE	Efecto Staebler-Wronski
TCO	Conductor de óxido transparente
TeCd	Telururo de Cadmio
TFPV	Fotovoltaica de capa delgada
TPE	Elastómero termoplástico
TPT	Tedlar-Poliéster-Tedlar
UE	Unión Europea
UPV	Universidad Politécnica de Valencia
UV	Ultravioleta
x-Si	Tecnología fotovoltaica de silicio

Sumario

La presente Tesis doctoral nace debido al interés en caracterizar ciertos efectos en el funcionamiento de las plantas solares de silicio amorfo. Este tipo de instalaciones fotovoltaicas sufren una primera fase de estabilización en su eficiencia durante los primeros meses de exposición a la luz solar para después, y a lo largo de su vida útil, funcionar según un patrón oscilatorio estacional.

Esta Tesis está estructurada en 6 Capítulos además de los anexos y de la parte introductoria, compuesta por los índices, el presente sumario y el preámbulo donde se exponen la motivación, el marco y los objetivos de la Tesis.

El Capítulo 1 presenta una breve descripción del estado energético actual a nivel mundial y nacional, poniendo de manifiesto la necesidad de la utilización de fuentes de energía renovables alternativas a nuestro mix energético. Se presenta la energía solar fotovoltaica con una breve introducción sobre ella. Son descritas las tipologías principales de tecnologías fotovoltaicas y sus características principales, desde las más generales hasta las más concretas, centradas en su eficiencia y degradación. La búsqueda bibliográfica va centrando el contenido en las investigaciones basadas en células solares de capa delgada de silicio amorfo y recogiendo una base bibliográfica para estudiar los fenómenos de estabilización debida la incidencia de la luz (*LID*) causada por el efecto Staebler-Wronski (*SWE*) y el fenómeno de envejecimiento y su comportamiento estacional en paneles solares de silicio amorfo.

El Capítulo 2 se centra en describir las instalaciones y los medios utilizados para poner en contexto la Tesis. Primeramente se describen los paneles fotovoltaicos utilizados en los estudios, para después presentar las dos instalaciones donde estos están ubicados. Estas dos plantas fotovoltaicas (NEXUS y ETSID) están instaladas en la Universidad Politécnica de Valencia con el propósito de ser utilizadas a efectos formativos y de investigación. Las características principales, dimensionado, características constitutivas y eléctricas son descritas para ambas instalaciones. Estas plantas fotovoltaicas disponen de un sistema de adquisición de datos que recoge los parámetros de funcionamiento de ambas. Este sistema de monitorización será descrito y los datos adquiridos serán utilizados para el desarrollo de los estudios desarrollados y presentados en esta tesis.

El Capítulo 3 trata sobre la adquisición, filtrado y procesado de los datos en los que se basarán los estudios. Comienza con la recogida en bruto de los datos extraídos del

sistema de monitorización instalado en las plantas fotovoltaicas y la descripción de los procesos de cálculo realizados con ellos para obtener parámetros de comparación unitarios y en condiciones estándar entre ambas instalaciones. De esta manera será posible estudiarlas independientemente de sus características constitutivas y de las condiciones ambientales de cada una de ellas. Se desarrolla y propone un sistema de filtrado de datos para cumplir una serie de criterios de calidad en las mediciones y posteriores comparativas.

En el Capítulo 4 se estudia el contexto medioambiental en el que están ubicadas las dos plantas y se comparan sus diferencias. Después se analiza el fenómeno de la estabilización inicial del silicio amorfo a partir de los datos preparados en el capítulo anterior. Para ello se utiliza el valor de la potencia en condiciones estándar *per-unit* y de esta manera valorar y cuantificar los efectos de la estabilización. La distribución y forma de los datos de potencias obtenidos son estudiadas estadísticamente y una serie de ajustes matemáticos no lineales basados en la bibliografía (polinómicos, logarítmicos y exponenciales) son puestos en práctica y comparados para describir este efecto mediante diverso software como *Statgraphics*, *Origin* y *Excel*. Después se realizan ensayos de ajuste fundamentados en el modelo matemático de dosis-respuesta. Este último método es evaluado y comparado con los resultados experimentales obtenidos en los estudios de las dos plantas fotovoltaicas. Finalmente y basado en el ajuste anterior se propone un modelo para describir la primera fase de vida de una planta fotovoltaica de silicio amorfo.

El Capítulo 5 continúa el estudio integral de la vida útil de una planta fotovoltaica de silicio amorfo donde acaba el anterior Capítulo 4. En este capítulo se describe el efecto estacional que experimenta la eficiencia de un módulo de silicio amorfo después de finalizar su estabilización inicial. Se ha realizado un estudio de tres años de duración independizándolo de los efectos de la estabilización para observar y proponer un método que describa su comportamiento basado en los efectos a los que está sometido, que son el *annealing*, el efecto *SWE* y el envejecimiento de la célula.

En el Capítulo 6 se enuncian las aportaciones y conclusiones alcanzadas en esta Tesis.

En los siguientes capítulos no numerados, encontramos en “Difusión de los resultados” una relación de las publicaciones realizadas a lo largo del proceso de desarrollo de la Tesis en revistas indexadas y congresos nacionales e internacionales.

En el Capítulo “Líneas futuras de investigación” encontramos una referencia de las próximas posibles acciones propuestas a partir de los estudios y resultados obtenidos.

En el ANEXO A se muestran con mayor grado de detalle todos los tipos de ajustes ensayados en el capítulo 4 para ambas plantas.

En el ANEXO B se presentan los datos unitarios de cada uno de los paneles fotovoltaicos utilizado en los estudios y presentes en los informes flash report facilitados por el fabricante.

En el ANEXO C se muestran las tablas de datos y las figuras asociadas a los cálculos de valores de degradación interanuales para casos comparativos como complemento de los cálculos del Capítulo 5.

Por último en el apartado “Bibliografía” se muestra todas las referencias bibliográficas utilizadas y consultadas para la elaboración de la Tesis.

**Preámbulo:
Motivación, marco
y objetivos de la
Tesis**

Motivación y marco de la Tesis

Esta Tesis doctoral comienza en 2013 cuando después de haber trabajado varios años en el sector fotovoltaico, primero como diseñador de plantas de generación de energía y más tarde como docente, surgen ciertas inquietudes por saber más sobre la materia.

Después de conocer a Salvador Seguí y cursar con él, el título de especialista universitario en fotovoltaica, descubrí que a pesar de ser un campo muy estudiado, sobre todo en los últimos años, hay aspectos de esta tecnología que debido a su baja rentabilidad a nivel comercial, han quedado relegados a un segundo puesto a la hora de invertir recursos en su estudio e investigación.

En concreto me interesé por el funcionamiento de las plantas de silicio amorfo, una tecnología de célula fotovoltaica de lámina delgada, que a nivel de eficiencia está algo por detrás de otras tecnologías más modernas pero ofrece prestaciones muy interesantes para ciertos casos particulares.

Cuando empecé a familiarizarme con el cálculo y dimensionado de este tipo de tecnología observé la falta de información fiable a la hora de proceder con ellos, ya que, esta tecnología se ve afectada por unas variaciones muy bruscas de sus parámetros de funcionamiento en los primeros meses de vida útil. ¿Cómo de grandes son estas variaciones? ¿Durante cuánto tiempo hay que contar con ellas? Son preguntas que seguro que más de un diseñador se ha formulado a la hora de afrontar una instalación con este tipo de tecnología. Nos encontramos con fabricantes que indican que sus módulos fotovoltaicos durante los 4 primeros meses pueden perder hasta un 15% de eficiencia, otros un 10% los primeros 6 meses, otros, últimamente una práctica más extendida, te darán parámetros de funcionamiento una vez estimadas sus “pérdidas” y te “regalan” la eficiencia extra los primeros meses. Pero esto no deja de ser un problema tanto para el responsable de la explotación de la planta como para el diseñador, puesto que todas esas incógnitas representan un quebradero de cabeza a la hora del diseño (para dimensionar cableados, protecciones, etc...) y para realizar cálculos fiables del rendimiento de la planta.

Existe poca información que trata sobre estos temas, y la mayoría en artículos científicos a nivel muy teórico, más orientado a los procesos físicos que sufre el silicio que al funcionamiento real durante la vida útil para la explotación comercial de la planta.

Es entonces cuando conozco a M^a Ángeles Hernández-Fenollosa y a Álvaro Montero, quienes trabajan investigando en el campo de la energía fotovoltaica pero desde otro enfoque, más orientados al estudio del silicio y su respuesta optoelectrónica cuando forma parte de un dispositivo, al contrario que mi experiencia, más centrada en el funcionamiento y explotación de plantas reales.

Así que decidimos junto a Salvador Seguí, realizar un experimento de observación de larga duración para estudiar el comportamiento y analizar dos plantas muy similares basadas en silicio amorfo instaladas en la Universidad Politécnica. De esta manera intentaríamos extraer conclusiones sobre su evolución a lo largo de varios años de funcionamiento, apoyados en la experiencia e infraestructura de las que dispone la Universidad Politécnica y el título propio de especialista en energía solar fotovoltaica.

Surgen ciertas preguntas a la hora de afrontar el experimento, ¿Seguirán funcionando al mismo nivel de eficiencia con el paso del tiempo? ¿Existirán diferencias entre ambas plantas siendo constitutivamente iguales? ¿Es su funcionamiento a lo largo del tiempo estable? ¿Por el contrario es cíclico? ¿Es posible cuantificar estos fenómenos, y establecer una expresión que los defina y pueda ayudar el día de mañana a los diseñadores a tener una mayor seguridad sobre sus plantas?

Objetivos de la Tesis

Se establece como objetivo principal de la presente Tesis Doctoral el estudio integral de la vida útil de dos plantas fotovoltaicas de silicio amorfo (a-Si:H) bajo condiciones reales de funcionamiento, con especial interés en estudiar la evolución de su potencia y eficiencia a lo largo del tiempo, analizar los factores determinantes que influyen en este proceso, y finalmente poder describir sus comportamientos.

El estudio se realizará sobre 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 (Capítulo 2). Ambas instalaciones comparten características similares en cuanto a su tecnología y componentes fotovoltaicos pero con diferentes condiciones mecánicas y eléctricas que habrá que equiparar para comparar en igualdad de condiciones.

Se dispondrá de datos adquiridos con diversos sistemas de monitorización, que recogen y almacenan las principales magnitudes de interés en este tipo de sistemas. Los estudios realizados en esta Tesis estarán basados en los datos recopilados durante los primeros 5 años de exposición solar para ambas plantas. Se deberán afrontar varios inconvenientes, ya que la ingente cantidad de datos que van a ser utilizados deben ser cuidadosamente adquiridos, preparados y filtrados. Por ello hay que elaborar un sistemático protocolo de adquisición y procesado de estos datos. Para poder utilizar los datos de las dos plantas fotovoltaicas objeto de esta Tesis se establecerán una serie de filtros, transformaciones para simplificar y aislar parámetros, y finalmente se propondrá un sistema para poder compararlos. (Capítulo 3)

El estudio se divide en dos partes bien diferenciadas las cuales han sido objeto de las publicaciones científicas sobre las que está basada esta Tesis.

La primera parte del estudio (Capítulo 4) se centra en la estabilización de las plantas fotovoltaicas durante los primeros meses de funcionamiento. Esta fase estará caracterizada por un rápido descenso de la eficiencia debido al efecto Staebler-Wronski durante los primeros meses de observación para estabilizarse más tarde en

un proceso de descenso más lento. El objetivo es estudiar qué parámetros afectan a esa estabilización inicial y describir matemáticamente la evolución de la eficiencia y los fenómenos físicos asociados a este proceso. Los datos adquiridos en las dos plantas experimentales de las que disponemos serán comparados entre sí debido a sus características similares y se estudiarán las posibles diferencias a fin de valorar qué factores son los más influyentes a lo largo del proceso de estabilización inicial, además de comparar si existen diferencias en el proceso de estabilización inicial al comenzar su funcionamiento en épocas estacionales diferentes. Como conclusión del estudio se pretende establecer la duración del proceso de estabilización inicial, la irradiación recibida hasta que se da el proceso de estabilización inicial por concluido y el valor de disminución de la potencia y de la eficiencia al inicio y al final del proceso de estabilización inicial.

La segunda parte del estudio (Capítulo 5) analiza la evolución de las plantas fotovoltaicas desde el momento en el que acaba el primer estudio, es decir una vez ya finalizada la estabilización inicial. El objetivo es analizar su comportamiento desde ese momento hasta el fin de su vida útil, observando todos aquellos factores que se reportan en artículos científicos por su influencia en la eficiencia y vida útil del sistema de generación fotovoltaico. Por estudios previos son conocidos varios factores que a priori sabemos que evitan que ese comportamiento siga estable, por lo que como objetivo se plantea establecer una manera de representar estos fenómenos físicos y estudiar su comportamiento. Diversos efectos confluyen en este periodo como variaciones producidas por la temperatura, efecto LID o envejecimiento de las plantas fotovoltaicas, por lo que se intentará establecer un modelo matemático que represente lo más fielmente estos efectos. Como conclusión del estudio se pretende establecer la velocidad del proceso de estabilización y caracterizar la variación estacional que experimenta la tecnología a-Si debido a las condiciones climáticas de la zona donde están las dos instalaciones.

Es de especial importancia conocer y poder parametrizar estos procesos para estimar correctamente en un futuro las implicaciones y el impacto económico que estos suponen en la explotación de una planta solar de silicio amorfo.

El propósito final de esta Tesis Doctoral es la contribución al campo de la energía solar fotovoltaica en el ámbito de la caracterización del proceso de estabilización de

los módulos de silicio amorfo, identificando las diferentes fases de la vida útil de una planta de silicio amorfo y modelizar mediante funciones matemáticas los mecanismos físicos que influyen en el comportamiento de su eficiencia, tanto en su fase inicial de estabilización como su posterior comportamiento a larga escala temporal.

Capítulo 1.
Antecedentes y
estado de la
literatura

1.1 La energía en la sociedad

Todas las funciones vitales del ser humano necesitan de energía, nuestros órganos para funcionar, nuestros músculos para movernos... Un cuerpo humano necesita unos 10.000 kJ de energía al día para funcionar [1]. En nuestra vida en sociedad, los humanos no solo necesitamos energía para hacer funcionar nuestro cuerpo, la utilizamos para multitud de razones, desde calentar nuestras casas, transformarla mecánicamente para transportarnos, para producir y fabricar objetos y alimentos, etc...

Debido al principio de conservación de la energía, ésta ni se crea ni se destruye, se transforma en un constante equilibrio en nuestro universo.

1.1.1 *La desigualdad energética en el mundo*

La sociedad moderna y nuestro nivel de vida están estrechamente relacionados con nuestra habilidad y capacidad para transformar esa energía en formas en las que podamos aprovecharla. Los países más desarrollados son los que mayor consumo energético tienen.

La Tabla 1-1 muestra la energía eléctrica consumida por persona y la media de potencia consumida por año en diversos países [2,3]. Se puede apreciar que el país que más energía gasta del planeta es China, con un consumo de más del doble que toda la Unión Europea junta. Estados Unidos es el segundo país con mayor consumo mundial, y con un consumo por persona casi tres veces superior al de China, y 5 veces al de la media mundial. Sin embargo países menos desarrollados como es el caso de Uganda tienen consumos del orden de centenas y miles de veces menores que las potencias mundiales.

Tabla 1-1 Consumo eléctrico y potencia media por persona en diversos países

<i>País</i>	<i>Fecha</i>	<i>Consumo eléctrico del país (TWh/año)</i>	<i>Consumo medio (kWh/persona/año)</i>	<i>Potencia media (W/persona)</i>
Mundo	2014	21.776	2.674	339
UE	2013	2.771	5.391	615
EEUU	2014	3.913	12.077	1.378
China	2016	5.919	4.310	492
España	2014	234	4.818	550
Uganda	2014	2,7	70	8

Fuente: Elaboración propia a partir de [3]

Esta gran diferencia energética entre unos países y otros es uno de los mayores retos a los que la humanidad se debe enfrentar.

1.1.2 Energías convencionales contra energías renovables

El carbón, el petróleo y el gas natural son las tres fuentes de combustibles fósiles de las que dependemos principalmente para cubrir nuestras necesidades energéticas, ya sea para el calentamiento de nuestros hogares, como para suministrar electricidad o como el combustible necesario para los medios de transporte.

Estos recursos energéticos no son ilimitados, y llegará el día en el que agotemos los suministros disponibles en la tierra. Los combustibles fósiles junto a la energía

nuclear de fisión, todavía suponen aproximadamente el 90 % de las fuentes de energía disponibles en todo el planeta.

El problema de los combustibles fósiles, es que vienen asociados a una serie de problemas medioambientales. Durante el proceso de combustión de los recursos fósiles, liberamos a la atmósfera grandes cantidades de CO₂, que es el gas que contribuye principalmente al calentamiento global. Es debido a ello que se considere a la explotación de los combustibles fósiles la primera causa más importante de liberación de gases de efecto invernadero a nuestra atmósfera.

Los efectos del calentamiento global no afectan exclusivamente a las áreas más industrializadas, sino que termina afectando a todo el planeta. En el Ártico y en la Antártida, el progresivo aumento de las temperaturas está causando el deshielo de los casquetes polares, que provoca a su vez el aumento del nivel de los mares y océanos en todo el planeta, afectando entre otras cosas, a la composición química de los océanos. El uso de los combustibles fósiles es también una de las principales causas de la contaminación atmosférica en el mundo, y que afecta a la salud humana y al desarrollo de ecosistemas.

El sol, el viento y el agua son fuentes de energía inagotables, no contaminan y son cada día más eficientes. Utilizándolas, se contribuye a minimizar la emisión de dióxido de carbono y otros gases a la atmósfera y de esta manera reducimos nuestra dependencia sobre los combustibles fósiles.

Aprovechando la energía contenida en estas fuentes, podemos obtener electricidad y hay más que suficiente para cubrir las necesidades de todo el mundo, sin embargo, el reto está en conseguir hacerlo de forma eficiente y que sea rentable económicamente, por debajo del coste de producir mediante combustibles fósiles la misma cantidad de energía, y el poder almacenarla para poder usarla en el momento que precisemos.

La energía solar consiste en el aprovechamiento de la energía emitida en forma de radiación por el sol. De acuerdo con la Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica (EPIA), la energía solar podría cubrir hasta el 26 % de las necesidades energéticas del mundo en el año 2040 [4].

La energía hidroeléctrica y la energía eólica han gozado en estos últimos años de una gran aceptación y un importante nicho de mercado. El principio sobre el que se basan

ambas es la fuerza de la acción de corrientes de viento y de agua que pasan por turbinas convirtiendo su energía mecánica en electricidad. Mientras que la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas está un poco parada, ha proliferado la construcción de parques eólicos y todos los años se ponen en marcha nuevos emplazamientos con cientos de aerogeneradores.

La energía del viento y del agua en los mares también es posible aprovecharla, tanto utilizando las corrientes, como los ciclos de las mareas, abriendo prometedoras nuevas posibilidades de investigación (energía mareomotriz y undimotriz). La energía procedente de la biomasa, que consiste en quemar restos de plantas y otras materias orgánicas, es la forma de abastecimiento energético más antigua del hombre, y a día de hoy, en países en desarrollo es imprescindible para la supervivencia de poblaciones locales.

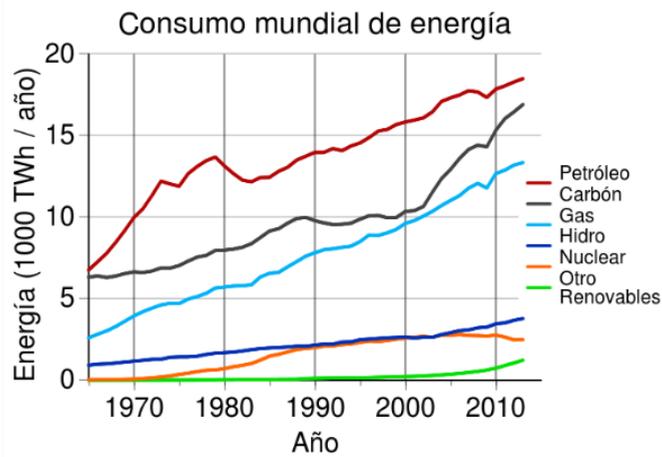
Se estima que nuestras reservas de combustibles fósiles estarán agotadas aproximadamente en unos 50 años, aunque explotando yacimientos hoy poco rentables mediante nuevas técnicas como el *fracking*, junto al posible descubrimiento de yacimientos desconocidos, podríamos seguir disponiendo de ellos por unos 100 - 120 años más [5–9]. Sea cuando sea, el hecho es que no son cifras demasiado alentadoras si tenemos en cuenta a nuestras inmediatas generaciones futuras. Por ello, no tenemos alternativa: tenemos que estar preparados y empezar a inclinar la balanza hacia las energías renovables.

1.1.3 El consumo y el mix energético

En este capítulo se muestran algunos datos referentes al consumo de energía desglosado y sus fuentes de procedencia a nivel mundial, europeo y nacional.

1.1.3.1 Consumo energético mundial

A medida que la población mundial crece (algunos estudios predicen una población de 9.000 millones de personas para 2040, siendo en marzo de 2017 aproximadamente 7.500 millones [10]) requerimos de una mayor cantidad de energía. Sumado esto al nivel de vida actual, hace del abastecimiento energético un grave problema que además abre brecha social y económica entre los países ricos y los países más pobres [11].

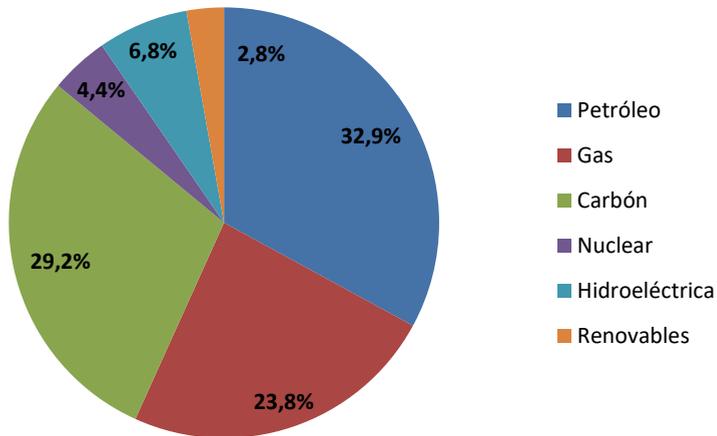


Fuente: OECD World energy statistics. (2013) [2]

Figura 1-1 Consumos energéticos mundiales por tipo de tecnología

En cuanto a la distribución de consumo energético a nivel mundial por fuentes primarias de producción podemos observar en la Figura 1-1 como las fuentes de energía tradicionales han ido aumentando históricamente desde la década de los 70 hasta alcanzar valores máximos en la actualidad, quedando el “mix” energético mundial actual dominado por el petróleo, gas y carbón, relegando a las energías renovables y otras tecnologías minoritarias a un segundo plano con una cuota de un 13 – 14 % del total.

Sin embargo considerando que hace 30 años estas tecnologías no eran más que anecdóticas, hay que valorar positivamente el aumento que han sufrido en estas décadas, sobre todo en los últimos años, gracias a nuevos avances y nuevas políticas globales que impulsan a la investigación y desarrollo de las tecnologías más verdes.



Fuente: Elaboración propia

Figura 1-2 Consumo energético mundial en 2015

El mix energético a nivel mundial quedó distribuido en el 2015 como sigue: petróleo (32,9 %), carbón (29,2 %), gas natural (23,8 %), energía hidroeléctrica (6,8 %), nuclear (4,4 %) y renovables (2,8 %). Es destacable el crecimiento del consumo de energías renovables (eólica, solar y biocombustibles) en 2015 que experimentó un

incremento del 15,2 % respecto al año anterior [12]. En la Figura 1-2 podemos ver el mix energético por fuentes de energía primaria mundial para el año 2015 [12].

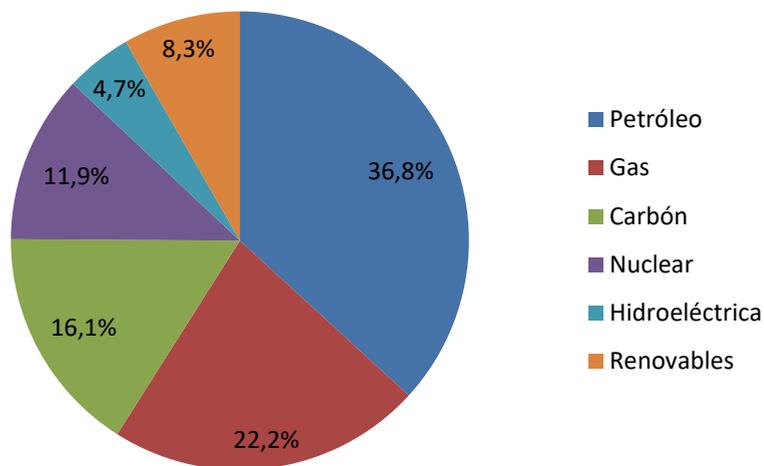
La demanda mundial de energía primaria creció sólo un 1 %. Este aumento es significativamente inferior al promedio de los últimos 10 años, lo que refleja la continua debilidad en la economía global y un menor crecimiento del consumo energético en China que aumentó solo un 1,5 % en 2015, la tasa más baja en casi 20 años, como consecuencia de la transformación de una economía industrial a una basada en los servicios. Aun así, el gigante asiático continuó siendo el mercado de mayor crecimiento del mundo para la energía por decimoquinto año consecutivo.

1.1.3.2 Consumo energético en la Unión Europea

El consumo energético a nivel de la Unión ha dado un giro respecto a su tendencia bajista registrada en los últimos años. En 2014, el consumo se redujo un 3,9 % mientras que en 2015 creció un 1,6 %, lo que supone su mayor crecimiento desde 2010 y representa el 12,5 % del consumo mundial de energía.

Este crecimiento se debió fundamentalmente al aumento del consumo de las energías renovables en la generación de electricidad (+ 14,9 %), al gas natural (+ 4,6 %) y al petróleo (+ 1,5 %) que compensaron las caídas en la energía hidroeléctrica (- 9,6 %), el carbón (- 1,8 %) y la energía nuclear (- 2,2 %).

El mix energético en la Unión Europea está compuesto por petróleo (36,8 %), seguido por el gas natural (22,2 %) y el carbón (16,1 %), energía nuclear (11,9 %), hidroeléctrica (4,7 %) y renovables (8,3 %). En la Figura 1-3 aparecen representadas las diferentes tecnologías y sus porcentajes de consumo en la Unión Europea [12].

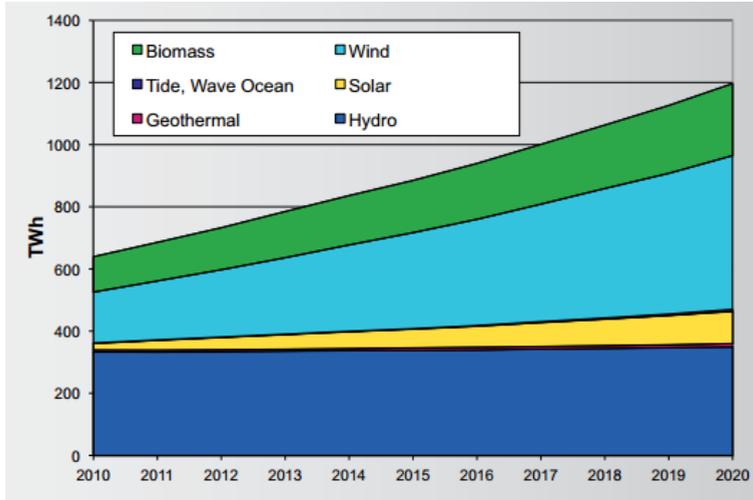


Fuente: Elaboración propia

Figura 1-3 Consumo energético en la Unión Europea en 2015

Las energías renovables para generar electricidad aumentaron en 17,7 millones de toneladas de petróleo equivalente en 2015, lo que supuso el mayor incremento de la historia en la UE. Entre ellas, hay que destacar la energía eólica, con un crecimiento de un 23,5 % en 2015 y que representa el 52 % de las renovables en la generación de electricidad.

Cabe reseñar que la UE es responsable del 37,7% de la producción mundial de renovables, logrando este año pasado su mayor incremento en toda la historia.



Fuente: OECD World energy statistics. (2013) [2]

Figura 1-4 Producción eléctrica de EERR prevista en Europa para el año 2020

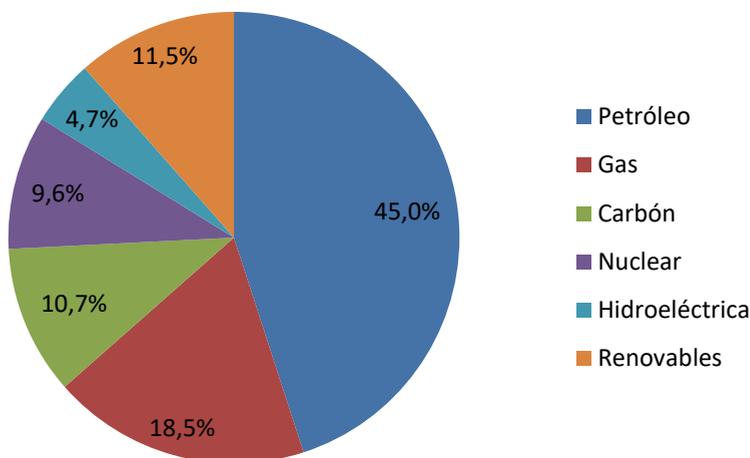
En la Figura 1-4 podemos apreciar las expectativas de crecimiento de las diferentes fuentes de energía de origen renovable en Europa para los próximos años [2].

1.1.3.3 Consumo energético en España

Por último, a nivel nacional, nos encontramos con un mix energético que revela que el consumo energético en España durante 2015 experimentó un cambio de tendencia y ha vuelto a la senda del crecimiento con un alza del 1,7 %, frente a las caídas registradas desde 2008 (con la excepción del repunte registrado en 2010). En concreto, el consumo energético fue de 134,4 millones de toneladas de petróleo

equivalente, pero aún está lejos de recuperar el récord de 2007 donde se consumieron 158 millones de toneladas de petróleo equivalente.

En cuanto al consumo energético por fuentes de energía, destaca el crecimiento experimentado por el carbón, con un alza del 23,9 % respecto a 2014, como consecuencia de la caída del precio internacional de este combustible. Así, el carbón reemplazó gran parte de la menor aportación de la energía hidráulica, que registró un descenso del 28,8 %.



Fuente: Elaboración propia

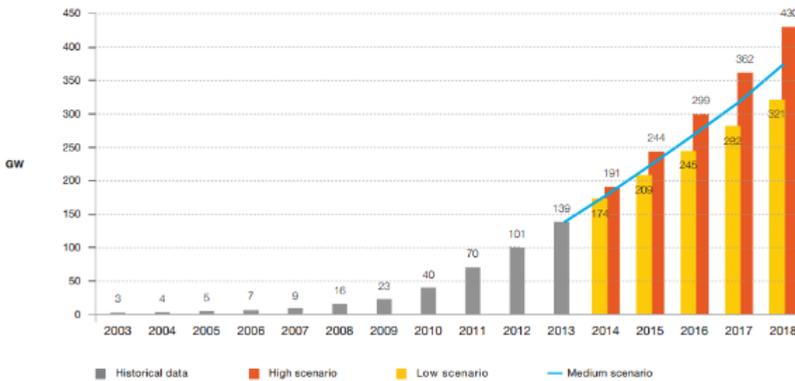
Figura 1-5 Consumo energético en España en 2015

En consecuencia, las emisiones de CO₂ crecieron un 6,8 % en 2015, muy por encima de la media de la UE (1,3 %). De hecho, España fue el país de la UE que ha registrado un mayor incremento de sus emisiones por detrás de Portugal y se disputa con Colombia, el séptimo puesto en el ranking mundial.

Esta modificación en el consumo ha producido cambios en la configuración del mix energético de España. En 2015, destaca que el petróleo, el gas natural y el carbón han ganado cuota en su aportación a la demanda, mientras que la energía nuclear, la hidroeléctrica y las renovables han perdido peso. Con todo, el mix energético (Figura 1-5) quedó distribuido de la siguiente manera: petróleo (45 %), gas natural (18,5 %), carbón (10,7 %), nuclear (9,6 %), hidráulica (4,7 %) y renovables (11,5 %) [12].

1.1.4 El potencial fotovoltaico

El número de instalaciones fotovoltaicas ha crecido exponencialmente en la última década debido a las ventajosas condiciones fiscales y al descenso de precio del panel. A finales de 2013 había instalados más de 138 GW fotovoltaicos en todo el mundo, lo que es equivalente (en potencia) a unos 138 reactores nucleares. De estos, 4 GW están instalados en España, 18 en Italia y 36 en Alemania.

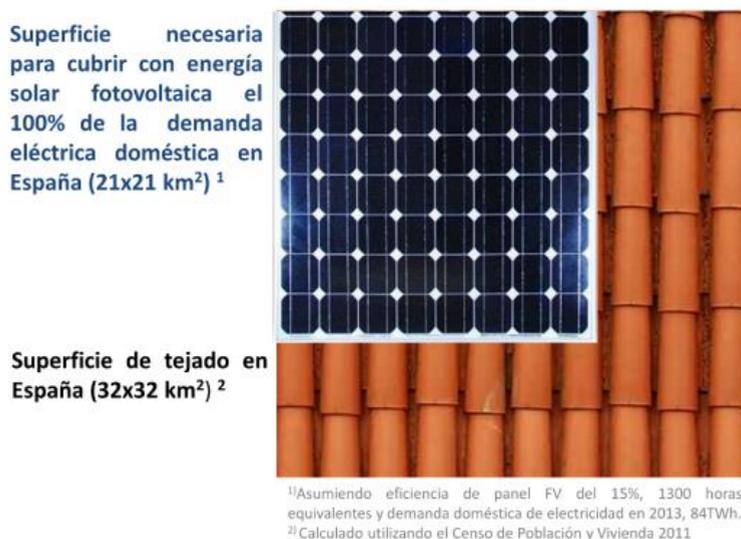


Fuente: EPIA: Global market Outlook for photovoltaics (2014) [13]

Figura 1-6 Predicción de energía fotovoltaica instalada en el mundo para 2018

Las predicciones según EPIA están representadas en la Figura 1-6 en la que se ve que en un escenario intermedio la potencia instalada mundial prácticamente se triplicará en los próximos años [13,14].

En España, después de la introducción de 2700 MW en nuevas instalaciones fotovoltaicas en 2008, en el año 2010 se producen grandes cambios relativos al real decreto 1565/10 y RD-L 14/10 en los que se reduce el precio que las compañías eléctricas pagan por la energía generada en un 45 %, y la limitación del número de horas anuales de funcionamiento a nivel regional de la tecnología. Estos cambios en la legislación unidos a la incipiente crisis económica que comienza en el país, hacen que la introducción de la energía solar fotovoltaica descienda a partir de este año.



Fuente: R.Moreton, M.Victoria. (2014) [17]

Figura 1-7 Comparativa de superficie necesaria FV y de tejado en España

En la Figura 1-7 se muestra una comparativa entre la superficie total de tejado y la superficie que sería necesaria de paneles fotovoltaicos para cubrir el 100 % de la

demanda eléctrica doméstica en España. La comparativa es bastante reveladora y demuestra que la energía solar fotovoltaica no sólo es viable sino que debe ser un modelo a seguir en la próxima década y éste modelo no pasa sino por unas decisiones políticas responsables con la sociedad y el medio ambiente.

1.2 La energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es una energía renovable que se basa en el aprovechamiento de la radiación emitida por el sol transformándola en energía eléctrica por medio de paneles solares. La energía solar está considerada como una de las tecnologías más limpias, respetuosas con el medio ambiente y con mayores perspectivas de futuro, ya que no emite ningún tipo de contaminante, es inagotable, los costes de operación y mantenimiento son muy bajos, es fácilmente escalable, modular y muy versátil.

1.2.1 Breve historia de la energía solar

De una forma u otra, la energía solar siempre ha estado presente en la historia del desarrollo de la raza humana, aunque la forma en que la civilización la ha utilizado y aprovechado varía según la época.

El Sol es en parte el responsable de la vida en nuestro planeta: es el causante de los ciclos del agua, de la fotosíntesis y de mantener la tierra a una temperatura adecuada para la vida. Desde el comienzo de la civilización ya se dieron cuenta de ello y las técnicas para aprovechar su energía han ido evolucionando, primeramente utilizando la energía solar pasiva, más tarde la térmica y por último, hoy en día, la fotovoltaica.

Los primeros en utilizar la energía solar pasiva fueron los griegos, diseñando sus casas para aprovechar la luz del sol. Más tarde, en el imperio romano comenzó a utilizarse vidrio en la fabricación de ventanas para atrapar el calor dentro de las viviendas y a construir invernaderos. Se atribuye a Arquímedes el uso del solo mediante espejos como arma bélica, concepto utilizado posteriormente para la fundición de metales y la quema de árboles. En 1792, el químico Lavoisier inventó el horno solar, mediante dos lentes que concentraban la radiación solar en un punto,

alcanzando elevadas temperaturas. Otra de las aplicaciones más interesantes de la energía solar pasiva ha sido la de la destilación de agua marina.

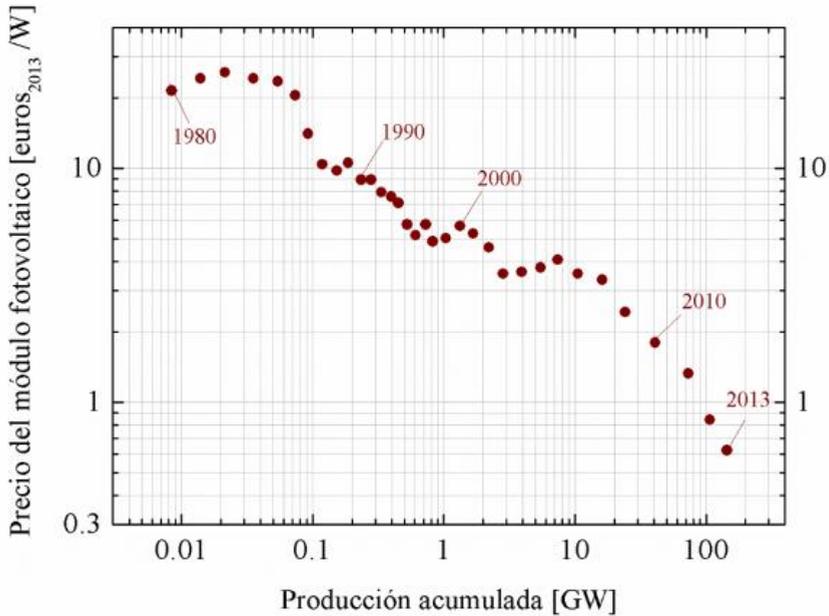
La energía solar térmica nace con el invento del colector solar de Horace Bénédicte De Saussure, el cual asentó las bases de los paneles solares térmicos actuales. Se trataba de cajas de madera y cristal que atrapaban el calor de la energía solar en su interior. Este invento ha dado agua caliente a millones de personas en todo el mundo. En 1865, el inventor Auguste Mouchout creó el primer motor solar capaz de convertir energía solar en energía mecánica.

En 1838, Edmond Becquerel descubrió el efecto fotovoltaico, naciendo con él la era de la energía solar fotovoltaica. Su descubrimiento fue con una pila electrolítica compuesta de electrodos de platino y observó que la corriente aumentaba en ella al exponerla a la luz solar.

En 1873 el ingeniero inglés Willoughby Smith descubre el efecto fotovoltaico en elementos sólidos. En 1877, William Grylls descubre que cuando se expone selenio a la luz generaba electricidad, creando la primera célula fotovoltaica de Selenio. En el año 1953, Calvin Fuller, Daryl Chapin y Gerald Pearson, desarrollan la primera célula solar basada en silicio, convirtiéndose en la primera célula capaz de hacer funcionar un dispositivo eléctrico. En 1956 aparecen las primeras células solares comerciales, aunque con un coste muy elevado, comenzaron a utilizarse en satélites americanos y soviéticos durante la carrera espacial a finales de los años 50.

A partir de los años 50, debido a unos bajos precios en el gas natural y a la mejora de los procesos de extracción de carbón, esta última se convirtió en la fuente principal de calentamiento, considerándose la energía solar como una alternativa cara y abandonada a usos industriales. Este parón de la energía solar fotovoltaica duró hasta la década de los años 70. En estos años el aumento en el precio del gas y el petróleo derivó en un resurgimiento en el uso de la energía solar para calefacción y agua, así como en la generación de electricidad. El precio de las células solares se ve reducido un 80 % y resultan interesantes para aplicaciones a mayor escala como plantas solares. Con la Guerra del Golfo de 1990 y la crisis energética derivada de ella, aumentó aún más el interés por las energías renovables como alternativa al petróleo [15].

Las últimas décadas han supuesto un avance imparable para la energía solar fotovoltaica. Políticas verdes y una concienciación social respetuosa con el medio ambiente cada vez mayor, unido a los últimos avances científicos y tecnológicos han contribuido a la inclusión de esta tecnología en nuestra vida diaria.



Fuente: R.Moretón, M.Victoria. (2014) [17]

Figura 1-8 Evolución histórica del precio en €/W_p del panel fotovoltaico

El precio de los paneles fotovoltaicos ha supuesto la puerta de entrada definitiva de la energía solar fotovoltaica a la vida moderna gracias a su descenso progresivo desde la década de los años 80 hasta comienzos de siglo bajando desde aproximadamente 11 €/W_{pk} en los primeros paneles comerciales hasta bajar de la barrera de 1 €/W_{pk} hace apenas 3 años. Esta drástica bajada de su precio en los últimos 7 años es en parte debida a la madurez de la tecnología y sobre todo a la introducción en el mercado de productores asiáticos, gracias a ello un módulo fotovoltaico cuesta hoy en día menos de 0,6 €/W_{pk}.

En la Figura 1-8 se representa en escala logarítmica la evolución histórica del precio medio del panel fotovoltaico en €/W_{pk} contra la producción acumulada en GW de paneles fabricados, en ella se puede apreciar la evolución y la madurez que ha alcanzado la tecnología [16,17].

1.2.2 La tecnología solar fotovoltaica

La energía fotovoltaica consiste en la transformación directa de la radiación solar en electricidad. Esta transformación se produce en unos dispositivos denominados paneles fotovoltaicos. En los paneles fotovoltaicos, la radiación solar excita los electrones de un dispositivo semiconductor generando una diferencia de potencial. La conexión en serie de estos dispositivos permite obtener diferencias de potencial mayores.

El éxito económico de la generación de energía eléctrica a partir de las tecnologías de energía solar fotovoltaica (FV) recae sobre el hecho de que los módulos solares sean capaces de operar durante un período de 25 - 30 años, incluso más, gracias a que se han desarrollado unos estándares de calidad y testeo internacionales que garantizan ese funcionamiento.

Sin embargo aunque esos ensayos suministran información valiosa sobre las características y funcionamiento de los módulos, se han observado diferencias significativas entre el funcionamiento predicho y estudiado y lo realmente observado en condiciones reales de trabajo a la intemperie. Por ello, el hecho de estudiar el comportamiento de una planta fotovoltaica bajo condiciones de trabajo normales puede proporcionar información muy útil para entender el comportamiento real de los módulos e inferir en las razones detrás de esas diferencias observadas.

Alrededor del 80 % del mercado fotovoltaico está repartido entre las dos tecnologías más importantes basadas en el silicio cristalino (c-Si): monocristalino y policristalino. El resto del mercado está disputado por diversas tecnologías, (a-Si:H, CIS, CISG,

TeCd, etc.) denominadas “*Thin film*” o de capa delgada debido a la menor cantidad de material que se emplea en su fabricación [18–21].

Como describe M.A Green [19], la gran demanda fotovoltaica producida en los años anteriores a 2010, supuso una gran oportunidad para introducir y desarrollar enormemente las tecnologías de capa delgada. Esta tecnología tiene el potencial de revolucionar el actual coste de la fotovoltaica al eliminar el 50 % del coste neto de fabricación gracias a no utilizar obleas de silicio.

La medida de la potencia bajo condiciones estándar de funcionamiento (STC: *Standard Test Conditions*) para los módulos de silicio amorfo tienen una difícil interpretación, pues además de la alta influencia de la temperatura a la que se encuentra el módulo y variables ambientales, (efectos comunes en todas las tecnologías), la potencia depende también del historial de exposición a la luz solar del módulo y de la radiación absorbida por este.

Para comprender el comportamiento de una planta fotovoltaica existe un creciente interés en conocer más profundamente qué factores afectan a la eficiencia de la célula, y por extensión al funcionamiento de la planta [22–24].

El estado actual del módulo puede ser únicamente estimado fiablemente si el historial completo de este a la radiación solar es conocido. Además de necesitar un preciso proceso de medición bajo condiciones estándar de medida, es necesario un entendimiento del comportamiento del módulo bajo condiciones ambientales. Por lo tanto, es posible estimar una predicción precisa de la potencia entregada por una planta fotovoltaica basada en el estudio de sus módulos.

1.2.3 Tecnología fotovoltaica de capa delgada

Las células de capa delgada (TFPV) se conocen desde finales de los años 70, cuando empezaron a comercializarse en calculadoras solares, y estas funcionaban gracias a una pequeña tira de silicio amorfo.

Hoy en día existe una gran variedad de módulos fotovoltaicos comerciales que utilizan esta tecnología y se emplean desde en sistemas de carga de vehículos hasta sofisticadas integraciones arquitectónicas en edificios.

Aunque se esperaba que la tecnología de capa delgada tuviera una importante introducción en el mercado y sobrepasase en utilización a las de tecnología cristalina a largo plazo, el mercado ha cambiado de tendencia desde hace unos años [25].

En el año 2010 los módulos de lámina delgada acaparaban un 15 % del total del mercado, sin embargo se espera que este valor se estabilice próximamente en un 7 % para final de esta década [26].

Las células solares de capa delgada están clasificadas como células solares de segunda generación y su fabricación consiste en la deposición de una o más capas delgadas (*thin films*) de material fotovoltaico sobre un sustrato, tal como cristal, plástico o metal.

Actualmente existen diversas tecnologías comercializadas, entre las más importantes podríamos destacar la de Telururo de cadmio (CdTe), Cobre-Indio-Galio-Selenio (CIGS), Celdas solares sensibilizadas por colorante (DSC) y otras celdas solares orgánicas y silicio amorfo hidrogenado (a-Si:H).

La tecnología fotovoltaica de capa delgada tiene numerosas ventajas que la convierten en una tecnología con mucho potencial: sus características únicas como un bajo coeficiente de pérdidas por temperatura, flexibilidad a la hora de su diseño y fabricación y el hecho de ser medioambientalmente más amigable que otras tecnologías, ya que la polución que produce durante su fabricación no es tóxica.

El grosor de las células de capa delgada varía desde unos pocos nanómetros hasta decenas de micras, siendo estas mucho más delgadas que las de tecnología cristalina,

que usa obleas de silicio de en torno a 200 micras de grosor. Las células de capa delgada utilizan mucho menos silicio como materia prima para su fabricación (entre 100 y 200 veces menos), consumen menos energía en su fabricación, los procesos de fabricación son más sencillos y además son más flexibles y están dotadas de un menor peso, por lo que es la tecnología idónea para su integración en edificios (BIPV: *Building-integrated photovoltaics*) [27–30] pudiendo utilizarse como recubrimientos semitransparentes e incluso ser laminadas sobre ventanas. Además, los *tests* de envejecimiento para este tipo de células sitúan su vida útil en más de 20 años por lo que empiezan a ser una alternativa seria a las tecnologías habituales.

Todos estos factores implican un menor precio para el W_{pk} en módulos basados en el silicio amorfo en comparación con otros basados en tecnologías cristalinas, por lo que la tendencia de los módulos de a-Si:H es de ganar importancia progresivamente en el mercado.

La principal desventaja de las tecnologías de capa delgada con respecto a las cristalinas es la menor eficiencia de las primeras, en el rango de entre un 6 % y un 16 %, mientras que las cristalinas (c-Si) se sitúan entre un 15 % y un 21 % (escala comercial). Otra desventaja con respecto a la tecnología cristalina es que el silicio amorfo es sensible al efecto de degradación debido a la luz solar (LID) conocido como efecto Stabler-Wronsky que dificulta la caracterización de los paneles durante los primeros meses de funcionamiento.

Todo esto sumado a la baja madurez tecnológica de algunas nuevas tecnologías (CIS, CISG, TeCd) con respecto a otras (c-Si, a-Si:H) hacen que su explotación sea un reto en los próximos años.

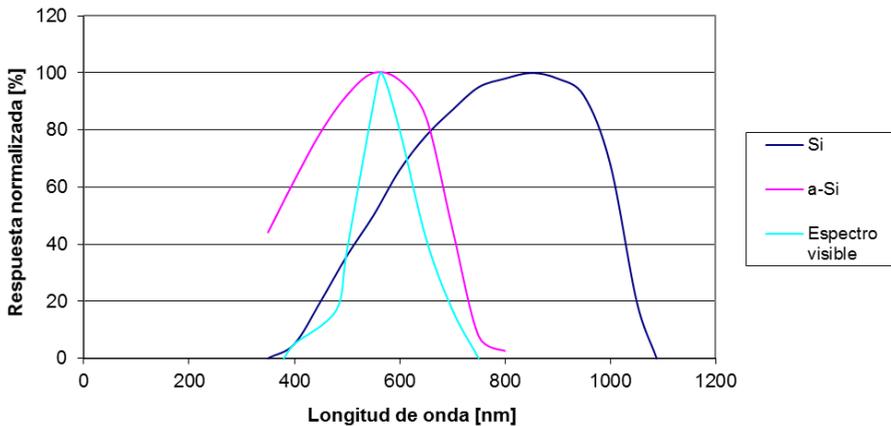
Diversos estudios han sido llevados a cabo para comparar diferentes tecnologías y evaluar la madurez de estas. P.A. Basore, en su trabajo estudia las futuras tendencias augurando un importante crecimiento en el mercado para la capa delgada, al igual que R.D. McConnell, T. Surek et al. [31,32]. Una revisión más reciente realizada por Tyagi, V. V, Rahim, Nurul A. et al reafirma la tecnología de capa delgada como muy prometedora para un futuro a medio plazo [33].

La experiencia en campo con módulos de a-Si:H es la más extensa de todas las tecnologías de capa delgada. En 1973 D.E. Carlson, C.R. Wronski ya comienzan las primeras investigaciones sobre el comportamiento del silicio amorfo [34,35].

El conocimiento obtenido durante las tres pasadas décadas en el campo de la fabricación de módulos de a-Si:H tanto como en la experiencia práctica adquirida en plantas es hoy usada para investigar en el resto de tecnologías de capa delgada.

Las células de a-Si:H presentan un ancho de banda bajo [36,37] como presentan las investigaciones de C. Shou, Z. Luo y M. Hamdy, S. El-Hefnawi et al. [38] y también un bajo coeficiente de absorción.

M.P. Brennan, a. L. Abramase et al. y D. Dirnberger, B. Muller et al. [39,40] evaluaron el comportamiento espectral de diferentes tipos de tecnologías determinando que las células de silicio amorfo presentan un respuesta espectral baja comparada con la policristalina, teniendo un buen comportamiento para un espectro de radiación bajo (Figura 1-9).

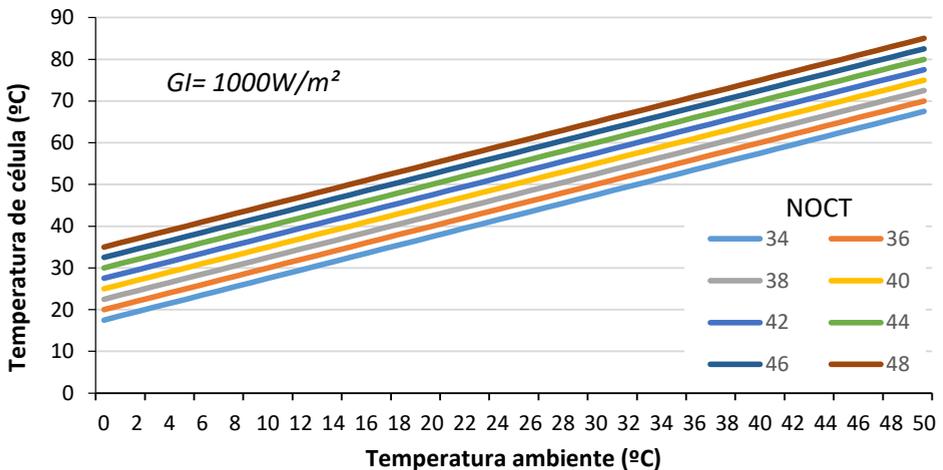


Fuente: Elaboración propia

Figura 1-9 Respuesta espectral a-Si:H contra Si

Al igual que en todas las tecnologías fotovoltaicas, la producción energética de un campo fotovoltaico de a-Si:H, para espacios largos de tiempo está influenciada por diversos factores: la temperatura de operación de la célula, pérdidas por suciedad en la superficie del módulo [41,42], pérdidas por *mismatching* [43], envejecimiento de la célula [44] y otros mecanismos de estabilización ópticos [45].

Uno de los factores más críticos a la hora de la producción de la planta es la temperatura de operación real de la célula (T_{cell}). Los parámetros de funcionamiento eléctricos de un módulo están medidos bajo STC: $G_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$, $T_{STC} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$, y $AM_{STC} = 1,5 \text{ AM}$.



Fuente: Elaboración propia

Figura 1-10 Comparativa de T_{amb} y T_{cell} para diferentes valores de NOCT

La Ecuación 1-1 establece la relación entre la temperatura de célula y la temperatura ambiente:

$$T_{cell} = T_{amb} + \frac{NOCT - 20}{800} G I \quad \text{Ecuación 1-1}$$

La Figura 1-10 muestra una comparativa para diferentes valores de temperatura de operación nominal de la célula (NOCT: *Nominal Operating Cell Temperature*) con respecto a la temperatura ambiente para una irradiancia de 1000W/m².

Debido al movimiento de la tierra con respecto del sol, la irradiación global está continuamente cambiando, y esto da como resultado que la temperatura de la célula varíe constantemente. El valor NOCT es un parámetro dado por el fabricante para unas condiciones ambientales fijadas en 800 W/m² de irradiancia, 20 °C de temperatura ambiente y una velocidad del viento de 1 m/s. Los valores típicos de NOCT varían desde 41 °C (para los módulos a-Si:H) a los 47 °C (para los cristalinos). En condiciones estándar de medida la temperatura de la célula está entre 26,3 °C y 33,8 °C, valores por encima de la temperatura ambiente. Un incremento en la temperatura de la célula produce un decrecimiento en el ancho de banda de esta lo cual afecta principalmente al V_{oc} , haciendo que los parámetros eléctricos descendan. Incrementos en la temperatura de la célula también llevan a una mayor corriente de cortocircuito que no es capaz de compensar la caída de tensión, resultando en una reducción de la potencia entregada por el módulo.

Por ello un valor inferior en el parámetro NOCT en módulos TFPV comparados con módulos cristalinos se transforma en una menor temperatura de operación de la célula y en una mayor eficiencia relativa a temperaturas altas.

Tabla 1-2 Valores de funcionamiento actuales en módulos de capa delgada

<i>Tecnología</i>	<i>a-Si:H Kaneka U-EA120</i>	<i>CdTe First Solar FS-4117-2</i>	<i>CIS SolarFrontier SF170-S</i>	<i>CISG TSMC Solar TS-165C2</i>
α (%/K)	+0,056	+0,04	+0,01	+0,01
β (%/K)	-0,39	-0,29	-0,30	-0,29
γ (%/K)	-0,35	-0,34	-0,31	-0,30
<i>NOCT</i> (°C)	45 °C	45 °C	47 °C	46,5 °C
<i>Eficiencia</i> (%)	9,8	16,3	13,8 %	15,2 %

Fuente: Elaboración propia

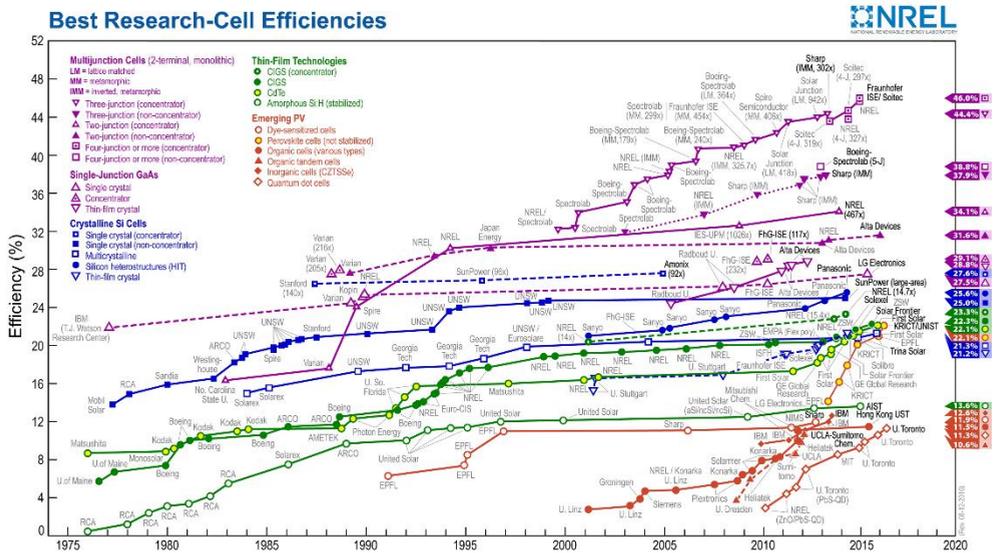
En la Tabla 1-2 se muestra a fecha de febrero de 2017 una comparativa de los módulos comerciales con mayores eficiencias para tecnologías de capa delgada en el mercado extraídas de las hojas técnicas de los fabricantes.

El término α representa el coeficiente térmico de la corriente de cortocircuito (I_{SC}) con las variaciones de la temperatura, el término β representa el coeficiente térmico de la tensión de circuito abierto (V_{OC}) con las variaciones de la temperatura y el término γ representa el coeficiente térmico de la potencia en el *MPP* (P_{MPP}) con las variaciones de la temperatura.

1.2.4 Eficiencia fotovoltaica

La eficiencia de las células solares fotovoltaicas es el parámetro clave a tener en cuenta cuando se trata de generar electricidad mediante tecnología fotovoltaica.

El avance en la eficiencia ha sido acelerado por diversos factores tales como la contribución a reducir el problema del calentamiento global, el considerar a la energía solar fotovoltaica como una tecnología respetuosa con el medio ambiente, la impresionante caída de precios de las células fotovoltaicas en los últimos años, las ayudas del gobierno para fomentar las energías renovables... [46–49].



Fuente: NREL Best research cell efficiencies. (2016) [50]

Figura 1-11 Registro de records en eficiencias fotovoltaicas

La eficiencia en las células fotovoltaicas ha sufrido una impresionante evolución en las últimas décadas, nuevas tecnologías emergentes han ido apareciendo a la par que

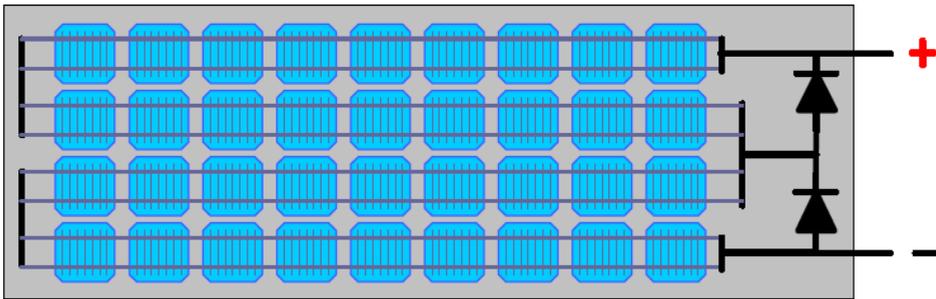
la eficiencia de las antiguas ha continuado mejorándose. Actualmente, las tecnologías fotovoltaicas están catalogadas en 4 grandes grupos de acuerdo a la técnica de fabricación utilizada y obedecen a la clasificación propuesta por el laboratorio nacional de energías renovables (NREL) [50].

La clasificación se divide en los siguientes grupos:

- Tecnologías cristalinas, entre las que están incluidas las monocristalinas y policristalinas, acaparando la mayor cuota de mercado, en torno a un 85 %. La eficiencia de las primeras ha alcanzado valores de 25 % y para la policristalina hasta un 20,4 % de eficiencia ha sido registrado [51].
- Tecnologías de capa delgada (*thin film*), silicio amorfo (13,4 %) y CdTe (18,6 %) entre otras.
- Tecnologías fotovoltaicas tándem o multiunión, doble unión (32,6 %), triple unión (44 %) con el record actual de eficiencia para una célula solar y GaAs (29,1 %).
- Tecnologías emergentes y experimentales, entre las que podemos encontrar DYE (11,4 %), orgánicas (11,1 %) y de eficiencia cuántica (QDC) (7 %).

1.2.5 El módulo fotovoltaico

A nivel mecánico y constructivo un panel fotovoltaico está constituido por una serie de células solares interconectadas entre sí. Estas células están agrupadas por características similares en cuanto a potencia para reducir el efecto de *mismatching* y son combinadas en serie y en paralelo.



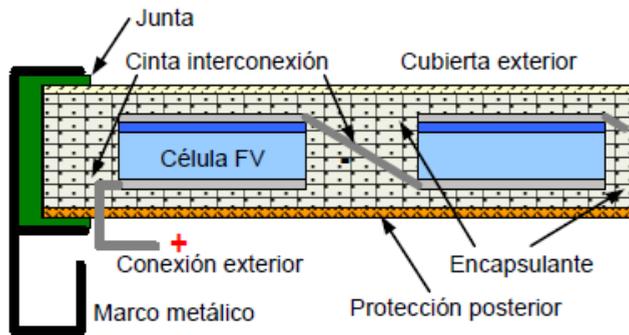
Fuente: Solibro. (2017) [52]

Figura 1-12 Conexión de un módulo fotovoltaico con 36 células c-Si en serie

En la Figura 1-12 se muestra un panel fotovoltaico ejemplificando el conexionado de las células solares entre sí, en este caso, 36 células conectadas en serie. Este conjunto de células son encapsuladas para protegerlas de las condiciones ambientales, ciclos térmicos, polvo, etc... Un módulo fotovoltaico de silicio cristalino está compuesto por los siguientes elementos: cubierta de cristal frontal (habitualmente cristal endurecido con bajo contenido en hierro y un alto valor de transmitividad), *strings* de células encapsuladas, capa de EVA (ethylene-vinyl-acetate) y láminas traseras (habitualmente una estructura multicapa de film de poliéster PET laminada entre capas de fluoruro de polivinilo TPE, comúnmente conocido como tedlar TPT).

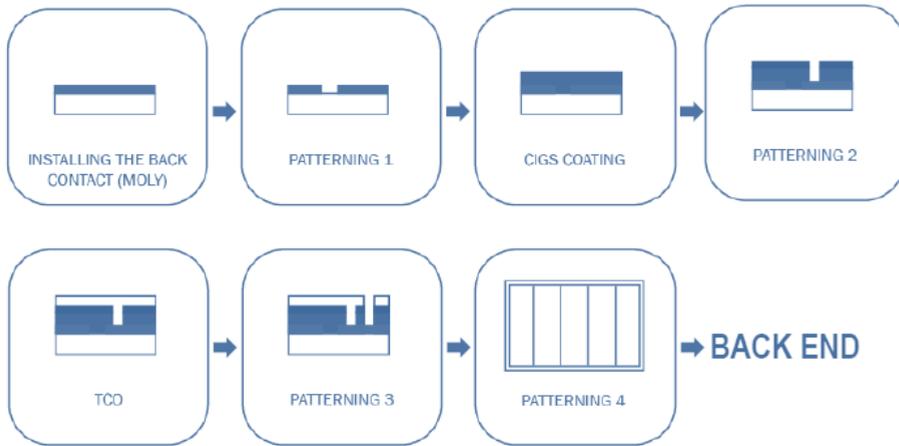
En la Figura 1-13 se muestra un detalle de sección de un módulo fotovoltaico en el que se pueden apreciar sus partes y conexiones.

La formación de los módulos de capa fina presenta grandes diferencias con los módulos cristalinos. En la Figura 1-14, obtenida del fabricante de módulos *CIGS Solibro* se muestra como es el proceso de fabricación de un módulo cristalino [52]. Sobre el sustrato del módulo (habitualmente cristal) se deposita el contacto posterior para después realizar unas muescas de forma que se separan partes del conductor.



Fuente: Solibro. (2017) [52]

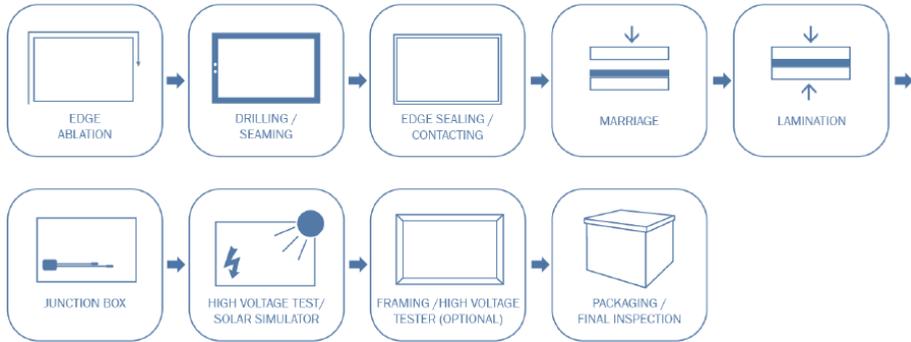
Figura 1-13 Vista del perfil del detalle constructivo de un módulo fotovoltaico cristalino



Fuente: Solibro. (2017) [52]

Figura 1-14 Proceso de fabricación de una célula solar

En el siguiente paso se aplica por encima una capa del material semiconductor (en el ejemplo es del tipo CIGS) para posteriormente realizar una muesca de anchura y profundidad adecuadas para separar las diversas células que conformarán el módulo y realizar el conexionado serie entre células. El siguiente paso corresponde al depositado del óxido conductor transparente (TCO: *Transparent Conductive Oxide*) sobre la parte anterior del módulo (la parte que recibe la luz del sol). En el penúltimo paso se realizan nuevas muescas sobre el TCO de la anchura y profundidad adecuadas para separar las diversas células que conformarán el módulo, completando el conexionado en serie de todas las células.

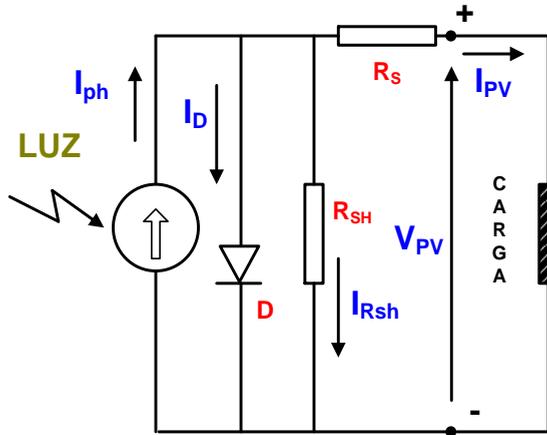


Fuente: Solibro. (2017) [52]

Figura 1-15 Proceso de ensamblado de un módulo fotovoltaico

La siguiente fase de fabricación, mostrada en la Figura 1-15, proporciona al módulo fotovoltaico la robustez mecánica necesaria (cristal anterior, marco, fijaciones, etc.) y la conectividad eléctrica (caja de conexiones, cables, conectores, etc.) que permite conectarlo en serie dentro de ramas de módulos que permiten aumentar la potencia generada.

La Figura 1-16 muestra lo que se conoce por modelo de un diodo para una célula solar fotovoltaica, descrito por Merten et al. [53] en el que las resistencias en paralelo y en serie explican su funcionamiento eléctrico. Una célula solar fotovoltaica se puede modelar en un circuito equivalente como el mostrado, en este, se produce una diferencia de potencial V_{PV} sobre una carga resistiva, conectada entre sus terminales positivos y negativos, por la que circula una corriente de valor I_{PV} .



Fuente: Merten et al. (1998) [53]

Figura 1-16 Modelo de un diodo de una célula PV

Donde:

- I_{ph} es una fuente de corriente continua de valor igual a la máxima corriente que puede generar la célula fotovoltaica debido a los fotones que inciden sobre la célula fotovoltaica.
- El diodo D representa al diodo que aparece al realizar la unión de semiconductores de tipo $p-n$.
- R_{SH} es la resistencia *shunt* (paralelo) debida a la no idealidad de la unión $p-n$ y a las impurezas cerca de la unión, con valores típicos entre 200Ω y 800Ω .
- R_s es la resistencia serie debida a la resistencia del volumen del material y de contactos, con valores típicos entre $0,05 \Omega$ y $0,3 \Omega$.

Las mediciones de las curvas I-V así como la de la corriente en ausencia de luz (I_D en la Ecuación 1-2) son valores ampliamente utilizados para analizar el rendimiento de las plantas ya que permiten extraer los parámetros eléctricos necesarios de un sistema para simular su funcionamiento.

La ecuación que describe el funcionamiento de una célula fotovoltaica al igual que de un módulo fotovoltaico según el modelo de un diodo es la mostrada en la siguiente ecuación. 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 shunt R_{SH} .

$$I_{PV} = I_{ph} - I_D \left(e^{\left[\frac{(V_{PV} + I_{PV}R_S)}{mKT/q} \right]} - 1 \right) - \frac{V_{PV} + I_{PV}R_S}{R_{SH}} \quad \text{Ecuación 1-2}$$

Donde, además de los términos definidos con anterioridad, se definen:

- I_{PV} es la corriente generada por la célula fotovoltaica.
- 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 modelo anterior. Su efecto está cuantificado por el segundo término de la ecuación de la corriente a la salida de la célula. Su valor puede ser determinado experimentalmente aplicando una tensión V_{OC} a la célula en la oscuridad ($I_{ph} = 0$) y midiendo la corriente que entra a la célula.
- m es un factor de idealidad del diodo cuyo valor para el silicio varía entre 1 y 2 (cercano a 1 para valores de corriente alta, y más cercano a 2 cuando las corrientes son pequeñas).
- V_{PV} es la tensión en los bornes de salida de la célula.
- q es la carga del electrón, de valor igual a $1,6 \cdot 10^{-19}$ C.
- K es la constante de Boltzman, de valor igual a $1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K.
- T es la temperatura absoluta, medida en Kelvin.

El efecto de la resistencia en paralelo R_{SH} se considera despreciable ya que es de alto valor y la corriente que se fuga por dicha resistencia es muy baja:

$$\frac{V_{PV} + I_{PV}R_S}{R_{SH}} \approx 0$$

Ecuación 1-3

Teniendo este factor en cuenta, la Ecuación 1-2 queda de la siguiente manera:

$$I_{PV} = I_{ph} - I_D \left(e^{\left[\frac{(V_{PV} + I_{PV}R_S)}{mkT/q} \right]} - 1 \right)$$

Ecuación 1-4

El valor de I_{ph} está sujeto a las siguientes consideraciones;

- Al efectuar un cortocircuito en la salida del módulo $V_{PV} = 0$
- La corriente que circula por la salida del módulo es $I_{PV} = I_{SC}$
- La resistencia serie R_S es muy baja, por lo que el término $I_{PV}R_S \approx 0$

Como $I_{SC} \approx I_{ph}$ la ecuación que corresponde a la curva I-V del módulo es:

$$I_{PV} = I_{SC} - I_D \left(e^{\left[\frac{(V_{PV} + I_{PV}R_S)}{mkT/q} \right]} - 1 \right)$$

Ecuación 1-5

En el término mkT/q el valor del factor de idealidad m es desconocido. Dicho valor no es facilitado por los fabricantes por lo que se ha de calcular con alguna expresión que la relacione con los parámetros conocidos. Considerando el punto de trabajo del módulo fotovoltaico en el que suministra la máxima potencia y sustituyendo los valores de tensión (V_{PMP}) y corriente (I_{PMP}) en la expresión anterior, obtenemos:

$$I_{PMP} = I_{SC} - I_D \cdot e^{\left[\frac{V_{PMP}}{mkT/q}\right]} \quad \text{Ecuación 1-6}$$

El valor de I_D se puede calcular si consideramos la condición de circuito abierto en la salida, con una corriente de salida nula ($I_{PV} = 0$) y una tensión de salida igual a la de circuito abierto ($V_{PV} = V_{OC}$):

$$I_{PV} = 0 = I_{SC} - I_D \cdot \left(e^{\left[\frac{V_{OC}+0}{mkT/q}\right]} - 1 \right) \quad \text{Ecuación 1-7}$$

Con los valores típicos de los módulos fotovoltaicos se verifica que:

$$e^{\left[\frac{V_{OC}}{mkT/q}\right]} \gg 1 \quad \text{Ecuación 1-8}$$

Por lo que la Ecuación 1-7 queda de esta forma:

$$0 = I_{SC} - I_D \cdot e^{\left[\frac{V_{OC}}{mkT/q}\right]} \quad \text{Ecuación 1-9}$$

De donde se despeja el valor de I_D :

$$I_D = \frac{I_{SC}}{e^{\frac{V_{OC}}{mkT/q}}} \quad \text{Ecuación 1-10}$$

Sustituyendo en la Ecuación 1-6, que relacionaba la tensión y la corriente en condiciones de PMP, obtenemos la siguiente expresión:

$$I_{PMP} = I_{SC} - I_D \cdot e^{\left[\frac{(V_{PMP})}{mkT/q}\right]} = I_{SC} - \frac{I_{SC}}{\frac{(V_{OC})}{\frac{mkT}{q}} e^{\left[\frac{(V_{PMP})}{mkT/q}\right]}} = I_{SC} \left(1 - e^{\frac{V_{PMP} - V_{OC}}{mkT/q}}\right)$$

Ecuación 1-11

A partir de la Ecuación 1-11 es posible calcular el valor del término mkT/q basándonos en los parámetros característicos del módulo fotovoltaico:

$$mkT/q = \frac{(V_{PMP} - V_{OC})}{\ln\left(1 - \frac{I_{PMP}}{I_{SC}}\right)}$$

Ecuación 1-12

Este último término se conoce como “tensión térmica” y se representa como V_t y con los valores previamente calculados, la ecuación que corresponde a la curva I-V aproximada (a partir de la Ecuación 1-5) de un módulo fotovoltaico es la siguiente:

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

Ecuación 1-13

La corriente de cortocircuito generada para una determinada radiación solar I_{SC_Ex} es proporcional a la radiación incidente E_x verificando la siguiente relación:

$$I_{SC_{Ex}} = I_{SC_{STC}} \frac{E_x}{1000}$$

Ecuación 1-14

Donde E_x es la radiación solar que incide sobre la célula fotovoltaica medida en W/m^2 para unas condiciones determinadas de trabajo, $I_{SC_{Ex}}$ es la corriente de cortocircuito para una radiación solar E_x e $I_{SC_{STC}}$ es la corriente de cortocircuito de la célula fotovoltaica medida con una irradiancia de 1000 W/m^2 (en condiciones STC).

1.2.6 Factores de pérdidas de la célula fotovoltaica

En este apartado del capítulo se pondrán de manifiesto y se cuantificarán los principales factores ambientales y propios de la instalación que afectan al rendimiento de una célula fotovoltaica.

1.2.6.1 Efectos de la temperatura en los módulos fotovoltaicos

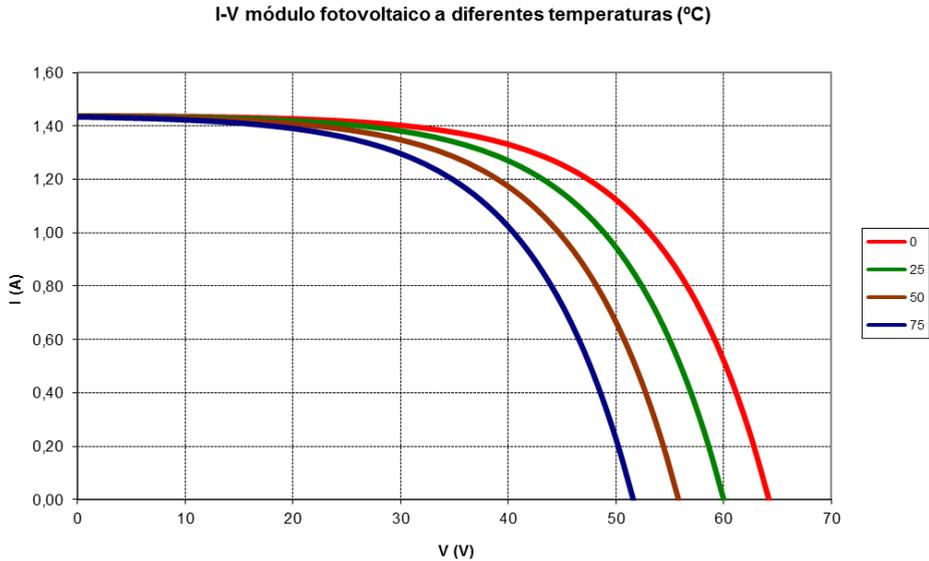
La potencia de salida de los módulos depende enormemente de la temperatura de operación de la célula, la cual a su vez está influenciada por la temperatura ambiente. Esto es debido a que la radiación infrarroja es atrapada por la cubierta de cristal del panel fotovoltaico que a su vez se convierte en calor.

En la Figura 1-17 han sido representadas diferentes curvas para un módulo típico de silicio amorfo en las que se compara la curva I-V a diferentes temperaturas, 0°C, 25°C, 50°C y 75°C. La curva que correspondería a los valores STC sería la de 25°C. Se puede observar que la I_{SC} tiene un ligero aumento a la vez que aumenta la temperatura y que la V_{OC} desciende notablemente. Las curvas de la Figura 1-17 han sido representadas utilizando la Ecuación 1-12 y la Ecuación 1-13 para diferentes valores de temperatura.

La eficiencia en las células monocristalinas es mucho más sensible al aumento de la temperatura comparado con las policristalinas, y ambas más sensibles que las células de silicio amorfo que son las más estables a este fenómeno.

Tal y como describen Rakesh Kumar y Marc. A. Rosen, la eficiencia en las células monocristalinas desciende hasta un 15 % de su eficiencia máxima debido a los efectos de la temperatura mientras que para las células amorfas se establece en torno a un 5 % y E.Skoplaki y J.Palyvos confirman en su revisión este fenómeno [22,54].

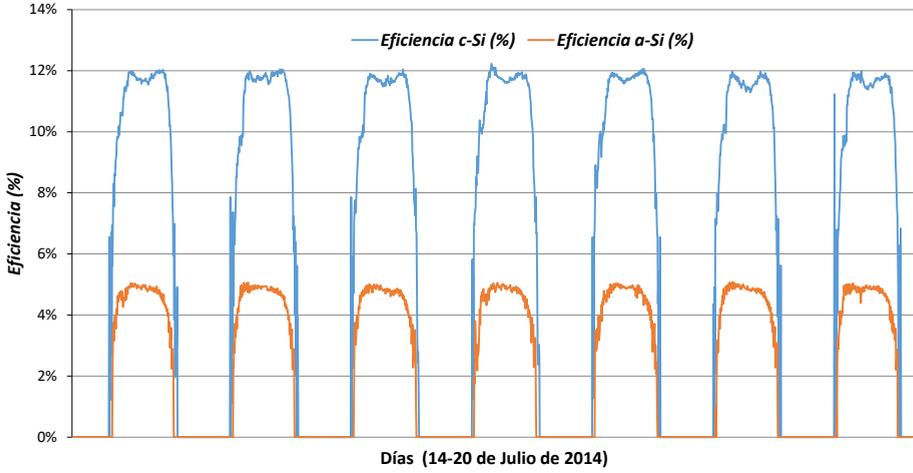
A medida que la temperatura aumenta, la potencia de salida y la eficiencia del módulo disminuyen. Las temperaturas altas sufridas por el modulo afectan a las uniones entre las células así como al encapsulante del módulo lo que contribuye a la disminución de su vida útil.



Fuente: Elaboración propia

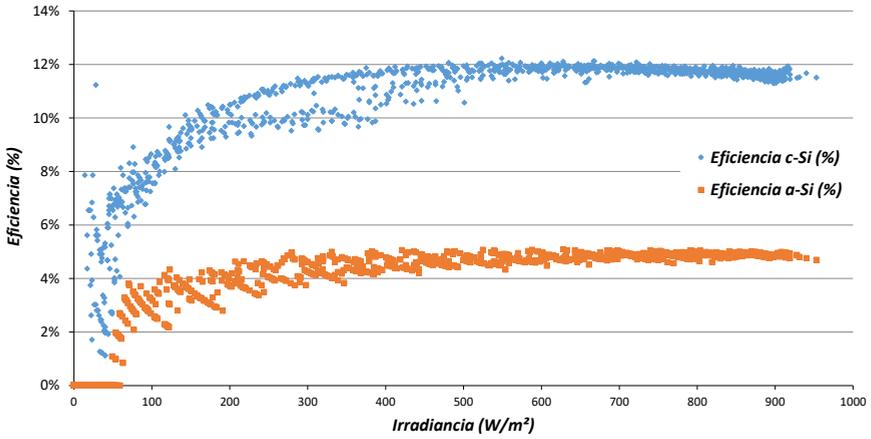
Figura 1-17 Curva I-V de un módulo FV a diferentes temperaturas

En la Figura 1-18 se muestra el efecto de la temperatura en la eficiencia de la célula: en color azul se muestra la eficiencia a lo largo de una semana de Julio para una planta fotovoltaica de silicio policristalino, en color rojo los datos de eficiencia para una planta de silicio amorfo. Se puede observar como el comportamiento del c-Si en las horas centrales de días soleados indica que tiene pérdida de la eficiencia de la conversión, mientras que en el a-Si:H esa variación es menos acusada.



Fuente: Elaboración propia

Figura 1-18 Efecto de la temperatura en la eficiencia para c-Si y a-Si:H



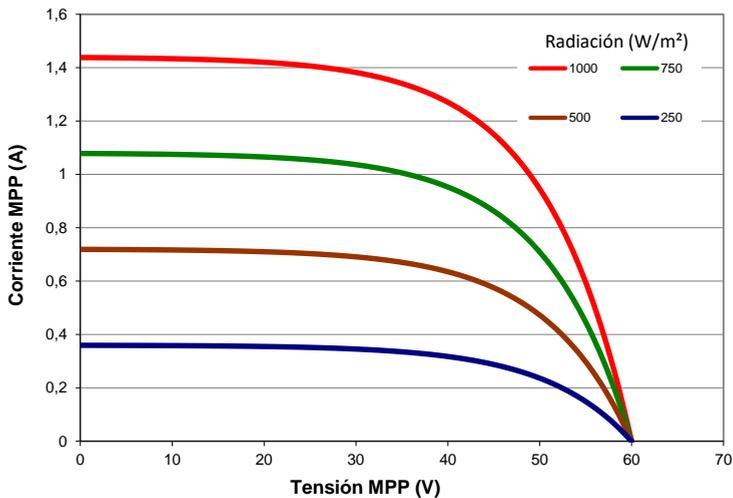
Fuente: Elaboración propia

Figura 1-19 Variación de la eficiencia con respecto de la irradiancia

En la Figura 1-19 se muestran los mismos datos de eficiencia de la Figura 1-18 pero representados contra la irradiancia. En ella se observa que la eficiencia en las células de a-Si:H es menos dependiente de la irradiancia y que alcanza sus valores máximos con irradiancias menores que las de c-Si.

1.2.6.2 Efectos de la irradiancia en los módulos fotovoltaicos

La potencia y la corriente de salida de un módulo fotovoltaico dependen altamente de la irradiancia que recibe y sigue una relación lineal como la mostrada en la Ecuación 1-15 en el caso de la potencia, y en el caso de la corriente mediante la Ecuación 1-16.



Fuente: Elaboración propia

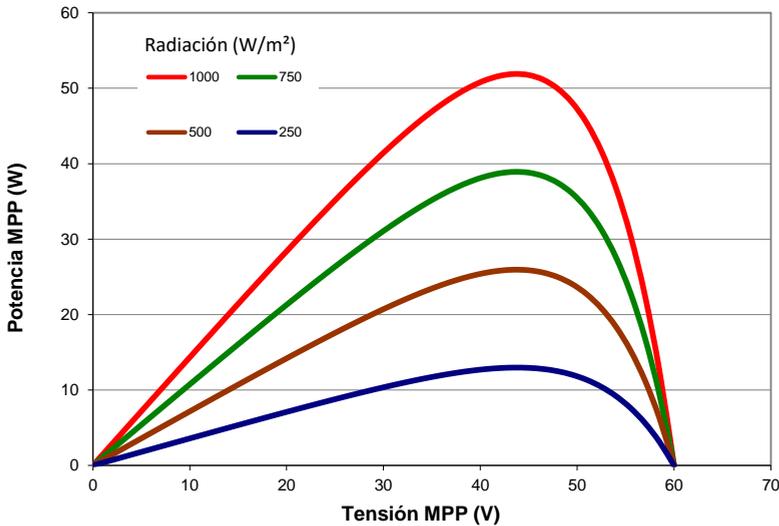
Figura 1-20 Curva I-V para diferentes valores de radiación

El efecto de la irradiancia sobre el voltaje y la corriente puede ser observado en la Figura 1-20, en la que comparamos las curvas I-V para valores de irradiancia de 250, 500, 750 y 1000 W/m².

$$I_{PMP_Ex} = I_{PMP} \frac{E_x}{1000} \quad \text{Ecuación 1-15}$$

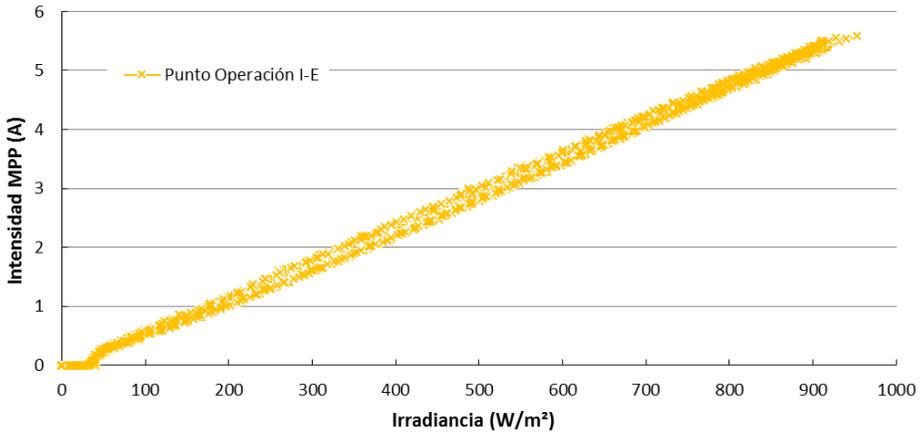
$$P_{PMP_Ex} = P_{PMP} \frac{E_x}{1000} \quad \text{Ecuación 1-16}$$

En la Figura 1-21 se muestran para los mismos valores de irradiancia las curvas P-V del módulo para valores de irradiancia de 250, 500, 750 y 1000 W/m².



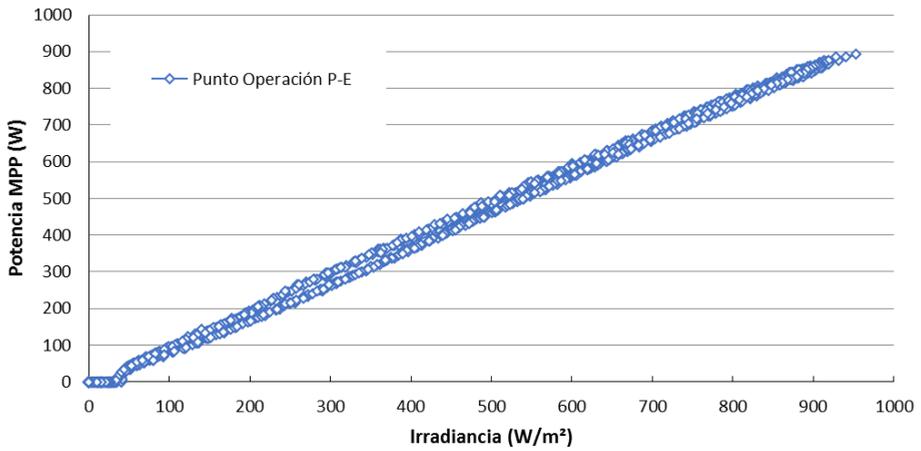
Fuente: Elaboración propia

Figura 1-21 Curva P-V para diferentes valores de radiación



Fuente: Elaboración propia

Figura 1-22 Relación I_{MPP} – Irradiancia



Fuente: Elaboración propia

Figura 1-23 Relación P_{MPP} – Irradiancia

La Figura 1-22 representa los puntos de trabajo $I-E$ de una semana de Julio para una central fotovoltaica de a-Si:H de 1 kW. Este gráfico representa la dependencia de la I_{MPP} con la irradiancia en el plano de los módulos fotovoltaicos.

La Figura 1-23 representa los puntos de trabajo $P-E$, mostrando la dependencia de la P_{MPP} con la irradiancia.

Al contrario que con la temperatura, la eficiencia de los módulos fotovoltaicos de silicio amorfo es sensible a valores altos de irradiancia. Tal y como demostraron Eikelboom y Jansen [55] tras estudiar la exposición y funcionamiento de 9 tecnologías diferentes de módulos a condiciones ambientales, las tecnologías amorfa y CIS son las más afectadas por este parámetro, concluyendo que los módulos de silicio amorfo funcionan mejor (eficiencia más alta) con condiciones de baja irradiancia.

1.2.6.3 Mismatching

Las pérdidas por *mismatching* aparecen cuando la curva I-V de dos o más células o módulos interconectados en serie es diferente. Estas diferencias causan que la corriente total del módulo o del *string* sea reducida a la peor célula conectada del circuito haciendo ésta de “*cuello de botella*” siendo la que reduce y marca los parámetros eléctricos del módulo [43,56–58].

Los principales causantes de las pérdidas por *mismatch* son las siguientes: estabilización óptica en las células, defectos en el recubrimiento antireflejante, defectos de fabricación, sombreado parcial o total de la célula o micro-roturas en la célula [59].

Los valores de I_{MPP} y V_{MPP} varían ligeramente de un módulo fotovoltaico a otro, por lo cual resulta muy importante agrupar en instalaciones fotovoltaicas los módulos que comparten características lo más similares posibles de manera que se reduzca la dispersión de estos valores. Las pérdidas por Mismatching se representan como L_{mis} .

El Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE) indica que en caso de no disponer de datos más exactos se cuantifiquen las pérdidas por este efecto de un 2 %. Para módulos de capa delgada estas pérdidas se cuantifican en un 0,5 % ya que son mucho menos sensibles a este efecto.

D.Gómez y S.Pedrazzi et al. [43] compararon dos instalaciones diferentes bajo las mismas condiciones y con medidas STC, determinando bajo dos métodos diferentes de estudio que lo que más influye en las pérdidas por *mismatch* es la dispersión de parámetros eléctricos al aumentar el número de módulos fotovoltaicos conectados entre sí.

Un causante principal del *mismatching* aparte de la diferencia entre los parámetros eléctricos de los módulos es el sombreado parcial o total del campo solar, tal y como describen Lobera, D. Torres y Valkealahti, S. [58] esta es la causa principal de las fluctuaciones de la inyección de energía a la red de una planta.

1.2.6.4 Efectos angulares y espectrales

Otros factores que afectan el rendimiento del módulo solar son la no optimización del ángulo de orientación hacia el sol. Generalmente los módulos están orientados al sur en el hemisferio norte y a la inversa. El ángulo de inclinación debe ser optimizado para maximizar la cantidad de radiación incidente sobre la superficie del módulo.

Según informes publicados por el IDAE [60] las pérdidas del rendimiento asociadas a este factor (L_{ref}) varían entre un 2 % y 6 %, con un valor medio anual estimado por su pliego de condiciones técnicas del 3%. El valor medio estimado según el software *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS) es de 2,6 % [61].

Dado que el ángulo de altitud es mayor en verano, la luz solar tiene que recorrer menos distancia a través de la atmósfera terrestre (menor valor de masa de aire) y sufre menos pérdidas por dispersión. Las pérdidas por dispersión son más significativas en la franja corta de la longitud de onda. El espectro electromagnético

resultante es más afín con el espectro de respuesta del a-Si:H, resultando en un incremento de la corriente de cortocircuito [44] y por lo tanto en un aumento de la generación energética. El espectro solar en verano coincide mejor con la región de longitud de onda en que la célula de a-Si:H trabaja mejor [62–64].

Encontramos abundante bibliografía que ayuda a optimizar los ángulos óptimos de inclinación, citamos aquí algunos ejemplos destacados; A.Chandrakar y Y.Tiwari [65] que calculan mediante software computacional los ángulos óptimos de inclinación, azimut y ángulos de incidencia solar para optimizar un sistema fotovoltaico. D.Li, S.Lou y J.Lam [66] estudian durante el periodo de 4 años los valores de radiación global, difusa y de albedo en Hong-Kong y elaboran un modelo matemático que evalúa la optimización de los ángulos de inclinación y orientación, H.Darhmaoui y D.Lahjouji [67] estudian los parámetros que intervienen en la recolección solar para el cálculo de la inclinación óptima y proponen un método lineal cuadrático para calcularlo utilizando los valores de radiación solar global sobre la superficie horizontal calculado en clima mediterráneo. R. Rachchh, M.Kumar y B.Tripathi [68] evalúan matemáticamente cómo maximizar la potencia en una instalación gracias a la inclinación, orientación y otros parámetros en ámbito de integración urbana y C.Demain, M. Journée y C.Bertrand [69] comparan 14 modelos matemáticos diferentes con datos de irradiancia y ambientales por período de 8 meses, determinando que ningún modelo se ajusta a todos los casos y elaboran un nuevo modelo optimizándolo para la mayoría.

1.2.6.5 Efectos de la suciedad en el módulo fotovoltaico

Otro factor que afecta al rendimiento de un campo solar es la acumulación de polvo y otros tipos de suciedad que afectan a la radiación incidente sobre la superficie de captación del panel fotovoltaico. Esta pérdida se representa como L_{dir} y dependiendo de la bibliografía, los valores típicos de pérdidas debidas a este efecto suelen variar entre un 2 % y un 4 % [41,42], con valores que pueden llegar hasta un 8 % en lugares con grandes cantidades de polvo, como por ejemplo en plantas fotovoltaicas situadas

cerca de fábricas de hormigón, carreteras rurales, desiertos, etc... algunas mejoras en la superficie del cristal frontal han sido desarrolladas para reducir este tipo de pérdidas [70].

M.Kapsali y J.Kaldellis [71] estudiaron el efecto de tres tipos diferentes de contaminantes del aire al depositarse sobre los módulos solares (*red soil, limestone y carbonaceous fly-ash*) y proponer un modelo teórico para cuantificar las pérdidas generadas por este efecto, R.Cabanillas y H.Munguía [72] estudian el efecto del polvo mediante un modelo matemático sobre la eficiencia de módulos monocristalinos y policristalinos (reducción de potencial eléctrico máximo de hasta un 6 %) y de silicio amorfo (de hasta un 12 %) y la más reciente revisión bibliográfica llevada a cabo por T.Sarver, A. Al-Qaraghuli y L.Kazmerski [73] en la que determinan la importancia de este efecto en la eficiencia de una planta basados en toda la literatura recopilada sobre este efecto.

Igual de importantes son factores como la humedad y la velocidad del viento como muestran S.Mekhilef,, R.Saidur y M. Kamalisarvestani [74]. Tomando estos dos parámetros en conjunto con el efecto de la suciedad, determinan su estrecha relación, al igual que la última revisión bibliográfica realizada por M. Maghami, H. Hizam et al [75].

1.2.6.6 Causas del envejecimiento del módulo fotovoltaico

Resulta de especial interés el poder garantizar un funcionamiento correcto de una planta fotovoltaica a lo largo de una vida útil de entre 25 - 30 años. Esta necesidad viene impuesta por diseñadores de plantas, empresas de seguros y por técnicos que estudian la viabilidad económica de campos fotovoltaicos a lo largo del mundo. Es de suma importancia poder estimar correctamente la previsión de energía generada para poder realizar estimaciones realistas que afectan a todos los niveles en el negocio de la energía solar, además de para comprender mejor los mecanismos de

degradación que afectan a las plantas y en un futuro poder mejorar la eficiencia de la tecnología.

La investigación en los puntos clave de la degradación de los módulos fotovoltaicos es un tema que lleva desde los años 70 siendo investigado desde que el proyecto “*Flat Plate Solar Array Project*” fue patrocinado por el departamento de energía de los EEUU. Este proyecto tenía como objetivo desarrollar la tecnología de encapsulado fotovoltaica de manera que se pudiera garantizar la fabricación de módulos y que fueran operativos durante al menos 20 años [76].

Vikram Sharma y S.S. Chandel recopilan los diferentes modos de degradación a los que están sometidos los módulos fotovoltaicos, cuya combinación de degradaciones conocemos como *ageing* del panel solar. Los tipos de degradación están clasificados por Quintana et al. en cinco grupos [77,78].

Tabla 1-3 Clasificación de modos de degradación de un módulo solar

<i>Tipología de Degradación</i>	<i>Posibles causas</i>	<i>Consecuencias</i>
Degradación asociada al encapsulado del módulo fotovoltaico.	<ul style="list-style-type: none"> • Rotura del cristal frontal • Fallo o malfuncionamiento del diodo bypass • Decoloración del encapsulado • Rotura del panel trasero • Delaminación 	Este tipo de fallos suele causar problemas de seguridad, como fallos de conexión a tierra o fugas de corriente.
Pérdidas de adhesión	<ul style="list-style-type: none"> • Rotura de las uniones entre cristal y encapsulado • Rotura de las uniones entre encapsulado y panel trasero. • Delaminación 	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

<i>Tipología de Degradación</i>	<i>Posibles causas</i>	<i>Consecuencias</i>
		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 fatiga termomecánica. 	Aumento de las resistencias en serie y reducción de la eficiencia. Excesivo calentamiento del módulo, generación de <i>hot-spots</i> , quemado de panel trasero.
Humedad	<ul style="list-style-type: none"> • Introducción de humedad en el panel fotovoltaico en los bordes o en el panel trasero 	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, ciclos térmicos, exposición a la luz UV, altos voltajes, etc... 	Aumento de las resistencias en serie y deterioro de la capa antireflejante.

Fuente: Quintana et al. (2002) [77]

V. Sharma y S.S.Chandel [78] proponen estudiar la degradación fotovoltaica dividida en dos categorías, una relacionada con los problemas propios del *packaging* que incluiría las cuatro primeras categorías de la Tabla 1-3 y otra basada en la degradación solar de la célula.

1.2.7 Técnicas de evaluación del rendimiento de una planta fotovoltaica

Los paneles fotovoltaicos están identificados por su potencia pico (P_{pk} o P_{MPP}) en *Wattios*. Este es el parámetro más importante desde el punto de vista del diseñador de la planta ya que proporciona la información de la potencia final de esta. Los parámetros de funcionamiento de un módulo son dados bajo condiciones STC de medida (irradiancia de 1000 W/m², masa de aire de 1,5 y temperatura de célula de 25 °C). Para obtener estas mediciones se utiliza un simulador solar y este proceso de medición se conoce como caracterización del módulo fotovoltaico.

Tabla 1-4 Condiciones de test para plantas fotovoltaicas

	<i>Irradiancia (w/m²)</i>	<i>T. Célula (°C)</i>	<i>Velocidad del viento (m/s)</i>
Condiciones estándar de test (STC)	1000	25	-
Condiciones de operación estándar (SOC)	1000	NOCT	1
Condiciones de operación nominales (NOCT)	800	NOCT	1
PVUSA condiciones de test (PTC)	1000	20	1

El ensayo de caracterización solar consiste en exponer un panel fotovoltaico a una irradiancia de 1000 W/m² con una temperatura controlada mediante un ensayo en laboratorio para, de esta manera, medir sus características eléctricas (curvas *I-V* y *P-V*). Con este ensayo se extraen los parámetros eléctricos de funcionamiento reales para ese módulo en concreto y se procede a su clasificación y agrupación junto a otros

módulos. Este ensayo se conoce como *flash test* y el resultado es un informe (*flash report* o *flash list*) donde se recogen los valores para condiciones STC de ese módulo.

Las condiciones STC difícilmente son alcanzables durante el funcionamiento de una planta fotovoltaica debido a que los valores de irradiancia suelen ser inferiores, y los de temperatura, superiores, lo que perjudica a los parámetros de salida de la planta (V_{OC} , I_{SC} , V_{MPP} , I_{MPP} y P_{MPP}). Por ello está comúnmente extendido el uso de otros sistemas de medida (mostrados en la Tabla 1-4) para evaluar una planta fotovoltaica, como SOC, NOCT, PTC.

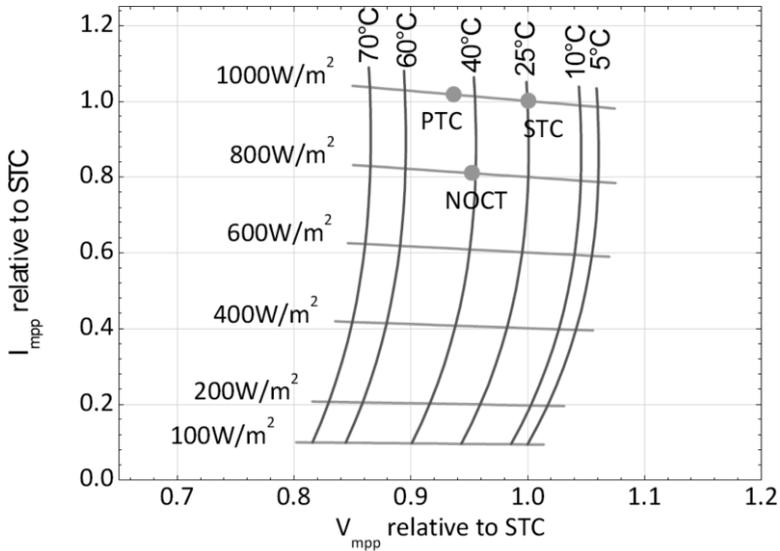


Figura 1-24 Variación relativa de métodos de medida

Por ejemplo, algunos fabricantes del mercado norteamericano también proporcionan datos para las PVUSA Test Conditions o PTC (radiación de 1 kW/m², AM 1,5, temperatura ambiente de 20 °C y velocidad del viento de 1 m/s). Dependiendo del autor al que nos refiramos, existen partidarios de un método o de otro.

El valor de NOCT, o temperatura de operación nominal de la célula, está definido como la temperatura de la célula en circuito abierto montada en *rack* bajo las condiciones ambientales de 800 W/m², 20 °C de temperatura ambiente y velocidad del viento de 1 m/s.

En la Figura 1-24 se muestran para los módulos del fabricante “Signetsolar” la variación relativa de la tensión de V_{MPP} y la I_{MPP} respecto de los valores STC para las condiciones PTC, STC y NOCT.

1.2.8 Degradación del módulo fotovoltaico

La degradación de los módulos fotovoltaicos es otro de los parámetros más importantes a tener en cuenta a la hora de comprender el funcionamiento de la una planta fotovoltaica. Factores intrínsecos al panel fotovoltaico y otros agentes externos, como las condiciones ambientales influirán a lo largo del tiempo en el funcionamiento y los parámetros eléctricos del panel reduciendo su capacidad y eficiencia a lo largo del tiempo.

K.Agroui [79] ha realizado pruebas de degradación en interior y en exterior a lo largo de varios años para diferentes tipos de tecnologías fotovoltaicas. Estudia los diferentes factores que afectan a la degradación mediante las directrices de la IEC61215 en un clima desértico utilizando un sistema de adquisición de datos de trazador de curvas de potencia y un sensor $Pt1000$ de calibración. Determina que las condiciones de degradación no pueden ser convenientemente simuladas en un laboratorio, obteniéndose valores mucho más fiables mediante la observación en campo ya que no es posible aislar un solo parámetro para valorar su participación en esa degradación.

Vikram y S.S.Chandel [78] recopilan todas las metodologías de evaluación del rendimiento de una planta fotovoltaica, entre ellas podemos distinguir los siguientes parámetros utilizados ampliamente en el campo de la energía solar para evaluar y comparar rendimientos entre diferentes plantas;

- *Final Yield*

El *Final Yield* (Y_F) se define como la energía total generada (E) por un sistema fotovoltaico para un periodo definido de tiempo, habitualmente un año, dividido por la potencia nominal instalada del sistema. La potencia nominal está calculada utilizando las condiciones STC.

$$Y_F = E/P_{n(PV)}$$

Ecuación 1-17

- *Reference Yield*

El factor *Reference Yield* (Y_R) es el cociente entre la insolación total sobre el plano del módulo (H_t) en kWh/m² y la irradiancia de referencia 1 kW/m². Este parámetro se mide en horas equivalentes y está dado por la expresión siguiente:

$$Y_R = H_t/GI$$

Ecuación 1-18

- *Performance ratio*

El performance ratio (PR) es el valor más utilizado actualmente para comparar plantas fotovoltaicas entre sí, es el cociente entre el *Final Yield* y el *Reference Yield*. Este parámetro normaliza la producción energética respecto a la radiación incidente y es adimensional. Este parámetro es muy útil para evaluar los cambios en la eficiencia de una planta para periodos largos de tiempo.

$$PR = Y_F/Y_R$$

Ecuación 1-19

- *PTC rating*

El método PVUSA es un método de regresión para estudiar el funcionamiento del sistema fotovoltaico. Utiliza datos meteorológicos de la ubicación de la planta para calcular la potencia en condiciones de test PVUSA (PTC). De esta manera la potencia está considerada como función de la irradiancia, temperatura y velocidad del viento como define la siguiente expresión:

$$P_{AC} = E(A + B \cdot E + C \cdot T_{amb} + D \cdot V_v) \quad \text{Ecuación 1-20}$$

Donde P_{AC} es la potencia en corriente alterna en kW para las condiciones específicas de test, E es la irradiancia sobre el plano en W/m^2 , T_{amb} la temperatura ambiente en $^{\circ}C$, V_v la velocidad del viento en m/s y los parámetros A, B, C y D son las constantes de regresión derivadas de los datos calculados.

- *Capacity factor (CF)*

El factor de capacidad o *capacity factor* está definido como el cociente entre la energía anual producida del sistema fotovoltaico E_{AC_anual} y la energía que ese mismo sistema generaría si funcionara al máximo de potencia durante 24 horas al día durante un año y está definido por la siguiente expresión:

$$CF = \frac{E_{AC} (anual)}{P_{PV}} \times 8760 \quad \text{Ecuación 1-21}$$

El factor de capacidad no suele ser usado para la fotovoltaica ya que no es una fuente de energía que destaque por la cantidad de horas de funcionamiento, sin embargo es útil para comparar con otros tipos de fuentes de energía.

En la Tabla 1-5 se pueden ver los distintos valores de CF para energía nuclear, ciclo combinado de gas, carbón, hidroeléctrica, eólica, fotovoltaica y marina para los años 2013, 2014 y 2015 en Reino Unido [80]. La energía nuclear, por su disponibilidad inmediata y su funcionamiento ininterrumpido tienen unos valores muy altos, sin embargo otras energías como la eólica y la fotovoltaica dependen de las horas de viento y de sol.

Tabla 1-5 Comparativa de factor de capacidad para diferentes tecnologías

<i>Tecnología</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>
Energía nuclear	73,8 %	66,6 %	75,1 %
Ciclo combinado de gas	27,9 %	30,5 %	31,7 %
Carbón	58,1 %	50,7 %	39,1 %
Hidroeléctrica	31,6 %	39,1 %	41,2 %
Eólica	32,2 %	30,1 %	33,7 %
Fotovoltaica	9,9 %	11,1 %	11,8 %
Marina	9,6 %	3,2 %	2,6 %

Fuente: Elaboración propia

- *System efficiency*

La eficiencia del sistema (η_{sys}) se define como el cociente entre la energía generada y la energía incidente (E_{AC}) sobre el área del campo fotovoltaico (A).

$$\eta_{sys} = \frac{E_{AC}}{A} \quad \text{Ecuación 1-22}$$

Todos estos sistemas de medida de la eficiencia de un campo fotovoltaico están validados y ampliamente aceptados entre la comunidad científica para el análisis de la evolución de su funcionamiento y son valiosos parámetros para comparar plantas

con características diferentes en cuanto a tamaño, tecnología, ubicación geográfica y poder determinar que tecnología en particular está mejor adaptada según qué condiciones ambientales.

1.2.9 Degradación de plantas fotovoltaicas

Existen muchos estudios y amplia base bibliográfica referida al proceso de degradación de las plantas fotovoltaicas. Este proceso es de suma importancia para diseñadores e instaladores de este tipo de tecnología ya que dependiendo de la precisión de las estimaciones se podrá establecer la rentabilidad de los proyectos. En la presente sección se presentará el concepto de vida útil de un panel fotovoltaico y después se recurrirá a la bibliografía existente en el campo para establecer las bases de los estudios que se realizarán en capítulos posteriores.

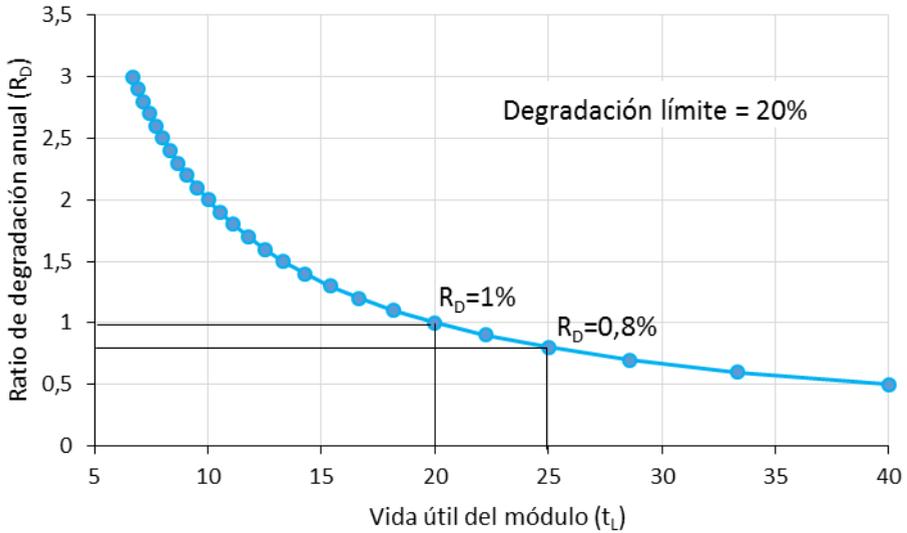
1.2.9.1 Vida útil del módulo solar

Se considera vida útil del módulo fotovoltaico el tiempo en años desde que es expuesto a la luz solar hasta que ya no puede desempeñar su función ya sea por causas de seguridad, rotura o por que la potencia se ha degradado tanto que no se considera aceptable (habitualmente cuando la potencia se ha degradado a un 80% de la nominal).

La vida útil de un panel puede ser estimada usando el ratio de degradación anual y proponiendo un valor límite de degradación mediante la siguiente expresión:

$$t_L = \frac{100 - L_D}{R_D} \qquad \text{Ecuación 1-23}$$

Donde t_L es la vida útil en años, R_D el ratio de degradación en tanto por ciento anual y L_D la degradación máxima asumible.



Fuente: Elaboración propia

Figura 1-25 Ratios de degradación máximos para 20 y 25 años

En la figura anterior está representada la vida útil de un módulo t_L contra el ratio de degradación anual R_D asumiendo una degradación límite de un 20 % sobre el total. Habitualmente los fabricantes de paneles fotovoltaicos garantizan la potencia del módulo sobre el 80% de su potencia nominal para 20 o 25 años (algunos ya para 30). Siguiendo la Ecuación 1-23, el R_D máximo que podría tener un módulo garantizado a 20 años sería de un 1%, y para un panel garantizado a 25 años de 0,8 %.

Existe una serie de test de stress acelerados que comprenden desde simular impactos de granizo, ciclos térmicos, ciclos salinos, vibraciones aleatorias, etc..., que pueden ser aplicados a un módulo para caracterizar su vida útil. No se trata de un método ideal pero sirven de aproximación para realizar una estimación realista tal y como describen Krutz et al [81].

1.2.9.2 Estudios de vida útil de plantas fotovoltaicas

Vikram Sharma y S.S.Chandel [78], en su revisión bibliográfica sobre el estado actual de los estudios sobre análisis de degradación y funcionamiento de plantas fotovoltaicas establecen una extensa base de artículos sobre los que estructurar la búsqueda del estado del arte para esta Tesis. En su estudio analizan todos los factores que afectan a la degradación de los módulos fotovoltaicos, como su tipo de tecnología, los efectos de la temperatura en el funcionamiento del módulo, el efecto de la irradiación, las pérdidas por desviaciones del valor óptimo de orientación al sol y otros factores.

Cuando las células que pueden producir una alta corriente están conectadas en serie con células que producen una baja corriente (que puede ser causado por los mismos motivos ambientales) la corriente en recirculación puede derivar en un sobrecalentamiento en un punto en concreto del módulo, produciendo lo que se conoce como *hot-spot* [82,83].

El envejecimiento de las células fotovoltaicas está siempre presente y es el factor más importante en la estabilización de los materiales semiconductores. Esto está producido por varias razones, como el envejecimiento del revestimiento anti-reflexivo (ARC) [84], las variaciones de resistencias presentes en el circuito equivalente del módulo fotovoltaico [85], y los ciclos de temperatura diarios naturales que sufre la célula.

Todos estos factores incrementan progresivamente el número de defectos en la estructura de las células, derivando de nuevo en una pérdida de la eficiencia que esta comúnmente relacionada con el efecto de la degradación inducida por la luz (LID) [86–89].

C.R. Osterwald, J.Adelstein et al [90], realizaron una comparativa entre los ratios de degradación de módulos individuales bajo condiciones ambientales en Golden, Colorado. Las tecnologías probadas fueron las siguientes; monocristalina, policristalina, silicio amorfo, doble unión, triple unión, CdTe, CIS, CIGS, y c-si/a-Si:H heterounidos. A partir de calcular un valor anual de potencia de salida, mediante

rectas de regresión ajustaron los valores de degradación para las diferentes tecnologías.

D.Jordan y S.Kurtz [44] realizan una revisión bibliográfica recopilando gran cantidad de investigaciones sobre degradación de plantas fotovoltaicas durante los pasados 40 años. Reúnen casi 2000 datos de degradación sobre módulos individuales o sobre sistemas enteros y calculan un valor medio de degradación anual de 0,5 %/año.

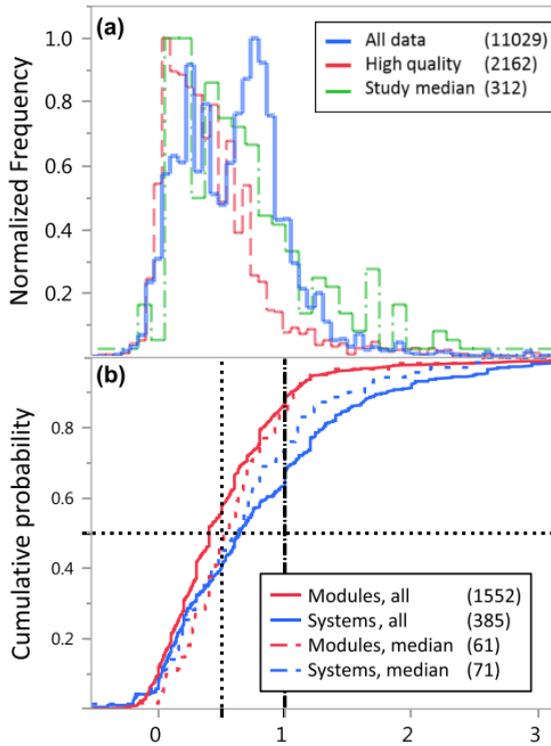
A.Limmanee, N. Udomdachanut et al. [91], estudiaron la degradación en una planta piloto con 5 módulos de silicio amorfo de tecnologías diferentes en un clima tropical (Tailandia). El proceso de filtrado de los datos se sitúa entre 800 y 1200 W/m² y los valores en los que la irradiancia varía más de 20 W/m²/min son desechados. Analizan parámetros como el FF y las curvas I-V para determinar la degradación. Mediante un sistema de adquisición de datos recogen valores de irradiancia, temperatura ambiente y temperatura de célula, así como valores de corriente y voltaje en *MPP* cada 5 minutos. La velocidad del viento es un parámetro descartado de la medición ya que es moderado (< 3 m/s de media). Evalúan el PR mensual de cada uno de los módulos y lo calculan utilizando valores de potencia, tensión y voltaje STC. El valor estimado de R_D para módulos de *Thin film* lo calculan entre 0,5 y 5 %.

E.Meyer y E.van Dick [92,93] desarrollaron una metodología que permitía medir todos los parámetros de funcionamiento del módulo tales como tensiones, corrientes, temperaturas, factor de forma, etc... esa metodología fue validada por ellos y ha sido ampliamente utilizada por autores posteriores para evaluar la degradación en sus plantas. Más tarde ellos mismos realizaron una comparativa de la degradación observada entre tres módulos comerciales de capa delgada (a-Si:H, a-Si:H/a-SiGe:H/a-SiGe:H and CuInSe₂). Los módulos fueron expuestos a la intemperie y se observó una degradación inequívoca debida al efecto Staebler-Wronski de hasta un 50 % desde su exposición inicial. Su investigación recalca la importancia de poder cuantificar este efecto pues el impacto que tiene a niveles económicos y técnicos es muy grande.

A.J. Carr y T.L. Pryor [94] estudiaron el funcionamiento de 5 tipos diferentes de módulos fotovoltaicos durante más de un año en clima templado en Perth, Australia. Diseñaron un sistema de monitorización individual para cada módulo y compararon

los valores con los del fabricante para estimar las pérdidas determinando que los módulos mono y policristalino llegaban a perder hasta un 2 % de potencia anual.

Raghuraman et al. [95] realizaron un estudio con 44 módulos diferentes de tecnologías monocristalinas, policristalinas y de silicio amorfo en un entorno desértico. Los módulos de silicio amorfo mostraron un periodo de estabilización de 150 días con un ratio de degradación de 1,2 % anual frente a un 3,5 % anual el primer año debido a la estabilización.



Fuente: Jordan et al. (2016) [96]

Figura 1-26 Ratios de degradación

Jordan DC, Kurtz S.R. et al. han publicado diferentes compendios en los que han recopilado multitud de ratios de degradación de diferentes tecnologías fotovoltaicas de muchos estudios a lo largo del mundo. En su última versión de 2016 [96] llevan recogidos más de 11.000 datos de degradación de más de 200 estudios a lo largo de 40 países.

En la Figura 1-26 se muestra la distribución normalizada (en la parte superior) y acumulada (parte inferior) de todos los datos de ratios de degradación (D_R) recogidos por este estudio.

El resumen de ratios de degradación es el representado en la Tabla 1-6.

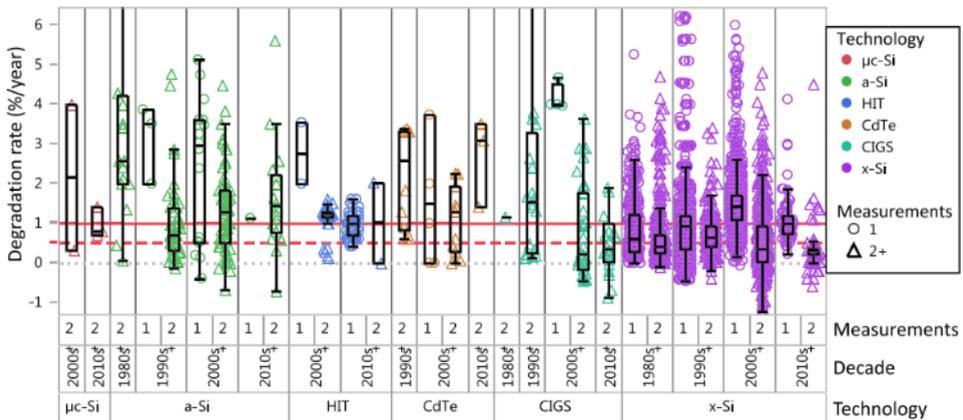
Tabla 1-6 Resumen de D_R para tecnologías fotovoltaicas

<i>Tecnología</i>	<i>Mediana</i>	<i>Media</i>	<i>Población</i>
Todas	0,9	0,93	11.029
Cristalinas	0,9	0,91	10.572
<i>Thin-film</i>	1,15	1,38	455

Fuente: Elaboración propia a partir de [96]

En la Tabla 1-6 observamos que existen muchísimos más estudios orientados a módulos cristalinos que a módulos de capa delgada, sin embargo con los datos presentados ya es significativa la diferencia de eficiencia entre ambas tecnologías situando la D_R para el silicio amorfo en torno a un 1,4 % anual. Sin embargo, hay que tener en cuenta que habitualmente el efecto de degradación por LID inicial está incluido en estos valores, incrementándose para mediciones de plantas que llevan poco tiempo en funcionamiento y estabilizándose para las más consolidadas. Como se puede apreciar en la Figura 1-27 a medida que avanzan las décadas de instalación

de las numerosas plantas fotovoltaicas, los ratios de degradación van siendo más bajos, esto es debido a que la tecnología está más madura y en las últimas décadas se ha notado una mejora en la eficiencia de las células, y en el caso de la tecnología a-Si:H que además, las pérdidas consideradas en la degradación inicial son separadas de los estudios de degradación anual comenzando en valores ya estabilizados. Tal y como enuncian Jordan DC, Kurtz S.R. et al. [96] es conveniente realizar una separación en dos modelos para explicar el funcionamiento de una planta fotovoltaica de silicio amorfo, habitualmente explicada con modelos exponenciales la primera parte correspondiente a la estabilización y una segunda parte con un modelo lineal que explica el envejecimiento. Este tipo de modelos cobra especial interés a la hora de cuantificar financieramente la explotación de una planta fotovoltaica.

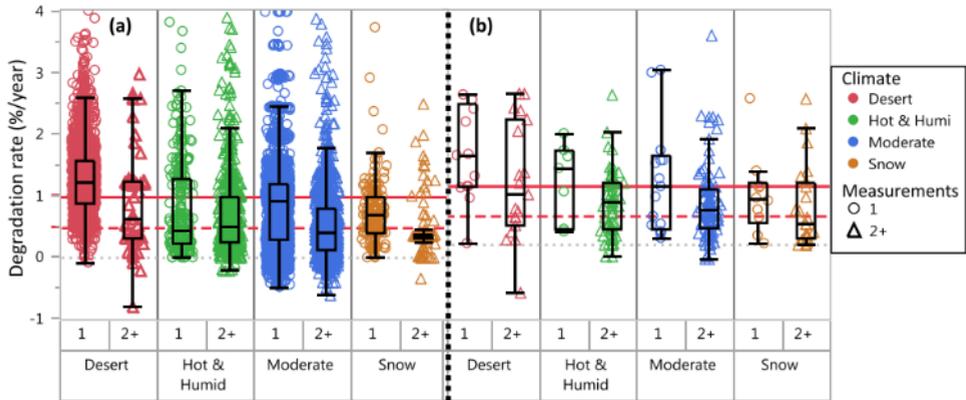


Fuente: Jordan et al. (2016) [96]

Figura 1-27 Ratios de degradación por tecnología y década

Jordan DC, Kurtz S.R. et al también consideraron dentro de su estudio de recopilación la variable climática. Recientes estudios como el de Ying Ye J, Reindl T, et al. [97] o el de T.Ishii et al. [98] consideran valores más altos de degradación en climas cálidos comparados con climas moderados.

En la Figura 1-28 se representan los ratios de degradación segmentados por su clasificación climática para todas las tecnologías a la vez, utilizando clasificaciones de acuerdo al sistema Köppen-Geiger (Figura 1-29). Claramente el efecto anteriormente indicado relativo a una mayor velocidad de degradación se observa en la gráfica, encontrándonos con valores de degradación mayores en climas desérticos que en húmedos y moderados, y valores muy bajos para climas nevados. En la parte (a) de la gráfica se han representado todos los valores mientras que en la (b) solo las medianas.



Fuente: Jordan et al. (2016) [96]

Figura 1-28 Ratios de degradación por clasificación climática

La recopilación de valores de degradación de diferentes estudios realizada por V.Sharma y S.S. Chandel [78] arroja unos valores de degradación para módulos mono y policristalinos de entre un 0,5 % y un 2 % en la potencia anual, y en cuanto a a-Si:H de un 1,16 % anual.

1.2.10 Clasificación climática KGP

M.Z. Hussin et al [99], asocian el efecto de la degradación inducida por la luz (LID) a condiciones ambientales y las engloban dentro de la clasificación climática de Köppen-Geiger-Pohl.

La clasificación climática de Köppen-Geiger-Pohl fue creada en el año 1900 por el científico alemán Köppen. En 1953 dos alumnos suyos revisan la clasificación y la convierten en lo que conocemos ahora [100]. La clasificación se basa en dividir todas las posibilidades de clima en el planeta mediante grupos climáticos, subgrupos y subdivisiones. Los grupos climáticos se establecen en función de la temperatura mensual media. Son representados con las letras de la A a la H en mayúscula y son los siguientes:

Tabla 1-7 Clasificación climática KGP: Tipo de clima

	<i>Tipo de clima</i>	<i>Temperatura mensual media</i>
<i>A</i>	Climas lluviosos tropicales	El mes más frío tiene una temperatura superior a los 18 °C
<i>B</i>	Climas secos	La evaporación excede las precipitaciones. Siempre hay déficit hídrico
<i>C</i>	Climas templados y húmedos	Temperatura media del mes más frío es menor de 18 °C y superior a -3 °C y al menos un mes la temperatura media es superior a 10 °C
<i>D</i>	Climas boreales o de nieve y bosque	La temperatura media del mes más frío es inferior a -3 °C y la del mes más cálido superior a 10 °C
<i>E</i>	Climas polares o de nieve	La temperatura media del mes más cálido es inferior a 10 °C y superior a 0 °C
<i>F</i>	Clima de hielos perpetuos	La temperatura media del mes más cálido es inferior a 0 °C
<i>H</i>	Montaña	A partir de 1500 metros de altitud

Los subgrupos de clasificación son referentes a la humedad del lugar. Para climas de tipo B, es decir, secos, la letra del subgrupo se representa en mayúsculas, para los demás subgrupos en minúsculas. La clasificación KGP establece los siguientes subgrupos de humedad:

Tabla 1-8 Clasificación climática KGP: Características de humedad

	<i>Subgrupo humedad</i>	<i>Aplicación</i>
<i>S</i>	Semiárido (estepa)	Sólo para climas de tipo B
<i>W</i>	Árido (desértico)	Sólo para climas de tipo B
<i>f</i>	Húmedo sin estación seca	Sólo para climas de tipo A, C y D
<i>m</i>	Húmedo con una corta estación seca	Sólo para climas de tipo A
<i>w</i>	Estación seca en invierno	Sol en posición baja
<i>s</i>	Estación seca en verano	Sol en posición alta

Por última, se añade un tercer dígito en algunos casos para acotar más aún en términos de temperatura. Se utilizan los siguientes códigos:

Tabla 1-9 Clasificación KGP: Subdivisiones

	<i>Subdivisión adicional</i>	<i>Aplicación</i>
<i>a</i>	La temperatura media del mes más cálido supera los 22 °C	Aplica a climas tipo C y D
<i>b</i>	La temperatura media del mes más cálido es inferior a 22 °C	Aplica a climas C y D
<i>c</i>	La temperatura media del mes más frío es inferior a -38 °C	Aplica a climas D
<i>h</i>	La temperatura media anual es superior a 18 °C	Aplica a climas B
<i>k</i>	La temperatura media anual es inferior a 18 °C	Aplica a climas B

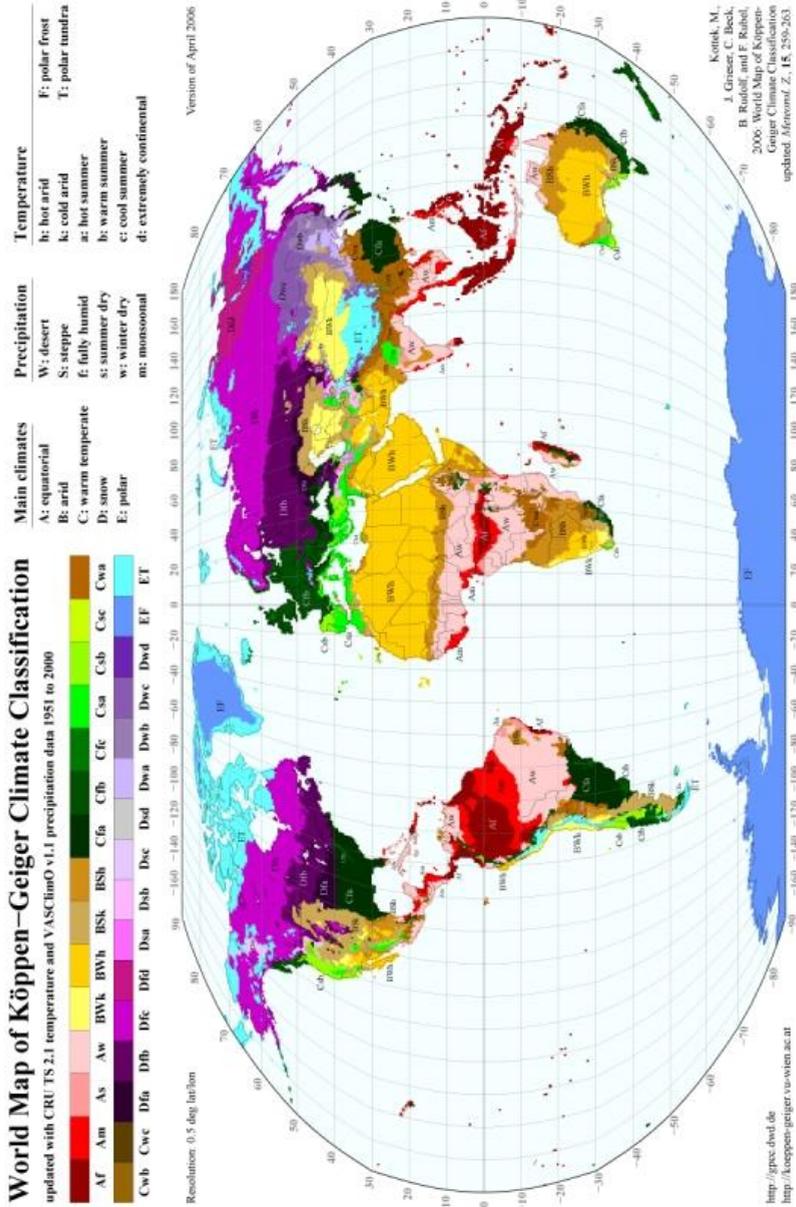


Figura 1-29 Clasificación climática Köppen-Geiger-Pohl [100]

1.3 Estabilización inducida por SWE en el silicio amorfo

Las plantas fotovoltaicas basadas en módulos de a-Si:H presentan un comportamiento particular. Esto es debido a que durante las primeras decenas o centenas de horas de exposición a la luz solar, la eficiencia de un módulo de a-Si:H se reduce drásticamente. Este fenómeno se conoce como el “Efecto Staebler-Wronski” o SWE.

1.3.1 Estabilización inicial (LID)

Algunos estudios como los de T.Ikegami, T.Maezono et al, F.Kohler, T.Zimmermann et al o H. Frietzche [85–87] sostienen que la reducción de la eficiencia desde su valor inicial es de entre un 20 % a un 30 % aproximadamente. La caída de eficiencia está atribuida a la creación de defectos metaestables adicionales en la capa de absorción del módulo tal y como lo describió T. Shimizu [88], causada por el efecto LID (*Light induced degradation*), también conocido como el efecto Staebler-Wronski.

Este efecto, descubierto en 1977 por los científicos David L. Staebler y Christopher R.Wronski [101] enuncia que la corriente inversa y la fotoconductividad del silicio amorfo hidrogenado pueden ser reducidas significativamente por una exposición a la luz intensa y prolongada, y que además, este efecto es reversible mediante una técnica llamada “recocido” o “templado” (*annealing*) que consiste en calentar las células a temperaturas superiores a 150 °C.

La verdadera causa del efecto Staebler-Wronski no está del todo clara. Aunque como el silicio nanocristalino sufre en menor medida este efecto que el silicio amorfo, esto sugiere que el desorden en la red atómica de este último juega un papel muy importante. La concentración de hidrógeno en la estructura y sus complejos mecanismos de unión atómica así como la concentración de impurezas afectan

también a este mecanismo de estabilización (aunque también se le conoce como degradación).

La eficiencia de una célula fotovoltaica típica disminuye en un tiempo muy variable que va desde unas semanas hasta meses y esta degradación puede ser de hasta un 40 % de la potencia inicial dependiendo de muchos y variados factores.

Para poder estudiar la degradación de los paneles fotovoltaicos es importante conocer y comparar los valores de estabilización que dan sus fabricantes. Se ha realizado una búsqueda bibliográfica de 20 modelos de módulos fotovoltaicos de a-Si:H para diferentes fabricantes y se han comparado entre sí los parámetros de degradación dados por ellos.

Han sido recopilados en la Tabla 1-10 los valores de potencia, intensidad, intensidad de cortocircuito, tensión, tensión de circuito abierto dados en tanto por ciento para la estabilización inicial dados por los fabricantes de cada tipo de panel solar. Además se muestran los valores dados por los fabricantes para el período de estabilización. Todos los valores son recogidos en condiciones STC y han sido recogidos de los *datasheets* de los fabricantes.

Tabla 1-10 Parámetros de LID para módulos comerciales

<i>TPFV</i> <i>Fabricante</i>	<i>Modelo</i>	<i>P_{MPP_LID}</i> (%)	<i>I_{MPP_LID}</i> (%)	<i>V_{MPP_LID}</i> (%)	<i>I_{sc_LID}</i> (%)	<i>V_{oc_LID}</i> (%)	<i>LID</i> (<i>sem.</i>)
Nexpower Co. Ltd	NH- Series	+32	+15	+15	+4	+3	-
E-village Alternative Energy	E- series	+35	+5	+5	-	-	6-12
Kaneka Co. Ltd	GSA- type	+38	+19	+10	+3	+4	6
	GEA- type	+32	+19	+10	+3	+4	6

Cinética de la saturación en células fotovoltaicas de a-Si

<i>TPFV Fabricante</i>	<i>Modelo</i>	<i>P_{MPP_LID} (%)</i>	<i>I_{MPP_LID} (%)</i>	<i>V_{MPP_LID} (%)</i>	<i>I_{sc_LID} (%)</i>	<i>V_{oc_LID} (%)</i>	<i>LID (sem.)</i>
	GPA-type	+18	+6	-	-	-	6
	T-type	+38	+19	-	+3	+4	6
Mitsubishi Heavy Industries	MHI MA	+25	+17	+6	+8	+2	Prime ros meses
Free Europe Energy	FEE (5th Gen)	+15/+10	+16	-	+17	-	8
EPV Solar Inc	EPV-Series	+12/+20	+14	+6/+10	+5/+10	-	
Signet Solar GmbH	SI S1-Series	+15	+12	+8	+8	+2	12-24
AmpleSun Solar	ASF-Series	+15	-	-	+10	+10	Prime ros meses
Baoding TianWei	TW-SF	+20	-	-	+12	+5	12
Suntech power	STP09 0/086/082/Ts-AA	+20/+10	-	-	-	-	-
Shüco USA L.P.	MPE AL 01 Series	-	-	-	-	-	6
DuPont Apollo Ltd	A y B series	+22/+18	-	-	-	-	4
Moser Baer solar Ltd	MBTF Series	+16	-	-	-	-	8

<i>TPFV Fabricante</i>	<i>Modelo</i>	<i>P_{MPP_LID} (%)</i>	<i>I_{MPP_LID} (%)</i>	<i>V_{MPP_LID} (%)</i>	<i>I_{sc_LID} (%)</i>	<i>V_{oc_LID} (%)</i>	<i>LID (sem.)</i>
Polysolar Limited	PS-C-Series Transparent	+27	-	-	-	-	-
Applied Materials	SunFab 5,7m ² series	-	-	-	-	-	12-24
T-Solar Global S.A	TS Series	+25	-	-	-	-	-
Gadir Solar	Gadir a-SIR series	+30	-	-	-	-	-
	Gadir a-SIT series	+30	-	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia a partir de [99]

Como se puede observar los valores de estabilización facilitados varían desde 4 semanas hasta 6 meses lo que demuestra el poco consenso que existe acerca del fenómeno de la estabilización del silicio amorfo y la alta variabilidad que factores como las condiciones ambientales le afectan.

En la Tabla 1-11 se muestran valores medios de rango de porcentaje de Potencia antes de la estabilización, valores medios de Potencia antes de la estabilización y período mínimo y máximo de estabilización recopilados de diferentes fabricantes, para tecnología de silicio amorfo (a-Si:H), silicio amorfo de doble y triple unión y microcristalino amorfo. Situando el valor medio de estabilización dado por fabricantes entre 4 y 24 semanas, con una potencia media antes de la estabilización de 22,8 %.

Al igual que pasaba con la tecnología a-Si:H, las diferentes tecnologías basadas en capa delgada muestran una gran variabilidad dependiendo del fabricante y es muy difícil establecer un período en el que afirmar que se produce la estabilización inicial.

Tabla 1-11 Valores de Potencia tras LID y periodo de estabilización

<i>Tecnología</i>	<i>Rango P_{MPP_LID} (%)</i>	<i>Media P_{MPP_LID} (%)</i>	<i>LID máx. (semanas)</i>	<i>LID mín. (semanas)</i>
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

Fuente: T. Ishii, T. Takashima et al. (2011) [99]

Mientras que para a-Si:H los fabricantes dan un valor de estabilización entre 4 y 24 semanas con un descenso medio de la potencia de 22,8 %, para doble unión tenemos una estabilización más acotada entre 4 y 11 semanas, para triple unión de entre 8 y 10 semanas, para micro cristalino de entre 6 a 8 semanas y descensos de potencia de 19,2 % 15 % y 13,9 % respectivamente. Sin embargo hay que destacar que en la búsqueda bibliográfica en la que está basada esta comparativa, la muestra de tecnologías diferentes a a-Si:H son considerablemente menores por lo que explica una dispersión menor a su vez.

M.A.Muñoz-García et al. [102–104], ponen de manifiesto la importancia de poder cuantificar el estado actual de un módulo fotovoltaico de silicio amorfo, y para ello

hay que conocer su historial de exposición a la luz solar. Utilizan valores STC para las mediciones tomadas en las horas centrales del día. La pérdida de potencia inicial de la célula en unas semanas es de aproximadamente 16 % y en los primeros meses de entre un 30 - 40 %. Establecen 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, siendo más conservador que el criterio propuesto en la IEC-61646 (cuando la diferencia en la potencia medida en el módulo no es mayor de ± 2 % al ser expuesto a una radiación de al menos 43 kWh/m²). Calculan el período de estabilización para su caso como completado en 6 semanas.

K.Sofiane, Silvestre.S, et al. [105] estudian, de manera similar a la presente Tesis, la degradación inicial de una planta de silicio amorfo en la localidad de Jaén (España) con un clima clasificado como mediterráneo (BSk de acuerdo a la clasificación KGP) al igual que el de Valencia.

De especial interés son los filtros que utilizan a la hora de la adquisición de datos, descartando valores de medición con irradiancia < 800 W/m² para así evitar situaciones de sombreado, saturación del inversor, bajas irradiancias, etc, basándose en los trabajos de Martínez-Moreno F, Lorenzo E. y Muñoz J. [106,107] y su experiencia sobre técnicas de testeos en grandes campos fotovoltaicos. Sin embargo, debido a la gran cantidad de datos disponibles establecen un método de medición más estricto en el que únicamente seleccionan datos medidos con irradiancias entre 900 y 905 W/m² y temperaturas entre 48,6 y 54 °C.

En este trabajo se pone de manifiesto el problema de cuantificar económicamente el efecto de la degradación inicial de los paneles de silicio amorfo, ya que no existe a día de hoy un modelo que explique este efecto totalmente. Para obtener la degradación de los paneles se comparan los datos monitorizados con datos de mediciones iniciales (*flash report*). Tenemos como ejemplo los estudios de Van Dyk E.E, Meyer E.L y Radue C. [59,92,108] en los que caracterizan la degradación utilizando estos métodos.

En los estudios llevados a cabo por M.A. Muñoz-García, Marín O et al. [102–104] se considera el periodo de estabilización finalizado cuando la potencia no decae más de un 1 % mensual.

S. Kichou, S. Silvestre et al. [105] establecen el período de estabilización en 16 meses con una caída del 18,8 % en potencia y describen este efecto con un ajuste de un modelo matemático polinómico de sexto grado, obteniendo una degradación del 11,2 % de la potencia en los primeros 70 días.

Varios parámetros han sido usados en la bibliografía existente para cuantificar y explicar el comportamiento de la estabilización del silicio amorfo, los más utilizados son la potencia del sistema en corriente continua, la eficiencia, la curva I-V de los módulos y los ratios de conversión entre AC y DC [102,109,110].

M.Z. Hussin, S.Shaari et al. [99] en su estudio sobre el efecto LID en módulos de silicio amorfo, realizan una búsqueda de trabajos de este tipo clasificándolos por su clima mediante la clasificación Köppen-Geiger [100]. Proponen un método llamado (P-G) para determinar cuando está estabilizado un sistema partiendo de los datos de inicio (*flash report*) del sistema usando una aproximación lineal. En este método tienen en cuenta dos valores de entrada de sistema como son la irradiancia sobre el plano y la temperatura de módulo calculando la potencia en corriente continua como:

$$P_{DC_inicial} = P_{PV} \times f_{temp} \times \eta_{inv} \times f_{dirt} \times f_g \quad \text{Ecuación 1-24}$$

$$P_{DC_estabilizada} = P_{PV_est} \times f_{temp} \times \eta_{inv} \times f_{dirt} \times f_g \quad \text{Ecuación 1-25}$$

$$f_g = \left(\frac{E}{E_{STC}} \right) \quad \text{Ecuación 1-26}$$

Donde $P_{DC_inicial}$ es la potencia en corriente continua del campo fotovoltaico referida a la inicial (W), P_{PV} es la potencia pico basada en los valores estabilizados $P_{DC_estabilizada}$ es la potencia DC del campo fotovoltaico referida a la estabilizada (kWp), P_{PV_est} es la potencia pico del sistema inicial en STC (kWp), f_{temp} es el factor de degradación debido a la corrección por temperatura (adimensional), E es la irradiancia sobre el plano (W/m²), E_{STC} es la irradiancia de referencia (1000W/m²), η_{pv_inv} eficiencia del inversor (0,98) y f_{dirt} factor de degradado asociado a suciedad

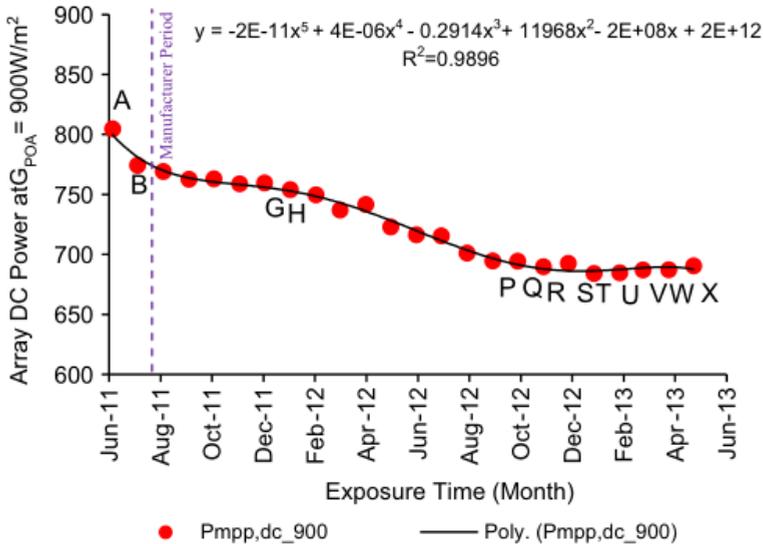
(0,97). El sistema de filtrado para validación de los datos es el indicado en la Tabla 1-12.

Tabla 1-12 Parámetros de filtrado para técnica P-G

	<i>Irradiancia (GI)</i>	<i>Temperatura módulo (°C)</i>
Filtrado estándar	900 – 950 W/m ²	55 – 65 °C
Filtrado fino	907 – 910 W/m ²	57 – 60 °C

Fuente: Elaboración propia a partir de [99]

Utilizando todos los datos filtrados elaboran una curva de regresión con todos los puntos válidos para cada mes y utilizando esas ecuaciones mensuales representan gráficamente el valor de la potencia para una irradiancia de 900 W/m², tal y como se muestra en la Figura 1-30.



Fuente: Wirth et al. (2011) [110]

Figura 1-30 Resultados LID para el método P-G

M.Z. Hussin et al. [99] al igual que Wirth et al [110] describen la degradación de la potencia como una curva de decaimiento exponencial en los primeros meses (Puntos A a G). La estabilización total ha sido ajustada a un polinomio de grado 5.

Basado en su estudio particular en el que validan su método en una planta fotovoltaica de silicio amorfo en Malasia obtienen un valor de degradación de la potencia de -11,1 % a los 6 meses, -17,7 % a los 12 meses y -20,4 % a los 18 meses.

Extraen de las conclusiones diversos autores que la potencia de salida se comporta como una “inestabilidad” logarítmica combinada con una forma sinusoidal debida a los efectos estacionales para tiempos largos.

1.3.2 Búsqueda bibliográfica estabilización inicial (LID)

A continuación se presenta el resultado de la búsqueda bibliográfica realizada sobre una serie de autores que han estudiado el efecto de la estabilización inicial del silicio amorfo en sus plantas. En ella se clasifican primeramente por su categoría de clasificación climática según el sistema KGP. En dicha tabla se recogen los datos de localización de la planta, modelo de panel solar utilizado, método de evaluación de la estabilización de la planta, valor de degradación de potencia después de la estabilización, tiempo calculado que dura la estabilización, autor del estudio y referencia a la bibliografía.

Tabla 1-13 Revisión bibliográfica sobre estudios de estabilización de a-Si:H

<i>KGP</i>	<i>Ubic.</i>	<i>Panel</i>	<i>Método</i>	P_{MPP_LID} (%)	<i>LID</i>	<i>Autor y Ref</i>
Af	Selangor, Malasia	Kaneka K60	(P-G) G>700 W/m ²)	20,4	16 meses	M.Z. Hussin et al. [99]
BSh	Hyderabad (India)	-	-	-	150 días	T. S. Surendra et al. [111]
BSk	OTF NREL, Golden, Colorado	-	Eficiencia para G=1000±50 W/m ²	20	6 meses	J.A. del Cueto et al. [112]
		APS EP-55 EP-60	<i>MPP</i>	23	6 meses	B. Kroposki et al. [113]
		APS	<i>MPP</i>	30	130 días	B. L. Stafford et al. [114]

<i>KGP</i>	<i>Ubic.</i>	<i>Panel</i>	<i>Método</i>	P_{MPP_LID} (%)	<i>LID</i>	<i>Autor y Ref</i>
		Chronr, Arco Solar, Solarex	<i>MPP</i>	25-30	1 año	B. L. Stafford et al. [115]
		-	<i>MPP</i>	25-30	5 meses	L. Mrig et al. [116,117]
		-	Eficiencia	20-25	10-16 meses	
Bwh		Arcog 4000, Sovonics	<i>I-V</i> curve, <i>MPP</i> para $G=980$ W/m^2 y $T=44^{\circ}C$	31,2-20,5	1,5 años	M.M. Mahmoud [118]
Cfa	Hsinchu, Taixan	-	<i>MPP</i>	32	-	H. H. Hsieh et al. [119]
	Subest. FPC, Orlando	Arcog 4000	<i>MPP</i> para $G>850$ W/m^2	25	9 meses	G.H. Atmaram et al. [120,121]
	FSEC, Cabo cañaveral	Arcog 4000	<i>MPP</i>	18	9 meses	
		Chronr CSA	<i>MPP</i>	24	3 meses	
		Solarex SA-5	<i>MPP</i>	33	9 meses	
RAEEC, Kobe, Japón	-	Eficiencia	18	2,5 meses	K. Akhmad et al. [122]	

<i>KGP</i>	<i>Ubic.</i>	<i>Panel</i>	<i>Método</i>	P_{MPP_LID} (%)	<i>LID</i>	<i>Autor y Ref</i>
Cfb	ISE FraunhoferFreiburg, Alemania	-	<i>MPP</i> para $800 < G < 1200$ W/m ²	22	3 a 10 meses	J. Wirth et al. [110]
	CREST, Reino Unido	-	<i>MPP</i>	40-53	12 meses	K. Astawa et al. [123]
	ORF, Puerto Isabel, Sudáfrica	-	<i>MPP</i> para $G > 800$ W/m ²	25-30	1 mes	C. Radue et al. [59]
		-	Eficiencia	50	130 kWh/m ²	E.L. Meyer et al. [92]
	Nairobi, Kenya	-	<i>MPP</i> STC	30-25	1 mes	R. D. Duke et al. [124]
Csa	CIEMAT/UPM Madrid, España	-	<i>MPP</i>	20	6 semanas	M.A. Muñoz et al. [102]
	MUERI, Perth, Australia	NAPS A11P	<i>MPP</i>	14-32	13 días	C.P. Lund et al. [125]
	APS PVUSA test, Davis, California	APS	<i>MPP</i>	23	1,5 años	J. Xi et al. [126]

Fuente: Elaboración propia

Con diversas plantas fotovoltaicas de todas partes del mundo se determina que los métodos más utilizados para comparar su degradación son las mediciones de la P_{MPP} , algunas de ellas en condiciones STC, luego la medición de la eficiencia de la planta

y otros casos mediante trazadores de curvas I-V. La mayoría de los estudios utilizan algún tipo de filtrado de datos para simplificar los datos a utilizar y para extraer valores más precisos. La tendencia es filtrar datos a partir de un valor de irradiancia o entre una horquilla de valores. Además, otros parámetros como la temperatura también son tenidos en cuenta en algunos estudios. Valores a partir de 700 W/m^2 son validados por muchos autores, algunos suben el umbral a 800 o 850 W/m^2 , y otros debido a la gran cantidad de datos que manejan y para simplificar los cálculos buscan valores con una variación mínima ($G = 980 \text{ W/m}^2$ o $G = 1000 \text{ W/m}^2$). Los valores de potencia degradada ($P_{MPP_LID}(\%)$) son de entre un 14 % hasta un 53 % sobre la inicial y con períodos que varían desde los 13 días hasta un año y medio.

En la Tabla 1-14 podemos encontrar un resumen de los valores de estabilización en rango mínimo y máximo de tiempo de estabilización para las tecnologías de a-Si:H de una sola unión, doble unión y triple unión clasificadas según su tipología climática y diversos autores. Los valores para la tecnología a-Si:H están extraídos de la búsqueda bibliográfica realizada en la Tabla 1-13, para las tecnologías doble y triple unión para realizar la comparativa los valores están extraídos del trabajo de M.Z. Hussin et al. [99].

La tecnología a-Si:H es la que reporta una mayor potencia extra durante la fase de estabilización así como un rango temporal mayor, convirtiéndose en la más variable de las tecnologías de capa delgada. Independientemente de la categoría climática estudiada es la que presenta variaciones más grandes entre las tecnologías de silicio amorfo.

Los períodos de estabilización para a-Si:H se sitúan en valores similares también con períodos máximos de 16 meses de media para todos los climas.

Tabla 1-14 Resumen de valores de estabilización para diferentes tecnologías

<i>Tecnología</i>	<i>Clasificación climática</i>	P_{MPP_LID} (%)	<i>LID (meses)</i>
a-Si:H	A	20,4	1,5 a 16
	B	31,5 – 20	4,3 a 16
	C	53 – 14	1,5 a 16
Doble unión	A	-	-
	B	27 – 12	4 a 12
	C	27	4 a 12
Triple unión	A	-	-
	B	25	< 5
	C	21 – 10	0,4 a 7

Fuente: M.Z. Hussin. (2015) [99]

La degradación en la estabilización es más dependiente de la tecnología amorfa que de la clasificación climática en la que se encuentre. Cuanto más avanzada es la tecnología la variación de rango porcentual en P_{MPP_LID} es menor y el período de estabilización es menor también y está más controlado.

1.3.3 Efecto “annealing”

El efecto de templado o “annealing” es el producido en verano debido a las altas temperaturas y consiste en el incremento de la eficiencia de las células de a-Si:H gracias a la recombinación atómica [109]. Este efecto compensa en parte la caída de eficiencia en el material causada por el efecto Staebler-Wronski.

Este efecto fue por primera vez descrito en 1977 por Staebler, D.L. y Wronski, C.R. [101]. En dicho estudio, descubrieron que después de la degradación producida en células de a-Si:H tras una larga exposición a la luz solar, al calentar las células a temperaturas superiores a 150 °C el proceso podía ser revertido en parte.

Posteriores trabajos como el de Nikolaeva-Dimitrova, M, Kenny, Robert P. et al, [127] han estudiado en mayor profundidad como afecta el *annealing* a la eficiencia estacional de los paneles fotovoltaicos. Desarrollan un experimento en interiores donde simulan las condiciones ambientales y de temperatura para caracterizar el efecto del templado.

Este método define un coeficiente de degradación (λ) que relaciona la degradación de la eficiencia y la irradiancia y otro coeficiente (τ) que relaciona la recuperación de potencia y la temperatura del módulo. Si utilizamos los valores obtenidos de irradiancia y de temperatura de célula instantáneos recogidos por el sistema de monitorización obtendremos valores instantáneos de recuperación y de degradación.

Se propone el siguiente ajuste que relaciona linealmente la irradiancia (E (W/m²)) incidente en la célula con el coeficiente de degradación o *light soaking* (λ)

$$\lambda = A + B \cdot E$$

Ecuación 1-27

Donde A y B son los coeficientes obtenidos en el 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 templado (τ) el cual está relacionado mediante un ajuste exponencial con la temperatura de célula mediante esta ecuación:

$$\tau = A_1 \cdot e^{\left(\frac{T_{cell}}{t_1}\right)} \quad \text{Ecuación 1-28}$$

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

Una vez obtenidos los dos parámetros el modelo predice que la variación total de eficiencia del módulo $\Delta\eta$ es igual a la diferencia entre τ y λ ;

$$\Delta\eta = \lambda - \tau \quad \text{Ecuación 1-29}$$

De este modo se calcula la diferencia neta entre las pérdidas de eficiencia producidas por la irradiancia contra la recuperación dada por el templado.

1.4 Efecto estacional en el silicio amorfo

Diversos estudios han demostrado que tanto la tecnología fotovoltaica de silicio amorfo como la tecnología cristalina sufren variaciones en su eficiencia, y por lo tanto en su potencia, siguiendo un patrón estacional.

Después de su reducción inicial de la eficiencia, los módulos de silicio amorfo expuestos a la intemperie, muestran en una escala temporal larga, un patrón de eficiencia cíclico que aumenta en los meses de verano y disminuye en los meses fríos [62,128], produciéndose un comportamiento estacional regular con una pequeña reducción progresiva de eficiencia.

Este comportamiento casi periódico es el resultado de la superposición de varios efectos estacionales: la variación de temperaturas entre estación, el efecto del templado, variaciones espectrales estacionales, pérdidas por dispersión y cambios en magnitud de la irradiancia entre una estación y otra.

Las altas temperaturas de funcionamiento en los meses de verano reducen la potencia generada de los módulos, esto está relacionado estrechamente con su valor de NOCT, J.Merten y J. Andreu [53] y con su coeficiente de temperatura γ . La potencia entregada por un módulo fotovoltaico a temperatura ambiente (T_{amb}) e irradiancia global (GI) puede ser calculada mediante la siguiente expresión:

$$P_{PMPGI_{T_{cell}}} = P_{MPP_{25^{\circ}C}} \left[1 + \frac{\gamma \text{ } \% / ^{\circ}C}{100} (T_{cell} - 25) \right] \frac{GI}{1000 \text{ } W / m^2} \quad \text{Ecuación 1-30}$$

El efecto de templado producido en verano gracias a las altas temperaturas incrementa la eficiencia de las células de a-Si:H, este efecto compensa en parte la caída de eficiencia en el material causada por el efecto Staebler-Wronski.

Cuando la resistencia en serie es lo suficientemente pequeña, la eficiencia de los módulos aumenta con la irradiancia [22]. Podemos por lo tanto esperar un ligero incremento de la eficiencia del módulo en verano por este efecto.

Gottschalg R. y Betts TR et al. [129] han llevado a cabo numerosas investigaciones sobre el efecto estacional sobre módulos fotovoltaicos de a-Si:H, comenzando en el año 2002 sus investigaciones sobre cómo afectan los efectos espectrales en células de silicio amorfo a la hora de su funcionamiento a la intemperie, remarcando la existencia de este efecto estacional, calculando y cuantificando más tarde para módulos de silicio amorfo y para módulos de tecnología multiunión los efectos del espectro y el efecto del templado [130]. Recientemente han demostrado que incluso en condiciones de temperatura e irradiancia estables pueden existir diferencias entre una estación y otra en cuanto a potencia de hasta un 15 % referidas únicamente por el efecto estacional [131].

Tanto la tecnología cristalina como la de capa delgada se ven afectadas por el efecto estacional, sin embargo, está demostrado que las tecnologías basadas en lámina delgada, tales como a-Si:H, CIGS, CdTe, etc... son menos sensibles a esta particularidad, tal y como demuestra Del Cueto J.A. [132] realizando comparativas entre ambas tecnologías.

El efecto estacional puede ser medido y observado ya sea mediante el cálculo mensual del PR de la instalación o bien por métodos estadísticos utilizando la herramienta de descomposición estacional clásica (CSD) [133] tal y como presentan en su trabajo Phinikarides A, Makrides G et al [134]. En este último trabajo, comparan diversas técnicas de medición de perfiles estacionales como son CSD, ARIMA (*Auto-regressive integrated moving average*) y su variación regARIMA, para descomponer el efecto estacional y calcular la tendencia en períodos de 3, 4 y 5 años para diferentes tipos de tecnologías fotovoltaicas. La técnica CSD es la más sencilla de utilizar y da resultados similares a métodos de descomposición estadísticos más complejos. La tecnología de silicio amorfo muestra una tendencia no lineal en su comportamiento por lo que métodos como la caracterización de la degradación mediante una tendencia lineal basada en un valor de R_D no es validada para ellos. Los valores de pérdida de potencia media anual para la tecnología de silicio amorfo calculada por ellos es de $1,67 \pm 0,14$ %.

Los valores de desviación estándar encontrados entre diferentes estaciones para tecnología cristalina son de 4,05 % tanto para silicio monocristalino como para policristalino, mientras que los de tecnologías de lámina delgada son de 2,19 %.

1.5 Conclusiones

En este capítulo se ha establecido un contexto basado en búsquedas bibliográficas sobre el estado del arte actual de la tecnología fotovoltaica. Se ha valorado el panorama energético mundial y nacional, y se ha puesto de manifiesto el potencial que la tecnología solar fotovoltaica tiene entre las demás y su capacidad para mejorar la perspectiva energética mundial en un futuro a medio plazo. Después de una breve historia sobre la evolución de la energía solar, se han introducido los términos y efectos que serán estudiados en posteriores capítulos y establecen una base técnica para poder estudiar plantas fotovoltaicas, como son la degradación inducida por luz, el efecto *annealing* y el envejecimiento de la célula solar entre otros.

Capítulo 2.
Montajes
experimentales:
Descripción de las
plantas y sistema
de monitorización

2.1 Introducción.

En los años 2010 y 2011, dos plantas fotovoltaicas de silicio amorfo a-Si:H fueron instaladas en la universidad politécnica de Valencia con varios propósitos.

El primero de ellos, como material docente de cursos destinados a formar técnicos en el ámbito de las energías renovables y la energía solar fotovoltaica, estas plantas llevan siendo utilizadas como campo de pruebas para el título de especialista en energía solar desde su puesta en marcha.

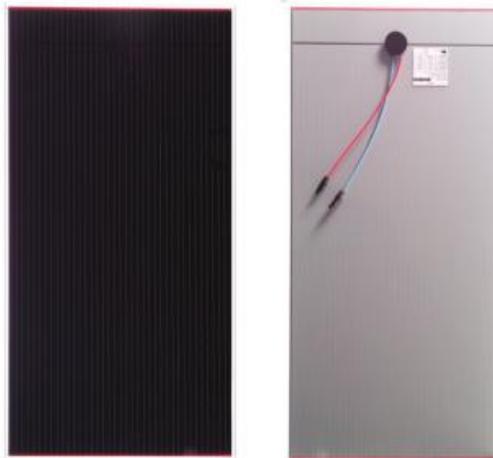
Siguiendo la línea de gestión energética de la energía de la universidad, estas plantas están siendo utilizadas también como una fuente complementaria de energía renovable producida por el campus, contribuyendo así a un sistema de producción energética más sostenible.

Por último, y tratándose del propósito que nos ocupa, estas plantas fotovoltaicas, por algunas de sus características únicas, se convierten en un campo de estudio que reúne unas condiciones idóneas para realizar un estudio del comportamiento de estas en condiciones reales. Estas plantas están diseñadas de manera similar, utilizando los mismos módulos fotovoltaicos, sus condiciones ambientales son prácticamente las mismas y ambas están conectadas a la red eléctrica de la Universidad.

2.2 El módulo fotovoltaico.

El módulo fotovoltaico utilizado en ambas instalaciones, es el modelo EPV-52, un módulo fotovoltaico de silicio amorfo suministrado por la empresa *EPVSolar*.

En cuanto a sus características mecánicas, el módulo tiene unas dimensiones de 132,1 cm de largo, por 71,1 cm de ancho y un grosor total de 2,4 cm. Es un módulo sin marco con un peso de 14,5 kg y una superficie captadora de 0,94 m². No dispone de diodo *bypass* y esta encapsulado en EVA (Ehylene Vinyl Acetate). Está protegido por una lámina de cristal templado tanto en el frontal como en la parte trasera de 3 mm de grosor y su sistema de conexión es mediante cables de conexión rápida aislados tipo 14AWG en la parte trasera superior. Estos módulos tienen una garantía limitada de 25 años y de dos años de materiales e instalación y en la Figura 2-1 se puede observar una fotografía en la que se muestran la cara frontal y trasera del módulo.



Fuente: EPV-52 Solar datasheets

Figura 2-1 Parte frontal y trasera del módulo fotovoltaico EPV52

En la Tabla 2-1 están recogidas las principales características eléctricas del módulo EPV52, en ella se muestran la potencia pico (P_{MPP}), voltajes en circuito abierto (V_{OC}) y en el punto de máxima potencia (V_{MPP}), corrientes en cortocircuito (I_{SC}), corriente en el punto de máxima potencia (I_{MPP}) y eficiencia de la célula.

Tabla 2-1 Características técnicas del módulo EPV-52

	P_{MPP} (W)	V_{OC} (V)	V_{MPP} (V)	I_{MPP} (A)	I_{SC} (A)	Eficiencia de célula
Valores STC del módulo	52	60	45	1,15	1,44	5,54%
Variación máxima inicial	20%	10%	10%	15%	10%	-
Valores iniciales máximos	62,4	66	49,5	1,32	1,58	6,64%

En la primera fila se dan los valores en condiciones estándar de funcionamiento para el módulo EPV-52, que son los datos que facilita el fabricante para el dimensionado de la instalación. La tolerancia para el punto de máxima potencia es de $\pm 5\%$.

En la segunda fila figuran los valores máximos de variación sobre los valores STC que pueden alcanzar en las primeras exposiciones a la luz solar. Esto se debe a que la tecnología de silicio amorfo sufre el efecto “*Light Induced Degradation*” (LID) descrito en el Capítulo 1. Durante los primeros meses de exposición a la luz solar, este tipo de módulos sufre una estabilización en sus parámetros de funcionamiento, debido a esto, los fabricantes suelen dar un porcentaje de variación sobre los parámetros indicados en la hoja de datos, que son parámetros estabilizados. Esto debe de tenerse muy en cuenta a la hora de dimensionar una instalación fotovoltaica ya que se debe contar con los valores máximos para calcular correctamente los elementos constitutivos de ésta (inversores, dimensionado de cableado, protecciones...).

En la tercera fila tenemos los valores iniciales máximos una vez establecido el porcentaje de variación máximo indicado por el fabricante.

La eficiencia en la conversión fotovoltaica o eficiencia de célula (η_{PV}) ha sido calculada mediante la Ecuación 2-1, que relaciona la potencia en el punto de máxima potencia con el área de recolección fotovoltaica (A_{PV}) y la irradiancia recibida sobre el plano, todos ellos en condiciones estándar de medida ($GI_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$).

$$\eta_{PV} = \frac{P_{MPP}}{GI_{STC} \cdot A_{PV}} \quad \text{Ecuación 2-1}$$

De esta manera podemos establecer unos valores máximos iniciales de funcionamiento de nuestros paneles solares fotovoltaicos para poder extrapolarlo a los cálculos de las plantas completas.

Otro punto a tener en cuenta a la hora del dimensionado de una planta fotovoltaica son las variaciones de los parámetros eléctricos en función de la temperatura, tal y como se vio en el Capítulo 1. En la Tabla 2-2 se indican los factores α (indica la variación en corriente en tanto por ciento en función de la temperatura), β (variación de voltaje en función de la temperatura) y γ (variación de potencia en función de la temperatura). Por último, el valor de NOCT, que se define como la temperatura que alcanza la célula cuando es sometida a las condiciones de operación NOCT (800 W/m^2 , AM 1,5 y $T_{amb} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$). Este valor no figura en el datasheet, pero ha sido obtenido directamente a través del fabricante.

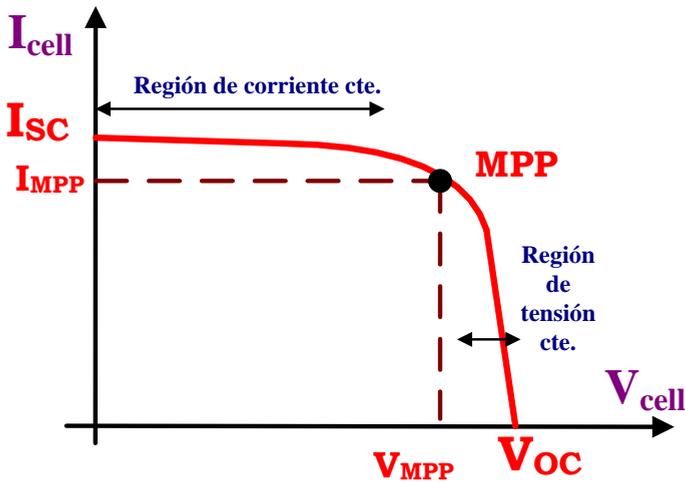
Tabla 2-2 Coeficientes de temperatura y NOCT para el módulo EPV-52.

α (%/K)	β (%/K)	γ (%/K)	NOCT ($^\circ\text{C}$)
+ 0,09	- 0,28	- 0,19	41

Sin embargo, los valores que un fabricante de módulos fotovoltaicos facilita en sus *datasheets* son siempre unos valores nominales medios, habitualmente conservadores, para evitar incumplir términos de la garantía.

Los valores reales de funcionamiento de cada módulo individual pueden extraerse de los llamados *flash reports*. Un *flash test* consiste en un ensayo rápido de laboratorio en el que se somete a cada uno de los módulos a una rápida exposición a la luz en un ambiente controlado para extraer los parámetros eléctricos de funcionamiento reales (el *flash report*), es algo así como el dni de cada módulo. Los flash report son unos informes que los fabricantes de paneles solares están obligados a entregar con cada módulo solar ya que suponen información valiosa para el diseñador de la planta.

A la hora de dimensionar una instalación fotovoltaica se han de tomar los valores máximos calculados utilizando los porcentajes de variación iniciales máximos, pero una vez se dispone de los flash report de los módulos, es posible afinar mucho más en el dimensionado y elegir estrategias de agrupación de módulos que sean favorables a la hora de producir energía minimizando las pérdidas por *mismatching*.



Fuente: Elaboración propia

Figura 2-2 Principales parámetros de un panel fotovoltaico

Otra manera de comparar los módulos y medir su eficiencia es mediante un parámetro denominado factor de forma (*FF*). El factor de forma, también conocido como factor de llenado o *Fill factor* en inglés determina cómo es la transición en la curva *I-V* del

módulo entre la zona de corriente constante y la de tensión constante y está determinada por la presencia de la resistencia en serie y resistencia *shunt* en el modelo equivalente de la célula solar y se mide en tanto por cien.

El factor de forma lo describe la Ecuación 2-2 y está definido como el cociente entre el producto del voltaje y la corriente en los puntos de máxima potencia y el producto del voltaje en circuito abierto por la corriente en cortocircuito, y es un parámetro ampliamente utilizado para comparar módulos fotovoltaicos entre sí.

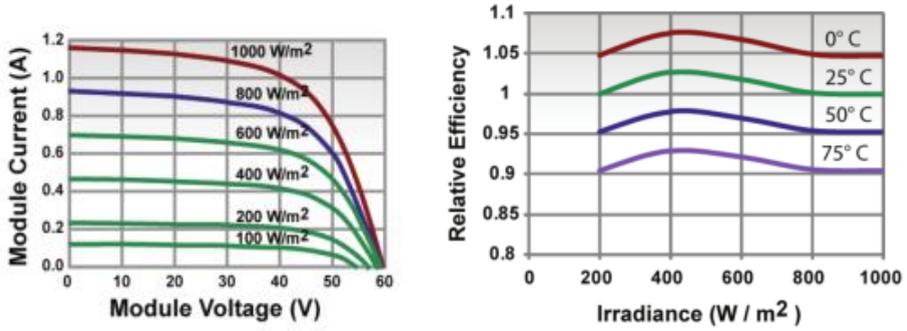
$$FF = \frac{V_{MPP} \cdot I_{MPP}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad \text{Ecuación 2-2}$$

En la Tabla 2-3 se puede ver un ejemplo de los paneles que se utilizarán para nuestros estudios comparados mediante su valor de factor de forma. En el Anexo B de esta Tesis se pueden encontrar los valores para todos los paneles utilizados.

Tabla 2-3 Comparativa de factor de forma.

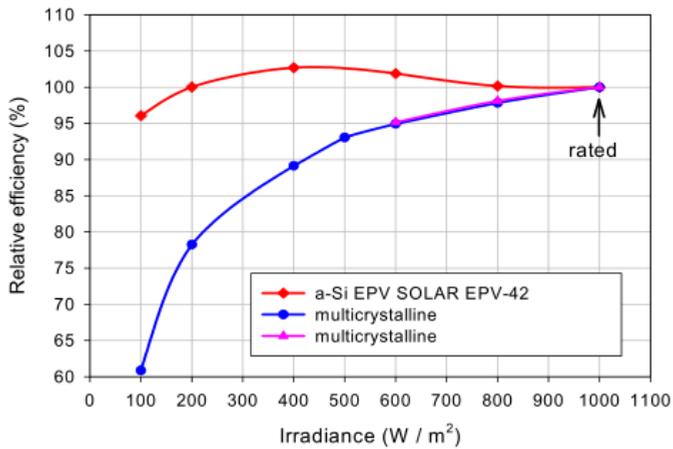
	<i>FF</i>
Valores STC	59,90 %
Máximos valores iniciales	62,66 %
Modulo ejemplo: 834604-29	63,56 %
Módulo ejemplo: 833710-37	62,34 %

Siguiendo con los datos facilitados por el fabricante la Figura 2-3 nos muestra los valores de la curva I-V dados por el fabricante para diferentes valores de irradiancia; 100, 200, 400, 600, 800 y 1000 W/m². En la misma figura podemos observar la variación dada por el fabricante en la eficiencia relativa de la célula a diferentes valores de temperatura; 0, 25, 50 y 75 °C.



Fuente: EPV-52 Solar datasheets [135]

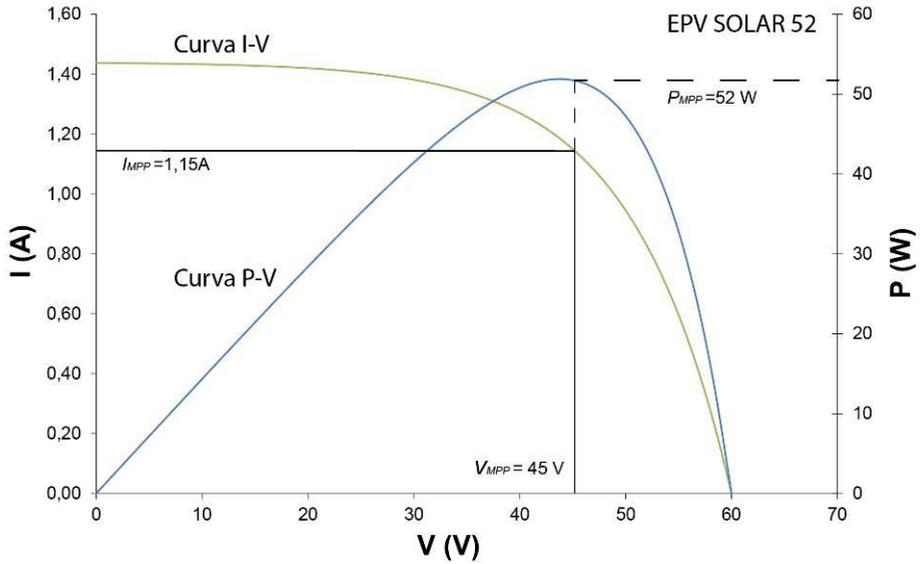
Figura 2-3 Curvas I-V para el módulo EPV-52



Fuente: EPV-52 Solar datasheets [135]

Figura 2-4 Comparativa de eficiencia relativa entre a-Si:H y p-Si

El fabricante además, dispone de la comparativa entre los paneles de a-Si:H de la gama EPV y paneles típicos de silicio policristalino (Figura 2-4). En esta gráfica se refleja la estabilidad de eficiencia relativa para la tecnología de capa delgada para irradiancias bajas y altas frente a la variabilidad y baja eficiencia de otras tecnologías para irradiancias bajas, tal y como se comentó en el Capítulo 1 de esta Tesis.



Fuente: Elaboración propia

Figura 2-5 Representación gráfica de las curvas I-V y P-V del módulo EPV-52

$$V_t = \frac{m k T}{q} = \frac{(V_{MPP} - V_{OC})}{\ln \left(1 - \frac{I_{MPP}}{I_{SC}} \right)}$$

Ecuación 2-3

$$I_{PV} = I_{SC} \cdot \frac{E_X}{1000 \text{ W/m}^2} \left(1 - e^{-\frac{(V_{OC} - V_{PV})}{V_t}} \right)$$

Ecuación 2-4

Por último y para terminar de caracterizar el panel fotovoltaico, por medios propios se ha procedido a calcular las curvas $I-V$ y $P-V$ del módulo mediante la Ecuación 2-3 y Ecuación 2-4 extraídas del modelo de un diodo y representadas en la Figura 2-5.

2.3 Descripción de las plantas fotovoltaicas

Las plantas fotovoltaicas estudiadas y analizadas en esta Tesis, están instaladas en el campus de la Universidad Politécnica de Valencia (UPV), ubicado en la zona norte de Valencia (España).

Las instalaciones fotovoltaicas están localizadas en dos edificios muy próximos entre sí, (aproximadamente 200 metros) y la altura a las que están instaladas son muy similares (entre 25 y 30 m de altura). Una de ellas está ubicada en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño, en adelante ETSID, y la otra en el edificio NEXUS, sede del Centro de Formación Permanente y de la televisión de la UPV.



Fuente: Google Maps

Figura 2-6 Ubicación de las plantas fotovoltaicas en el campus UPV

La ciudad de Valencia cuenta con un clima mediterráneo húmedo, suave durante los inviernos y caluroso y algo más seco durante los veranos. De acuerdo con los criterios de la clasificación climática de KGP el clima de Valencia es semiárido cálido “BSh”. La temperatura media anual es de 18,4 °C.

Tabla 2-4 Valores anuales de temperatura media para Valencia

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

	<i>Anual</i>
$T_{amb} (°C)$	18,4
$T_{cell} (°C)$	45,8

Fuente: Elaboración propia a partir de [137]

El clima de Valencia presenta veranos cálidos e inviernos suaves. Enero es el mes más frío, con temperaturas máximas medias de 16 - 17 °C y temperaturas mínimas de 7 - 8 °C. Las nevadas y las temperaturas bajo cero son extremadamente raras dentro del núcleo urbano de la ciudad. La Tabla 2-4 muestra las temperaturas medias T_{amb} y T_{cell} para cada mes en Valencia.

El mes más cálido es agosto, con temperaturas máximas medias de 30 - 31 °C y temperaturas mínimas de 21 - 23 °C y una humedad relativa moderadamente alta. La amplitud térmica diaria es reducida debido a la influencia marítima con unos 9 °C de media. Del mismo modo la amplitud térmica anual es pequeña por la influencia del mar, situándose entre 9 y 10 °C.

La velocidad media de viento en Valencia con una probabilidad de viento del 21 % es de 4 m/s. [136]. La Figura 2-7 representa un diagrama de distribuciones de velocidad y dirección del viento medios anuales.

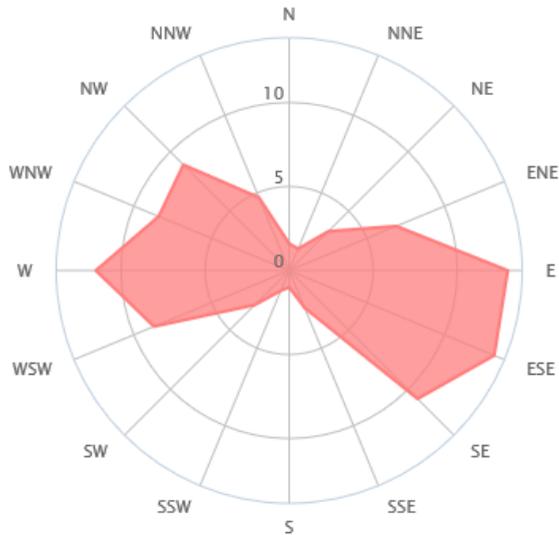


Figura 2-7 Distribución de recurso eólico anual en Valencia

Fuente: Elaboración propia a partir de [136]

Las precipitaciones anuales se sitúan entre 450 y 500 mm, la humedad media anual es relativamente alta debido a la influencia del mar, situándose alrededor del 65 % y variando poco a lo largo del año [137,138].

El ángulo óptimo de instalación de los paneles solares en Valencia, puede ser calculado mediante la Ecuación 2-5 [139]. Este método está basado en el análisis estadístico de la radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares de diferentes latitudes, por lo que proporciona el ángulo de inclinación óptimo en función de la latitud (ϕ) de un lugar concreto.

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot \Phi$$

Ecuación 2-5

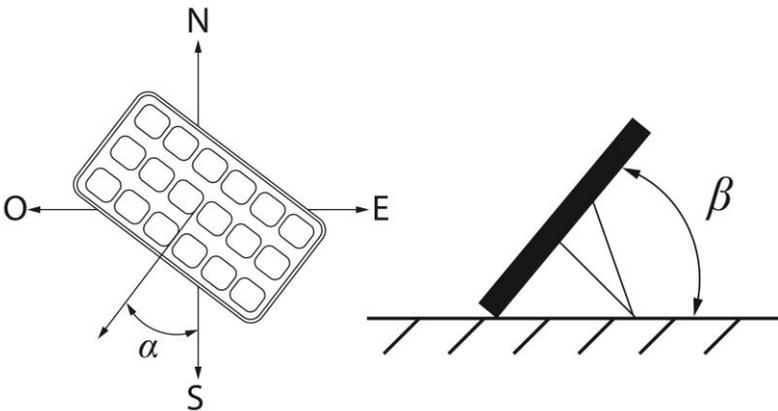
La latitud de Valencia es de $39,46^\circ$ lo que nos da un ángulo óptimo de inclinación de aproximadamente 31° de inclinación de acuerdo a la Ecuación 2-6.

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot 39,46 \approx 31^\circ$$

Ecuación 2-6

Es posible calcular las pérdidas ocasionadas por la desviación de los ángulos de orientación óptimos. Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

- Ángulo de azimut α , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar, mostrado en la parte izquierda de la Figura 2-8. Su valor es 0° para módulos orientados al Sur, -90° para módulos orientados al Este y $+90^\circ$ para módulos orientados al Oeste.



Fuente: Elaboración propia

Figura 2-8 Pérdidas por orientación de un panel solar

- Ángulo de inclinación β , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal, tal y como muestra la parte derecha de la Figura 2-8. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.

$$L = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \alpha^2]$$

para $15^\circ < \beta < 90^\circ$

$$L = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2]$$

para $\beta \leq 15^\circ$

Ecuación 2-7

La Ecuación 2-7 muestra el procedimiento de cálculo de las pérdidas por ángulos diferentes a los óptimos tanto en orientación como en inclinación según el método de cálculo del IDAE [139].

2.3.1 Planta fotovoltaica ETSID

La instalación fotovoltaica ETSID está situada sobre el tejado de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño (ETSID) de la Universidad Politécnica de Valencia.



Figura 2-9 Planta fotovoltaica ETSID

2.3.1.1 Características generales de ETSID

La planta fotovoltaica ETSID está compuesta por 64 paneles fotovoltaicos EPV-52 dispuestos en 8 series o *strings* interconectados en paralelo de 8 módulos conectados en serie cada uno.

Todos los módulos están montados sobre una estructura de aluminio inclinada 20° sobre la horizontal, algo menor del ángulo óptimo de montaje para Valencia. Esta variación en el ángulo de montaje óptimo favorece la producción energética en los meses de verano cuando la irradiancia es mayor y responde a un criterio estructural ya que está instalado en una esquina del edificio a una altura de unos 25 metros y con ello se ha intentado reducir las cargas de viento sobre la estructura.

La planta está orientada al sur, con un ángulo de $-18,6^\circ$ de azimut hacia el Oeste (Figura 2-10), que coincide con la cubierta del edificio, aprovechando de esta manera

el máximo de superficie y maximizando la potencia pico instalable, además de facilitar la integración del conjunto en el edificio.



Fuente: Google maps

Figura 2-10 Orientación de ETSID sobre cubierta

2.3.1.2 Dimensionado de la planta ETSID

El inversor fotovoltaico elegido para la instalación se trata de un modelo Danfoss ULX3600HV, que permite hasta una potencia de 3,9 kW en el campo fotovoltaico. Este inversor tiene dos buscadores de punto máximo de potencia independientes (MPPT), por lo que el campo fotovoltaico está dividido en dos partes simétricas, cada una conectada a un seguidor.

El convertidor de potencia DC/DC que implementa el algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia incluye también un transformador de alta frecuencia que proporciona un aislamiento galvánico al inversor. Esto es necesario debido a que el fabricante de los módulos recomienda conectar el polo negativo de los paneles fotovoltaicos a tierra en la instalación para evitar la corrosión del TCO (*Transparent Oxide Conductor*).

La siguiente tabla muestra las características más importantes del inversor utilizado:

Tabla 2-5 Parámetros del inversor Danfoss ULX3600HV

Inversor	V_{DC_max}	V_{DC_min}	I_{DC_max}	P_{PV_max}	η_{EUR}	η_{max}
Danfoss ULX3600HV	600 V	200 V	14 A	3900 W	93,4 %	94,3 %

Fuente: Datasheets de danfoss

Este modelo de inversor puede funcionar a un régimen de altos voltajes en el lado de corriente continua, siendo idóneo para módulos fotovoltaicos de capa delgada que normalmente generan voltajes más altos que los módulos monocristalinos o policristalinos. El máximo de módulos que se pueden conectar en serie por *string* al inversor es de 8 ya que el límite de voltaje en circuito abierto que admite es de 600 V bajo cualquier condición de operación. Los sobrevoltajes en los módulos de silicio amorfo combinados con temperaturas ambientales bajas son el peor caso, y es el valor a tener en cuenta a la hora de diseñar los *strings*.

Los efectos de la temperatura para diferentes niveles de irradiancia (Tabla 2-7) han sido estudiados simulando los casos peores de temperaturas según históricos (temperaturas ambiente de -1,3 °C y de 35 °C), para extraer los valores máximos de funcionamiento de la planta y poder dimensionar el sistema mediante las siguientes ecuaciones:

$$T_{cell} = T_{amb} + \frac{E}{800} (TONC - 20) \quad \text{Ecuación 2-8}$$

$$V_{Tx} = N_{PS}(V_{OC} + \beta(T_x - 25)) \quad \text{Ecuación 2-9}$$

$$I_{Tx} = N_{RP}(I_{SC} + \alpha(T_x - 25)) \quad \text{Ecuación 2-10}$$

$$P_{TX} = N_{PS} \cdot N_{RP} \cdot P_{MPP_STC} \left(1 + \left(\frac{\gamma}{100} \right) (T_x - 25) \right) \quad \text{Ecuación 2-11}$$

$$I_{SC_Ex} = I_{SC} \frac{E_x}{E_{STC}} \quad \text{Ecuación 2-12}$$

$$P_{MPP_Ex} = P_{MPP} \frac{E_x}{1000} \quad \text{Ecuación 2-13}$$

En las expresiones anteriores, con el objetivo de obtener las condiciones más estrictas para el diseño de la planta fotovoltaica, el coeficiente térmico de la corriente (α) se utiliza en A/K, el coeficiente térmico de la tensión (β) se utiliza en V/K y el coeficiente térmico de la potencia (γ) se utiliza en %/K.

Tabla 2-6 Efectos de la temperatura e irradiancia en el campo FV ETSID

Condiciones del análisis	$E(W/m^2)=1000,0$		$E(W/m^2)=550,0$		$E(W/m^2)=850,0$	
	T_{amb}	-1,3	T_{amb}	5,0	T_{amb}	35,0
Valores de funcionamiento después de la degradación inicial	T_{cell}	25,0	T_{cell}	19,4	T_{cell}	57,3
	V_{OC}	480,0	V_{OC}	487,5	V_{OC}	436,6
	V_{MPP}	360,0	V_{MPP}	365,6	V_{MPP}	327,4
	I_{SC}	11,52	I_{SC}	6,30	I_{SC}	10,08
	I_{MPP}	9,20	I_{MPP}	5,03	I_{MPP}	8,05

	P_{PK}	3328,0	P_{PK}	1849,7	P_{PK}	2655,1
Valores de funcionamiento durante la degradación inicial	V_{OC}	528,0	V_{OC}	536,2	V_{OC}	480,2
	V_{MPP}	396,0	V_{MPP}	402,2	V_{MPP}	360,2
	I_{SC}	12,67	I_{SC}	6,93	I_{SC}	11,08
	I_{MPP}	10,58	I_{MPP}	5,79	I_{MPP}	9,25
	P_{PK}	3993,6	P_{PK}	2196,5	P_{PK}	3394,6

La configuración y los parámetros eléctricos de funcionamiento de los 64 paneles que conforman la planta fotovoltaica quedan resumidos en la Tabla 2-7.

Tabla 2-7 Configuración del campo solar ETSID

Valores en cada entrada MPP (STC)	Número módulos serie (N_{MS})	8
	Número ramas paralelo (N_{RP})	4
	Número módulos totales por inversor	32
	Potencia pico instalada (W)	1664
	Intensidad en el MPP (I_{MPP})	4,6
	Tensión DC máxima (V_{OC})	480
	Tensión MPP (V_{MPP})	360
	Intensidad (I_{SC})	5,76
Valores totales (STC)	Número de seguidores MPP	2
	Potencia pico total instalada (W)	3328
	Total módulos instalados	64
	Intensidad alterna total por línea: $I_{AC\ total}$	13,64
	Potencia pico total instalada (W_{pk})	3993,6
	Potencia máxima flash report (W_{pk})	3756,8

Valores máximos durante la estabilización	Tensión DC máxima (V_{OC})	528
	Tensión MPP (V_{MPP})	396
	I_{MPP} por seguidor MPP	5,29
	I_{SC} por seguidor MPP	6,336
	I_{MPP} total	10,58
	I_{SC} total	12,672
	Intensidad alterna total por línea: $I_{AC\ total}$	16,37

La potencia pico total instalada en la planta, calculada como la potencia STC por módulo multiplicada por el número total de módulos es de $P_{MPP_ETSID} = 3328\ W_{pk}$.

La potencia máxima inicial calculada como la potencia máxima en el punto de máxima potencia antes de los valores de estabilización puede llegar a los $3993,6\ W_{pk}$.

La potencia inicial podría llegar hasta $3993,6\ W_{pk}$ en un caso extremo, que se trata de un valor ligeramente superior al admitido por el inversor, sin embargo este último puede modificar su punto de operación para protegerse contra subidas de potencia e intensidades altas si fuera necesario, por lo que no es un tema preocupante.

La potencia en el MPP de acuerdo con el *flash report* de los módulos (Anexo 2) es de $3756,8\ W_{pk}$ y se calcula como la suma de las potencias MPP en el *report* de cada uno de los módulos. En la Tabla 2-8 se muestran los valores medios extraídos de los Flash report de todos los 64 módulos instalados en ETSID y comparados con los valores STC nominales. En la cuarta fila se muestran las variaciones máximas del parámetro entre el conjunto de módulos.

Tabla 2-8 Valores medios de *flash report* para ETSID

	P_{MPP} (W)	V_{OC} (V)	V_{MPP} (V)	I_{MPP} (A)	I_{SC} (A)	Eficiencia de célula
Valores STC del módulo	52	60	45	1,15	1,44	5,54%
Valores medios <i>flash report</i> (ETSID)	58,7	61,41	45,58	1,28	1,53	6,25%
Variaciones medias ETSID	12,9%	2,3%	1,3%	11,3%	6,3%	+ 0,71%

La configuración elegida al agrupar los módulos de la instalación en 8 *strings* de 8 módulos cada uno ha sido la dispuesta en la Tabla 2-9.

Tabla 2-9 Parámetros eléctricos en *strings* para ETSID

<i>String</i>	V_{OC}	I_{SC}	FF	P_{MPP}	V_{MPP}	I_{MPP}	I (Var.Max.)
1	428,95	1,48	63,76	405,88	319,84	1,27	1,00 %
2	427,2	1,51	62,32	402,29	321,83	1,25	9,24 %
3	429,96	1,51	61,22	396,15	322,6	1,23	1,76 %
4	433,22	1,51	62,75	409,16	315,22	1,3	0,23 %
5	431,25	1,49	63,9	409,49	310,22	1,32	9,66 %
6	429,24	1,52	59,69	389,96	323,35	1,21	8,64 %
7	429,68	1,5	62,95	406,8	318,81	1,28	4,63 %
8	428,93	1,5	62,63	401,64	319,52	1,26	3,68 %

En la última columna se indica la variación máxima de la intensidad con respecto a los módulos con menor y mayor intensidad del *string*.

Esta instalación no está optimizada siguiendo el criterio de máxima eficiencia a la hora de producción energética de la planta ya que al juntar módulos con intensidades tan dispares (por ejemplo el *string* 5 en el que las diferencias son de hasta casi un 10 %) se está favoreciendo el efecto del *mismatching* y aumentando las pérdidas.

Sin embargo esta instalación, ya que su propósito principal es el estudio de esta tecnología, fue concebida en su dimensionado como un campo de pruebas y en un futuro se pretende estudiar precisamente los efectos del *mismatching* para este tipo de tecnología.

2.3.1.3 *Diagrama eléctrico de la planta ETSID*

La instalación incluye un cuadro de corriente alterna que incluye los correspondientes magnetotérmicos para limitar la salida máxima de corriente del inversor y diferenciales para proteger contra contactos indirectos debidos a corrientes residuales. Además, un sistema de monitorización conectado a internet, controla y almacena todos los parámetros de funcionamiento necesarios para verificar el correcto funcionamiento de la planta.

El siguiente diagrama eléctrico de la Figura 2-11 representa todos los elementos de la instalación. El cuadro denominado “1” es donde se realiza el conexionado en paralelo de las ramas mientras que el cuadro denominado “2” es donde se hace el conexionado del polo negativo a la tierra de la instalación eléctrica.

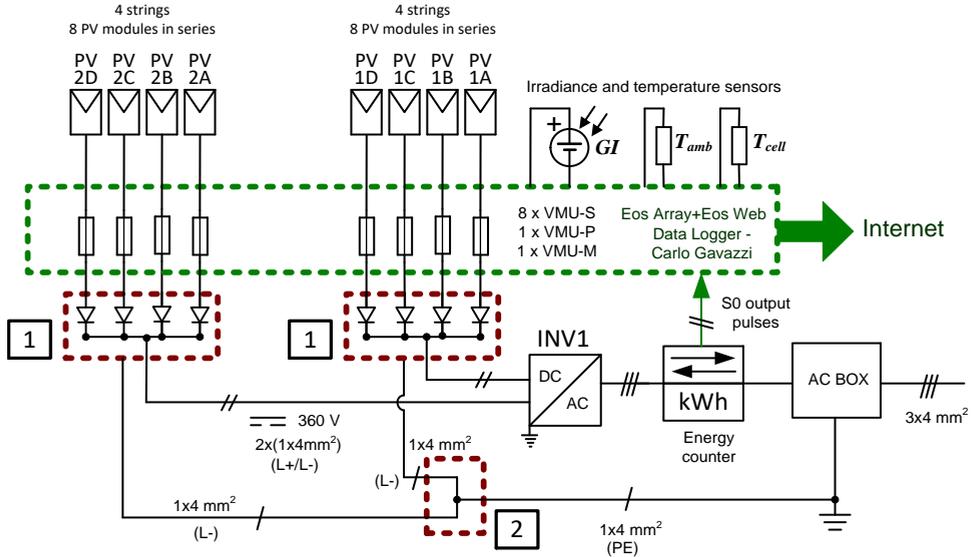


Figura 2-11 Esquema eléctrico unifilar planta FV ETSID

2.3.1.4 Estudios de trazador de curvas I-V en ETSID

Las siguientes mediciones han sido realizadas sobre toda la instalación con un medidor de curvas I-V. El instrumento de medición utilizado es un “Solar 4000” de Amprobe. Las mediciones son la media de 80 muestras tomadas y las gráficas representan los valores adquiridos mediante la medición (en color verde), los valores calculados mediante el aparato de medición para valores STC (EN60891) en color rojo, y en color azul la curva ideal del campo para valores STC extrapolados.

Para estos cálculos, el instrumento de medición utiliza la temperatura de célula y la irradiancia mientras adquiere los valores I-V de la curva. La temperatura de la célula es la media de diferentes mediciones tomadas en la parte frontal de diferentes módulos mediante un sensor de temperatura infrarrojo. La irradiancia es medida

mediante una célula cristalina calibrada integrada en la unidad del sensor. Las siguientes figuras muestran algunas características muy representativas de las instalaciones, mostrando las curvas I-V (Figura 2-12) y P-V (Figura 2-13) obtenidas para ETSID.

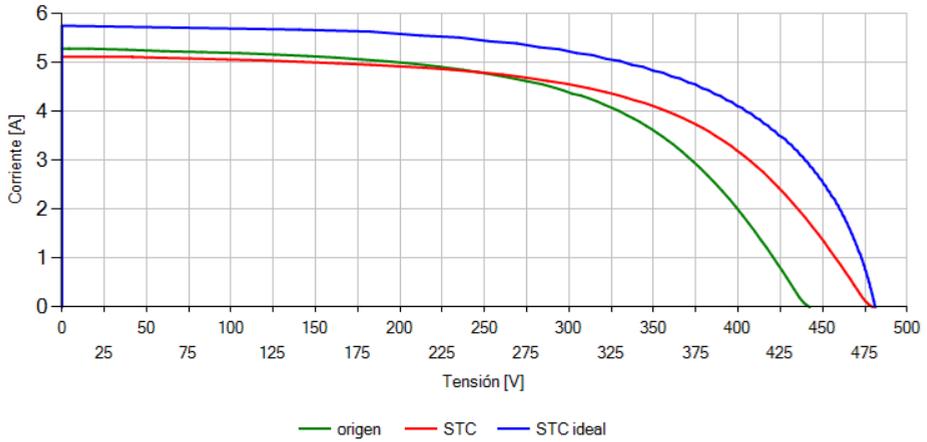


Figura 2-12 Curva I-V mediante trazador de curvas en ETSID

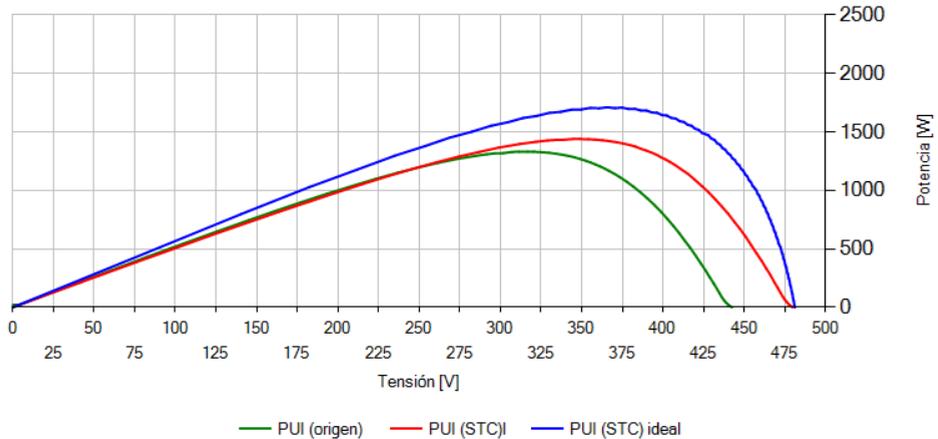


Figura 2-13 Curva P-V mediante trazador de curvas en ETSID

En esta medición la temperatura de célula media obtenida es de $T_{cell} = 46,7$ °C y la irradiancia $GI = 1035$ W/m².

Esta medición fue tomada únicamente a la mitad del campo fotovoltaico ETSID (4 de 8 series) debido a la dificultad física de hacer la medición completa a todo el campo fotovoltaico. Las medidas realizadas a la otra mitad de la instalación arrojan valores similares.

2.3.2 Planta fotovoltaica NEXUS

El campo fotovoltaico NEXUS está ubicado en la azotea del edificio NEXUS de la Universidad Politécnica.



Figura 2-14 Campo fotovoltaico NEXUS en un día lluvioso

2.3.2.1 Características generales de NEXUS

El campo fotovoltaico está conformado por 5 *strings* interconectados en paralelo de 4 módulos cada uno. La potencia total instalada es de 1040 W_p. Los 5 *strings* están conectados en un cuadro eléctrico de corriente continua, donde el polo negativo del campo está también conectado a la tierra de la instalación eléctrica para evitar problemas de corrosión del TCO.

La instalación está orientada totalmente al Sur, optimizando su producción y con un ángulo de inclinación respecto de la horizontal de 30°, muy cercano también al

óptimo para la latitud de Valencia. Como puede verse en la parte de detrás de los módulos a-Si:H, existe en la misma terraza una pequeña instalación de módulos cristalinos que dispone de un sistema monitor similar al que se describirá para esta planta de a-Si:H.



Fuente: Google maps

Figura 2-15 Orientación de NEXUS sobre cubierta

2.3.2.2 Dimensionado de la planta NEXUS

El inversor utilizado en la instalación es un Sunny Boy 1200 de la marca SMA. Sus características principales están resumidas en la Tabla 2-10. El inversor dispone de un transformador de baja frecuencia en la salida del convertidor a corriente alterna, permitiendo la puesta a tierra del polo negativo del campo fotovoltaico.

Tabla 2-10 Parámetros eléctricos del inversor Sunny Boy 1200

Inversor	V_{dc_max}	V_{dc_min}	I_{dc_max}	P_{PV_max}	η_{EUR}	η_{max}
Sunny Boy 1200	400 V	100 V	12.6 A	1320 W	90,7%	92,1%

Fuente: Datasheets de Sunny boy 1200

Comparando los inversores utilizados en ambas instalaciones, el uso de un transformador de red hace que la eficiencia en esta instalación sea reducida en aproximadamente un - 2,7 % (en términos de eficiencia europea) con respecto al inversor utilizado en ETSID.

Tabla 2-11 Efectos de la temperatura en el campo FV NEXUS

Condiciones del análisis	$E(W/m^2)=1000,0$		$E(W/m^2)=550,0$		$E(W/m^2)=850,0$	
	T_{amb}	-1,3	T_{amb}	5,0	T_{amb}	35,0
Valores de funcionamiento después de la degradación inicial	T_{cell}	25,0	T_{cell}	19,4	T_{cell}	57,3
	V_{OC}	240,0	V_{OC}	243,7	V_{OC}	218,3
	V_{MPP}	180,0	V_{MPP}	182,8	V_{MPP}	163,7
	I_{SC}	7,20	I_{SC}	3,94	I_{SC}	6,30
	I_{MPP}	5,75	I_{MPP}	3,15	I_{MPP}	5,03
	P_{PK}	1040,0	P_{PK}	578,0	P_{PK}	829,7
Valores de funcionamiento durante la degradación inicial	V_{OC}	264,0	V_{OC}	268,1	V_{OC}	240,1
	V_{MPP}	198,0	V_{MPP}	201,1	V_{MPP}	180,1
	I_{SC}	7,92	I_{SC}	4,33	I_{SC}	6,93

	I_{MPP}	6,61	I_{MPP}	3,62	I_{MPP}	5,78
	P_{PK}	1248,0	P_{PK}	686,4	P_{PK}	1060,8

Para poder dimensionar correctamente el campo fotovoltaico, los valores máximos de funcionamiento en casos más desfavorables son calculados teniendo en cuenta temperaturas máximas y mínimas en la Tabla 2-11 utilizando las ecuaciones 2-5 a la 2-10 ya mostradas en el cálculo de la instalación ETSID.

Tabla 2-12 Configuración del campo solar NEXUS

<i>Valores en cada entrada MPP (STC)</i>	<i>Número módulos serie (N_{MS})</i>	4
	<i>Número ramas paralelo (N_{RP})</i>	5
	<i>Número módulos totales por inversor</i>	20
	<i>Potencia pico instalada (W)</i>	1040
	<i>Intensidad en el MPP (I_{MPP})</i>	5,75
	<i>Tensión DC máxima (V_{OC})</i>	240
	<i>Tensión MPP (V_{MPP})</i>	180
	<i>Intensidad I_{SC}</i>	7,2
<i>Valores totales (STC)</i>	<i>Número de seguidores MPP</i>	1
	<i>Potencia pico total instalada (W)</i>	1040
	<i>Total módulos instalados</i>	20
	<i>Intensidad alterna total por línea: $I_{AC\ total}$</i>	4,16
<i>Valores máximos durante la estabilización</i>	<i>Potencia pico total instalada (W_{pk})</i>	1248
	<i>Potencia máxima flash report (W_{pk})</i>	1194
	<i>Tensión DC máxima (V_{OC})</i>	264
	<i>Tensión MPP (V_{MPP})</i>	198
	<i>I_{MPP} por seguidor MPP</i>	6,61
	<i>I_{SC} por seguidor MPP</i>	7,92

	I_{MPP} total	6,61
	I_{SC} total	7,92
	Intensidad alterna total por línea: I_{AC} total	5

La configuración de la planta fotovoltaica NEXUS y sus parámetros calculados están en la Tabla 2-12.

La potencia pico total instalada en la planta, calculada como la potencia STC por módulo multiplicada por el número total de módulos es de $P_{MPP_NEXUS} = 1040 W_{pk}$.

La potencia máxima inicial calculada como la potencia máxima en el punto de máxima potencia antes de los valores de estabilización puede llegar a los $1248 W_{pk}$.

La potencia en el *MPP* de acuerdo con el Flash report de los módulos es de $1194 W_{pk}$ y se calcula como la suma de las potencias *MPP* en el *report* de cada uno de los módulos. En la Tabla 2-13 se muestran los valores medios extraídos de los *flash report* (Anexo 2) para todos los módulos instalados en NEXUS.

Tabla 2-13 Valores medios de Flash report para NEXUS

	P_{MPP} (W)	V_{OC} (V)	V_{MPP} (V)	I_{MPP} (A)	I_{SC} (A)	Eficiencia de célula
Valores STC del módulo	52	60	45	1,15	1,44	5,54 %
Valores medios <i>flash report</i> (ETSID)	59,7	62,09	47,23	1,26	1,527	6,36 %
Variaciones medias ETSID	14,8 %	3,5 %	5,0 %	9,6 %	6,0 %	+ 0,82 %

La configuración final al agrupar los módulos para la planta de NEXUS queda como se muestra en la Tabla 2-14. En la última columna se indica la variación máxima de la intensidad con respecto a los módulos con menor y mayor intensidad del *string*.

Tabla 2-14 Parámetros eléctricos en *strings* para NEXUS

<i>String</i>	V_{OC}	I_{SC}	FF	P_{MPP}	V_{MPP}	I_{MPP}	$I (Var.Max.)$
1	246,49	1,53	60,58	227,71	181,59	1,25	5,26 %
2	249,41	1,51	60,74	229,38	187,86	1,22	5,24 %
3	246,77	1,5	64,04	237,69	187,16	1,27	0,31 %
4	249,56	1,51	62,34	235,55	192,44	1,22	3,51 %
5	248,46	1,49	64,12	237,87	193,39	1,23	0,98 %

Al igual que en la planta fotovoltaica ETSID, el criterio de agrupación de módulos no busca la menor diferencia entre ellos para maximizar la producción energética. Se han agrupado los *strings* para tener diferencias significativas entre unos y otros para estudiar el efecto de la dispersión por *mismatching* en trabajos futuros, teniendo así *strings* con una diferencia mínima de un 0,98 % hasta un máximo de 5,26 % de desviación en la intensidad.

2.3.2.3 Diagrama eléctrico de la planta NEXUS

La instalación dispone de diodos y fusibles de protección en cada *string*. Los fusibles protegen contra intensidades altas y los diodos evitan el fenómeno del flujo de corriente inversa cuando varios *strings* están conectados en paralelo entre sí. También dispone de un interruptor magnetotérmico y un diferencial que protegen contra subidas de tensión y corriente y contra corrientes residuales y contactos indirectos en el lado de corriente alterna.

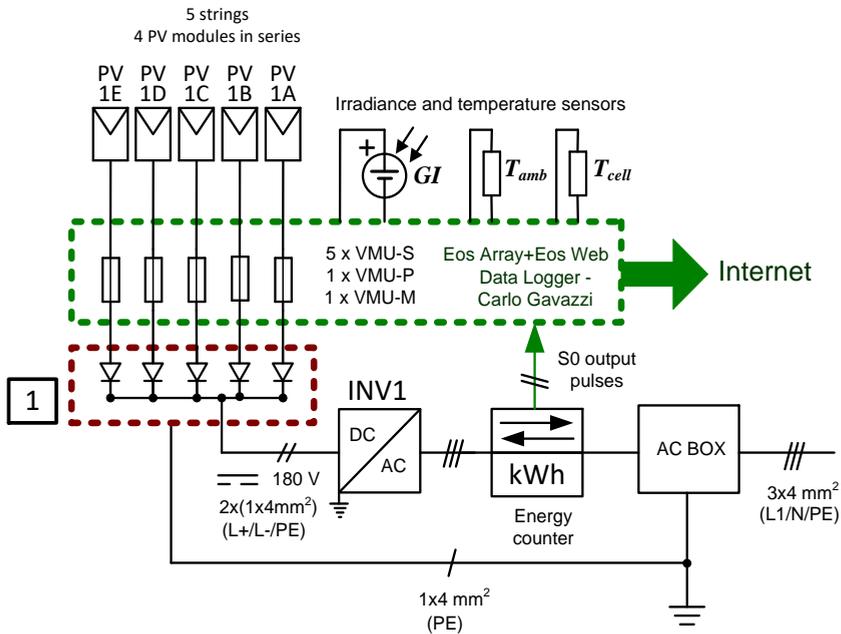


Figura 2-16 Esquema eléctrico unifilar NEXUS

La salida de la caja de combinación de corriente continua está conectada a la parte DC del inversor, como se representa en el esquema eléctrico unifilar de la Figura 2-16.

2.3.2.4 Estudios de trazador de curvas I-V en NEXUS

Las dos siguientes figuras muestran la medición del campo fotovoltaico NEXUS. En la primera se puede observar la curva de valores $I-V$ donde aparecen los valores medidos y extrapolados a STC y STC ideales.

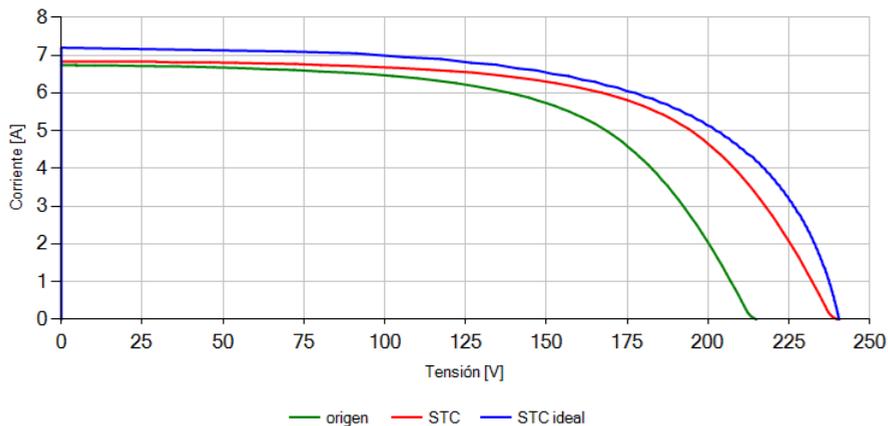


Figura 2-17 Curva I-V mediante trazador de curvas en NEXUS

Es estas figuras se puede apreciar la diferencia entre los valores medidos y los valores extrapolados en condiciones STC .

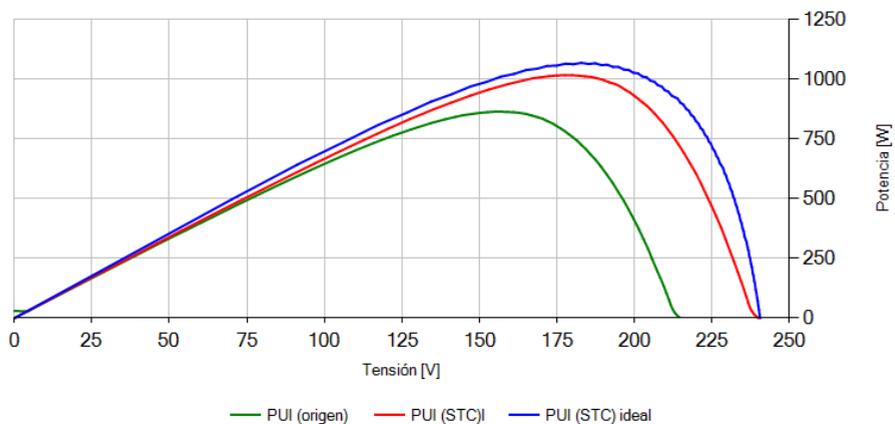


Figura 2-18 Curva P-V mediante trazador de curvas en ETSID

En la Figura 2-18 podemos ver la curva P-V correspondiente a la medición con el trazador de curvas. Los valores de temperatura y de Irradiancia medidos para esta prueba son de $T_{cell} = 53,9 \text{ }^\circ\text{C}$; $GI = 987 \text{ W/m}^2$.

2.4 El sistema de monitorización

Para verificar el correcto funcionamiento y comprender la evolución de las plantas fotovoltaicas existe un sistema de monitorización en tiempo real en cada una de estas.

Las mediciones de voltajes y corrientes para cada *string*, además de valores que afectan a toda la planta como son irradiancia instantánea, temperatura de célula y temperatura ambiente son recogidas. Ambas instalaciones disponen de un sistema de adquisición de datos *EOS array* de la marca *Carlo Gavazzi*.



Figura 2-19 Sensor de irradiancia de *Carlo Gavazzi* (izq.) y *Danfoss* (dcha)

El sistema de monitorización incluye un VMU-S por cada *string* para tomar mediciones de voltaje y corriente en *MPP* (5 unidades en NEXUS y 8 en ETSID), dos unidades VMS-P que recogen mediciones de irradiancia, temperatura de célula y temperatura ambiente en ambas instalaciones.

El sensor de temperatura de célula, (modelo *Tempsol 1000*) está fijado en el centro de la superficie trasera de un módulo mediante un autoadhesivo proporcionado por el fabricante. Este sensor incluye un cuerpo metálico conductor del calor con el sensor *Pt1000* en su interior.



Figura 2-20 Sensor de temperatura de célula Tempsol 1000

El sensor de temperatura ambiental “*IKE2000 1k*” también usa un sensor modelo *Pt1000* encapsulado en un termoplástico y ubicado al lado del campo fotovoltaico, a una distancia prudencial de la superficie de los módulos para medir correctamente la temperatura ambiente (en condiciones de sombreado)

La irradiación solar es medida mediante una unidad “*Cellsol200*” que incluye una pequeña célula monocristalina calibrada que está instalada en el mismo plano que los paneles solares. La salida de este sensor es de 75 mV para valores de 1000 W/m², pero cada sensor incluye una etiqueta detallando la relación de calibración que debe ser incluida en la configuración del sistema monitor *Eos Array* para su correcta medición.

Toda la información de los módulos VMU-S y VMU-P es recogida por el módulo maestro, VMU-M. Cada valor registrado en la memoria del módulo maestro es el resultado de calcular la media, en un intervalo de un minuto de cada una de las variables medidas y recogidas cada 2 segundos.

La potencia *MPP* es calculada a partir de multiplicar los correspondientes voltaje e intensidad en *MPP*. La energía producida en corriente continua es calculada a partir de multiplicar la potencia *MPP* por el tiempo de adquisición, acumulando el valor obtenido y registrándolo cada minuto. La energía en AC es calculada a partir de los

pulsos dados por la salida S0 del contador de energía AC, los pulsos están conectados a una segunda salida digital de la unidad VMU-M. El *performance ratio* del inversor se calcula dividiendo la potencia de salida en AC con la potencia de entrada en DC.

El sistema de monitorización orientado a los *strings* de las plantas fotovoltaicas nos permite analizar el proceso de estabilización de los módulos de silicio amorfo bajo condiciones reales de funcionamiento de la planta.

Otros valores de referencia importantes de la planta pueden ser extraídos del sistema de monitorización como *performance ratios*, *reference yields*, *array yield*, *final yield*, etc...

2.5 Conclusiones

En este capítulo han sido recogidas las características principales de las instalaciones fotovoltaicas que van a formar parte de los estudios realizados en esta tesis, partiendo desde la descripción del módulo fotovoltaico y describiendo los sistemas y las condiciones del entorno medioambiental en el que se encuentran. Por último se ha descrito el sistema de monitorización instalado en ambas plantas fotovoltaicas.

**Capítulo 3.
Recogida,
procesado y
tratamiento de
datos**

3.1 Introducción al sistema de adquisición de datos

El proceso de recogida de datos se realiza gracias al sistema de monitorización instalado en las plantas fotovoltaicas.

En cada una de las plantas disponibles hay un módulo VMU_P, encargado de recoger mediante los sensores calibrados y piranómetros los valores de temperatura de célula y ambiente así como de irradiancia instantánea de las plantas.

Después, para cada uno de los *strings*, disponemos de un módulo VMU_S que recoge los valores de tensión y de corriente los 5 *strings* de NEXUS y los 8 *strings* de ETSID.

Por último, los datos son recogidos y almacenados gracias al módulo VMU_M que calcula los valores de P_{MPP} a partir de los valores de tensión y corriente, además de otros parámetros.

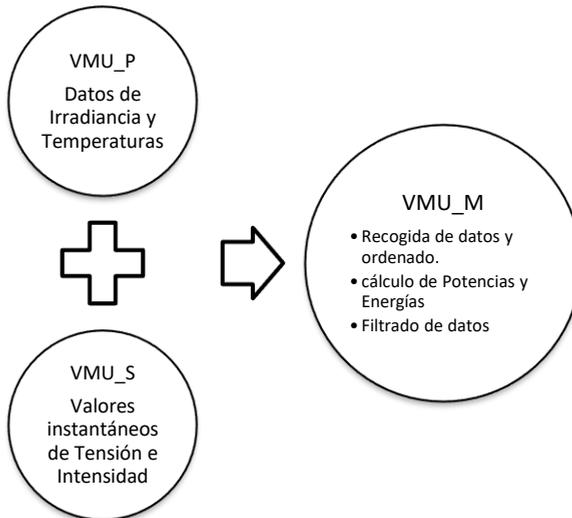


Figura 3-1 Proceso de obtención de datos mediante sistema de monitorización

3.1.1 Recogida de datos de irradiancia

Existen tres módulos VMU_P instalados en las plantas (1 en ETSID y 2 en NEXUS) y se encargan de recoger los parámetros ambientales de funcionamiento. Por un lado, el módulo VMU_P recoge mediante la información que le facilitan los sensores de irradiancia instalados en cada una de las plantas los valores de irradiación medidos cada 2 segundos y promediados para intervalos de 1 o 5 minutos (según la fecha se modificó la configuración del sistema *Eos Array*).

En la Tabla 3-1 se han agrupado los datos obtenidos por los tres módulos VMU_P en un período de tiempo de 25 minutos. En las dos primeras columnas tenemos la fecha y hora que serán los encabezados de todos los parámetros que extraigamos de los sistemas de monitorización y los que utilizan el sistema para organizar los datos. En las siguientes columnas tenemos los valores de irradiancia solar en W/m^2 para ETSID (VMU_M_001) y dos medidas para NEXUS (VMU_M_002 y VMU_M_003).

Tabla 3-1 Datos de irradiación obtenida mediante VMU_P

<i>Fecha</i>	<i>Hora</i>	<i>VMU-P (VMU-M_001) Irradiancia solar (W/m²)</i>	<i>VMU-P (VMU-M_002) Irradiancia solar (W/m²)</i>	<i>VMU-P (VMU-M_003) Irradiancia solar (W/m²)</i>
21/08/2015	13:00	850	854	851
21/08/2015	13:05	859	862	858
21/08/2015	13:10	873	871	868
21/08/2015	13:15	877	877	873
21/08/2015	13:20	886	884	880

3.1.2 Recogida de datos de temperatura

Los otros datos que los módulos VMU-P nos facilitan son los de temperaturas ambiente y de célula medios calculados para los mismos intervalos de tiempo de 1 o 5 minutos (según fechas) mediante los sensores de temperatura colocados en la parte trasera de uno de los módulos y el localizado a la sombra para medir la temperatura ambiente.

De esta manera se recogen estos dos parámetros para cada una de las plantas, pudiendo ser comparados entre sí para ver diferencias de temperatura relativas y absolutas entre las temperaturas ambiente y de célula de una misma planta o incluso comparar entre ambas plantas. En la Tabla 3-2 se muestran los valores de temperaturas de célula y temperaturas ambiente para cada uno de los tres sensores en un intervalo de tiempo de 25 minutos ya promediados por el VMU-M.

En las primeras columnas tenemos los valores de fecha y hora y después tenemos VMU-M_001T1 (T_{cell} de a-Si:H ETSID), VMU-M_001T2 (T_{amb} de a-Si:H ETSID), VMU-M_003T1 (T_{cell} de a-Si:H NEXUS) y VMU-M_003T2 (T_{amb} de a-Si:H NEXUS).

Tabla 3-2 Valores de T_{cell} y T_{amb} en sensores VMU

<i>Fecha</i>	<i>Hora</i>	(VMU-M _001) $T1$ °C	(VMU-M _001) $T2$ °C	(VMU-M _003) $T1$ °C	(VMU-M _003) $T2$ °C
21/04/2013	13:00	30,1	25,8	33,6	29
21/04/2013	13:05	30,4	25,8	33,6	29,1
21/04/2013	13:10	30,6	25,4	33,2	29,4
21/04/2013	13:15	31,0	26,4	34,2	29,4
21/04/2013	13:20	31,2	25,3	34,8	29

En los datos anteriores se observa que la instalación de ETSID presenta unos valores de temperatura inferiores a los obtenidos en Nexus. Ello es debido a que el viento

actúa directamente sobre esta instalación mientras que en Nexus hay un muro de 3 metros de alto en el borde del edificio que reduce el efecto del viento.

3.1.3 Recogida de datos de tensión y corriente

Los módulos de monitorización VMU-S instalados en cada uno de los *strings* de las plantas recogen los datos de tensión y corrientes de cada una de las series cada dos segundos. El sistema VMU-M recoge esos valores y los promedia cada 5 minutos.

Tabla 3-3 Valores de I_{MPP} y V_{MPP} monitorizados

<i>Fecha</i>	<i>Hora</i>	V_{MPP} (V) VMU-S 1	V_{MPP} (V) VMU-S 2	V_{MPP} (V) VMU-S 3	V_{MPP} (V) VMU-S 4	V_{MPP} (V) VMU-S 5
21/04/2013	13:00:00	162,5	163,0	163,7	160,6	162,6
21/04/2013	13:05:00	163,3	163,7	164,5	161,4	163,4
21/04/2013	13:10:00	166,2	166,7	167,5	164,3	166,3
21/04/2013	13:15:00	166,3	166,7	167,6	164,3	166,3
21/04/2013	13:20:00	163,5	164,0	164,9	161,7	163,7

I_{MPP} (A) VMU-S 1	I_{MPP} (A) VMU-S 2 (A)	I_{MPP} (A) VMU-S 3 (A)	I_{MPP} (A) VMU-S 4 (A)	I_{MPP} (A) VMU-S 5 (A)
1,00	0,96	0,95	0,97	0,83
0,89	0,86	0,85	0,86	0,70
0,87	0,84	0,83	0,85	0,67
0,94	0,91	0,90	0,92	0,79
0,94	0,91	0,90	0,91	0,88

En la Tabla 3-3 se representa un extracto de los valores de V_{MPP} e I_{MPP} para los 5 *strings* de la planta NEXUS y sus 5 módulos VMU-S en el que se muestran los datos de 25 minutos en períodos de 5 minutos.

3.2 Cálculo de potencias de comparación

Una vez recopilados todos estos datos se procede a reunirlos en una única tabla en la que los encabezados sean la fecha y hora común y son calculados una serie de parámetros en diferentes columnas a partir de los obtenidos mediante el sistema de monitorización para cada una de las plantas.

3.2.1 Cálculo de P_{MPP}

Utilizando los valores de V_{MPP} e I_{MPP} para cada uno de los *strings*, se calcula y representa la P_{MPP} media para cada intervalo utilizando la siguiente ecuación.

$$P_{MPP} = V_{MPP} \cdot I_{MPP} \quad \text{Ecuación 3-1}$$

En la Tabla 3-4 se muestra el cálculo de la P_{MPP} para cada una de las parejas de valores de V_{MPP} e I_{MPP} extraídas de la monitorización para cada uno de los *strings* detallados en la Tabla 3-3.

$$I_{MPP_Total} = \sum_{string=1}^n I_{MPP} (string) \quad \text{Ecuación 3-2}$$

$$V_{MPP_AV} = \frac{\sum_{string=1}^n V_{MPP} (string)}{n^{\circ} strings} \quad \text{Ecuación 3-3}$$

Tabla 3-4 Cálculo de P_{MPP}

<i>Fecha</i>	<i>Hora</i>	$P_{MPP}(W)$ VMU-S 1	$P_{MPP}(W)$ VMU-S 2	$P_{MPP}(W)$ VMU-S 3	$P_{MPP}(W)$ VMU-S 4	$P_{MPP}(W)$ VMU-S 5
21/04/2013	13:00	162,5	156,5	155,5	155,8	134,9
21/04/2013	13:05	145,3	140,8	139,8	138,8	114,4
21/04/2013	13:10	144,6	140,0	139,0	139,6	111,4
21/04/2013	13:15	156,3	151,7	150,8	151,2	131,4
21/04/2013	13:20	153,7	149,2	148,4	147,1	144,0

La corriente total de la planta en el MPP (I_{MPP_Total}) se calcula con el sumatorio de las intensidades de todas las series. La tensión de la planta se calculará como el promedio de las tensiones de las ramas conectadas en paralelo (V_{MPP_AV}).

3.2.2 Cálculo de Energía

El valor de energía generada en corriente continua E_{DC} durante cada período de monitorización en kWh se calcula como la potencia P_{MPP} por la fracción de tiempo de la adquisición (t_{adq});

$$E_{DC} = P_{MPP} \cdot t_{adq} \quad \text{Ecuación 3-4}$$

La potencia total de la planta P_{MPP_Total} corresponde al sumatorio de las potencias parciales de los *strings* que la componen:

$$P_{MPP_Total} = \sum_{string=1}^n V_{MPP}(string) I_{MPP}(string) \quad \text{Ecuación 3-5}$$

En nuestro caso, tal y como está configurada la monitorización, al recoger valores cada 5 minutos, para calcular la E_{DC} se multiplica la P_{MPP} por 5/60 que es la fracción correspondiente del tiempo en horas. Así pues, considerando P_{MPP} expresada en vatios, la E_{DC} queda como:

$$E_{DC}(kWh) = \frac{P_{MPP_Total}}{12000}$$

Ecuación 3-6

Y en la tabla Tabla 3-5 se muestra un fragmento de los datos con la energía instantánea producida por la planta fotovoltaica ETSID.

Tabla 3-5 Cálculo de E_{DC}

<i>Fecha</i>	<i>Hora</i>	<i>P_{MPP_Total} (W)</i>	<i>E_{DC} (kWh)</i>
21/04/2013	13:00	765,2	0,0637
21/04/2013	13:05	679,1	0,0563
21/04/2013	13:10	674,6	0,0562
21/04/2013	13:15	741,4	0,0617
21/04/2013	13:20	742,4	0,0618

En la Figura 3-2 se muestra un extracto de una semana completa de funcionamiento de la planta ETSID en la que se recogen los datos de potencia instantáneos y la energía acumulada producida durante dicha semana.

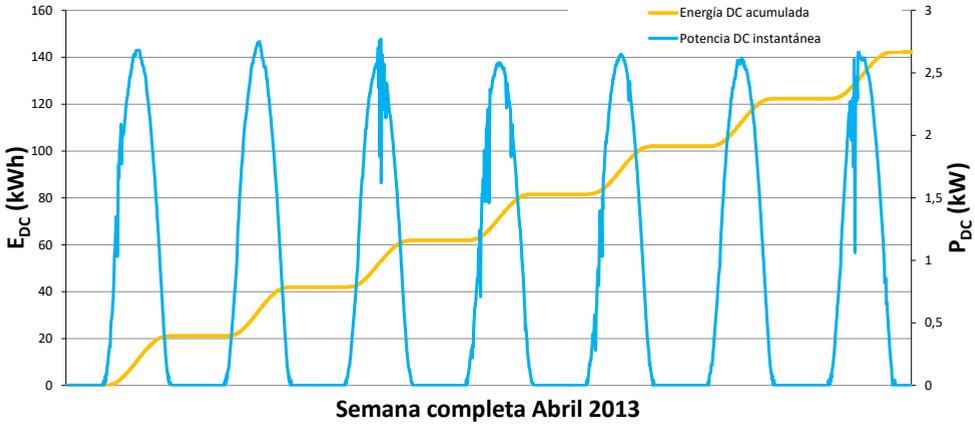


Figura 3-2 Comparativa potencia instantánea y energía acumulada durante una semana en la planta fotovoltaica ETSID

En el eje primario se observa como la energía producida en kWh va aumentando durante las horas de luz y se ve interrumpida en las zonas de ausencia de radiación. Al final de la semana, aproximadamente 140 kWh han sido producidos. En el eje secundario de la figura, se representa la potencia instantánea para cada momento de la semana, con picos de 2,7 kW, nos encontramos en una semana con unos valores de irradiación muy buenos.

3.2.3 Cálculo de la eficiencia de la célula

La eficiencia de célula o eficiencia de conversión eléctrica, se calcula como el cociente de la potencia y el producto de la irradiancia por el área de captación mediante la siguiente expresión:

$$\eta_{PV} = \frac{P_{MPP}}{GI \cdot A_{PV}} \quad \text{Ecuación 3-7}$$

Teniendo los valores de P_{MPP} y de GI para cada entrada en el sistema de datos y conociendo las superficies de captación de las dos plantas fotovoltaicas calculadas en la Tabla 3-6 podemos añadir la eficiencia instantánea de célula a los valores calculados.

Tabla 3-6 Superficie de captación fotovoltaica

<i>Planta</i>	<i>Dimensiones panel EPV-52</i>	A_{panel}	<i>Nº Paneles</i>	A_{PV}
ETSID	1,321 m ·	0,939 m ²	64	60,11 m ²
NEXUS	0,711 m		20	18,78 m ²

En la tabla Tabla 3-7 se muestra un extracto de datos en el que se calcula la eficiencia instantánea de las células para la planta NEXUS utilizando las ecuaciones anteriores.

Tabla 3-7 Cálculo de la eficiencia de célula

<i>Fecha</i>	<i>Hora</i>	$P_{MPP_Total} (W)$	$GI (W/m^2)$	$\eta (\%)$
21/04/2013	13:00	765,2	887	4,59
21/04/2013	13:05	679,1	883	4,10
21/04/2013	13:10	674,6	868	4,14
21/04/2013	13:15	741,4	869	4,54
21/04/2013	13:20	742,4	900	4,39

3.2.4 Cálculo de Potencias de comparación

La Ecuación 3-8 nos permite obtener la potencia en condiciones estándar de medida (P_{MPP_STC}) a partir de la potencia en el *MPP* adquirida por el sistema monitor (P_{MPP_adq}). De esta manera estamos estandarizando el valor de la potencia e independizando nuestros valores de las condiciones ambientales de la instalación, quitando de la ecuación los valores de temperaturas y de irradiación a los que están sometidas las células solares.

$$P_{MPP_STC} = \frac{\frac{G_{I_{STC}}}{G_I}}{1 - (T_{cell} - T_{STC}) \frac{\gamma}{100}} P_{MPP_adq} \quad \text{Ecuación 3-8}$$

En la Figura 3-3 se muestra una ventana de tiempo de 4 meses en los que se ha seleccionado un valor diario de P_{MPP} y han sido convertidos en valores P_{MPP_STC} por medio de la ecuación 3-8. Los valores han sido representados para un único módulo dividiendo la potencia de la planta entre el número de módulos. Como se puede observar en la figura, la estandarización a valores *STC* es muy útil, ya que al filtrar los efectos ambientales establece un valor mucho más estable, que se ve afectado por un menor número de parámetros y que permite estudiar los efectos de la estabilización de la célula de manera más fiable.

Debido a que ambas plantas tienen características constitutivas diferentes, y con la intención de poder establecer un sistema de comparación independiente del tamaño de la planta y dejar abierta la puerta a que otros investigadores o diseñadores de plantas puedan comparar sus datos con los nuestros, se propone un sistema de comparación unitario (*per-unit system*) o normalización [140].

En el campo de análisis de sistemas de potencia y en ingeniería eléctrica es habitual el uso de sistemas de normalización o “*per-unit*” en los que cualquier magnitud se define como la relación entre el valor de la magnitud en un momento dado y la base de medida. Los cálculos de esta manera se simplifican por que las cantidades expresadas en un sistema *per-unit* no cambian cuando son referidas a un lado u otro

de transformadores de potencia (tan solo cambia la base). Los sistemas de comparación unitarios, suelen identificarse con los subíndices “*pu*”.

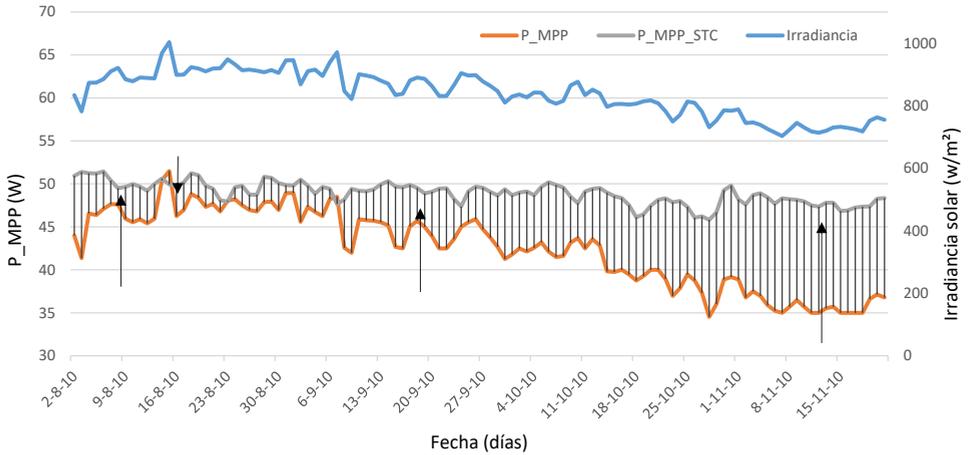


Figura 3-3 Proceso de conversión de valores P_{MPP} a P_{MPP_STC}

Definimos la potencia unitaria en el *MPP* (P_{MPP_pu}) como la potencia en el *MPP* medida dividida por la potencia base obtenida a partir de las especificaciones del fabricante:

$$P_{MPP_pu} = \frac{\sum_1^n P_{MPP_pu-Sn}}{P_{base}} \quad \text{Ecuación 3-9}$$

Y también definimos la potencia unitaria en el *MPP* estandarizada a condiciones STC $P_{MPP_STC_pu}$ como la potencia P_{MPP_STC} calculada con la Ecuación 3-8 dividida por la potencia base, tal como indica la Ecuación 3-10:

$$P_{MPP_STC_pu} = \frac{\sum_1^n P_{MPP_STC-Sn}}{P_{base}} \quad \text{Ecuación 3-10}$$

En las expresiones anteriores se tiene que n es el número de *strings* por planta fotovoltaica, y P_{base} es la potencia nominal de la planta:

- Planta ETSID: $P_{base_ETSID} = P_{MPP_ETSID} = 3328 \text{ W}_{pk}$ (64 módulos en 8 *strings*)
- Planta NEXUS: $P_{base_NEXUS} = P_{MPP_NEXUS} = 1040 \text{ W}_{pk}$ (20 módulos en 5 *strings*).

Con estos tres nuevos valores podremos comparar en nuestro estudio ambas plantas usando la misma escala.

La Figura 3-4 representa un diagrama de flujo con los 3 valores calculados a partir de los datos extraídos del sistema de monitorización desde su adquisición como datos en bruto hasta su conversión en valores “*per-unit*”.

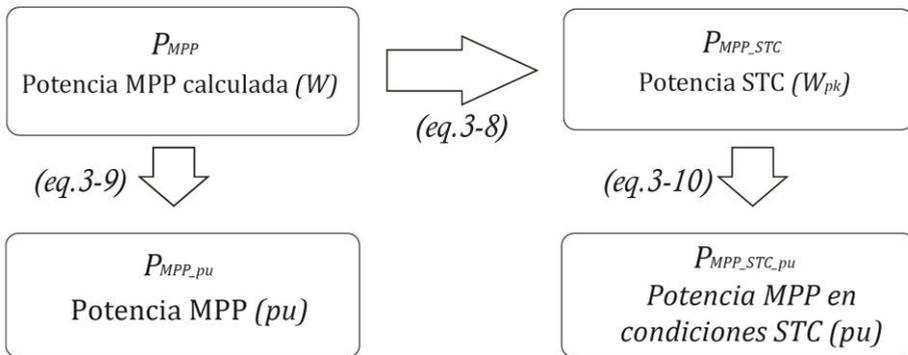


Figura 3-4 Proceso de cálculo de potencias de comparación de las dos plantas fotovoltaicas

Para ilustrar la conversión de parámetros de potencia mediante las ecuaciones anteriores se ha preparado la Tabla 3-8. En esta tabla, se muestra un ejemplo de un

conjunto de datos en los que podemos observar el proceso de conversión de las potencias partiendo de los datos de funcionamiento preparados para toda la planta.

En la primera parte de la tabla se muestran los datos del VMU-P, es decir los datos de fecha, hora, temperatura de célula, temperatura ambiente e irradiancia. Se ha escogido aleatoriamente un día (18/07/11) y se han recogido 5 medidas cada 10 minutos para cada una de las dos plantas fotovoltaicas, se han recogido también valores de planta completa como V_{MPP} , I_{MPP} y P_{MPP} para cada una de las plantas en cada una de las mediciones. En la parte de abajo de la tabla tenemos el cálculo de los tres parámetros del proceso de cálculo de potencias, P_{MPP_STC} , P_{MPP_pu} y $P_{MPP_STC_pu}$.

Lo interesante de esta conversión se puede apreciar en las filas “*pu*”, en todos los demás parámetros de la planta cada una de ellas tiene sus características propias, pero una vez hemos convertido la potencia a “*pu*” tenemos un parámetro equivalente en ambas y ya podemos compararlas independizando sus características diferentes con P_{MPP_pu} , y si además utilizamos $P_{MPP_STC_pu}$ también estaremos independizándolas de las características ambientales.

Tabla 3-8 Proceso de transformación de potencias

	<i>Hora</i>	T_{cell} (°C)	T_{amb} (°C)	GI (kW/m ²)	I_{MPP} (A)	V_{MPP} (V)
ETSID	14:00:00	44,00	25,70	0,91	8,85	322,03
	14:10:00	44,10	24,80	0,92	8,89	321,71
	14:20:00	45,30	25,50	0,93	8,97	323,30
	14:30:00	44,70	25,10	0,93	8,97	322,19
	14:40:00	43,80	24,90	0,93	9,06	322,30
NEXUS	14:00:00	44,4	27,5	0,904	5,64	159,57
	14:10:00	41,6	26,9	0,909	5,65	162,83
	14:20:00	44,4	28,6	0,904	5,63	159,86
	14:30:00	44,7	28,6	0,906	5,65	159,29
	14:40:00	44,9	27,8	0,898	5,57	161,58

	Hora	P_{MPP} (W)	P_{MPP_STC} (W)	P_{MPP_pu} (pu)	$P_{MPP_STC_pu}$ (pu)
ETSID	14:00:00	2850,12	3016,24	0,856	0,906
	14:10:00	2861,08	3007,50	0,859	0,903
	14:20:00	2908,33	3014,33	0,873	0,905
	14:30:00	2891,65	3013,31	0,868	0,905
	14:40:00	2989,28	3103,42	0,898	0,932
NEXUS	14:00:00	901,19	961,45	0,866	0,924
	14:10:00	921,04	982,26	0,885	0,944
	14:20:00	906,98	967,62	0,872	0,930
	14:30:00	905,37	963,25	0,870	0,926
	14:40:00	903,71	969,69	0,868	0,932

En la Figura 3-5 tenemos la comparativa de los puntos P_{MPP_pu} y $P_{MPP_STC_pu}$ para uno de los primeros días de funcionamiento de la planta fotovoltaica ETSID. Podemos apreciar la escala unitaria en el eje Y, y como la normalización de la potencia a condiciones *STC* proporciona unos datos más estables al independizarlos de las condiciones ambientales.

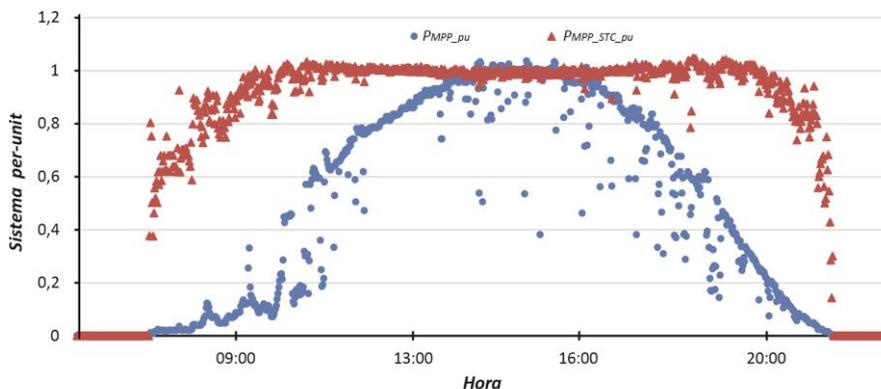


Figura 3-5 Comparativa de valores de P_{MPP_pu} y $P_{MPP_STC_pu}$ en ETSID.

De nuevo, si seleccionamos una única medida para cada uno de los días del estudio, es posible observar la efectividad de la conversión a valores STC.

En la Figura 3-6 se muestra gráficamente el conjunto de datos recogidos durante 4 meses y su proceso de transformación. En color naranja tenemos los valores de potencia en sistema unitario P_{MPP_pu} y en color negro la equivalencia de esos mismos valores en condiciones de operación estándar $P_{MPP_STC_pu}$. Cada punto tiene su correspondiente valor STC en la gráfica. El conjunto de puntos de color azul por encima de las dos anteriores representa la irradiancia medida en el momento de adquisición de las potencias, su escala está representada en W/m^2 en el eje secundario.

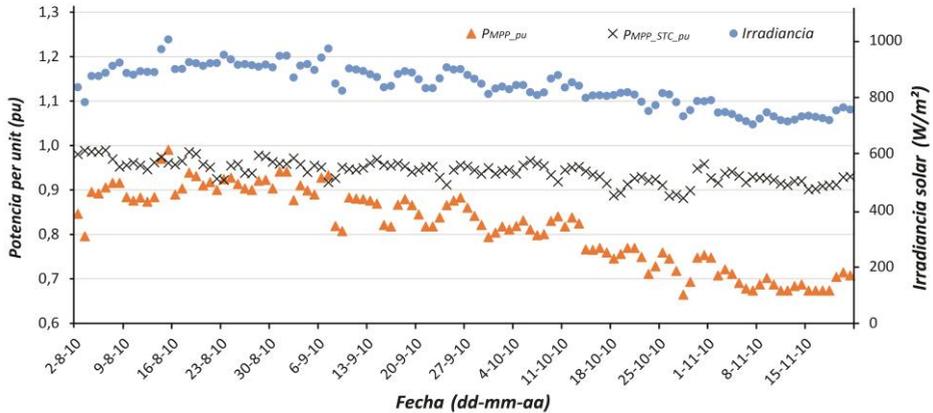


Figura 3-6 Irradiancia y valores *per-unit* en los 4 primeros meses de operación de la planta fotovoltaica de ETSID

En el caso de la potencia origen, vemos un marcado descenso de los valores a lo largo del tiempo, esto es debido a que los primeros valores de la gráfica han sido representados en agosto, y como se puede apreciar la irradiancia es mucho mayor, con valores cercanos a los 1000 W/m^2 en algunos conjuntos de puntos.

Conforme nos vamos acercando a valores más invernales casi a principio de diciembre la irradiancia desciende hasta valores cercanos a los 700 W/m^2 de media y

la potencia sufre una caída proporcional, bajando de valores cercanos a 0,9 hasta 0,65 – 0,70 en la escala unitaria. Sin embargo, la representación de los puntos *STC* permanece prácticamente constante a lo largo del tiempo independizando realmente los valores de las condiciones externas ambientales de la planta como son la irradiancia y la temperatura. Podemos apreciar siguiendo las tendencias de las nubes de puntos como la ecuación de conversión a valores estándar es muy efectiva.

Por lo tanto podemos considerar que el parámetro $P_{MPP_STC_pu}$ es el idóneo para compararlas entre sí y extraer conclusiones acerca de su comportamiento frente a la estabilización inicial.

3.2.5 *Tabla de recogida de datos*

Todos los datos recogidos y calculados han sido organizados en tablas Excel para su procesado. El resultado final es una hoja Excel mensual desde el comienzo de funcionamiento de las plantas, que recoge ordenados por fecha y hora los siguientes parámetros para cada una de las dos instalaciones, organizados en intervalos de 5 minutos.

La lista completa de parámetros recogidos para cada planta es la siguiente:

Tabla 3-9 Resumen de los parámetros de estudio

<i>Parámetro</i>	<i>Descripción</i>	<i>Obtenido de:</i>
$V_{MPP_min}(V)$	Valor mínimo de tensión de todos los <i>strings</i>	Datos entrada VMU-S
$V_{MPP_max}(V)$	Valor máximo de tensión de todos los <i>strings</i>	Datos entrada VMU-S

<i>Parámetro</i>	<i>Descripción</i>	<i>Obtenido de:</i>
$V_{MPP} (V)$	Valor medio de tensión de todos los <i>strings</i>	Datos entrada VMU-S
$I_{MPP} (A)$	Sumatorio de las corrientes de todos los <i>strings</i>	Datos entrada VMU-S
$T_{cell} (°C)$	Temperatura medida en el módulo	Datos entrada VMU-P
$T_{amb} (°C)$	Temperatura medida ambiente	Datos entrada VMU-P
$GI (W/m^2)$	Irradiancia medida	Datos entrada VMU-P
$P_{MPP} (W)$	Potencia en punto de máxima potencia calculada	Ecuación 3-1
$E_{DC} (kWh)$	Energía producida en el intervalo	Ecuación 3-6
$\eta_{FV} (\%)$	Eficiencia de célula calculada	Ecuación 3-7
$P_{MPP_STC} (W)$	Potencia en punto de máxima potencia en condiciones estándar	Ecuación 3-8
$P_{MPP_pu} (W)$	Potencia <i>per-unit</i> en el punto de máxima potencia	Ecuación 3-9
$P_{MPP_STC_pu} (W)$	Potencia <i>per-unit</i> en el punto de máxima potencia en condiciones estándar	Ecuación 3-10

3.3 Método de filtrado de los datos

A la hora de trabajar con cantidades tan grandes de datos recogidas del sistema de monitorización, es conveniente realizar algún procedimiento de filtrado de datos, con el que reducir la cantidad y seleccionar entre ellos los más adecuados para cada tipo de estudio.

Basándonos en la bibliografía existente para estudios similares al nuestro y en la experiencia, se han propuesto dos tipos distintos de filtros para los datos recogidos: filtrado por nivel de irradiancia y filtrado por variaciones en la irradiancia.

3.3.1 Filtrado por nivel de irradiancia

La norma técnica EN 61829 marca un valor de irradiancia mínima de 700 W/m^2 para poder realizar cálculos de valores en condiciones estándar de medición (*STC*) fiables.

Este será el primer filtro a aplicar para validar o descartar valores para los estudios en posteriores capítulos. Esta norma es de habitual aplicación en una gran mayoría de estudios realizados en condiciones similares en la bibliografía existente [99]. Algunos autores sin embargo y debido a las grandes cantidades de datos que manejan para propósitos más concretos toman valores de irradiancia superiores a 800 W/m^2 [110,120] o incluso superiores a 1000 W/m^2 [112,118].

Para nuestro estudio, como primer filtro, se descartan de las tablas de datos todos los valores con irradiancias inferiores a 700 W/m^2 . Con este valor y dadas las condiciones climáticas de Valencia, podemos llegar a tener registros válidos para efectuar los cálculos incluso durante los peores meses del invierno.

3.3.2 Filtrado por variaciones en la irradiancia

El segundo filtro a aplicar en la tabla de datos consiste en líneas de datos que cumpliendo con el primer filtrado presenten una dispersión de datos baja, es decir que hayan sufrido una exposición al sol uniforme y sin saltos a lo largo del día (irradiancia uniforme durante el intervalo de adquisición).

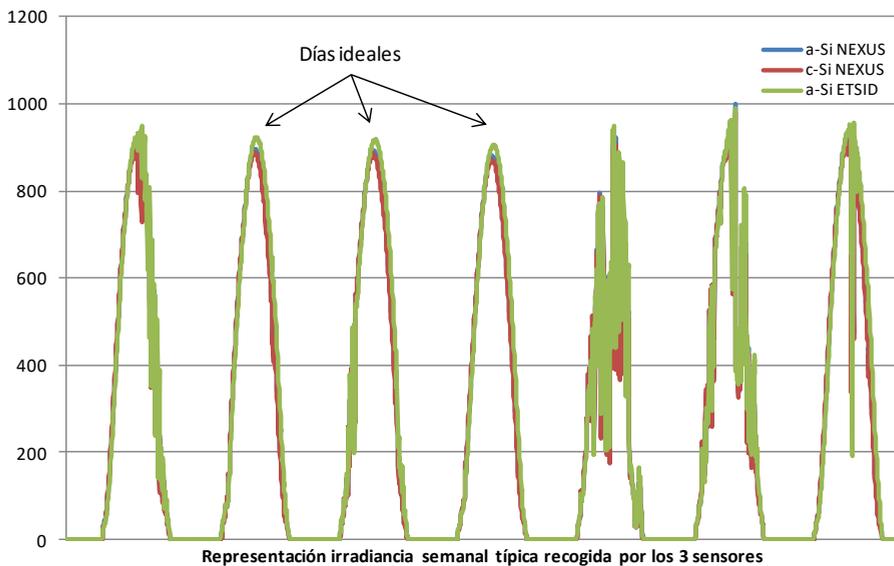


Figura 3-7 Representación de la irradiancia durante una semana

Esta clasificación podría hacerse visualmente, ya que es fácil de interpretar la estabilidad de los valores y por tanto de los días “ideales” para utilizar sus datos en los estudios. Basta con verificar la continuidad de la función de la irradiancia con respecto al tiempo a lo largo del día y asegurarse de que dibuja una forma de campana de Gauss. Sin embargo, es interesante automatizar este proceso ya no solo para poder filtrar grandes cantidades de datos rápidamente, sino también para no descartar

valores que puedan ser válidos y se encuentren en un día que presente una idealidad en una franja horaria y en otra no.

En la Figura 3-7 se muestra visualmente una valoración de que días serían ideales y cuáles no en una franja de una semana. En este ejemplo se habrían descartado valores del último día de la gráfica, que aunque tiene una discontinuidad grande que puede haber sido causada por un cielo nublado puntual, sí que presenta valores perfectamente válidos para estudiarlos en la primera parte del día.

Algunos autores utilizan métodos para evitar variaciones grandes y/o abruptas en el espectro solar consistentes en descartar valores en los cuales existan diferencias porcentuales o absolutas determinadas con respecto a sus mediciones anterior y posterior. A.Limmanee, N. Udomdachanut et al [91] utilizan un filtro consistente en que los valores en los que la irradiancia varía más de 20 W/m²/min son desechados.

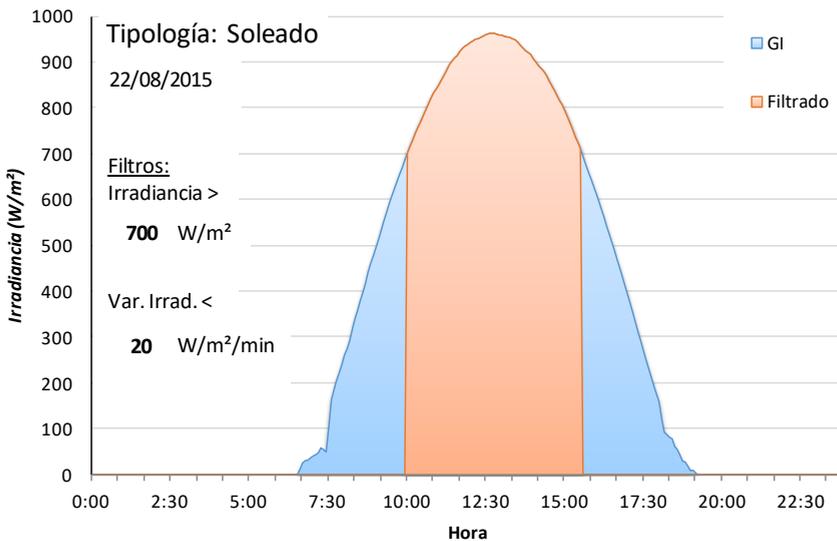


Figura 3-8 Filtrado de irradiancia en día soleado (20 W/m²/min)

Se ha realizado una prueba para validar este filtro en concreto consistente en evaluar dos tipologías de días diferentes bajo este precepto y evaluar los datos obtenidos.

Debido a que la variación de Irradiancia es mayor en un día con mayores niveles de Irradiancia se han seleccionado dos días de verano con unos valores cercanos a 1000 W/m², uno de ellos con una curva ideal sin ninguna variación y otro día con discontinuidades producidas por nubes.

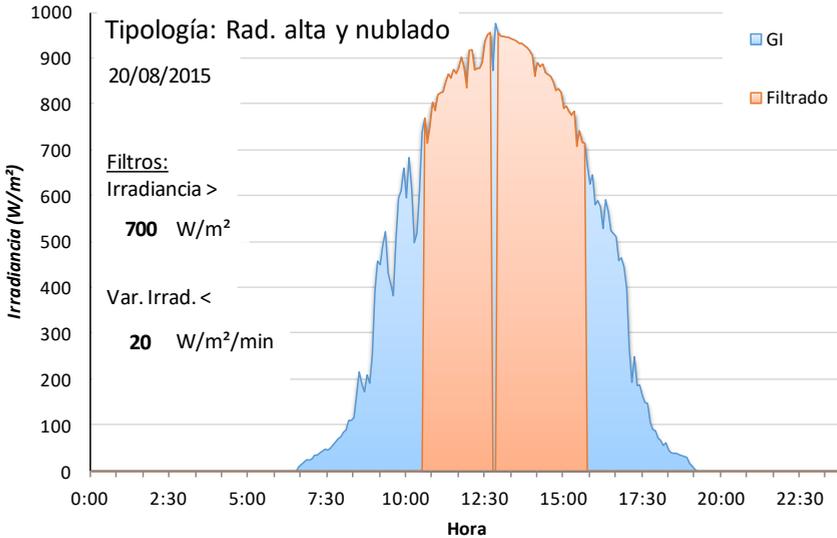


Figura 3-9 Filtrado de irradiancia en día nublado (20 W/m²/min)

Simulando los dos días elegidos según el criterio de A.Limmnae y N. Odomdachanut se obtienen las gráficas mostradas en las Figura 3-8 y Figura 3-9. En estas figuras se muestra en color azul el espectro de Irradiancia solar diario en W/m² y superpuesto a él, en color naranja, las franjas de datos validados según los criterios de los filtros (Irradiancia > 700 W/m² y variación de la Irradiancia < 20 W/m²/min).

En la Figura 3-8 no encontramos ninguna discontinuidad según lo esperado.

A simple vista, se observa que en la Figura 3-9 existen conjuntos de datos dados por buenos en zonas de variaciones bruscas de la Irradiancia. Este criterio evita saltos

muy bruscos en el espectro, sin embargo no es suficientemente estricto para nuestro estudio, ya que precisamos de datos más precisos.

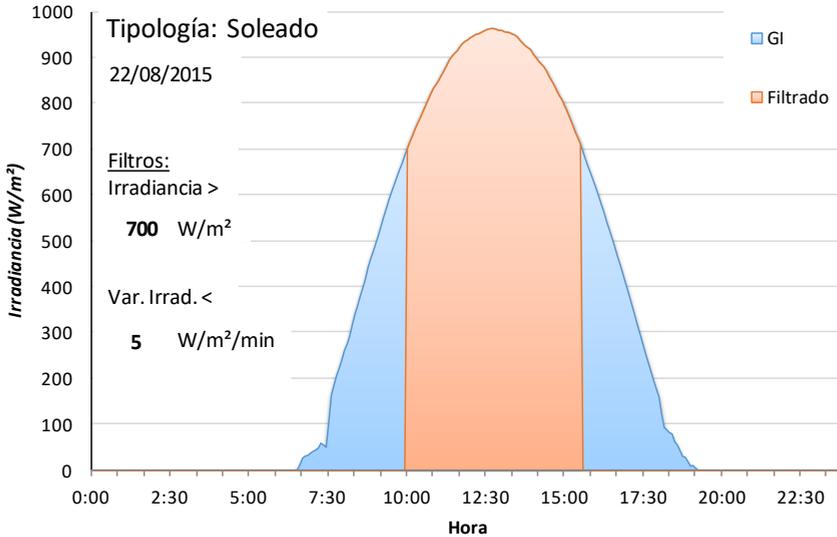


Figura 3-10 Filtrado de irradiancia en día soleado (5 W/m²/min)

Debido a que queremos eliminar en la medida de lo posible cualquier variación de la Irradiancia no atribuible al propio espectro solar se propone evaluar la mínima variación de Irradiancia en la que cumpla con la validación de todos los puntos de recogida de datos para un día ideal.

Tomando un día ideal de verano (caso peor), el primer valor de variación de Irradiancia en el que todos los puntos son válidos es para 4,6 W/m²/min.

En la Figura 3-10 se muestra la gráfica que valida el proceso, en el que aplicando los filtros de Irradiancia > 700 W/m² y variación de la Irradiancia < 5 W/m²/min todos los puntos recogidos por la monitorización son válidos.

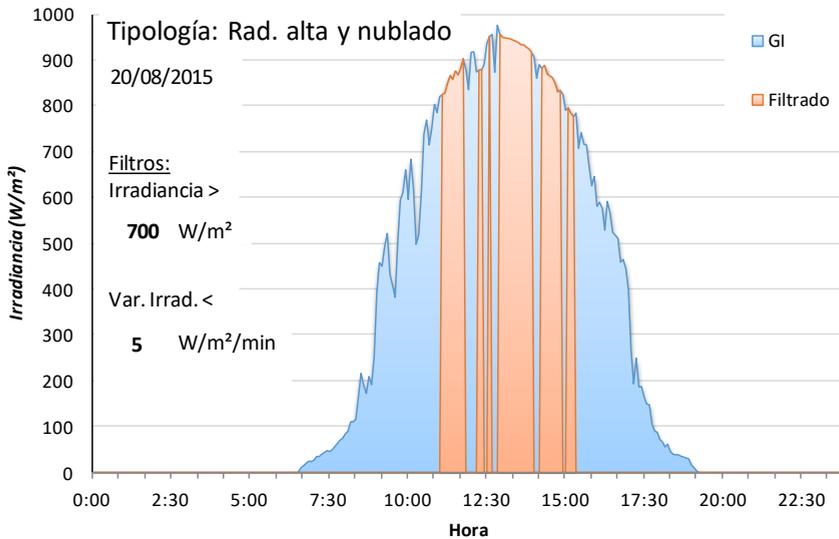


Figura 3-11 Filtrado de irradiancia en día nublado (5 W/m²/min)

En la Figura 3-11 se puede observar que el criterio elegido es mucho más restrictivo descartando variaciones y nos permite elegir valores mucho más precisos.

Se determina y elige como valor óptimo máximo admisible de variación de la Irradiancia para descartar variaciones del espectro extrínsecas el valor de 5 W/m²/min.

3.4 Comparativas y estudios alternativos

El sistema de monitorización es una herramienta tremendamente útil para el estudio integral de las plantas fotovoltaicas. Además de los datos de los estudios realizados en la presente Tesis, los datos recogidos pueden ser procesados y analizados para realizar estudios diversos. Además de las dos plantas analizadas en el Capítulo 2, sobre la cubierta del edificio NEXUS y al lado de la planta fotovoltaica de a-Si:H, existe una instalación de 3,4 kW de potencia de tecnología policristalina. Esta planta dispone también de un sistema de monitorización similar a las de tecnología amorfa, lo que da pie a realizar futuros estudios comparando ambas tecnologías. Algunos estudios, han sido planteados y evaluados como posibles investigaciones futuras derivadas de esta Tesis doctoral.

3.4.1 Estudio de la dispersión en temperaturas entre a-Si:H y p-Si

Gracias a los sensores de temperatura, podemos conocer la temperatura de célula y temperatura ambiente de cada una de las plantas y compararlas. Realizando algunas pruebas, se ha observado que la dispersión en las diferencias de temperatura para tecnología cristalina es mayor que para a-Si:H.

Tabla 3-10 Diferencias de temperatura entre plantas FV

<i>Hora</i>	(VMU- M_003) T2 °C	(VMU- M_003) T1 °C	(VMU- M_002) T1 °C	(VMU- M_002) T2 °C	(VMU- M_001) T1 °C	(VMU- M_001) T2 °C	Δ Temp a-Si:H NEXUS	Δ Temp a-Si:H ETSID	Δ Temp c-Si NEXUS
13:00	30,1	46,2	50	33,6	24,8	16,2	17,5	9,2	17
13:05	29,8	47,3	50,7	33,7	25,5	16,3	16,4	9,8	17,7

Hora	(VMU- M_003) T2 °C	(VMU- M_003) T1 °C	(VMU- M_002) T1 °C	(VMU- M_002) T2 °C	(VMU- M_001) T1 °C	(VMU- M_001) T2 °C	Δ Temp a-Si:H NEXUS	Δ Temp a-Si:H ETSID	Δ Temp c-Si NEXUS
13:10	27,4	43,8	50	32,3	25,9	16,1	15,4	10	16,4
13:15	29,3	44,7	49,2	32,8	26,4	16,4	15,5	10	16,5
13:20	29	44,5	49,5	33	26,4	16,4	14,3	10	16,1
13:25	27,7	42	48,3	32,2	26,2	16,2	13,8	9,6	15
13:35	28,5	42,3	47,4	32,4	25,5	15,9	13,1	9,4	14,8

En la Tabla 3-10 se muestra un ejemplo de recogida de datos de temperatura para un día del mes de Junio de 2014 entre las 13:00 y las 13:35 horas. En ella se muestran las temperaturas ambiente T_{amb} y de célula T_{cell} para cada una de las tres plantas (a-Si:H ETSID, a-Si:H NEXUS y c-Si NEXUS). En las últimas tres columnas se muestra la diferencia de temperaturas entre ambas para cada planta. En la Figura 3-12 son representadas estas temperaturas a lo largo de toda una semana. Para simplificar, ya que el interés es el de comparar la diferencia de temperaturas entre silicio amorfo y cristalino se ha descartado el valor de a-Si:H ETSID para tener datos más fiables y comparar las dos plantas fotovoltaicas instaladas en el mismo lugar y con las mismas condiciones.

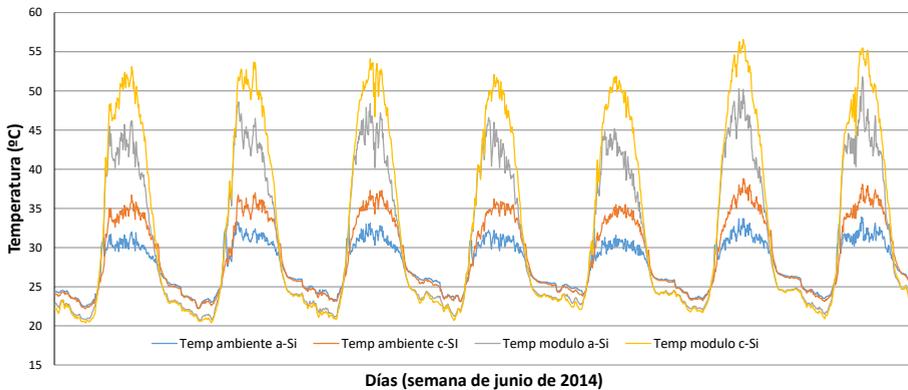


Figura 3-12 Temperatura semanal de a-Si:H y c-Si

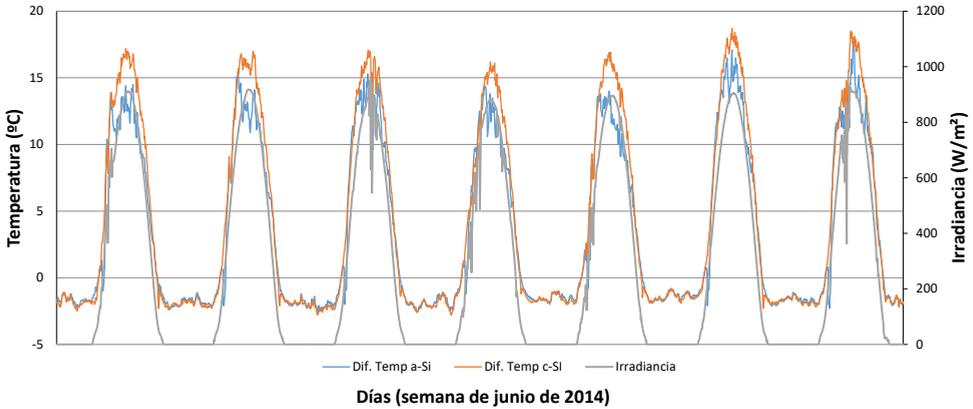


Figura 3-13 Diferencia temperatura entre a-Si y c-Si

En la Figura 3-13 se muestra sobre la misma escala temporal las diferencias de temperatura en el eje principal y los valores de irradiancia en el secundario. En la Figura 3-14 se han representado todos los conjuntos diferencia de temperatura – irradiancia para separarlos de la escala temporal. De esta manera vemos la relación entre esta diferencia e irradiancia.

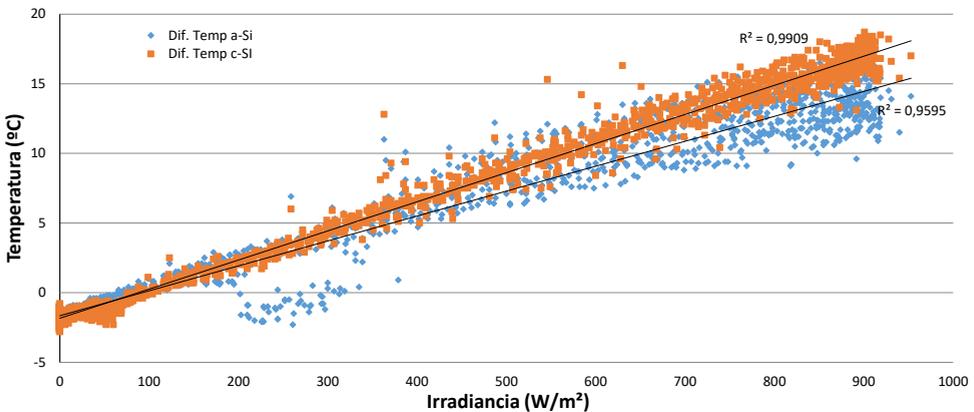


Figura 3-14 Relación entre diferencia de temperatura e irradiación

Se puede ver que la diferencia entre ambas aumenta con la irradiancia, con valores de R^2 muy altos (prácticamente una relación lineal). La diferencia en c-Si es mayor que para a-Si:H.

3.4.2 Puntos de operación para a-Si:H y c-Si

Otra de las vías de estudio con los datos monitorizados es la de realizar comparativas de los puntos de operación de las principales magnitudes eléctricas (Tensión, Corriente y Potencia) para las dos diferentes tecnologías. Debido a la gran cantidad de datos disponibles se pueden analizar respecto a la irradiancia, a condiciones determinadas de temperatura, a efectos estacionales...

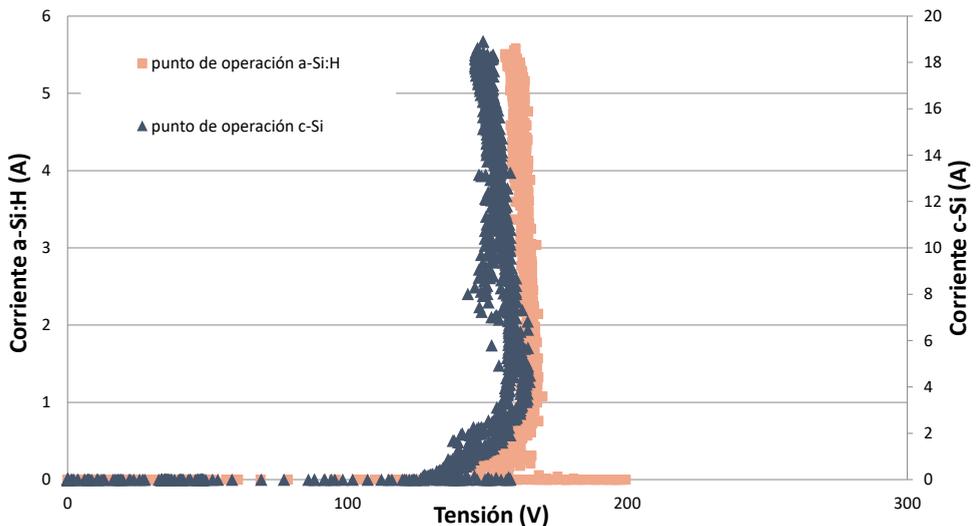


Figura 3-15 Comparativa punto de operación a-Si:H y c-Si

En la Figura 3-15 se muestran los puntos de operación de ambas plantas fotovoltaicas respecto a su corriente y tensión. En el eje principal la planta de silicio amorfo y en

el secundario la de cristalino. Es interesante ver como evoluciona el punto de operación conforme varían las condiciones del entorno. Se puede observar que la tensión de la instalación de c-Si disminuye conforme la corriente crece, mientras que para el a-Si está más cerca de la vertical. Este efecto está relacionado con los coeficientes térmicos de la tensión en cada tecnología, que presentan grandes diferencias.

En la Figura 3-16 se realiza una comparativa de ambas plantas en las que se representa el punto de inicio de operación de las plantas, en el eje principal está representado el valor de tensión y en el secundario el de corriente, de esta manera es posible comparar la sensibilidad de las tecnologías a la hora de comenzar a producir energía.

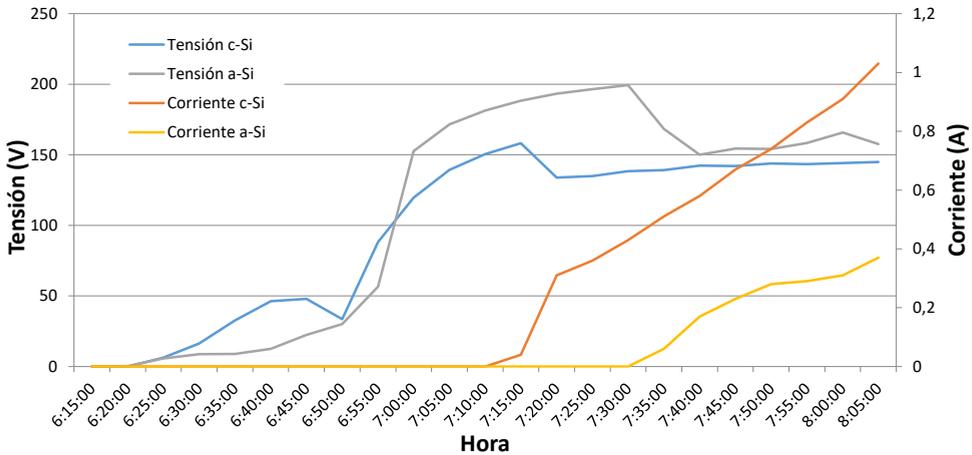


Figura 3-16 Inicio de operación de campo fotovoltaico

Tal y como se muestra en la Figura 3-17 es posible analizar también el punto de operación de la potencia en función de la irradiancia y realizar numerosas comparativas y estudios, o comparar los puntos de operación de tensiones y voltajes como se muestra en la Figura 3-18.

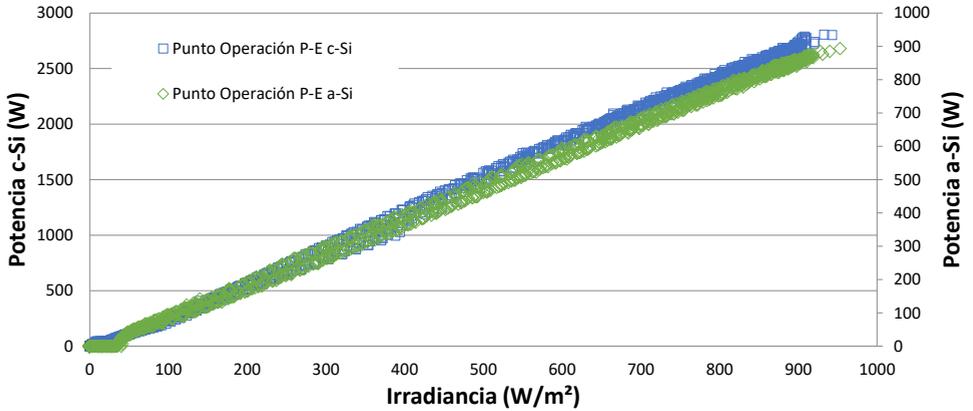


Figura 3-17 Punto de operación de potencia para a-Si:H y c-Si

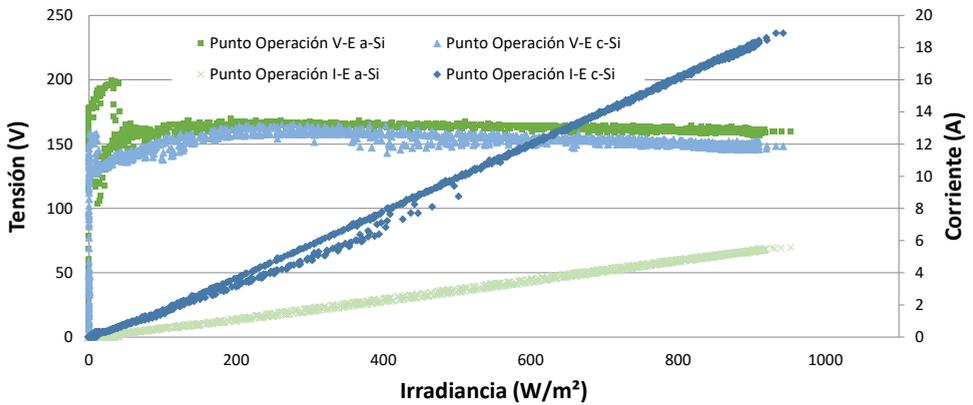


Figura 3-18 Puntos de operación V-I para a-Si:H y c-Si

Todos estos estudios pueden conducir a caracterizar mejor todo tipo de instalaciones fotovoltaicas y obtener modelos de las plantas que permitan determinar el correcto funcionamiento de las mismas, lo que tiene gran importancia desde el punto de vista de los responsables de O&M y de explotación de centrales fotovoltaicas.

3.5 Conclusiones

El presente capítulo ha descrito los procesos realizados en el tratamiento de los datos, desde su recogida mediante el sistema de monitorización, organizado y filtrado, y los cálculos realizados con ellos para adecuarlos a su utilización para los estudios de los siguientes capítulos.

Capítulo 4.
Análisis de la
estabilización del
silicio amorfo en
condiciones reales

4.1 Introducción

Este capítulo describe la caracterización y el análisis del proceso transitorio que presentan las plantas fotovoltaicas basadas en módulos de silicio amorfo durante sus primeras exposiciones a la luz solar.

Se ha llevado a cabo un estudio de campo en que han sido estudiadas dos plantas fotovoltaicas con el propósito principal de caracterizar la primera fase de trabajo de estas, para estudiar su comportamiento inicial y describir el proceso que acaba cuando la fase de estabilización estacional es alcanzada. Esta caracterización será objeto de diversos tipos de ajustes matemáticos y la idoneidad de estos será discutida.

El comportamiento de ambas plantas entre sí, será analizado teniendo en cuenta que sus fechas de comienzo de la exposición solar son diferentes, y serán comparadas con los valores dados por el fabricante de los módulos.

Los parámetros de los módulos utilizados en este análisis son extraídos de los datos de funcionamiento dados por el fabricante en sus informes individuales (*flash report*).

El efecto *SWE* ha sido estudiado previamente por diversos autores sin embargo no existe un consenso sobre su cuantificación. Como ya se ha visto en la bibliografía del Capítulo 1, muchos autores han realizado mediciones en plantas fotovoltaicas sobre condiciones reales de funcionamiento y algunos de ellos han descrito el proceso que sufre la potencia nominal de salida de los paneles a lo largo del tiempo que dura este proceso. La mayoría de los autores intentan describir este proceso mediante ajustes a expresiones polinómicas.

Después de recopilar datos durante un año para las plantas fotovoltaicas de ETSID y NEXUS y observar el comportamiento de la potencia, se ha procedido a comparar diversos sistemas de ajustes basados en la bibliografía como el polinómico u otros originales de esta Tesis como ajustes logarítmicos o exponenciales. Tras estudiar estos ajustes se ha llegado a la conclusión de que a pesar de describir con un grado de exactitud elevado la realidad de los datos, no suponen más que esto, una descripción de los datos, y no una descripción del efecto físico propiamente dicho.

Tras estudiar este tema y realizar diversas pruebas se propone un modelo matemático basado en una ecuación bi-dosis. Este modelo cobra mayor peso al explicar en dos etapas las dos fases diferentes encontradas tras la observación del proceso de estabilización debido a la luz en cuanto al comportamiento de los paneles solares de silicio amorfo, ajustando los datos observados en un porcentaje muy alto y explicando de manera más exacta el proceso que con los métodos presentes hasta ahora en la bibliografía sobre el tema.

4.2 Comparativa de efectos ambientales en las plantas FV

Este análisis es llevado a cabo con datos de dos plantas fotovoltaicas diferentes, NEXUS y ETSID. Aunque ambas instalaciones tienen ligeras diferencias de inclinación y grado de orientación al sur entre ellas, es razonable considerar que el comportamiento de ambas será muy similar por todas las características en común que presentan, tal y como se justificó en el Capítulo 2.

La Figura 4-1 muestra las variaciones de irradiancia, temperatura ambiente y temperatura de célula para ambas instalaciones en dos días típicos de invierno (en el lado izquierdo) y verano (lado derecho del gráfico). Tal y como se puede observar el comportamiento de ambas instalaciones es muy similar, y los resultados obtenidos en ambas son comparables entre sí para el mismo período de tiempo, ya que las condiciones de operación de las dos plantas son muy similares.

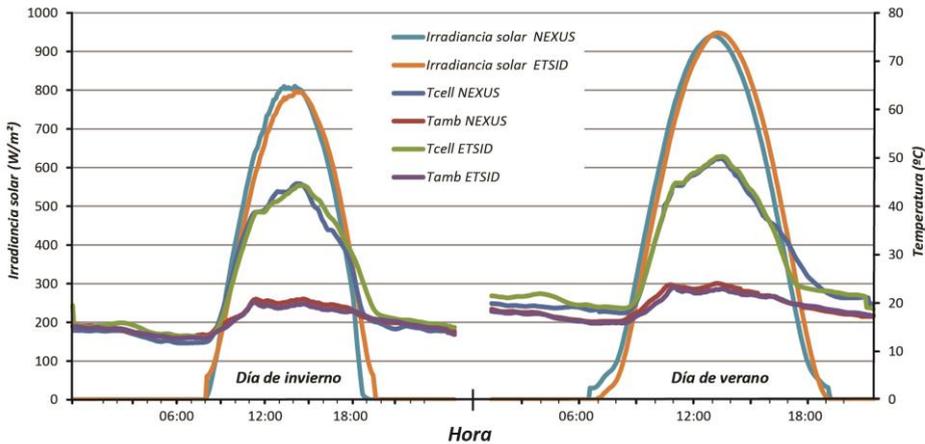


Figura 4-1 Irradiancia, T_{amb} y T_{cell} para NEXUS y ETSID

Para la comparación entre las dos plantas, han sido elegidos dos días con valores de irradiancia ideales, (sin nubes ni variaciones en la curva de radiación incidente sobre el plano). Como se puede apreciar entre las curvas “irradiancia solar NEXUS” e “irradiancia solar ETSID” para ambos días del estudio las diferencias son mínimas pudiendo considerarlas equivalentes.

Las temperaturas de célula y temperaturas ambiente han sido mostradas juntas para poder apreciar las diferencias entre las dos estaciones y a la vez nuevamente la similitud entre ambas plantas en sus parámetros de funcionamiento. Las temperaturas en verano (parte derecha de la figura) son superiores al invierno (parte izquierda de la figura) pero los valores de ambas plantas mantienen su diferencia entre ellas tanto en verano como en invierno. La Tabla 4-1 muestra un ejemplo de los valores de temperaturas ambiente y temperatura de célula para ambas plantas a diversas horas del día para dos días diferentes. En ella se muestra que la diferencia entre ambas tanto en temperaturas como en irradiancias es despreciable.

Tabla 4-1 Comparativa de irradiancias y temperaturas entre NEXUS y ETSID

<i>Fecha</i>	<i>Hora</i>	T_{cell} <i>ETSID</i> (°C)	T_{cell} <i>NEXUS</i> (°C)	T_{amb} <i>ETSID</i> (°C)	T_{amb} <i>NEXUS</i> (°C)	GI <i>Etsid</i> (W/m ²)	GI <i>NEXUS</i> (W/m ²)
15/04/11	12:00 h	22,1	22,4	18,3	18,3	225	243
15/04/11	13:00 h	29,4	29,1	20,1	20,5	448	453
15/04/11	14:00 h	30,5	30,7	19,9	20,2	374	402
22/06/11	12:00 h	41,9	42,2	26,5	27,3	714	748
22/06/11	13:00 h	44,8	43,9	26,2	26,8	835	847
22/06/11	14:00 h	44,3	44,2	26,9	27,1	900	882

Al igual que han sido comparados estos parámetros a lo largo de un día en diferentes estaciones del año, se han seleccionado tres mediciones diarias y la media de los valores de temperaturas e irradiancias ha sido recogida. Con este único valor diario

se ha procedido a sacar un valor para cada día del año y representar de esta manera el histórico y la comparativa de temperaturas e irradiancias para ambas plantas en la Figura 4-2.

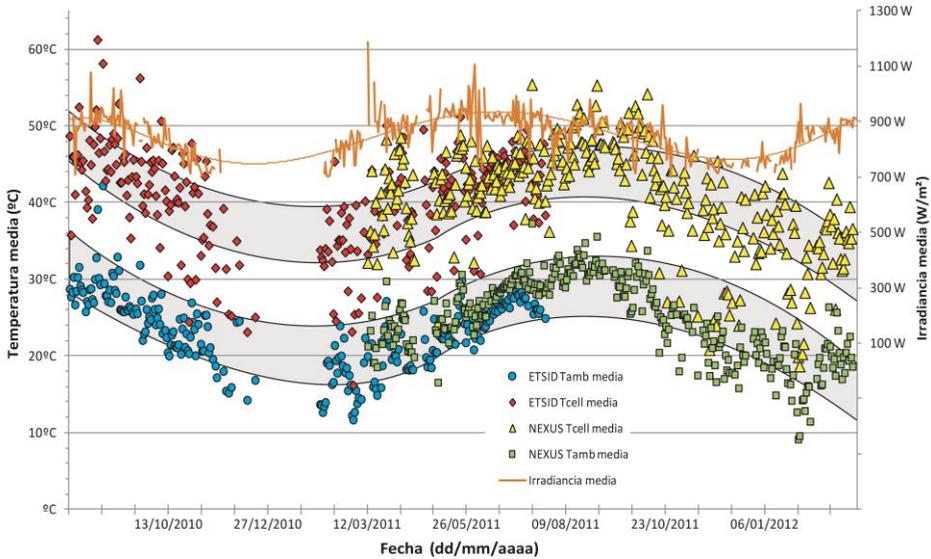


Figura 4-2 Histórico anual de T_{amb} , T_{cell} e Irradiancia para NEXUS y ETSID.

Puede observarse que a lo largo del año la variación entre los parámetros de ambas plantas siguen una distribución prácticamente idéntica, superponiéndose entre sí. Mediante un ajuste polinómico con una desviación del $\pm 5\%$ los valores han sido ajustados a la franja de color gris, en la cual se sitúa la mayoría de ellos. (En este tipo de mediciones existen muchos valores anómalos, normalmente por causas imputables a las variaciones meteorológicas) Por este motivo podemos afirmar que ambas plantas representan un caso de estudio ideal para ser comparadas entre sí descartando los condicionantes ambientales, ya que ambas están sometidas a las mismas características ambientales externas y su comportamiento es prácticamente idéntico.

4.3 Análisis de los datos monitorizados

Para analizar la potencia real de salida y su valor de estabilización real han sido seleccionadas las líneas de conjuntos de datos del sistema de monitorización que cumplieran con los criterios de selección de datos descritos en el Capítulo 3. ($GI > 700 \text{ W/m}^2$ y $\Delta GI < 5 \text{ W/m}^2/\text{min}$)

Al cumplir nuestro criterio, estamos en línea con las especificaciones de la norma IEC 61829 en cuanto a método de medición y extracción de valores según condiciones de potencia estándar STC [141] para una instalación fotovoltaica, y dispondremos de valores estables sin variaciones muy bruscas y con parámetros fiables para nuestro estudio.

Para la planta fotovoltaica ETSID se han tomado datos para los 8 *strings* independientemente y en el caso de NEXUS para sus 5 *strings*.

Tabla 4-2 Ejemplo de parámetros en un *string* para ETSID

					VMU-S (<i>String</i> 2)		
Fecha	Hora	T_{cell} (°C)	T_{amb} (°C)	GI (W/m ²)	Potencia (kW)	Corriente (A)	Tensión (V)
17/03/2011	14:29	42,8	22,6	905	0,34	1,04	332,7
17/03/2011	14:30	42,8	23,1	902	0,34	1,04	333,1
17/03/2011	14:31	43,1	22,9	895	0,34	1,04	331,4
17/03/2011	14:32	43,5	23,3	887	0,33	1,02	332,2

En la Tabla 4-2 tenemos una muestra de los valores recogidos mediante el sistema de monitorización para uno de los 13 *strings* que conforman las dos plantas del estudio.

Se trata de un extracto de los datos para un espacio de tiempo de 4 minutos en el que se muestran los datos necesarios ya filtrados de todas las entradas del sistema de

monitorización para el estudio, a saber; fecha y hora, temperatura de célula, temperatura ambiente y valores de irradiancia, que son los valores generales para todos los *strings*, ya que son las características ambientales. Las últimas 3 columnas arrojan valores concretos de cada uno de los *strings*, como son la potencia instantánea, corriente y tensión.

Una vez filtradas todas las líneas de datos que cumplen los criterios de selección se eligen tres valores diarios y se procede a calcular una media de los tres puntos. De esta manera simplificamos los datos del estudio a una sola línea por día.

4.3.1 Distribución de $P_{MPP_STC_pu}$

Los valores $P_{MPP_STC_pu}$ han sido calculados y analizados para cada día a lo largo del primer año de funcionamiento de cada una de las plantas, que es el período de tiempo que comprende el estudio. Estos valores son representados gráficamente en un diagrama Box and Whisker en la Figura 4-3 para cada una de las dos instalaciones.

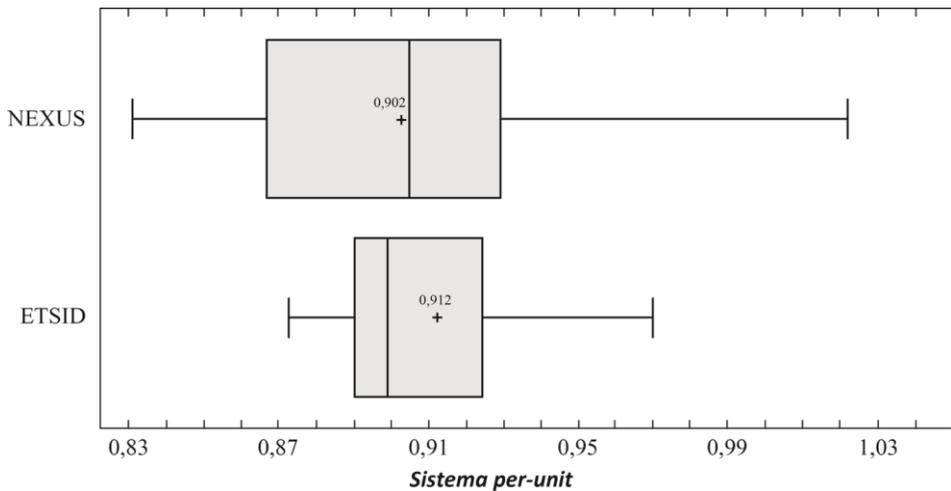


Figura 4-3 Distribución $P_{MPP_STC_pu}$ para NEXUS y ETSID

La Figura 4-3 nos muestra la distribución de frecuencias para los valores diarios calculados de $P_{MPP_STC_pu}$ en ambas plantas en ella se muestran los principales valores estadísticos de las distribuciones de $P_{MPP_STC_pu}$ para ambas plantas. Se puede apreciar que ambas plantas alcanzan valores medios muy similares: $0,912 \pm 0,034 pu$ para ETSID y $0,902 \pm 0,043 pu$ en NEXUS. En la figura se han eliminado los valores anómalos, siguiendo una distribución gaussiana, es por ello por lo que no aparecen los valores máximos debido a un descenso pronunciado al comienzo de la exposición solar.

Los valores máximos de $P_{MPP_STC_pu}$ obtenidos al comienzo de funcionamiento de las plantas han sido de 1,036 pu para ETSID y de 1,042 pu para NEXUS. Si comparamos estos valores con los máximos indicados por el fabricante de hasta un + 20 % sobre la potencia inicial al comienzo de funcionamiento, estamos muy lejos de esos valores en ambas plantas.

El valor medio de $P_{MPP_STC_pu}$ al finalizar el primer año de funcionamiento es de aproximadamente 0,91 pu del valor nominal dado por el fabricante.

La única diferencia destacable entre ambas plantas es en la dispersión de los datos, en el que la planta fotovoltaica de NEXUS tiene un rango mayor.

Tabla 4-3 Datos estadísticos para valores de $P_{MPP_STC_pu}$

	<i>ETSID</i>	<i>NEXUS</i>
$P_{MPP_STC_pu}$ medio	0,912	0,902
Desviación típica	0,034	0,043
Coefficiente de variación	3,768 %	4,822 %
Mínimo	0,872	0,830
Máximo	1,036	1,042

Conociendo estos datos pasamos a estudiar el proceso de estabilización y a parametrizar la evolución de la $P_{MPP_STC_pu}$ mediante diversos ajustes matemáticos para encontrar una expresión que permita modelar este efecto.

4.3.2 Ajustes matemáticos no lineales y polinómicos de la degradación

Se han realizado numerosas pruebas para determinar una función matemática que ajuste lo más fielmente los datos de estabilización de nuestra planta mediante diferente software de cálculo matemático (*Origin, Statgraphics y Excel*).

Para acotar el tipo de ajuste se han seleccionado los valores de ambas plantas y se ha generado un experimento con el software statgraphics consistente en simular todos los tipos de ajuste que el programa realiza y descartar todos aquellos que no cumplan una serie de parámetros para ajustar la $P_{MPP_STC_pu}$ en función del número de días que la planta lleva expuesta a la luz solar.

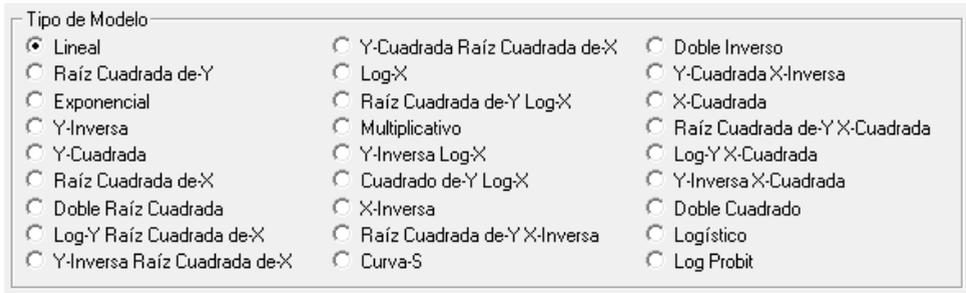


Figura 4-4 Tipos de ajustes testeados

Los tipos de ajuste que se han probado para nuestros datos son los representados en la Figura 4-4, excluidos los que por sus características no permiten su ajuste a nuestros valores. Los ajustes probados son los siguientes: lineal, raíz cuadrada de Y, exponencial, Y-inversa, Y-cuadrada, raíz cuadrada de X, Log-Y raíz cuadrada de X, Y-inversa raíz cuadrada de X, Y-cuadrada raíz cuadrada de X, Log-x, Multiplicativa, Y-inversa Log-x, Cuadrado de Y Log-X, X inversa, Raíz cuadrada de Y X inversa, Curva-S, Y-cuadrada X-inversa, X-cuadrada, raíz cuadrada de Y X-cuadrada, Log-Y X-cuadrada y doble cuadrado. Igualmente se han testado también ajustes polinómicos de grados 2 al 6.

En la Tabla 4-4 se presenta un resumen de todos los tipos de ajustes ensayados en los que podemos encontrar el nombre del ajuste y su ecuación, los coeficientes de correlación y valores de r y R^2 para ambas plantas.

El coeficiente de correlación de Pearson o ρ , es una prueba estadística que permite analizar la relación entre dos variables x e y (en nuestro caso y representa los valores de $P_{MPP_STC_pu}$ mientras que x es la escala temporal). La prueba en sí, no considera a una como independiente y a otra como dependiente, ya que no se trata de una prueba que evalúa causalidad. El coeficiente ρ de Pearson se estima de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\rho_{xy} = \frac{n \sum x_i y_i - \sum x_i \sum y_i}{\sqrt{n \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2} \sqrt{n \sum y_i^2 - (\sum y_i)^2}} \quad \text{Ecuación 4-1}$$

El coeficiente ρ puede variar de -1 a +1, donde el signo indica la dirección de la correlación y el valor numérico la magnitud de la correlación. En este contexto se resumen algunos criterios de interpretación:

- -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

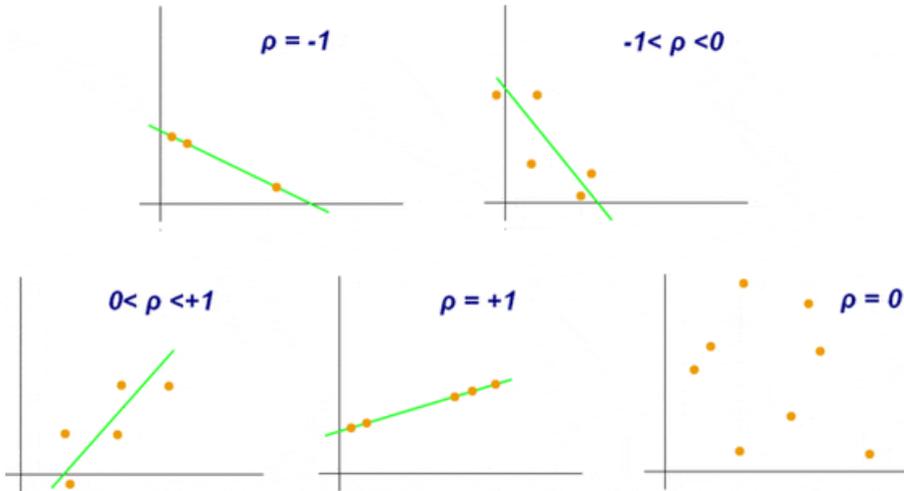


Figura 4-5 Diagramas de valores de correlación de Pearson

En estadística, el valor R^2 o coeficiente de determinación, es un parámetro estadístico cuya función es determinar la calidad de un modelo para describir los datos que ajusta. El valor de R^2 varía entre 0 y 1, donde 0 representa una total ausencia de relación entre las variables y 1 indica una correlación total. El valor de R^2 se calcula a partir de la Ecuación 4-2:

$$R^2 = \rho^2$$

Ecuación 4-2

Los datos individuales pormenorizados para cada uno de los ajustes se encuentran en el ANEXO A: Ajustes estadísticos.

Tabla 4-4 Relación de ajustes matemáticos y R²

Tipo de ajuste		Etsid		Nexus	
Denominación	Ajuste	Coef. Corr. (ρ)	R ²	Coef. Corr. (ρ)	R ²
Lineal	$Y = a + b \cdot X$	-76,675%	58,79%	-94,775%	89,82%
Raíz cuadrada de Y	$Y = (a + b \cdot X)^2$	-77,003%	59,30%	-95,126%	90,49%
Exponencial	$Y = \exp(a + b \cdot X)$	-77,319%	59,78%	-95,445%	91,10%
Inversa de Y	$Y = 1/(a + b \cdot X)$	77,910%	60,70%	95,987%	92,14%
Cuadrado de Y	$Y = \sqrt{a + b \cdot X}$	-75,978%	57,73%	-93,974%	88,31%
Raíz cuadrada de X	$Y = a + b \cdot \sqrt{X}$	-86,584%	74,97%	-97,369%	94,81%
Log-Y Raíz cuadrada X	$Y = \exp(a + b \cdot \sqrt{X})$	-87,036%	75,75%	-97,446%	94,96%
Inversa-Y Raíz cuadrada-X	$Y = 1/(a + b \cdot \sqrt{X})$	87,432%	76,44%	97,405%	94,88%
Cuadrado-Y Raíz cuadrada-X	$Y = \sqrt{a + b \cdot \sqrt{X}}$	-86,077%	74,09%	-97,168%	94,42%
Log-X	$Y = a + b \cdot \ln(X)$	-94,836%	89,94%	-95,302%	90,83%
Multiplicativo	$Y = a \cdot X^b$	-94,794%	89,86%	-94,467%	89,24%
Inversa-Y Log-X	$Y = 1/(a + b \cdot \ln(X))$	94,700%	89,68%	93,549%	87,51%
Cuadrado-Y Log-X	$Y = \sqrt{a + b \cdot \ln(X)}$	-94,825%	89,92%	-96,045%	92,25%
Inversa de X	$Y = a + b/X$	58,218%	33,89%	49,449%	24,45%
Raíz cuadrada-Y inversa de X	$Y = (a + b/X)^2$	57,719%	33,31%	48,571%	23,59%
Curva S	$Y = \exp(a + b/X)$	57,219%	32,74%	47,700%	22,75%
Cuadrado-Y Inversa de X	$Y = \sqrt{a + b/X}$	59,212%	35,06%	51,224%	26,24%
Cuadrado de X	$Y = a + b \cdot X^2$	-61,975%	38,41%	-87,951%	77,35%
Raíz cuadrada-Y cuadrado-X	$Y = (a + b \cdot X^2)^2$	-62,307%	38,82%	-88,596%	78,49%
Logarítmico-Y cuadrado-X	$Y = \exp(a + b \cdot X^2)$	-62,627%	39,22%	-89,211%	79,59%
Inversa-Y cuadrado-X	$Y = 1/(a + b \cdot X^2)$	63,232%	39,98%	90,349%	81,63%
Cuadrado doble	$Y = \sqrt{a + b \cdot X^2}$	-61,279%	37,55%	-86,569%	74,94%

Tipo de ajuste		Etsid		Nexus	
Polinomio	grado 2	94,790%	89,85%	95,980%	92,12%
Polinomio	grado 3	97,140%	94,36%	96,820%	93,74%
Polinomio	grado 4	97,926%	95,90%	98,207%	96,45%
Polinomio	grado 5	98,399%	96,82%	98,513%	97,05%
Polinomio	grado 6	98,600%	97,22%	98,549%	97,12%

En todos los ajustes de la Tabla 4-4 el valor del estadístico P-ANOVA [142] es menor que 0,05 por lo tanto existe una relación estadísticamente significativa entre los valores de $P_{MPP_STC_pu}$ y N° Días con un nivel de confianza del 95,0 %.

El valor estadístico R-Cuadrado (R^2) indica que el modelo ajustado explica en ese valor de tanto por ciento la variabilidad del valor $P_{MPP_STC_pu}$. Los valores de ajuste, errores medios absolutos (MAE), gráficas de valores residuales y otros parámetros pueden ser consultados en el Anexo A de esta Tesis.

Dentro de los ajustes existen algunos que o bien por que ya han sido utilizados en la bibliografía o por que debido a su forma, físicamente, tienen más sentido que otros, son de especial interés a la hora de estudiarlos. Estos ajustes que se estudiarán son el polinómico, S. Kichou, S. Silvestre et al, M.Z. Hussin et al o Wirth et al [99,105,110], logarítmico y exponencial Jordan DC, Kurtz S.R. et al [44].

Se ha realizado un estudio de estos tres tipos de ajustes: logarítmico, polinómico de grado 3 y exponencial. En el caso del polinómico, diversos autores han ajustado estos valores en polinomios de grado 5 o incluso grado 6. Ya que esto supone más que una explicación del efecto físico, una descripción de los puntos, y los valores de R^2 obtenidos con el ajuste de grado 3 son muy buenos, se procede a realizar el estudio con este último.

En estos tres estudios, se ha representado la $P_{MPP_STC_pu}$ respecto al tiempo en días y también se ha representado respecto a las Horas Sol de Pico (PSH o irradiación acumulada) para valorar las diferencias entre los dos métodos de medida ya que en la bibliografía existente aparecen ajustes de estos dos tipos.

En las siguientes figuras se mostrarán los ajustes conseguidos por medio de los tres tipos de ajustes comentados. El primer subíndice que acompaña a la función de ajuste puede ser una E, representando a la planta fotovoltaica de ETSID, o una N, para la planta FV de Nexus. La siguiente parte del subíndice indica el tipo de ajuste realizado: log (logarítmico), polinómico de grado 3 (pol) y exponencial (exp). El siguiente campo del subíndice indica si se ha representado la $P_{MPP_STC_pu}$ respecto al tiempo en días (subíndice “día”) o si se ha representado respecto a las Horas Sol de Pico acumuladas (subíndice “PSH”). Finalmente se utilizará un campo para indicar la cantidad de datos que se utilizan en el ajuste, habiéndose usado datos adquiridos por un año (subíndice “año”) o hasta alcanzar las 700 PSH (subíndice “700PSH”).

En la Figura 4-6 se muestra el ajuste mediante una ecuación logarítmica de la forma descrita en la Ecuación 4-3, para la planta fotovoltaica de ETSID en el período de un año.

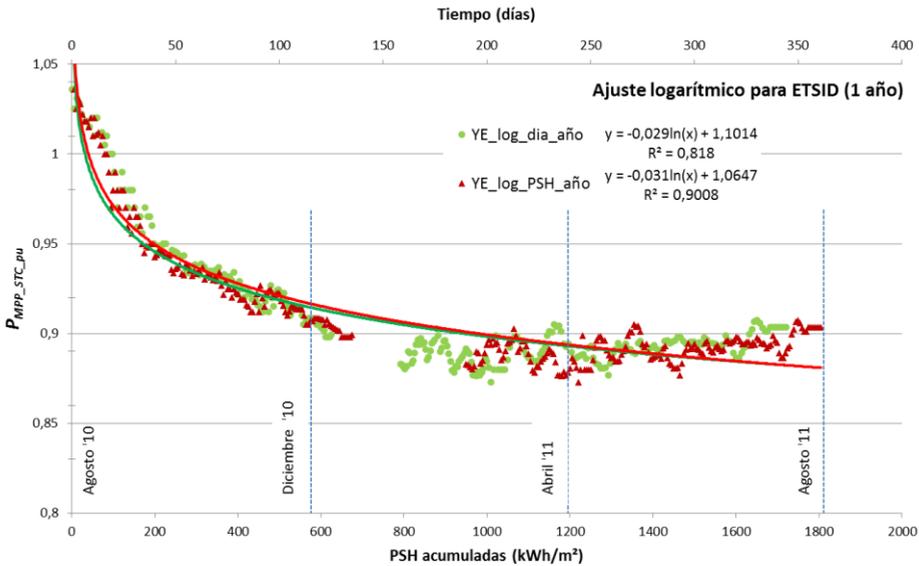


Figura 4-6 Ajuste logarítmico anual para ETSID

$$y = a \cdot \ln(x) + b$$

Ecuación 4-3

Para el mismo caso (ETSID – 1 año), se ajustan los datos de $P_{MPP_STC_pu}$ respecto el tiempo en días mediante la Ecuación 4-4 ($Y_{E_log_dia_año}$) y frente a las PSH acumuladas en la planta mediante la Ecuación 4-5 ($Y_{E_log_PSH_año}$)

$$Y_{E_log_dia_año} = -0,029 \cdot \ln(x) + 1,1014$$

Ecuación 4-4

$$Y_{E_log_PSH_año} = -0,031 \cdot \ln(x) + 1,0647$$

Ecuación 4-5

En la Figura 4-7 se muestra el ajuste mediante un polinomio de tercer grado de la forma de la Ecuación 4-6. Los valores de $P_{MPP_STC_pu}$ de la planta DC de ETSID son representados para un año en función del tiempo mediante la Ecuación 4-7 ($Y_{E_pol_dia_año}$) y en función de las PSH acumuladas con la Ecuación 4-8 ($Y_{E_pol_PSH_año}$).

$$y = ax^3 + bx^2 + cx + 1$$

Ecuación 4-6

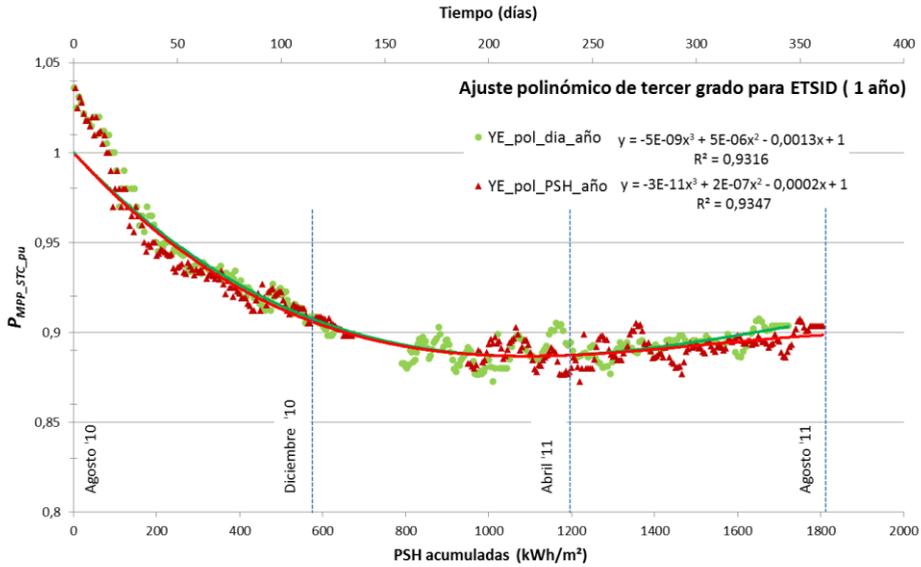


Figura 4-7 Ajuste polinómico anual para ETSID

$$y_{E_pol_dia_año} = -5 \cdot 10^{-9}x^3 + 5 \cdot 10^{-6}x^2 - 0,0013x + 1$$

Ecuación 4-7

$$y_{E_pol_PSH_año} = -3 \cdot 10^{-11}x^3 + 2 \cdot 10^{-7}x^2 - 0,0002x + 1$$

Ecuación 4-8

La Figura 4-8 muestra los ajustes (ETSID – 1 año) para $P_{MPP_STC_pu}$ mediante un ajuste exponencial como el de la Ecuación 4-9. El valor de potencia contra días ha sido ajustado en la Ecuación 4-10 ($Y_{E_exp_dia_año}$) y contra las PSH acumuladas en la planta mediante la Ecuación 4-11 ($Y_{E_exp_PSH_año}$).

$$y = a \cdot x^b$$

Ecuación 4-9

$$y_{E_exp_dia_año} = 1,1139x^{-0,031}$$

Ecuación 4-10

$$y_{E_exp_PSH_año} = 1,072x^{-0,033}$$

Ecuación 4-11

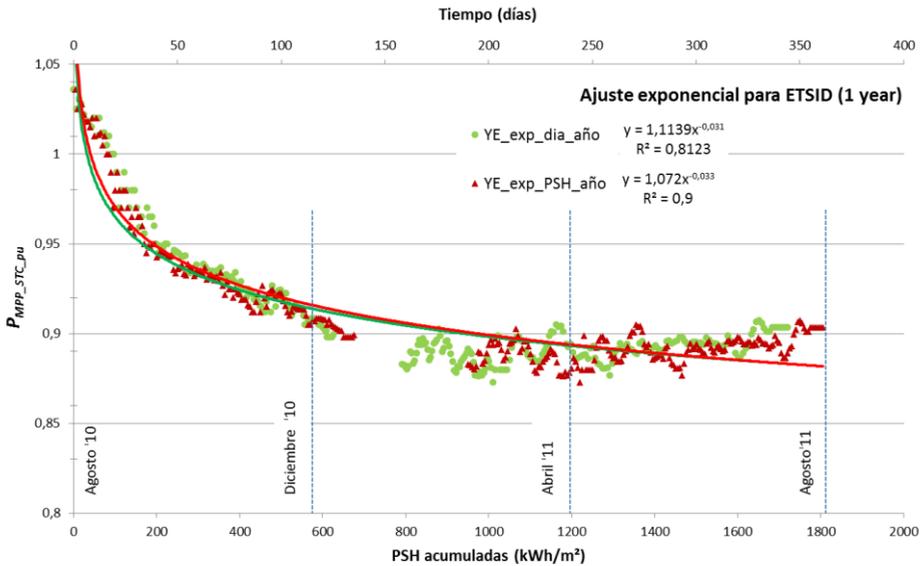


Figura 4-8 Ajuste exponencial anual para ETSID

En la Tabla 4-5 se resumen los ajustes para un año de la planta fotovoltaica ETSID en función del tiempo y en función de las PSH para los tres ajustes realizados. El ajuste que mejor describe la relación entre $P_{MPP_STC_pu}$ y tanto en tiempo como en PSH es el ajuste polinómico, con valores de R^2 de 0,9316 y 0,9347 respectivamente.

En los ajustes logarítmico y exponencial, tenemos valores de R^2 mayores al representar la potencia respecto a las PSH que frente al tiempo en días en ambos casos; logarítmico $0,9 > 0,818$ y exponencial $0,9 > 0,8123$.

Tabla 4-5 Ecuaciones de ajuste de $P_{MPP_STC_pu}$ anuales para ETSID

ETSID		
	función del tiempo (x = días)	Función de PSH (x = PSH)
log	$y_{E_log_dia_año} = -0,029 \cdot \ln(x) + 1,101$	$y_{E_log_PSH_año} = -0,031 \cdot \ln(x) + 1,0647$
	$R^2 = 0,818$	$R^2 = 0,9008$
pol	$y_{E_{pol_dia_año}} = -5 \cdot 10^{-9}x^3 + 5 \cdot 10^{-6}x^2 - 0,0013x + 1$	$y_{E_{pol_PSH_año}} = -3 \cdot 10^{-11}x^3 + 2 \cdot 10^{-7}x^2 - 0,0002x + 1$
	$R^2 = 0,9316$	$R^2 = 0,9347$
exp	$y_{E_exp_dia_año} = 1,1139x^{-0,031}$	$y_{E_exp_PSH_año} = 1,072x^{-0,033}$
	$R^2 = 0,8123$	$R^2 = 0,9$

A continuación, se muestran los mismos tres tipos de ajuste realizados en la planta ETSID para la planta NEXUS.

En la Figura 4-9 encontramos la representación del ajuste logarítmico descrito en la Ecuación 4-3 representando los valores de $P_{MPP_STC_pu}$ respecto al tiempo en días en la Ecuación 4-12 ($Y_{N_log_dia_año}$) y respecto a las PSH absorbidas en la Ecuación 4-13 ($Y_{N_log_PSH_año}$).

$$y_{N_log_dia_año} = -0,036 \cdot \ln(x_{dias}) + 1,142 \quad \text{Ecuación 4-12}$$

$$y_{N_log_PSH_año} = -0,043 \cdot \ln(x_{PSH}) + 1,1122 \quad \text{Ecuación 4-13}$$

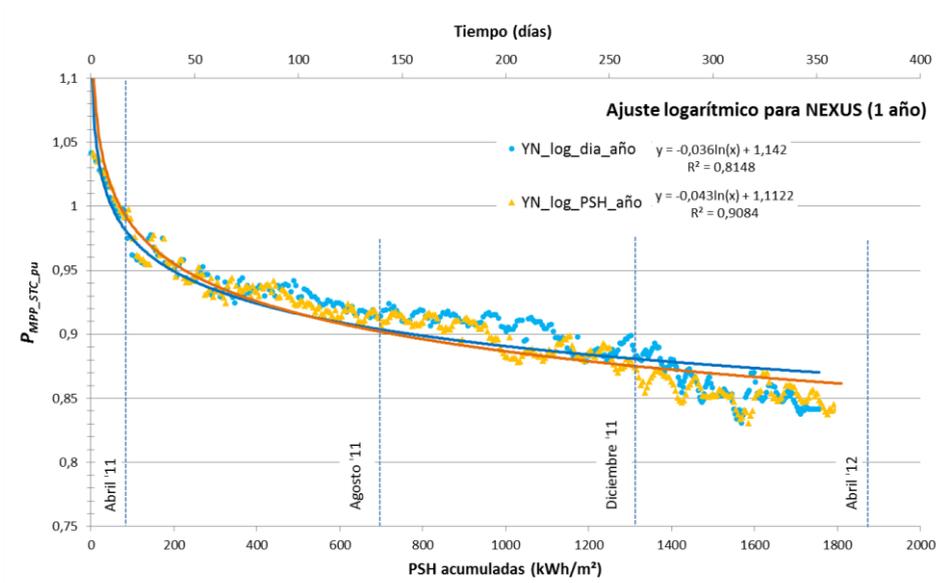


Figura 4-9 Ajuste logarítmico anual para NEXUS

En la Figura 4-10 se pueden ver los ajustes polinómicos de tercer grado tal y como se describió en la Ecuación 4-6 representando por un lado la potencia contra el tiempo medido en días según el ajuste de la Ecuación 4-14 ($Y_{N_pol_dia_año}$) y frente las PSH acumuladas por la planta de NEXUS en la Ecuación 4-15 ($Y_{N_pol_PSH_año}$).

$$Y_{N_pol_dia_año} = -7 \cdot 10^{-11}x^3 + 2 \cdot 10^{-7}x^2 - 0,0002x + 1$$

Ecuación 4-14

$$Y_{N_pol_PSH_año} = -5 \cdot 10^{-9}x^3 + 4 \cdot 10^{-6}x^2 - 0,001x + 1$$

Ecuación 4-15

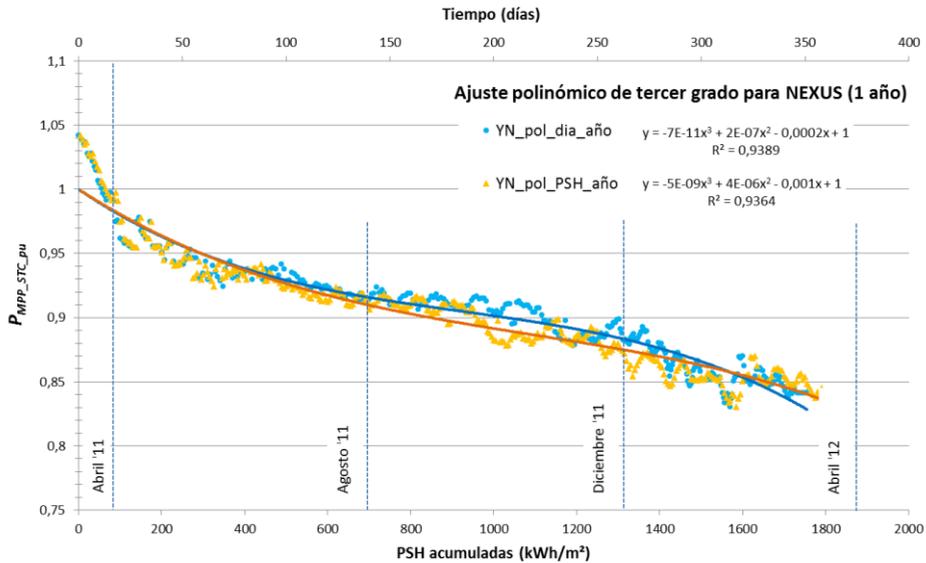


Figura 4-10 Ajuste polinómico anual para NEXUS

La Figura 4-11 representa el ajuste exponencial mediante una expresión del tipo de la Ecuación 4-9. En ella se representan por un lado los valores de $P_{MPP_STC_pu}$ frente al tiempo desde su primera exposición solar en días por medio de la Ecuación 4-16 ($Y_{N_exp_dia_año}$) y frente a las PSH acumuladas en la Ecuación 4-17 ($Y_{N_exp_PSH_año}$).

$$Y_{N_exp_dia_año} = 1,1672x^{-0,039} \quad \text{Ecuación 4-16}$$

$$Y_{N_exp_PSH_año} = 1,131x^{-0,046} \quad \text{Ecuación 4-17}$$

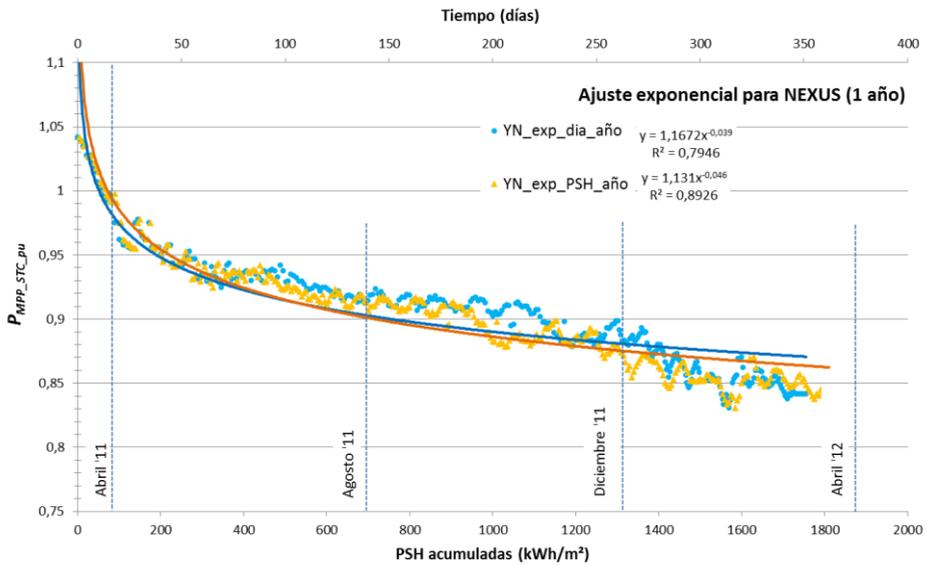


Figura 4-11 Ajuste exponencial anual para NEXUS

Como resumen de los tres tipos de ajuste en la planta NEXUS, en la Tabla 4-6 se puede ver una comparativa de ellos tanto en función del tiempo como en función de las PSH y los valores de ajuste R^2 correspondiente a cada uno de ellos.

Tabla 4-6 Ecuaciones de ajuste de $P_{MPP_STC_pu}$ anuales para NEXUS

		NEXUS	
		función del tiempo (x = días)	Función de PSH (x = PSH)
log	$y_{N_log_dia_año} =$ $-0,036 \cdot \ln(x_{días}) + 1,142$	$y_{N_log_PSH_año} =$ $-0,043 \cdot \ln(x_{PSH}) + 1,1122$	
	$R^2 = 0,8148$	$R^2 = 0,9084$	
pol	$y_{N_pol_dia_año} = -7 \cdot 10^{-11}x^3 + 2 \cdot$ $10^{-7}x^2 - 0,0002x + 1$	$y_{N_pol_PSH_año} = -5 \cdot 10^{-9}x^3 + 4 \cdot$ $10^{-6}x^2 - 0,001x + 1$	
	$R^2 = 0,9389$	$R^2 = 0,9364$	
exp	$y_{N_exp_dia_año} = 1,1672x^{-0,039}$	$y_{N_exp_PSH_año} = 1,131x^{-0,046}$	
	$R^2 = 0,7946$	$R^2 = 0,8926$	

Como se puede observar, el ajuste que mejor describe en la planta fotovoltaica de NEXUS la relación entre $P_{MPP_STC_pu}$ y tanto en función del tiempo como en PSH es el ajuste polinómico de tercer grado con valores de R^2 de 0,9389 y 0,9364 respectivamente. Esta situación es idéntica a la observada en la planta fotovoltaica de ETSID, con valores de R^2 de 0,9316 y 0,9347 respectivamente.

En los ajustes logarítmico y exponencial, nuevamente tenemos valores muy aceptables que describen la relación cuando los evaluamos en función de las PSH, con R^2 de alrededor de 0,9 en ambos casos y valores algo inferiores de entorno 0,8 cuando los representamos frente el tiempo.

A la hora de analizar las ecuaciones de ajuste se observa que en todas ellas hay un cambio de tendencia pronunciado en el rango de 700 a 800 PSH que coincide con unas pérdidas mensuales de potencia menores de un 1 %, lo que algunos autores consideran como un indicador de que la estabilización ha sido alcanzada [102,103].

Este período coincide con aproximadamente 120-140 días de exposición a la luz solar, lo que también coincide con las revisiones bibliográficas realizadas en el Capítulo 1.

Ya que uno de los principales objetivos del presente estudio es caracterizar el efecto de la estabilización, los mismos ajustes logarítmicos, polinómicos y exponenciales han sido llevados a cabo para un período de tiempo coincidente con la exposición solar de las plantas a 700 PSH, valor que coincide con lo que parece ser el punto de estabilización aproximado según los datos arrojados.

Por ello, los mismos tres tipos de ajuste del valor de $P_{MPP_STC_pu}$ frente a tiempo en días y a PSH son realizados esta vez para el período de tiempo en el que se alcanza el valor de 700 PSH para cada una de las plantas, a fin de observar que metodología describe mejor la fase de estabilización del silicio amorfo en las plantas.

Comenzando con la planta ETSID, en la Figura 4-12 podemos observar los dos ajustes representados por la Ecuación 4-18 ($Y_{E_log_dia_700PSH}$) en el caso de potencia frente a tiempo y la Ecuación 4-19 ($Y_{E_log_PSH_700PSH}$) al representar potencia frente a PSH.

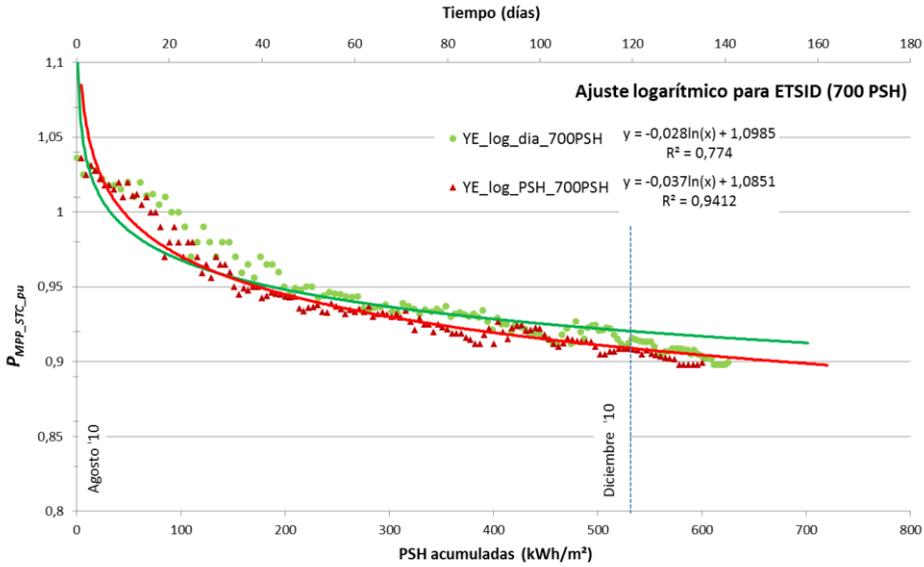


Figura 4-12 Ajuste logarítmico 700 PSH para ETSID

$$y_{E_log_día_700PSH} = -0,028 \cdot \ln(x) + 1,0985 \quad \text{Ecuación 4-18}$$

$$y_{E_log_PSH_700PSH} = -0,037 \cdot \ln(x) + 1,0851 \quad \text{Ecuación 4-19}$$

Los ajustes polinómicos de este caso, están representados en la Figura 4-13. La Ecuación 4-20 ($Y_{E_pol_día_700PSH}$) representa $P_{MPP_STC_pu}$ respecto al tiempo y la Ecuación 4-21 ($Y_{E_pol_PSH_700PSH}$) lo representa respecto a las PSH.

$$y_{E_pol_día_700PSH} = 4 \cdot 10^{-10} x^3 - 2 \cdot 10^{-7} x^2 - 0,0002x + 1 \quad \text{Ecuación 4-20}$$

$$y_{E_pol_PSH_700PSH} = 1 \cdot 10^{-8} x^3 + 2 \cdot 10^{-6} x^2 - 0,0012x + 1 \quad \text{Ecuación 4-21}$$

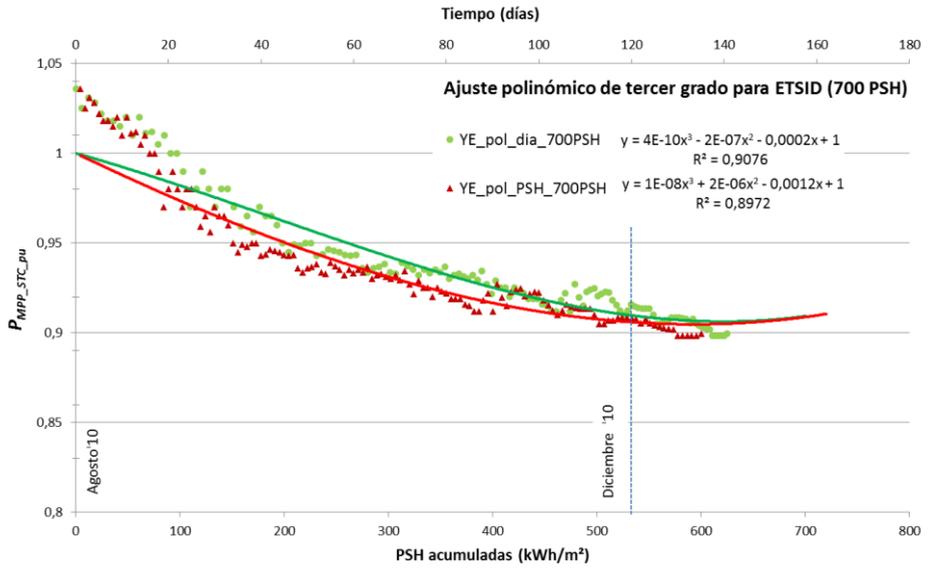


Figura 4-13 Ajuste polinómico 700 PSH para ETSID

La Figura 4-14 representa el ajuste exponencial mediante la Ecuación 4-22 ($Y_{E_exp_dia_700PSH}$) en el caso de potencia contra tiempo y con la Ecuación 4-23 ($Y_{E_exp_PSH_700PSH}$) en el caso de potencia contra PSH.

$$Y_{E_exp_dia_700PSH} = 1,1073x^{-0,029} \quad \text{Ecuación 4-22}$$

$$Y_{E_exp_PSH_700PSH} = 1,0925x^{-0,038} \quad \text{Ecuación 4-23}$$

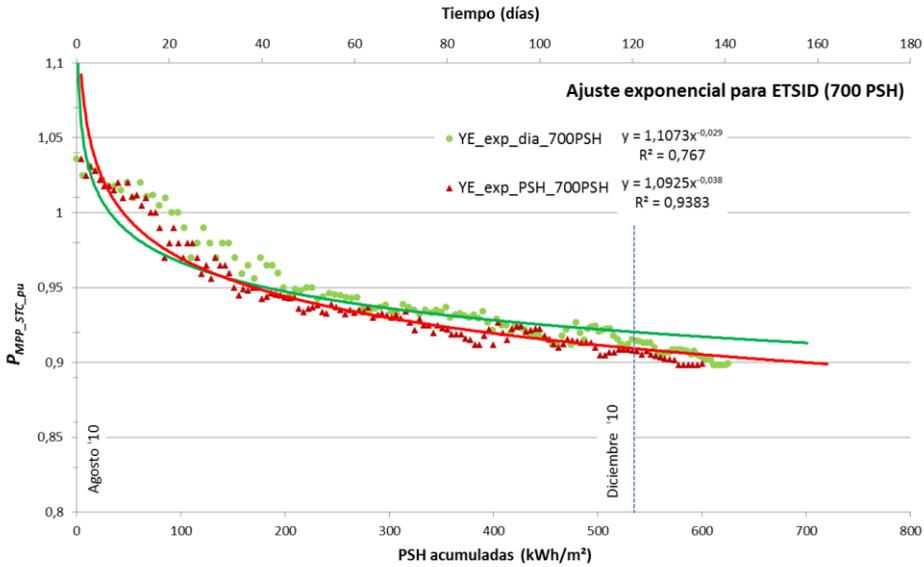


Figura 4-14 Ajuste exponencial 700 PSH para ETSID

Al igual que en el caso de ajustes al período de tiempo de un año, en la Tabla 4-7 se puede observar un resumen de los ajustes en los dos casos para los tres tipos de expresiones evaluadas.

Nos encontramos con que los tipos de ajuste que mejor representan los datos evaluados, son los ajustes logarítmico y exponencial cuando se efectúa la representación contra las PSH. (Valores de R^2 cercanos a 0,94). Esta situación es contraria a la que se presenta cuando se realizan los ajustes al período de tiempo de un año. Cuando representamos contra el tiempo, los ajustes logarítmico y exponencial proporcionan los peores datos de ajuste, de en torno $R^2 = 0,75$. Sin embargo, el ajuste polinómico, al igual que ocurría en el caso de un año, no se ve muy alterado en ninguno de los dos casos (tiempo y PSH), dando ajustes más estables.

Tabla 4-7 Ecuaciones de ajuste de $P_{MPP_STC_pu}$ en 700 PSH para ETSID

		ETSID	
		función del tiempo (x = días)	Función de PSH (x = PSH)
log	$y_{E_log_dia_700PSH} = -0,028 \cdot \ln(x) + 1,0985$	$y_{E_log_PSH_700PSH} = -0,037 \cdot \ln(x) + 1,0851$	
	$R^2 = 0,774$	$R^2 = 0,9412$	
pol	$y_{E_pol_dia_700PSH} = 4 \cdot 10^{-10}x^3 - 2 \cdot 10^{-7}x^2 - 0,0002x + 1$	$y_{E_pol_PSH_700PSH} = 1 \cdot 10^{-8}x^3 + 2 \cdot 10^{-6}x^2 - 0,0012x + 1$	
	$R^2 = 0,9076$	$R^2 = 0,8972$	
exp	$y_{E_exp_dia_700PSH} = 1,1073x^{-0,029}$	$y_{E_exp_PSH_700PSH} = 1,0925x^{-0,038}$	
	$R^2 = 0,767$	$R^2 = 0,9383$	

Por último, se representan en las tres siguientes figuras los valores de ajustes para NEXUS en el caso de extender el análisis a las primeras 700 PSH de exposición.

En la Figura 4-15 el valor de $P_{MPP_STC_pu}$ contra tiempo está representado mediante la Ecuación 4-24 ($Y_{N_log_dia_700PSH}$) y contra el valor de PSH en la Ecuación 4-25 ($Y_{N_log_PSH_700PSH}$) para ajuste logarítmico.

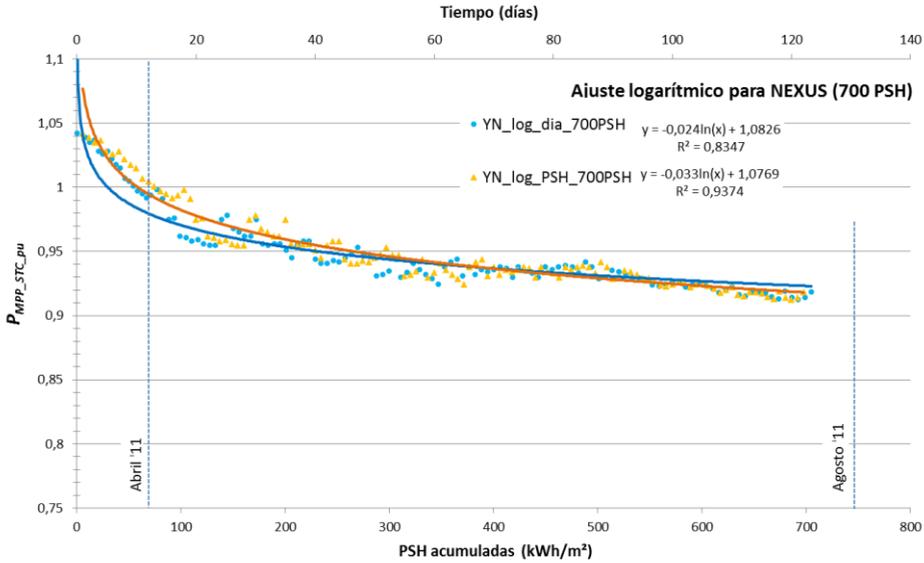


Figura 4-15 Ajuste logarítmico 700 PSH para NEXUS

$$Y_{N_log_dia_700PSH} = -0,024 \cdot \ln(x) + 1,0826 \quad \text{Ecuación 4-24}$$

$$Y_{N_log_PSH_700PSH} = -0,033 \cdot \ln(x) + 1,0769 \quad \text{Ecuación 4-25}$$

En la Figura 4-16 se observa la potencia contra el tiempo cuya expresión esta descrita en la Ecuación 4-26 ($Y_{N_pol_dia_700PSH}$) y contra el valor de PSH en la Ecuación 4-27 ($Y_{N_pol_PSH_700PSH}$) para un ajuste de tipo exponencial de tercer grado.

$$Y_{N_pol_dia_700PSH} = 2 \cdot 10^{-10}x^3 + 5 \cdot 10^{-6}x^2 - 0,0012x + 1 \quad \text{Ecuación 4-26}$$

$$Y_{N_pol_PSH_700PSH} = -3 \cdot 10^{-10}x^3 + 4 \cdot 10^{-7}x^2 - 0,0003x + 1 \quad \text{Ecuación 4-27}$$

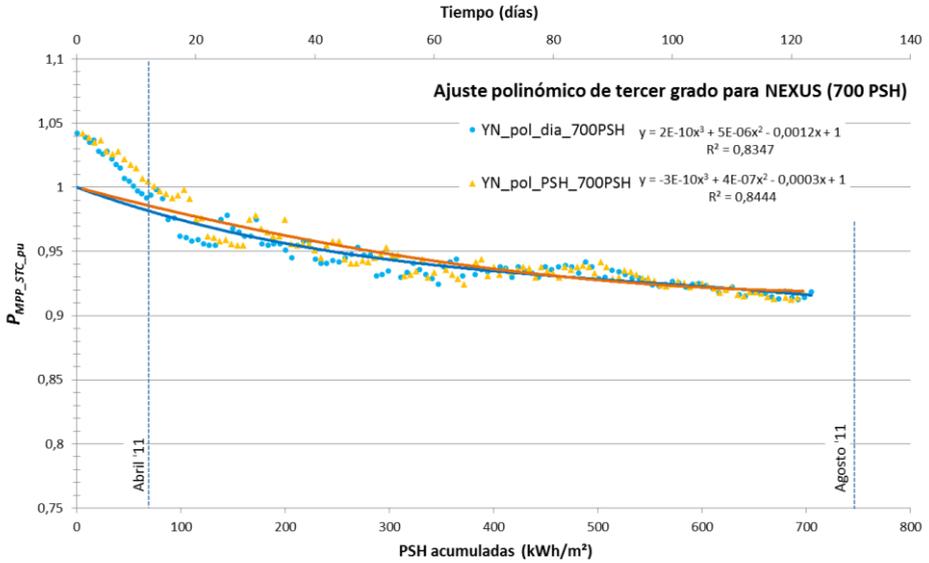


Figura 4-16 Ajuste polinómico 700 PSH para NEXUS

Por último en la Figura 4-17 podemos observar el ajuste de tipo exponencial representado por la Ecuación 4-28 ($Y_{N_exp_dia_PSH}$) para $P_{MPP_STC_pu}$ contra tiempo y la Ecuación 4-29 ($Y_{N_exp_PSH_700PSH}$) para $P_{MPP_STC_pu}$ contra PSH.

$$Y_{N_exp_dia_700PSH} = 1,0882x^{-0,025} \quad \text{Ecuación 4-28}$$

$$Y_{N_exp_PSH_700PSH} = 1,082x^{-0,034} \quad \text{Ecuación 4-29}$$

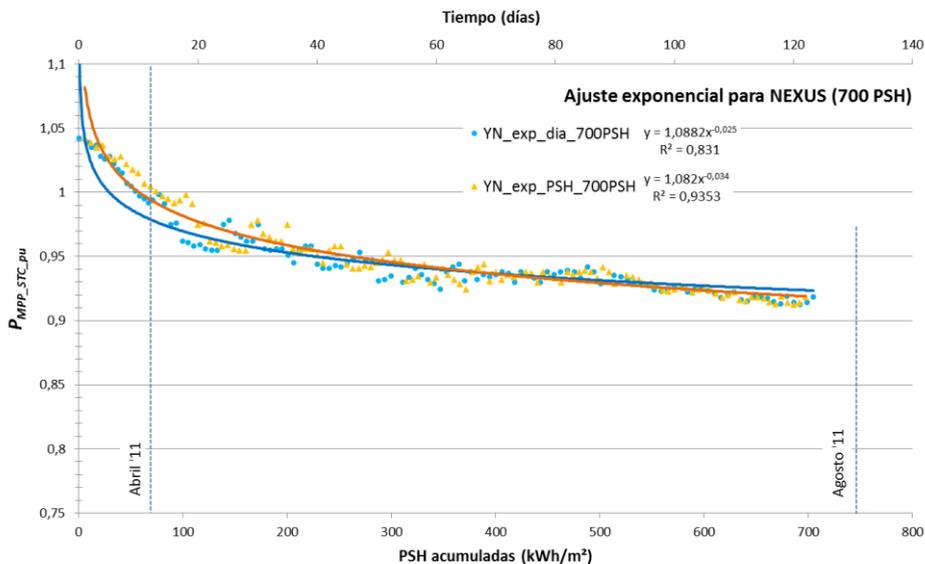


Figura 4-17 Ajuste exponencial 700 PSH para NEXUS

En la Tabla 4-8 están resumidos los valores de ajustes y R^2 para los últimos tres casos anteriores de la planta NEXUS.

Nos ocurre igual que ocurría para la planta ETSID, los valores de ajuste polinómico no varían apenas al representar entre tiempo y PSH pero son inferiores que los valores de los ajustes logarítmicos y exponenciales al representar contra PSH.

Al analizar los datos de potencia con ambas metodologías, la comparativa frente a PSH se muestra más precisa en todos los casos, tanto evaluando a un año como en un período de tiempo más representativo de la estabilización como es el caso de 700 PSH.

Tabla 4-8 Ecuaciones de ajuste de $P_{MPP_STC_pu}$ en 700 PSH para NEXUS

		NEXUS	
		función del tiempo (x = días)	Función de PSH (x = PSH)
log	$y_{N_log_dia_700PSH} = -0,024 \cdot \ln(x) + 1,0826$	$y_{N_log_PSH_700PSH} = -0,033 \cdot \ln(x) + 1,0769$	
	$R^2 = 0,8347$	$R^2 = 0,9374$	
pol	$y_{N_pol_dia_700PSH} = 2 \cdot 10^{-10}x^3 + 5 \cdot 10^{-6}x^2 - 0,0012x + 1$	$y_{N_pol_PSH_700PSH} = -3 \cdot 10^{-10}x^3 + 4 \cdot 10^{-7}x^2 - 0,0003x + 1$	
	$R^2 = 0,8347$	$R^2 = 0,8444$	
exp	$y_{N_exp_dia_700PSH} = 1,0882x^{-0,025}$	$y_{N_exp_PSH_700PSH} = 1,082x^{-0,034}$	
	$R^2 = 0,831$	$R^2 = 0,9353$	

Los resultados basados en PSH muestran sus mejoras como se puede ver en $y_{E_log_PSH_700PSH}$ ($R^2 = 0,94$), $y_{N_log_PSH_700PSH}$ ($R^2 = 0,93$), $y_{E_exp_PSH_700PSH}$ ($R^2 = 0,93$) e $y_{N_exp_PSH_700PSH}$ ($R^2 = 0,93$) que son claros indicadores de que a la hora de representar la estabilización por el efecto LID es mejor utilizar estos valores que la escala temporal en días.

A la hora de evaluar el período de tiempo en la escala de un año, el tipo de ajuste matemático más efectivo es el polinómico, y responde igual de bien al evaluar contra el tiempo que contra las PSH.

Para el período de tiempo de 700 PSH, el cual es mejor indicativo del tiempo real de estabilización, la mejora en los ajustes es más clara y precisa excepto en el tipo de ajuste polinómico. En este caso, los ajustes exponencial y logarítmico obtienen mejores valores que el polinómico a la hora de evaluar contra PSH.

4.3.3 Ajuste matemático con función dosis-respuesta

El proceso de estabilización de ambas plantas es analizado por medio de la variación de $P_{MPP_STC_pu}$ durante los primeros meses de operación en función de la irradiación incidente acumulada en PSH, debido a que los estudios anteriores arrojan mejores valores de ajuste para este método que comparándolo con el tiempo.

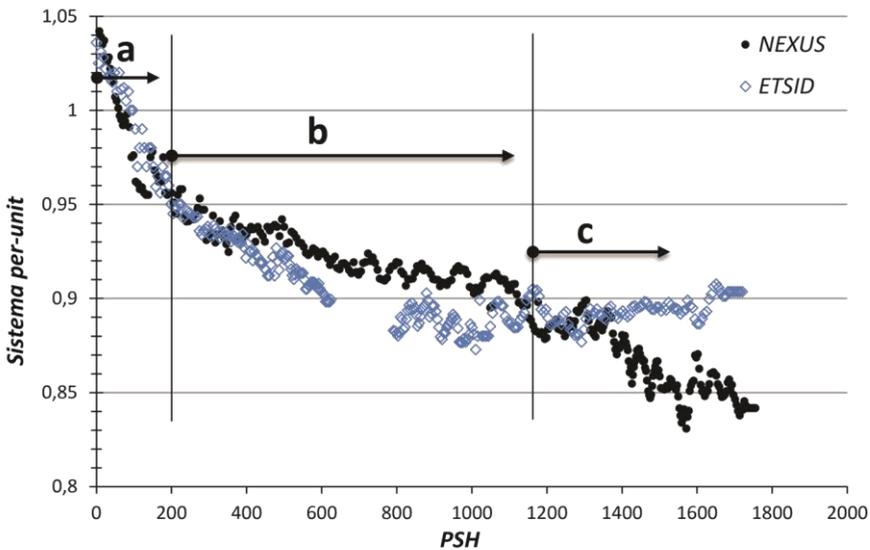


Figura 4-18 Evolución de $P_{MPP_STC_pu}$ contra PSH acumuladas

La Figura 4-18 presenta la evolución de la $P_{MPP_STC_pu}$ en ambas instalaciones en las que se observan claras similitudes. Tanto en ETSID como en NEXUS existen tres diferentes regiones en la evolución del funcionamiento temporal de las instalaciones. En la región “a” que varía desde el principio de funcionamiento de la planta hasta aproximadamente 200, PSH el valor de la potencia cae rápidamente desde su valor inicial. En la región “b” que se extiende desde aproximadamente 200 PSH hasta 1150 PSH continúa el descenso pero presenta una pendiente menor. En la región “c” el

comportamiento de ambas plantas presenta una gran divergencia respecto a la evolución de la $P_{MPP_STC_pu}$.

Para valores superiores a 1150 PSH, lo que supone aproximadamente 8 meses desde la primera exposición solar, cada planta fotovoltaica presenta su propio comportamiento. La planta fotovoltaica ETSID presenta una pequeña recuperación en los valores de potencia mientras que NEXUS presenta un nuevo decrecimiento en estos. La recuperación de la planta ETSID se explica por medio de las variaciones estacionales presentes en los módulos de a-Si:H [102,116,143]. El fenómeno de templado ocurre cuando los módulos son expuestos a altas temperaturas (meses de verano) induciendo un proceso reversible en el que los átomos de hidrogeno vuelven a su estado original. Como consecuencia de este fenómeno, la potencia de salida de la planta muestra una declinación combinada con una variación sinusoidal. Esta evolución sinusoidal, dependiendo de las condiciones climáticas, ha sido calculada entre los 6 y 10 meses de exposición a la luz solar y para una irradiación acumulada de unos 1000 PSH.

La planta fotovoltaica NEXUS comenzó su exposición en abril, al comienzo de la primavera, mientras que la planta ETSID comenzó a generar energía al final de Julio, durante el mes más cálido del año en Valencia. El uso de valores *per-unit* nos permite comparar el comportamiento de ambas instalaciones y observar que los módulos fotovoltaicos expuestos por primera vez en una temporada de baja radiación (NEXUS) alcanzan valores similares de estabilización debidos al efecto LID que una planta con un comienzo de su exposición solar durante meses de alta irradiancia (ETSID). La diferencia entre ambas curvas aparece en la escala temporal, ya que ETSID se estabiliza a una menor velocidad y de manera más estable. Para alcanzar el nivel de 200 PSH, la planta NEXUS necesitó 40 días mientras que ETSID únicamente 33 días.

Debido a la respuesta de los valores de $P_{MPP_STC_pu}$ la Figura 4-18 muestra dos regiones diferentes antes de alcanzar el valor estacionario. Esto nos hace pensar que dos diferentes defectos están presentes en las capas delgadas de a-Si que forman parte de los módulos de silicio amorfo y por lo tanto, es razonable analizar el efecto LID a través de funciones matemáticas de dosis-respuesta.

La relación dosis-respuesta, o exposición-respuesta describe los cambios en un material o sistema debido a la acción de algún agente externo después de un cierto tiempo de exposición. Estudiando este tipo de relación y desarrollando sus correspondientes modelos, los niveles de estabilización y las dosis (tiempo o PSH) para las plantas fotovoltaicas pueden ser estimados.

Otros autores han utilizado correlaciones polinómicas o exponenciales para describir este efecto como ya hemos visto anteriormente, sin embargo, la ventaja de una aproximación dosis-respuesta radica en que no es solamente un ajuste de los datos sino que aporta una descripción a partir de determinados parámetros físicos del proceso observado experimentalmente en las dos plantas analizadas.

La función logística también conocida como función sigmoideal, dosis-respuesta, curva logística o curva en “S” es una función matemática que aparece en diversos modelos de crecimiento de poblaciones, economía, biología, propagación de enfermedades epidémicas o incluso difusión en redes sociales [144–148]. Dicha función constituye un refinamiento del modelo exponencial para el crecimiento de una magnitud. En su descripción genérica el estudio inicial de crecimiento es aproximadamente exponencial; pero después de un tiempo, aparece la competencia entre algunos miembros población por algún recurso crítico y la tasa de crecimiento disminuye hacia un crecimiento que se detiene finalmente en la madurez.

A nivel teórico explica perfectamente, pero de forma inversa, el comportamiento experimental observado en la evolución de la $P_{MPP_STC_pu}$ cuando se ve expuesta a la luz solar. Primero se comporta como una curva de decaimiento exponencial [110], después pasa un punto de inflexión en el que la pendiente cambia de sentido y continua con la forma de una curva logarítmica hasta que llega a un límite de estabilización. Debido a las grandes similitudes de la función dosis-respuesta con lo observado y estudiado en anteriores ajustes se propone un ajuste de los datos a este tipo de función.

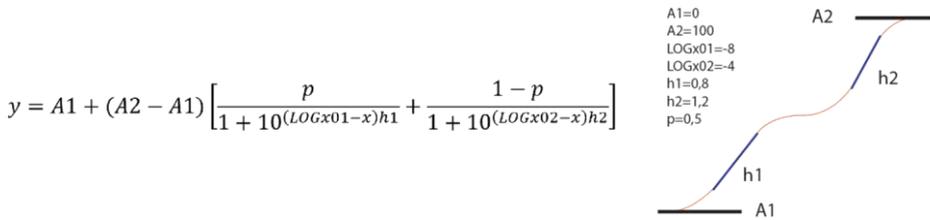
La función logística simple se define mediante la Ecuación 4-30:

$$P(t) = \frac{1}{1 + Y^{-t}}$$

Ecuación 4-30

Donde la variable P representa la población, donde Y es la constante de Euler y la variable t representa el tiempo. Se puede obtener la curva S para valores de t en el rango de los números reales desde $-\infty$ a $+\infty$.

La curva dosis-respuesta genérica se muestra en la Figura 4-19 y está representada por los parámetros $A1$, $A2$, $LOGx01$, $LOGx02$, $h1$, $h2$ y p .



Fuente: Elaboración propia a partir de [110]

Figura 4-19 Función matemática dosis-respuesta

Los parámetros que aparecen en la función dosis-respuesta han sido identificados para el estudio de nuestro fenómeno, siendo $P_{MPP_STC_pu}$ la variable dependiente y las PSH acumuladas la variable independiente. La expresión obtenida después de la identificación de los parámetros es la siguiente:

$$y = P_s + (P_I - P_s) \left[\frac{p}{1 + 10^{(C1-x)m1}} \right] + \left[\frac{1-p}{1 + 10^{(C2-x)m2}} \right] \quad \text{Ecuación 4-31}$$

Donde la información analizada y extraída del estudio se corresponde con; $P_s = P_{MPP_STC_pu}$ estabilizada; $P_I = P_{MPP_STC_pu}$ inicial; $C1$ = valor de PSH de la evolución donde se muestra la primera pendiente; $C2$ = valor de PSH de la evolución para la segunda pendiente; $m1$ y $m2$ son las correspondientes pendientes en m^2/kWh ; p = peso de cada uno de los dos términos usados para el ajuste. En la Tabla 4-9 se muestran todos los parámetros del ajuste para las dos plantas, son destacables los altos valores

de ajuste de 98,1 % y 96,4 % descritos por este método comparados incluso con los más que aceptables valores de los primeros ajustes realizados.

Tabla 4-9 Parámetros de ajuste del sistema dosis-respuesta

	P_s	P_t	$C1(kWh/m^2)$	$C2(kWh/m^2)$
ETSID	0,8833	1,043	104,7660	510,0287
NEXUS	0,9084	1,042	65,4689	373,2930

	$m1(m^2/ kWh)$	$m2(m^2/ kWh)$	p	R^2
ETSID	-0,00842	-0,00316	0,6077	0,981
NEXUS	-0,02136	-0,00238	0,5463	0,964

Las curvas ajustadas dosis-respuesta para ambas plantas están representadas en las Figura 4-20 para NEXUS y en la Figura 4-21 para ETSID.

A partir del análisis de los datos experimentales representados en ambas figuras y considerando los estudios bibliográficos hasta la fecha, es razonable pensar que hasta valores de 1000 PSH (alrededor de 7 meses de exposición a la luz solar para ambas plantas) pueden ser detectados dos tipos de poblaciones de defectos. La manera en la que estos defectos modulan el funcionamiento de los módulos se ve también influenciada por la velocidad a la que acumulan la radiación.

En la Figura 4-18 la región “a” está caracterizada por una pendiente mayor que la correspondiente en la región “b”. En la región “b” las pendientes son bastante similares para ambas instalaciones, confirmado esto con los valores de los parámetros $m2_{ETSID}$ y $m2_{NEXUS}$ mostrados en la Tabla 4-9.

Las diferencias en la fecha de comienzo de la exposición solar para cada una de las plantas (ETSID a final de Julio y NEXUS comienzo de Abril) y su diferencia en T_{amb}

(Abril más frío que Julio) inducen a una pendiente m_{NEXUS} prácticamente 3 veces mayor en la planta NEXUS ($/m_{NEXUS}/ = 0,02136 \text{ m}^2/\text{kWh}$) que en la planta ETSID ($/m_{ETSID}/ = 0,00842 \text{ m}^2/\text{kWh}$).

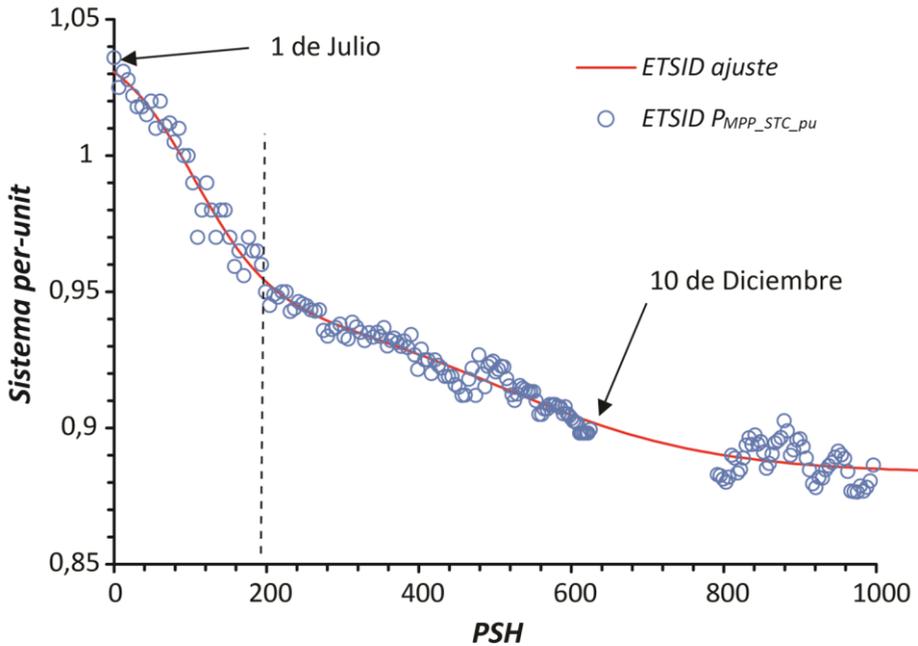


Figura 4-20 Ajuste dosis-respuesta NEXUS

Debido a esto, la estabilización final de $P_{MPP_STC_pu}$ alrededor de 0,9 pu es alcanzada más despacio en los primeros meses para la planta ETSID

De acuerdo a los ajustes utilizados, $/m_{ETSID}/ = 0,0032 \text{ m}^2/\text{kWh}$ es mayor que $/m_{NEXUS}/ = 0,0024 \text{ m}^2/\text{kWh}$. Esto es explicado por el hecho de que entre 200 PSH y 1150 PSH los módulos de la planta ETSID trabajan durante los meses más fríos del año mientras que ese intervalo en la planta de NEXUS ocurre en los meses más cálidos.

Diferentes poblaciones de defectos están presentes en el material de a-Si:H antes de ser expuestos a la radiación solar. Pero claramente un primer tipo de defectos metaestables (D1) adquiere su configuración estable pasada la primera dosis de irradiación (algo inferior a 200 PSH para ambas plantas) y un segundo tipo de defectos metaestables (D2) sigue presente en la región “b” y evoluciona hasta valores alrededor de 800 PSH (valores cercanos a los 700 PSH estimados de estabilización para los ajustes logarítmico, exponencial y polinómico).

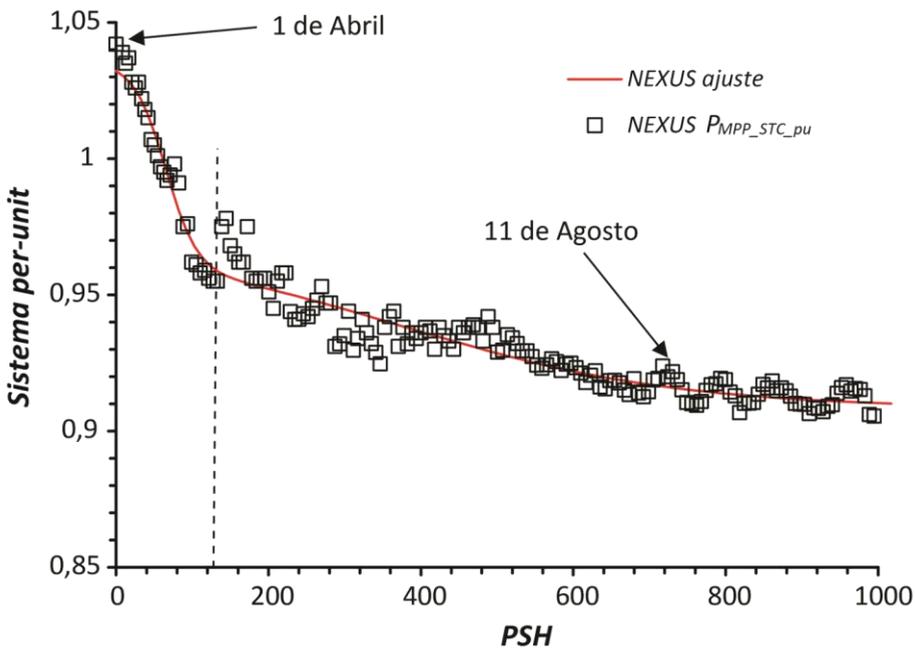


Figura 4-21 Ajuste dosis-respuesta ETSID

Las evoluciones de los valores de potencia en la Figura 4-20 y en la Figura 4-21 muestran que justo antes de llegar los valores de 800 PSH comienza una oscilación periódica. De acuerdo con los modelos, el valor estabilizado de $P_{MPP_STC_pu}$ es alcanzado para un parámetro P_s de entre 0,88 y 0,90. El parámetro p usado en los ajustes muestra que la población de defectos D1, que alcanza primeramente su

configuración estable, es solo ligeramente superior que la subsecuente evolución de D2.

Como se ha podido comprobar, los resultados basados en PSH facilitan el estudio de plantas fotovoltaicas que han iniciado su funcionamiento en diferentes épocas del año. Frente a los ajustes clásicos encontrados en la bibliografía, logarítmico y exponencial, que alcanza un valor de ajuste máximo del 94 % ($y_{Elog_PSH_700PSH}$ ($R^2 = 0,94$), $y_{N_log_PSH_700PSH}$ ($R^2 = 0,93$), $y_{E_exp_PSH_700PSH}$ ($R^2 = 0,93$) e $y_{N_exp_PSH_700PSH}$ ($R^2 = 0,93$)), la función dosis respuesta proporciona unos valores de ajuste superiores (de 98,1 % en ETSID y del 96,4 % en Nexus). Por todo ello, se propone el modelo descrito en la Ecuación 4-31 para describir la estabilización inicial de los módulos de silicio amorfo hidrogenado. Esta función describe el comportamiento experimental obtenido mediante el sistema de monitorización implementado mejor que otros métodos detallados en la bibliografía y comparados en el presente estudio que utilizan otros ajustes de regresión, y permite relacionar la evolución del funcionamiento de las plantas fotovoltaicas con las condiciones de irradiación.

4.4 Comparativa de la diferencia de eficiencia anual

El análisis de la eficiencia de conversión eléctrica completa la caracterización de las instalaciones fotovoltaicas.

La Figura 4-22 muestra la comparación de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos en un día de la primera semana de exposición solar (día 1) y de otro día un año después, al final del estudio (día 365) para la planta ETSID.

El día elegido ha sido un día típico soleado para ambos casos, con valores de $GI > 700 \text{ W/m}^2$ a mediodía. Usando los valores de P_{MPP} y la irradiancia obtenida del sistema de monitorización y conociendo el área de captación del campo fotovoltaico (A_{PV}), la eficiencia instantánea puede ser calculada con la siguiente ecuación:

$$\eta_{PV} = \frac{P_{MPP}}{GI * A_{PV}} \quad \text{Ecuación 4-32}$$

En la Tabla 4-10 se muestra un ejemplo de los datos recogidos del sistema de monitorización necesarios para este estudio. Se utilizan valores medios instantáneos calculados para cada minuto del día en el que se recogen los valores de potencia instantánea de la planta en kW e irradiancia recibida sobre la superficie de los módulos en kW/m².

Tabla 4-10 Recogida de datos para comparativa de eficiencias (planta ETSID)

		P_{MPP}	GI	η
Fecha	Hora	kW	kW/m ²	%
01/08/2010	13:11:00	3,02	0,876	5,74 %
01/08/2010	13:12:00	3,02	0,878	5,72 %

		P_{MPP}	GI	η
01/08/2010	13:13:00	3,02	0,881	5,70 %
01/08/2010	13:14:00	3,04	0,885	5,71 %

Obteniendo los datos de eficiencia de ambos días se representan junto con las irradiancias en la siguiente gráfica. Las condiciones de irradiancia son similares en ambos días del estudio y la diferencia de eficiencia es fácilmente observable.

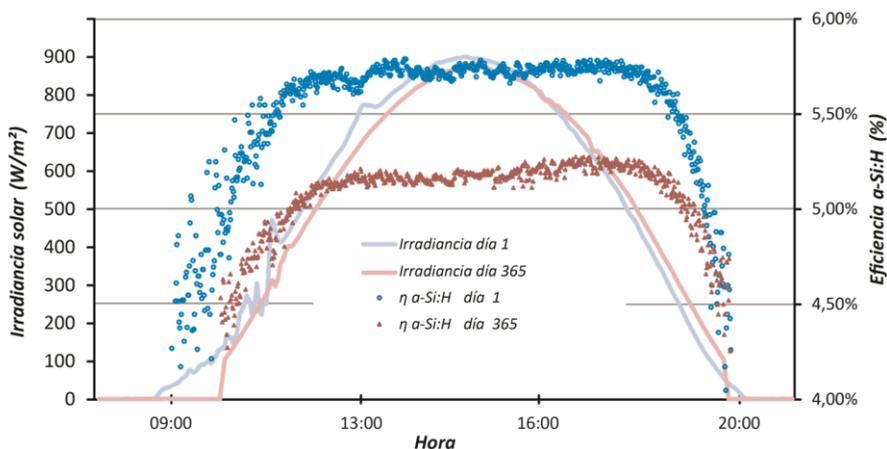


Figura 4-22 Eficiencia e irradiancia comparadas en el primer año

Se observa que los valores medios de eficiencia para el día 1 son de alrededor de 5,7 % contrastando con los valores iniciales máximos de eficiencia de célula calculados mediante *flash report* de 6,36 %.

En la Figura 4-23 se representa mediante un gráfico *Box and Whisker* los valores de eficiencia medios obtenidos mediante *flash report* (6,27 %). Se observa una diferencia de aproximadamente un 0,5 % cuando los valores de *flash report* son comparados con la eficiencia de la célula para el día 1.

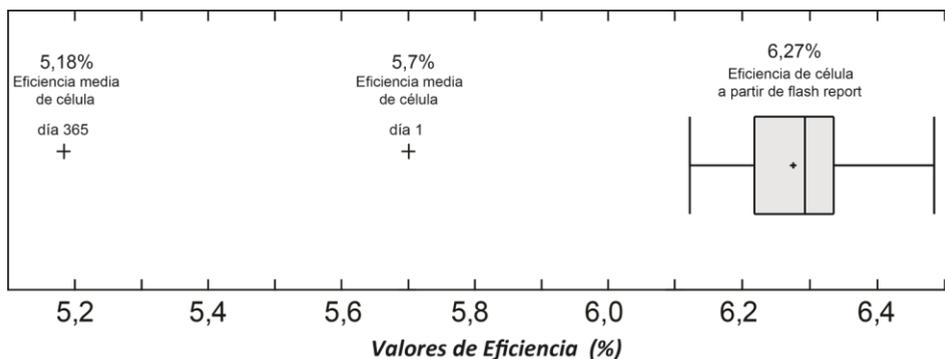


Figura 4-23 Comparativa de eficiencias en el primer año

La Figura 4-23 también representa la eficiencia para el día 365 (5,18 %) lo que arroja un valor de $D_R = 0,52\%$ de la eficiencia de la célula cuando esta es comparada con los valores experimentales medidos al comienzo de la exposición.

Esta degradación del 0,52 % representa aproximadamente un 10 % en P_{MPP} en el período de un año ($4,9 W_{pk}$ por módulo de media). Sin embargo, esta degradación de la potencia al estar incluyendo en el primer año de funcionamiento las pérdidas inducidas por el efecto *SWE* no arroja un valor de D_R realista. Para analizar correctamente la degradación a largo plazo de la eficiencia en la conversión luz-electricidad (denominado *ageing* o envejecimiento.) debería estudiarse este parámetro a mayor escala temporal y excluir del estudio el primer año de funcionamiento con el fin de aislar la degradación a largo plazo del *SWE*.

4.5 Conclusiones

En este capítulo se han estudiado, a partir de los datos recogidos mediante sistemas de monitorización, los procesos de estabilización inicial de dos plantas fotovoltaicas. Primero, se han analizado los datos de potencia y se ha observado su evolución a lo largo del primer año de funcionamiento para ambas plantas. Se ha observado que durante las primeras exposiciones a la radiación solar la potencia desciende considerablemente para después estabilizarse gradualmente en un valor, comportamiento que ha sido descrito en la bibliografía analizada.

Se han observado valores de sobrepotencia muy inferiores (3,6 % y 4,2 %) a los valores máximos dados por los datasheet del fabricante (hasta un 20 %). Las potencias medias estimadas después del primer año de funcionamiento de ambas plantas han sido de $91 \% \pm 3 \%$ para ETSID y $90 \% \pm 4 \%$ para NEXUS valores por debajo de las tolerancias del fabricante. Ambas plantas alcanzan valores similares finales de estabilización independientemente de la época del año en la que comenzaron su exposición a la radiación solar. Sin embargo, esta diferencia de fecha, y por lo tanto de condiciones ambientales diferentes, sí que afecta a la velocidad de la estabilización, siendo esta mayor en la planta cuya fecha de inicio se sitúa en los meses más cálidos, y a la inversa.

Se ha calculado en aproximadamente un 10 % el ratio de degradación anual para ambas plantas durante el periodo del primer año.

En cuanto a los ajustes realizados, se han utilizado diversos tipos de ajustes para describir el fenómeno de la estabilización inicial, entre ellos, han destacado por su capacidad para describirlo los ajustes de tipo logarítmico, exponencial y polinómico. Las ecuaciones de ajuste utilizadas en el presente capítulo han sido parametrizadas utilizando valores obtenidos a partir de los sistemas de monitorización. La parametrización logarítmica cuando es comparada contra valores de PSH y la polinómica cuando se compara la degradación de la potencia contra el tiempo, son las que mejores resultados arrojan en términos del coeficiente de determinación (R^2).

Sin embargo, ya que los ajustes de regresión involucran parámetros de difícil interpretación en términos del fenómeno físico de la LID, se ha procedido con otro

tipo de ajuste que describe los fenómenos físicos del proceso en base a dos defectos de población observados durante el fenómeno de estabilización. Este modelo propuesto se basa en una ecuación bidosis, la cual se ajusta con un mayor detalle a los datos obtenidos ($R^2 = 0,964$ y $R^2 = 0,981$) además de dotar de una explicación real del fenómeno físico y no únicamente describir los datos.

Capítulo 5.
Evolución
estacional de la
potencia en plantas
de a-si

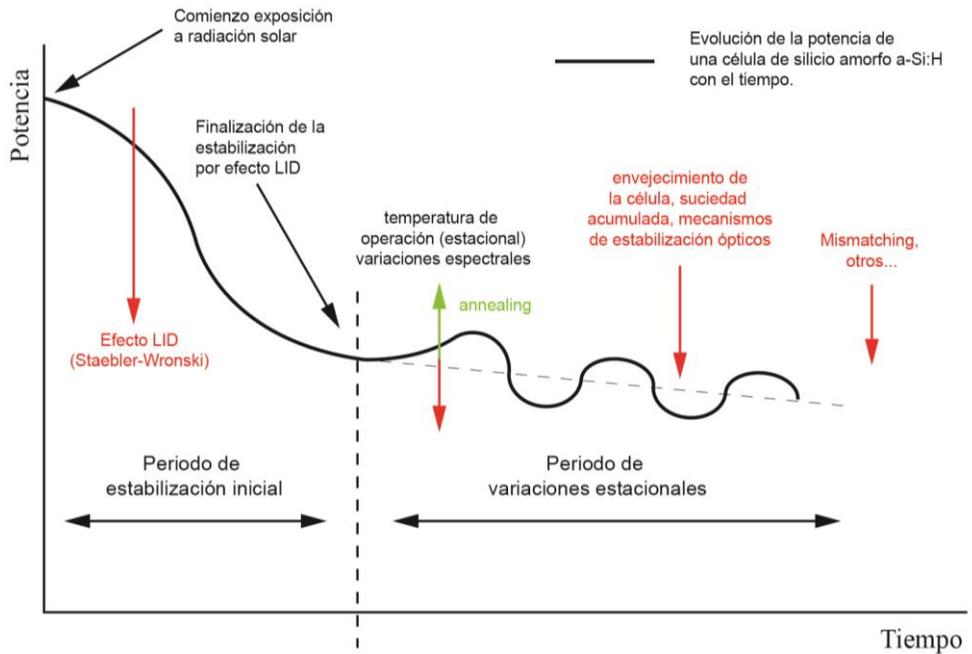
5.1 Introducción

El objetivo principal de este capítulo es el de caracterizar el proceso de estabilización a largo plazo (*steady-state stabilization* o *long-term stabilization*) de una planta de a-Si:H cuando ya ha concluido el proceso de estabilización inicial (*initial stabilization*), con un énfasis especial en determinar cómo es la evolución estacional de la potencia generada en función de la variación de las temperaturas en las diversas estaciones típicas en un clima mediterráneo.

Para ello, utilizando los datos recogidos mediante el sistema de monitorización expuesto en el Capítulo 2, se han realizado una serie de estudios de ajuste de los datos a fin de explicar los diversos fenómenos (*annealing*, *LID*, y *ageing* o envejecimiento) que afectan a la eficiencia de este tipo de plantas una vez concluida su fase de estabilización inicial. Gracias a los valores de $P_{MPP_STC_pu}$ calculados en capítulos anteriores, se podrá caracterizar esta segunda parte de la vida útil de una instalación fotovoltaica de a-Si:H (estabilización a largo plazo).

Casi todos los fabricantes de módulos fotovoltaicos garantizan una degradación lineal a lo largo de 25 años de funcionamiento con un 20% de disminución de la potencia. Esta degradación es la causada por efecto de exposición a la radiación solar. El efecto SWE es el culpable de la degradación a lo largo de los años, sin embargo, existe otro fenómeno, conocido como *annealing* que es provocado por las variaciones estacionales de temperatura que se solapa con el anterior, haciendo que dentro de cada año se produzca una oscilación producida por él.

A partir de la información presente en la bibliografía analizada [62,78,85–87,128], la siguiente figura muestra un esquema que representa los dos períodos representativos de la vida útil de un módulo de silicio amorfo y todos los efectos que influyen en la eficiencia de este tipo de tecnología. El eje temporal de la figura está dividido en dos diferentes periodos coincidentes con los dos estudios realizados en la presente Tesis: el tramo de estabilización inicial y el tramo de estabilización a largo plazo que incluye las variaciones estacionales debidas al *annealing*.



Fuente: Elaboración propia

Figura 5-1 Diagrama de ciclo de vida de un módulo fotovoltaico de a-Si:H

Este segundo tramo de la estabilización será estudiado en este capítulo utilizando los datos obtenidos de la monitorización de las plantas fotovoltaicas localizadas en la UPV.

5.2 Procesado de los datos

Debido a la enorme cantidad de datos procesados por el sistema monitor de las plantas fotovoltaicas y la necesidad de construir un histórico de largo tiempo para el presente estudio, se ha utilizado un criterio similar al realizado por algunos autores para medir el desarrollo de sus plantas a largo plazo, como M. Hussin et al o Wirth et al. [99,110]. Para elegir datos con un patrón lo más regular posible, se ha procedido a recoger todos los valores de medición disponibles de una semana completa para cada uno de los meses del estudio a partir de enero de 2013, cuando las dos plantas fotovoltaicas ya habían concluido su proceso de estabilización inicial. Se establece por defecto la segunda semana del mes y en el caso de que no haya datos válidos (por ejemplo, que hayan problemas con el sistema monitor en ese espacio de tiempo) se evaluarán otras semanas hasta localizar datos válidos para el estudio siguiendo el siguiente orden: tercera semana, primera semana y finalmente la cuarta semana. Todos los datos usados para estudiar la estabilización a largo plazo pasan los dos filtros de irradiancia y variación de irradiancia planteados en el Capítulo 2 y aplicados en el Capítulo 3.

Se define el parámetro $n_{filt_GI_mes}$ como el número de valores de $P_{MPP_STC_pu}$ que para un determinado mes cumplen los requisitos de filtrado de irradiancia superior al valor de GI especificado en W/m^2 y variación de irradiancia menor de $5 W/m^2/min$. La propuesta para caracterizar el proceso de estabilización a largo plazo consiste en determinar un único valor mensual promedio (*average value*) de $P_{MPP_STC_pu}$ definido como $P_{MPP_STC_pu_AV_mes}$, que facilite construir un histórico de datos a lo largo de un intervalo temporal de larga duración. Este valor mensual promedio se obtendrá como el valor medio de los valores de $P_{MPP_STC_pu}$ aceptados en el estudio para dicho mes y es calculado en la Ecuación 5-1 como el sumatorio de los valores $P_{MPP_STC_pu}$ desde la muestra 1 al número de muestras disponibles para cada mes (denominada $n_{filt_GI_mes}$) dividido por el número de muestras disponibles para cada mes.

El primer filtro de datos discrimina el valor mínimo de la irradiancia en el momento de la medición, seleccionando únicamente los datos con valores de irradiancia superiores a $700 W/m^2$ para un primer estudio, sin embargo, para realizar comparaciones se clasifican en tres grupos de acuerdo al umbral de irradiancia que superen.

$$P_{MPP_STC_pu_AV_GI_mes} = \frac{\sum_{n=1}^{n=n_{filt_GI_mes}} P_{MPP_STC_pu}}{n_{filt_GI_mes}}$$

Ecuación 5-1

El segundo filtro es el ya también explicado en el Capítulo 2, por el que los datos cuya variación de irradiancia entre las mediciones inmediatamente anterior y posterior sea superior a 5 W/m²/min quedan descartados. En la Tabla 5-1 se muestra la cantidad de datos recogidos que cumplen los requisitos propuestos para cada uno de los tres años que este estudio abarca y para cada una de las dos plantas fotovoltaicas. Se introduce el término $n_{filt_GI_año}$ para indicar el número de registros de datos que cumplen una determinada condición de filtrado de irradiancia en cada año y que serán utilizados para caracterizar el proceso de estabilización a largo de cada planta fotovoltaica.

Tabla 5-1 Clasificación de los datos disponibles según el nivel de irradiancia sobre el plano fotovoltaico

		$n_{filt_700_año}$ $GI > 700 \text{ W/m}^2$	$n_{filt_800_año}$ $GI > 800 \text{ W/m}^2$	$n_{filt_900_año}$ $GI > 900 \text{ W/m}^2$
		Variación de Irradiancia <5 W/m ² /min		
ETSID	Filtro 1:			
	Filtro 2:			
	2013	2246	1458	363
	2014	1235	703	251
NEXUS	2015	1654	1150	340
	Total	5135	3311	954
	2013	2071	1426	362
	2014	1181	654	223
NEXUS	2015	1648	1128	325
	Total	4900	3208	910

Un total de 5135 líneas de datos válidas han sido recogidas a lo largo de los 3 años para la planta ETSID, dentro de las cuales, 3311 superan los 800 W/m² y 954 los 900 W/m². En la planta fotovoltaica de NEXUS, 4900 conjuntos de datos serán utilizados para el estudio, 3208 de estos tienen un umbral de irradiancia superior a 800 W/m² y en 910 registros la irradiancia supera los 900 W/m². En la Figura 5-2 se representan todos los conjuntos de valores de $P_{MPP_STC_pu}$ calculados en cada mes para realizar este estudio para la planta fotovoltaica NEXUS.

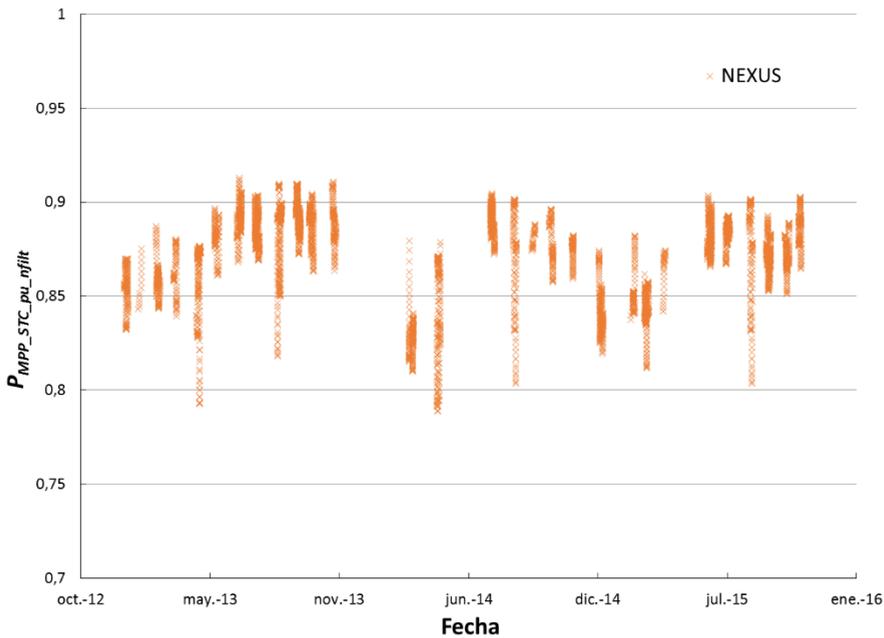


Figura 5-2 Representación de valores $P_{MPP_STC_pu}$ para NEXUS para cada uno de los meses del estudio

En la Figura 5-3 se pueden apreciar los valores mensuales utilizados para el estudio del proceso de estabilización a largo plazo de la planta fotovoltaica de ETSID.

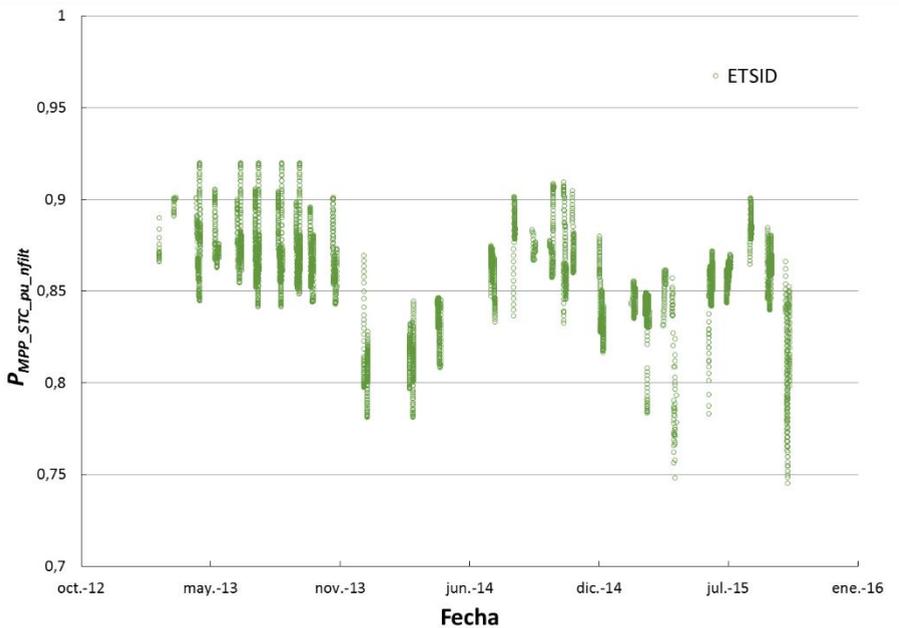


Figura 5-3 Representación de valores $P_{MPP_STC_pu}$ para ETSID para cada uno de los meses del estudio

Es posible observar la tendencia que presentan, adivinando una forma oscilatoria con una ligera pendiente hacia el lado derecho de la gráfica. También se aprecia la mayor densidad de puntos en las zonas centrales que en los límites inferiores y superiores. Igualmente se puede ver, que salvando las diferencias ambas plantas se comportan igual, siguiendo el mismo patrón de variaciones.

5.3 Caracterización de la función de ajuste

En toda la bibliografía examinada sobre los fenómenos transitorios estacionales en plantas basadas en silicio amorfo, numerosos autores se centran en analizar únicamente el ratio de degradación (D_R) de las plantas, ya que, a efectos de estudios de rentabilidad, basta con saber este dato para poder realizar estimaciones de producción energética. Existen muchos estudios que realizan estas estimaciones con el fin de ajustarlo a una relación lineal en la cual la pendiente determina el valor de D_R , como los trabajos de Vikram Sharma y S.S.Chandel [78], D.Jordan y S.Kurtz [96] y A.Limmanee, N. Udomdachanut et al. [91].

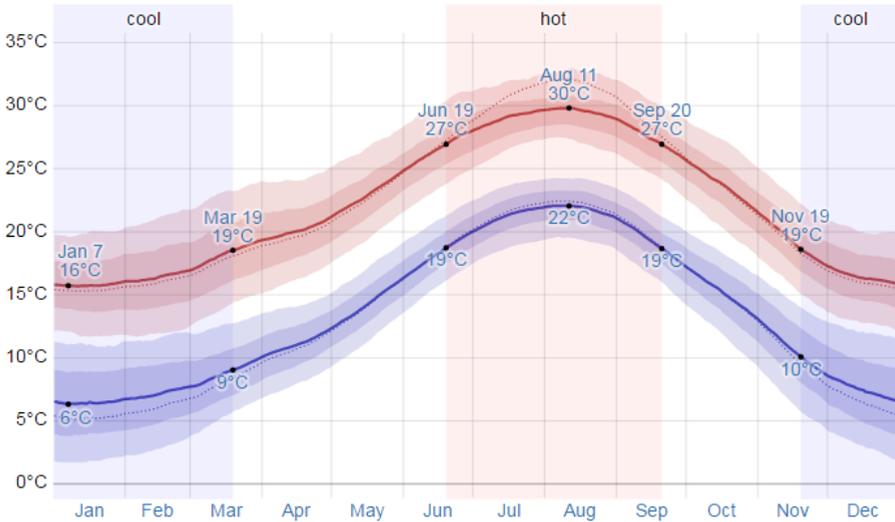
El propósito de este capítulo de la presente Tesis es el de caracterizar esta degradación, pero teniendo también en cuenta los efectos estacionales que sufren estas plantas descritos en la bibliografía por J.Merten, J. Andreu [53] y Phinikarides A, Makrides G et al. [134] y Nikolaeva-Dimitrova, M, Kenny, Robert P. et al. [127].

5.3.1 Función de ajuste senoidal

Partimos de que la eficiencia y la $P_{MPP_STC_pu}$, una vez que han alcanzado su valor de estabilización inicial, descrito en el Capítulo 4, comienzan un descenso presumiblemente lineal a lo largo de la vida útil de los módulos fotovoltaicos, explicado por el efecto *SWE* (descenso de la eficiencia con la exposición a la radiación solar), sobre el que se superpone una oscilación cuyos picos son coincidentes con los picos de temperatura anuales (correspondientes a los meses más cálidos y más fríos) y que se justifica por los ciclos térmicos de *annealing* (recuperación de eficiencia por recocido del material fotovoltaico).

Las siguientes figuras, obtenidas para Valencia en la base de datos de <https://weatherspark.com> [149], muestran como es la evolución de las temperaturas a lo largo de un año promedio (Figura 5-4) y cómo evoluciona la energía solar

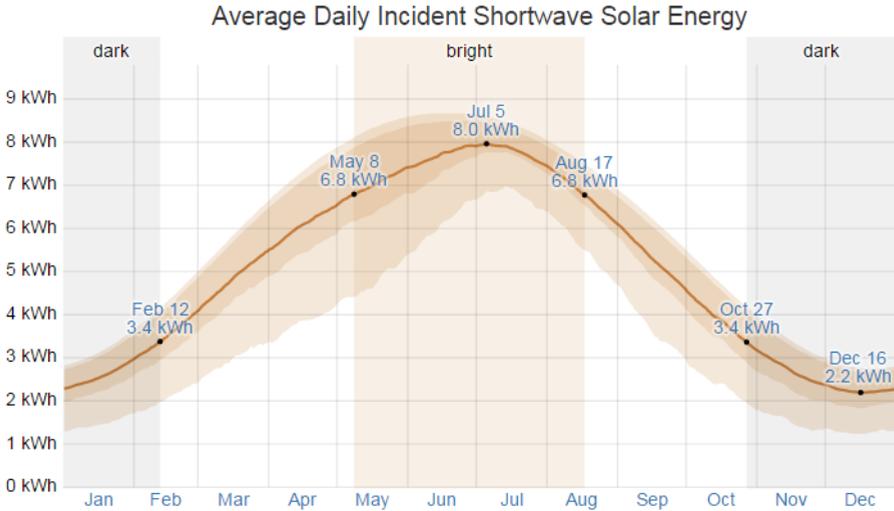
promedio recibida por 1 m² del suelo (Figura 5-5) (equivalente a HSP en el plano horizontal).



Fuente: Weatherspark (2017) [149]

Figura 5-4 Ciclo de temperaturas medias máximas y mínimas en Valencia

A la vista de cómo evolucionan estos valores, con una marcada evolución senoidal, y la coincidencia con la evolución de los valores que hemos calculado de $P_{MPP_STC_pu}$, se plantea describir la recuperación de la eficiencia por los ciclos térmicos de *annealing* mediante una función senoidal.



Fuente: Weatherspark (2017) [149]

Figura 5-5 Ciclo de radiación incidente media anual para Valencia

La función seno, cuya descripción gráfica se puede ver en la Figura 5-6 recorre los valores de un eje principal a lo largo del tiempo oscilando entre valores mínimos y máximos. El recorrido que dicha función realiza entre un punto máximo y el siguiente punto máximo se conoce como período (T). El valor máximo se le conoce como amplitud. A continuación se indica la ecuación representativa de la función seno y los diversos términos que aparecen en ella:

$$y(t) = A \cdot \text{sen}(\omega t + \beta)$$

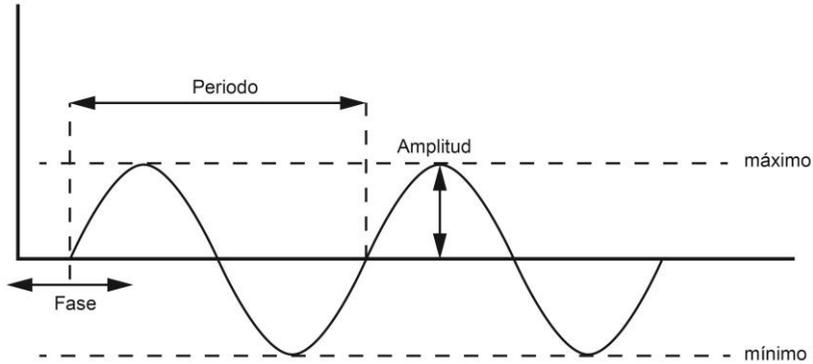
Ecuación 5-2

$$\omega = 2\pi f$$

Ecuación 5-3

$$f = \frac{1}{T}$$

Ecuación 5-4



Fuente: Elaboración propia

Figura 5-6 Función senoidal

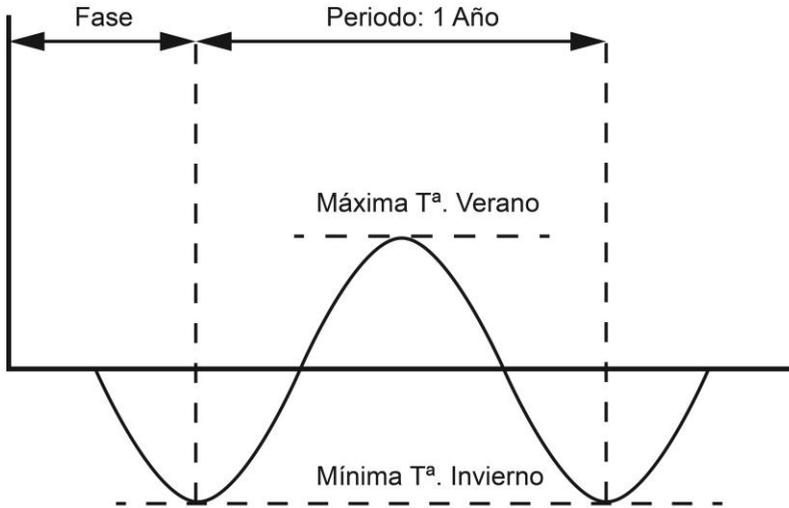
En la Ecuación 5-2 se muestra la forma típica de la expresión en la que el valor A representa la amplitud, el valor f la frecuencia de oscilación, y el parámetro β la fase. La pulsación (ω) está descrita por la Ecuación 5-3 y se relacionan la frecuencia (f) y el periodo (T) en la Ecuación 5-10.

Para ajustar nuestros datos a una ecuación del tipo senoidal vamos a caracterizar cada uno de los parámetros que la componen extrayendo experimentalmente los valores de los datos obtenidos con la monitorización.

5.3.2 Período, frecuencia y pulsación de oscilación

Para dotar de significado físico a nuestro ajuste basado en el efecto estacional descrito en la bibliografía de este trabajo, una planta de silicio amorfo sufre un ciclo térmico

de eficiencias completo una vez al año, coincidente con los períodos de mayor y menor temperatura ($T = 365$ días).



Fuente: Elaboración propia

Figura 5-7 Período anual oscilatorio

En la Figura 5-7 se muestra el periodo propuesto anual para estudiar los efectos estacionales, coincidente con el transcurso de un año natural. La fase variará en función de la planta a fin de ajustar los valores máximos y mínimos a los comienzos de funcionamiento de cada una de las plantas fotovoltaicas, que inician la operación en diferentes fechas y presentan una duración temporal diferente del proceso de estabilización inicial.

Disponiendo del valor de período, podemos calcular fácilmente a partir de la Ecuación 5-5 y de la Ecuación 5-10 el valor de pulsación (ω).

5.3.3 Componente oscilatoria, amplitud; Annealing más SWE

El periodo oscilatorio está determinado por los puntos máximos y mínimos de cada ciclo. Cada año ha sido estudiado por separado.

En la Tabla 5-2 se muestra como ejemplo un extracto de los datos para un período de 6 meses (de marzo a agosto de 2013) para la planta fotovoltaica NEXUS. En las tres primeras columnas tenemos el número n de muestras que cumplen las condiciones de filtrado con $GI > 700 \text{ W/m}^2$, $GI > 800 \text{ W/m}^2$ y $GI > 900 \text{ W/m}^2$, sucesivamente (tal como indica el subíndice de la variable n_{filt_***mes}). Se puede observar que la cantidad de datos válidos para cada mes es muy variable, esto se debe a las características particulares de los días aleatoriamente escogidos para el estudio. Si existe un día entre la semana escogida que haya tenido valores bajos de irradiación o variaciones bruscas de esta por efectos ambientales, el filtro de variación de irradiancia descarta todos o prácticamente todos sus datos del estudio. En las columnas 4 y 5 se muestran como ejemplo los valores mínimos ($P_{MPP_STC_pu_min_700_mes}$) y máximos ($P_{MPP_STC_pu_max_700_mes}$) obtenidos para $P_{MPP_STC_pu}$ para el caso $GI > 700 \text{ W/m}^2$ (también se han procesado los valores máximos y mínimos para $GI > 800 \text{ W/m}^2$ y $GI > 900 \text{ W/m}^2$, aunque no se incluyen en esta tabla de ejemplo). Por último en la columna 6 se muestra el valor medio de irradiancia obtenido para todo el conjunto de mediciones de cada mes. Por ejemplo, el mes de abril de 2013 está compuesto por 199 mediciones que cumplen los criterios de filtrado para más de 700 W/m^2 , 171 de entre ellas además cumplirían el criterio $GI > 800 \text{ W/m}^2$ y 96 verifican que $GI > 900 \text{ W/m}^2$. Los valores mínimo y máximo esas mediciones serían; 0,7231 p.u. de valor mínimo y 0,8964 p.u. de valor máximo, y el valor medio de irradiancia (GI_{AV}) para todas las mediciones que es de 882 W/m^2 .

Tabla 5-2 Extracto de 6 meses de datos mensuales para NEXUS

	$n_{filt_700_mes}$	$n_{filt_800_mes}$	$n_{filt_900_mes}$	$P_{MPP_STC_pu_min_700_mes}$	$P_{MPP_STC_pu_max_700_mes}$	GI_{AV} (W/m ²)
mar.-13	82	63	23	0,8225	0,9002	860
abr.-13	199	171	96	0,7231	0,8964	882
may.-13	110	87	47	0,8382	0,9134	869
jun.-13	221	160	45	0,8571	0,9269	840
jul.-13	359	252	53	0,8589	0,9157	835
ago.-13	262	189	90	0,7587	0,9156	851

Con todas las muestras elegidas y clasificadas, se han calculado los valores promedio unitarios mensuales $P_{MPP_STC_pu_AV_GI_mes}$ definidos en la Ecuación 5-1. La Tabla 5-3 muestra un extracto de los valores obtenidos para los mismos meses de la tabla anterior para los valores de irradiancia de 700 W/m², 800 W/m² y 900 W/m².

Tabla 5-3 Cálculo de valores $P_{MPP_STC_pu_AV_GI_mes}$ para NEXUS

	$P_{MPP_STC_pu_AV_700_mes}$	$P_{MPP_STC_pu_AV_800_mes}$	$P_{MPP_STC_pu_AV_900_mes}$
mar.-13	0,8594	0,8610	0,8731
abr.-13	0,8586	0,8572	0,8679
may.-13	0,8816	0,8772	0,8741
jun.-13	0,8925	0,8919	0,8908
jul.-13	0,8857	0,8842	0,8785
ago.-13	0,8921	0,8938	0,8929

Así pues quedan definidos los valores promedio unitarios mensuales de potencia en punto de máxima potencia en condiciones estándar de funcionamiento ($P_{MPP_STC_pu_AV_GI_mes}$), medidos en unidades unitarias para unos valores de irradiación determinados. Como ejemplo, el valor medio de junio de 2013 con una irradiancia de medición superior a 800 W/m² sería; $P_{MPP_STC_pu_AV_800_jun13} = 0,891$.

Una vez obtenidos todos los valores mensuales ($P_{MPP_STC_pu_min_GI_mes}$), $P_{MPP_STC_pu_AV_GI_mes}$ y $P_{MPP_STC_pu_max_GI_mes}$), se procede a representar en las siguientes figuras los valores máximos ($P_{MPP_STC_pu_max_GI_año}$) y mínimos ($P_{MPP_STC_pu_min_GI_año}$) anuales de cada uno de los valores promedios mensuales para cada rango de irradiancia especificado:

- Para NEXUS, año 2013 en la Figura 5-8, año 2014 en la Figura 5-9 y año 2015 en la Figura 5-10.
- Para ETSID, año 2013 en la Figura 5-11, año 2014 en la Figura 5-12 y año 2015 en la Figura 5-13.

La amplitud (A), considerada el valor de oscilación entre ciclo y ciclo generada por los efectos de *annealing* y SWE, es calculada mediante la Ecuación 5-5 como la diferencia entre los valores máximo y mínimo anuales divididos entre dos y su valor es representado en tanto por ciento.

$$A = \frac{P_{MPP_STC_pu_max_GI_año} - P_{MPP_STC_pu_min_GI_año}}{2}$$

Ecuación 5-5

$$P_{MPP_STC_pu_max_GI_año} = \max(P_{MPP_STC_pu_max_GI_mes})$$

Ecuación 5-6

$$P_{MPP_STC_pu_min_GI_año} = \min(P_{MPP_STC_pu_min_GI_mes})$$

Ecuación 5-7

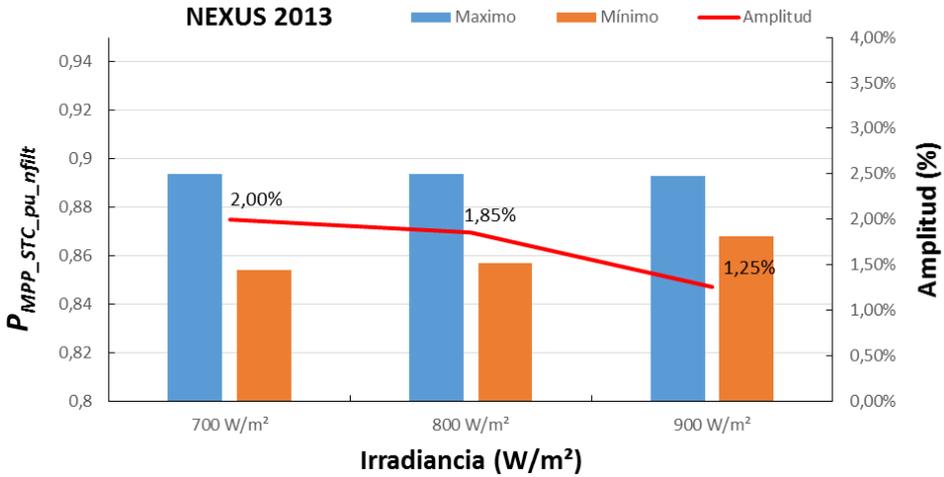


Figura 5-8 Amplitud NEXUS año 2013

En la Figura 5-8 se representan los valores mínimos y máximos para los promedios de los valores medidos de cada uno de los meses para el primero año de estudio (2013) en la planta NEXUS. El valor de amplitud calculado para todos los valores elegidos después del filtrado es de un 2% ($A_{NEXUS_700_2013} = 2\%$). Si el filtro de irradiancia se eleva al nivel de 800 W/m² el valor de amplitud obtenido es de 1,85 % ($A_{NEXUS_800_2013} = 1,85\%$) mientras que si se restringen los valores elegidos para cuando la irradiancia es superior a los 900 W/m², entonces el valor de amplitud obtenido es de 1,25 % ($A_{NEXUS_900_2013} = 1,25\%$).

En la Figura 5-9 se muestran los valores calculados de amplitud para el año 2014 en NEXUS con valores de $A_{NEXUS_700_2014} = 3,22\%$; $A_{NEXUS_800_2014} = 3,08\%$ y $A_{NEXUS_900_2014} = 2,97\%$.

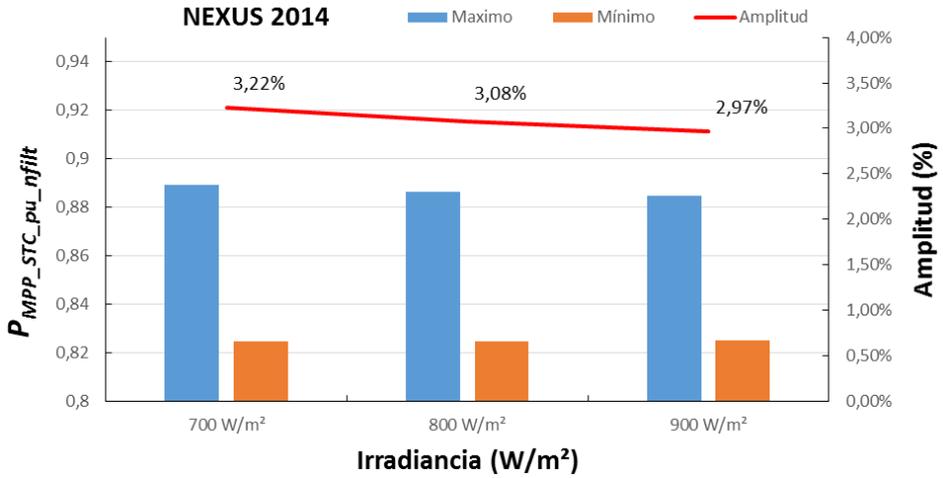


Figura 5-9 Amplitud NEXUS año 2014

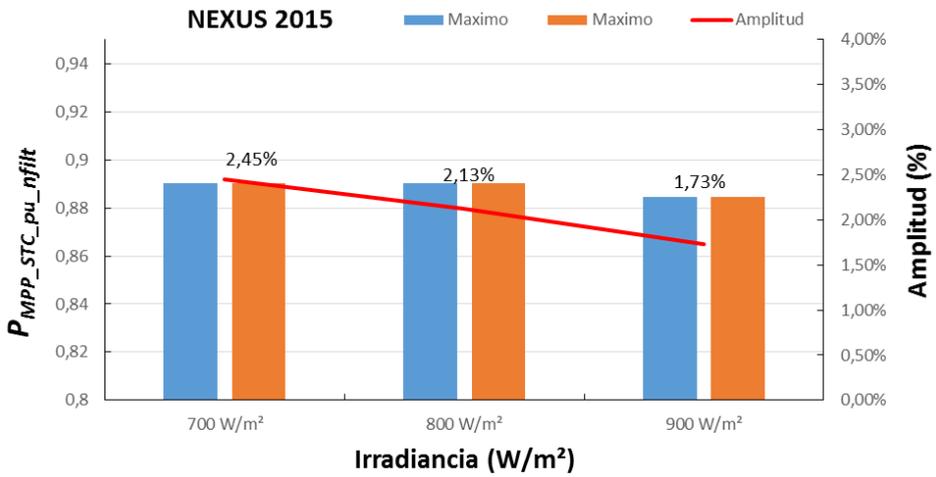


Figura 5-10 Amplitud NEXUS año 2015

Los valores de amplitud para el tercer año, 2015, en Nexus son de $A_{NEXUS_700_2015} = 2,45 \%$, $A_{NEXUS_800_2015} = 2,13 \%$ y $A_{NEXUS_900_2015} = 1,73 \%$

En la Tabla 5-4 se muestran los valores representados en las anteriores figuras para cada uno de los casos de irradiancia y año. Además se muestra al lado del valor, el mes donde fue registrado dicho valor. Los valores máximos coinciden en gran parte con meses cálidos y los mínimos con los meses más fríos.

Tabla 5-4 Valores máximos y mínimos $P_{MPP_STC_pu_GI}$ anuales para NEXUS

		700 W/m ²		800 W/m ²		900 W/m ²	
NEXUS 2013	Máx	0,893	Sep	0,893	Sep	0,892	Sep
	Mín	0,853	Dic	0,856	Dic	0,867	Abr
NEXUS 2014	Máx	0,889	Jul	0,886	Jul	0,884	Ago
	Mín	0,824	Mar	0,824	Mar	0,825	Mar
NEXUS 2015	Máx	0,890	Sep	0,890	Ago	0,884	Ago
	Mín	0,841	Dic	0,847	Mar	0,849	Mar

En el caso de la planta fotovoltaica ETSID, para el año 2013 se obtienen unos valores de $A_{ETSID_700_2013} = 2,45 \%$, $A_{ETSID_800_2013} = 2,40 \%$ y $A_{ETSID_900_2013} = 1,42 \%$ como se muestra en la Figura 5-11.

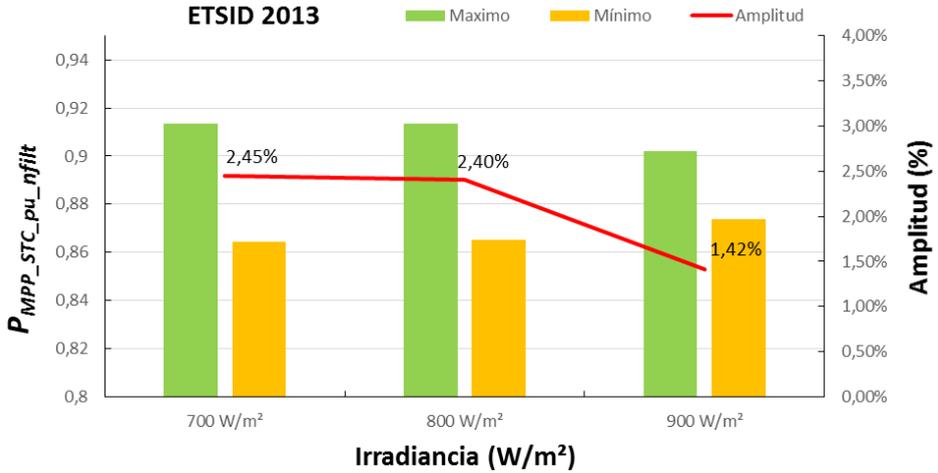


Figura 5-11 Amplitud ETSID año 2013

Para el año 2014 en ETSID, representado en la Figura 5-12, tenemos una amplitud de $A_{ETSID_{700}_{2014}} = 3,63\%$, $A_{ETSID_{800}_{2014}} = 3,50\%$ y $A_{ETSID_{900}_{2014}} = 3,36\%$.

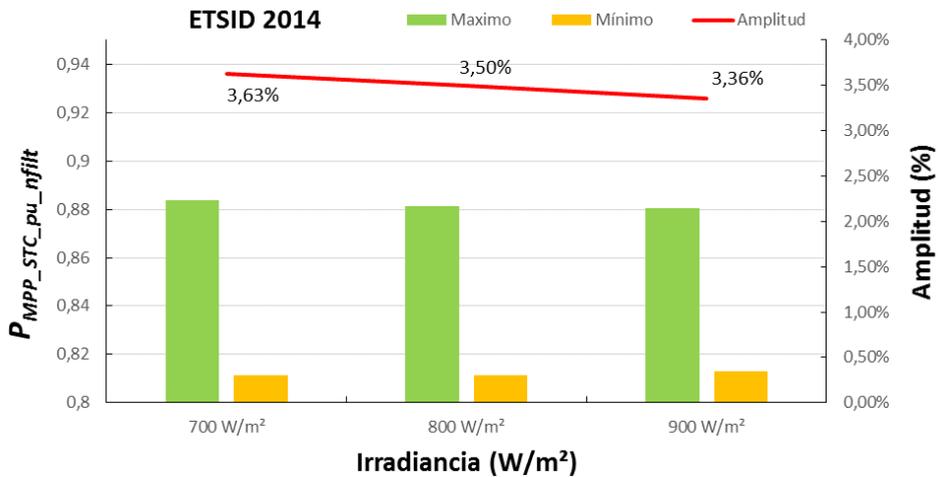


Figura 5-12 Amplitud ETSID año 2014

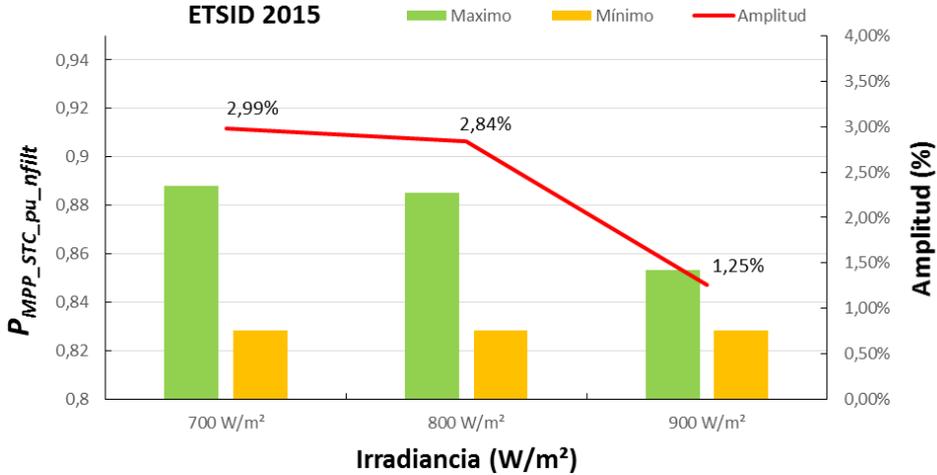


Figura 5-13 Amplitud ETSID año 2014

Por último, en el caso del año 2015, en la planta ETSID los valores de amplitud obtenidos son $A_{ETSID_{700}_{2015}} = 2,99\%$, $A_{ETSID_{800}_{2015}} = 2,84\%$ y $A_{ETSID_{900}_{2015}} = 1,25\%$ y están representados en la Figura 5-13.

En la Tabla 5-5 se muestran los valores recogidos representados en las anteriores gráficas y el mes donde fueron registrados, coincidiendo al igual que pasaba en la planta fotovoltaica NEXUS, los valores máximos con meses cálidos y los mínimos con meses más fríos.

Tabla 5-5 Valores máximos y mínimos $P_{MPP_STC_pu_GI}$ anuales para ETSID

		700 W/m ²		800 W/m ²		900 W/m ²	
ETSID 2013	Máx	0,913	Jul	0,913	Jul	0,902	Abr
	Mín	0,864	Dic	0,865	Oct	0,873	Sep
ETSID 2014	Máx	0,883	Ago	0,881	Ago	0,880	Ago
	Mín	0,811	Mar	0,811	Mar	0,813	Mar

		700 W/m ²		800 W/m ²		900 W/m ²	
ETSID 2015	Máx	0,888	Ago	0,885	Ago	0,853	Jul
	Mín	0,828	Feb	0,828	Mar	0,828	Feb

En la Tabla 5-6 se muestra un resumen de los valores de amplitud calculados para cada uno de los 3 años que componen el estudio para la planta fotovoltaica NEXUS. El valor promedio de amplitud es de 2,56 % anual cuando se consideran todos los datos después del filtrado. Si consideramos únicamente los valores con irradiancias más elevadas, este promedio es inferior, teniendo una media de 2,35 % de amplitud para mediciones con irradiancia superior a 800 W/m² y de 1,98 % para más de 900 W/m². En los tres años y en el valor promedio calculado se puede observar que la amplitud porcentual de la oscilación senoidal estacional disminuye conforme se aumenta la irradiancia utilizada en el filtrado de los datos (y por tanto hay menos datos para hacer los cálculos).

Tabla 5-6 Resumen del valor de amplitud para NEXUS

	$A_{NEXUS_GI_año}$			
	2013	2014	2015	Promedio
>700 W/m ²	2,00 %	3,22 %	2,45 %	2,56 %
>800 W/m ²	1,85 %	3,08 %	2,13 %	2,35 %
>900 W/m ²	1,25 %	2,97 %	1,73 %	1,98 %

Para la planta fotovoltaica ETSID, los resultados son muy similares y ligeramente superiores. El promedio de amplitud se sitúa en un 3,02 % anual, mientras que para valores de irradiancia de más de 800 W/m² desciende a un 2,91 % y para superiores a 900 W/m² en un 2,01 %. También se aprecia el decrecimiento de amplitud porcentual cuando se aumenta la irradiancia utilizada en el filtrado de los datos.

Tabla 5-7 Resumen del valor de amplitud para ETSID

	$A_{ETSID_GI_año}$			
	2013	2014	2015	Promedio
700 W/m ²	2,45 %	3,63 %	2,99 %	3,02 %
800 W/m ²	2,40 %	3,50 %	2,84 %	2,91 %
900 W/m ²	1,42 %	3,36 %	1,25 %	2,01 %

En la Figura 5-14 se muestra una comparativa interanual de los valores de amplitud para los diferentes valores de irradiancias y los valores promedio de amplitud para ambas plantas. Se repite siempre el patrón de que a mayor irradiación hay menor amplitud. En general el año 2014 generó valores de amplitud mayores que los otros dos para las dos plantas, y los valores promedio de la planta ETSID son ligeramente superiores a los de la planta NEXUS, pero se sitúan al igual en el rango entre 2 y 4 %.

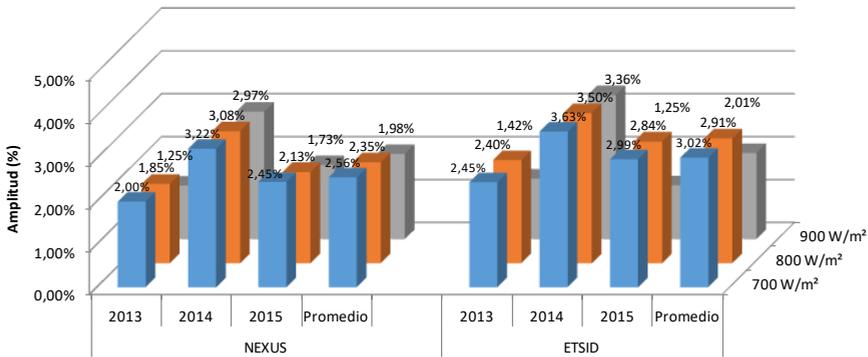


Figura 5-14 Comparativa de valores de amplitud

La menor amplitud obtenida a partir de los datos para valores superiores de irradiancias se atribuye a una menor dispersión de los datos utilizados debido al

menor número de datos disponibles para el estudio. También hay que considerar que en la amplitud intervienen dos factores; recuperación de eficiencia debida al *annealing* y disminución lineal de la eficiencia debido al *SWE*. Cuando filtramos únicamente valores con irradiancias altas, estamos sesgando el estudio a los meses meses de verano, donde el *annealing* es predominante. Los meses de verano vienen usualmente asociados con temperaturas también altas, por lo tanto, aparte de la dispersión de los datos estamos favoreciendo una mayor componente del *annealing* que del *SWE* en estos casos. Para este estudio se utilizarán los valores de amplitud calculados medios para la totalidad de los datos que cumplen los parámetros de filtrado establecidos, es decir, todos los datos por encima de 700 W/m².

Si se observan los valores de amplitud anuales se detecta que hay grandes variaciones de unos años a otros, con un valor bastante superior en 2014. Una posible explicación al fenómeno de una mayor amplitud en el año 2014, es la mayor temperatura media registrada durante ese año. Se ha realizado una comparativa de temperaturas recogidas por varias estaciones meteorológicas disponibles en la web de la asociación valenciana de meteorología (AVAMET) [150] representadas en la Tabla 5-8.

Tabla 5-8 Temperaturas medias mensuales 2013-2015 en Valencia

	<i>Temperatura media mensual (°C)</i>		
	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>
Enero	12,5	13,1	11,7
Febrero	11,9	12,1	11,6
Marzo	14,8	14,3	14,5
Abril	15,3	18,5	16,4
Mayo	17,8	19,4	21,1
Junio	21,9	23,1	23,8
Julio	26,1	26,2	27,6
Agosto	25,5	26,3	26,5
Septiembre	23,8	24,9	22,6
Octubre	22,1	21,5	19,5

Noviembre	14,8	16,4	16,2
Diciembre	11,3	12,6	13,8
Medio	18,1	19,1	18,7

Para la recopilación de los datos de esta tabla se han utilizado los valores promediados de varias estaciones meteorológicas disponibles en el área metropolitana de valencia para los años 2013, 2014 y 2015 y estos valores han sido representados gráficamente en la Figura 5-15.

Una temperatura media mayor en el año 2014 podría ser la explicación de un mayor *annealing* de los módulos fotovoltaicos (3,63 % en ETSID y 3,22 % en NEXUS con una temperatura media de 19,1 °C), lo que coincide con los valores de amplitud calculados. Seguidamente, el año 2015 también parece seguir una lógica respecto a la temperatura con una amplitud media de 2,99 % en ETSID y 2,45 en NEXUS para una temperatura media de 18,7 °C, ligeramente inferior a 2014. Por último el año 2013, fue más frío que 2014 y 2015, cumpliendo nuevamente la relación con una temperatura media inferior (2,45 % en ETSID y 2 % en NEXUS de amplitud y 18,1 °C de temperatura media).

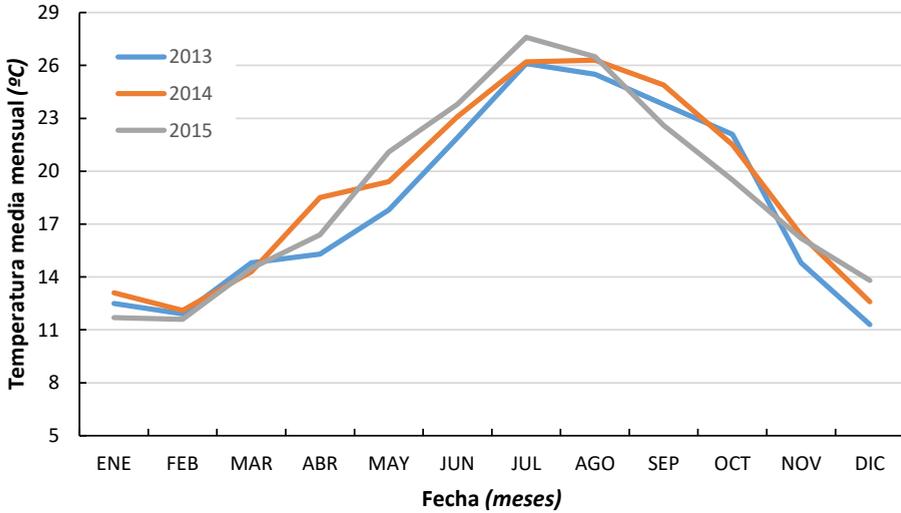


Figura 5-15 Temperaturas medias interanuales en Valencia

Aunque el año 2015 registra las mayores temperaturas, el año 2014 parece diferenciarse de los otros dos en una temperatura alta más estable durante todo el año, comenzando a subir desde abril y manteniéndose alta hasta Octubre, lo que coincide con los periodos de mayor radiación solar, valor que afecta en gran medida al ciclo térmico de *annealing* de los paneles fotovoltaicos.

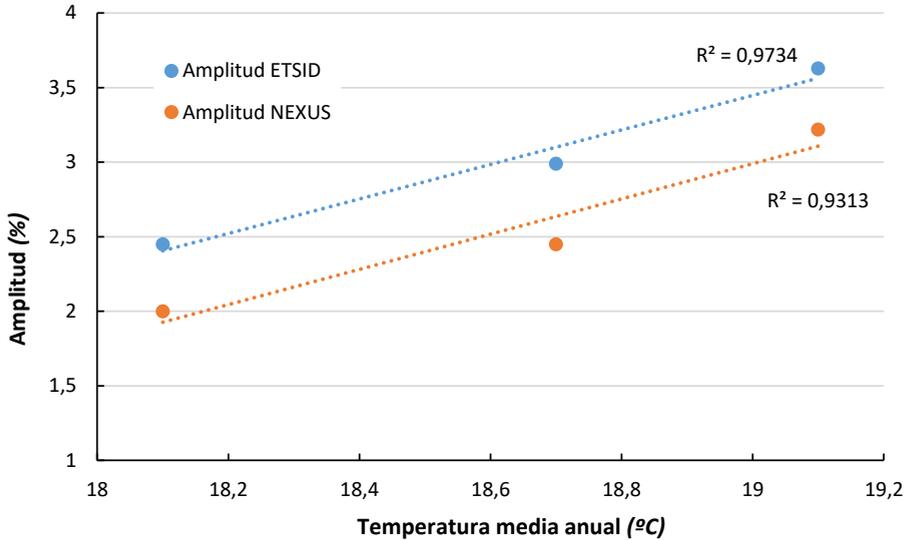
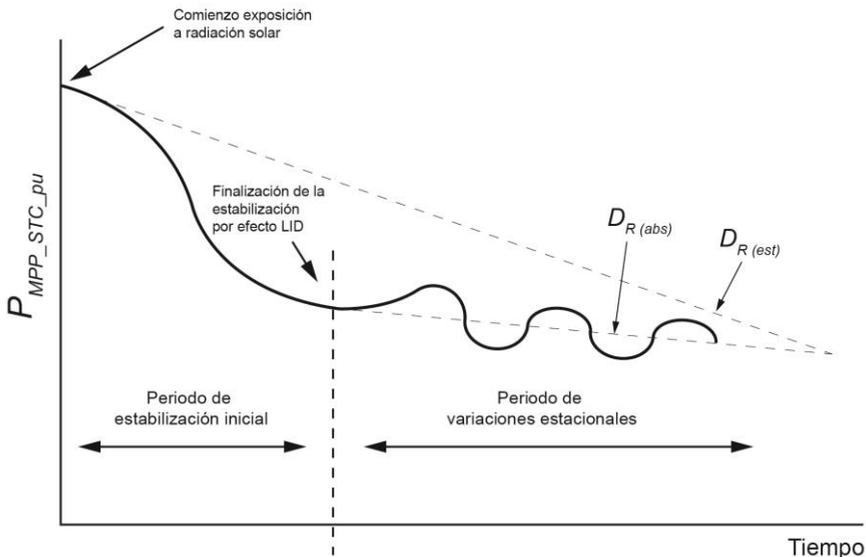


Figura 5-16 Relación entre Amplitud estacional y temperatura media anual

La Figura 5-16 representa la relación entre temperatura media anual y el valor de las amplitudes calculadas para ambas plantas fotovoltaicas. Se observa una fuerte correlación entre ambos valores con unas $R^2 = 0,97$ para la planta ETSID y una $R = 0,93$ para la planta NEXUS. Estos valores de correlación indican una fuerte relación entre la temperatura anual media y el valor de amplitud, y por lo tanto de una mayor variación de la eficiencia. Lo que no podemos determinar, basándonos en los datos disponibles, es si el efecto del *annealing* irá atenuándose conforme pasan los años (lo que daría lugar a oscilación senoidal amortiguada) o si seguirá dependiendo en gran medida de las temperaturas medias del año, como ha sido detectado. El estudio de este fenómeno será propuesto como una línea de futuras investigaciones cuando la cantidad de los datos monitorizados sea mayor.

5.3.4 Envejecimiento de la célula; ageing

El parámetro quizá más importante a nivel de explotación de una planta fotovoltaica de estas características es el ratio de degradación o D_R . Este parámetro, habitualmente expresado en tanto por cien, nos indica cuanto se degrada la planta anualmente. La inmensa mayoría de los estudios publicados sobre este tema tratan el factor de envejecimiento de este tipo de instalaciones fotovoltaicas como un fenómeno único, obviando que existen otros factores que condicionan este valor. Cuando se habla de D_R se considera que este es el único factor que afecta a la eficiencia de la planta englobando los demás efectos, así pues, los autores que facilitan este parámetro incluyen el periodo de estabilización dentro de las pérdidas por envejecimiento.



Fuente: Elaboración propia

Figura 5-17 Comparativa de ratios de degradación (D_R)

En la Figura 5-17 se muestra una comparativa para apreciar la diferencia que existe entre considerar el valor de D_R como único, al que llamaremos en adelante ratio de degradación absoluto (D_{R_abs}), o considerar los periodos de estabilización y de envejecimiento como efectos independientes y entonces se puede definir un ratio de degradación inicial (*initial*) (D_{R_ini}) y un ratio de degradación estacionario (*steady-state*) (D_{R_est}). El estudio del D_{R_ini} ya se ha efectuado en el capítulo anterior.

A efectos prácticos, el uso del (D_{R_abs}) es una manera mucho más sencilla de caracterizar la evolución de la eficiencia de una planta, ya que no hay que tener en cuenta la estabilización inicial con la dificultad de estimación que esta conlleva, pero para plantas que llevan poco tiempo en funcionamiento, se están asumiendo errores de medición muy grandes. Cuanto más tiempo lleve en funcionamiento la planta, las pérdidas asociadas a la degradación inicial se diluyen en las degradaciones anuales. La utilización de un ratio de degradación en el que no se incluye el proceso de estabilización inicial permite cuantificar mejor el envejecimiento del material a largo plazo y detectar problemas de envejecimiento prematuro o rápida degradación si se presentan defectos en los materiales semiconductores.

Para poner de manifiesto la problemática descrita entre el uso de un parámetro de degradación u otro, utilizaremos de ejemplo los valores de degradación obtenidos para el primer año de funcionamiento de nuestras plantas en el Capítulo 3. Aproximadamente el ratio de degradación inicial se situaba en un 10 % el primer año debido a la gran degradación experimentada debido al efecto de la degradación inducida por la luz. Si tomamos como referencia un valor de ratio de degradación de un 0,8 % lineal como valor medio según fabricantes podemos encontrarnos con valores tan dispares como degradaciones de entre un 0,8 % y un 5 % para el segundo año. A medida que la escala temporal se alarga, estas variaciones se van ajustando, pero esta falta de normalización hace que estudiar este efecto tenga un problema adicional al no disponer de datos del todo fiables y comparables entre sí.

Para calcular el D_{R_est} se han utilizado los datos preparados mensuales de valores $P_{MPP_STC_pu_AV_700_mes}$. Los datos mensuales han sido comparados entre periodos iguales (meses iguales dentro de años diferentes) y se han calculado sus diferencias interanuales.

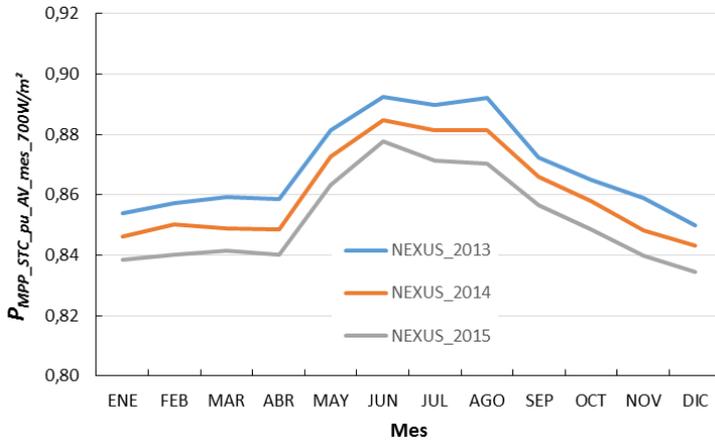


Figura 5-18 Evolución de la $P_{MPP_STC_pu_AV_700_mes}$ en NEXUS

En la Figura 5-18 se muestra la evolución de los valores de $P_{MPP_STC_pu_AV_700_mes}$ para la planta NEXUS durante los tres años. En la Tabla 5-9 se muestra un extracto de la hoja de cálculo donde se agrupan los valores de $P_{MPP_STC_pu_AV_700_mes}$ para ejemplificar el proceso de cálculo del parámetro de D_R en la planta fotovoltaica NEXUS.

Tabla 5-9 Valores de $P_{MPP_STC_pu_AV_700_mes}$ en NEXUS para cálculo de D_R

NEXUS	$P_{MPP_STC_pu_AV_700_mes}$			D_R	
	2013	2014	2015	$D_{R_est_2014}$	$D_{R_est_2015}$
Enero	0,8538	0,8462	0,8385	0,76 %	0,77 %
Febrero	0,8573	0,8502	0,8402	0,71 %	1,00 %
Marzo	0,8593	0,8487	0,8415	1,06 %	0,72 %
Abril	0,8586	0,8486	0,8403	1,00 %	0,83 %
Mayo	0,8815	0,8725	0,8631	0,90 %	0,94 %
Junio	0,8925	0,8848	0,8776	0,77 %	0,72 %
Julio	0,8897	0,8814	0,8713	0,83 %	1,01 %

Agosto	0,8921	0,8814	0,8703	1,07 %	1,11 %
Septiembre	0,8722	0,8660	0,8565	0,62 %	0,95 %
Octubre	0,8651	0,8578	0,8486	0,73 %	0,92 %
Noviembre	0,8589	0,8482	0,8398	1,07 %	0,84 %
Diciembre	0,8498	0,8432	0,8345	0,66 %	0,87 %

En la Figura 5-19 se muestra la evolución de los valores de $P_{MPP_STC_pu_AV_700_mes}$ para la planta ETSID durante los tres años de duración del estudio.

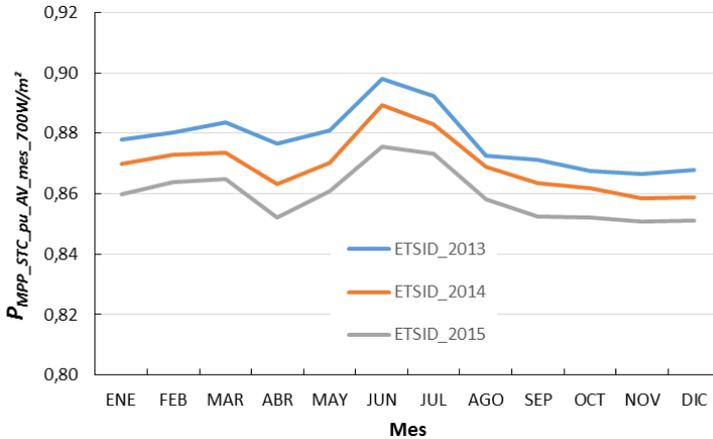


Figura 5-19 Evolución de la $P_{MPP_STC_pu_AV_mes_700W/m^2}$ en ETSID

En la Tabla 5-10 se muestra un resumen de los valores obtenidos para la planta fotovoltaica ETSID. En las columnas 2013, 2014 y 2015 figuran los valores de potencia calculados para cada uno de los meses de los tres años. En las columnas $D_{R_est_2014}$ y $D_{R_est_2015}$ figuran los valores de degradación correspondientes a cada mes restando a la potencia calculada de ese mes a la del mismo período del año anterior.

Tabla 5-10 Valores de $P_{MPP_STC_pu_AV_mes_700W/m^2}$ en ETSID para cálculo de D_R

ETSID	$P_{MPP_STC_pu_AV_mes_700W/m^2}$			D_R	
	2013	2014	2015	$D_{R_est_2014}$	$D_{R_est_2015}$
Enero	0,8780	0,8700	0,8598	0,80 %	1,02 %
Febrero	0,8803	0,8730	0,8639	0,73 %	0,91 %
Marzo	0,8836	0,8736	0,8648	1,00 %	0,88 %
Abril	0,8767	0,8631	0,8523	1,36 %	1,08 %
Mayo	0,8811	0,8702	0,8607	1,09 %	0,95 %
Junio	0,8981	0,8892	0,8756	0,89 %	1,36 %
Julio	0,8924	0,8831	0,8732	0,93 %	0,99 %
Agosto	0,8725	0,8689	0,8581	0,36 %	1,08 %
Septiembre	0,8714	0,8636	0,8524	0,78 %	1,12 %
Octubre	0,8674	0,8617	0,8521	0,57 %	0,96 %
Noviembre	0,8665	0,8585	0,8508	0,80 %	0,77 %
Diciembre	0,8680	0,8588	0,8511	0,92 %	0,77 %

Los valores de D_{R_est} para cada mes han sido calculados utilizando la expresión de la Ecuación 5-8. Restando el valor medio de un mes en un año menos el valor medio de ese mismo mes en el año anterior obtenemos el D_{R_est} para ese mes, por ejemplo, el valor es de $D_{R_est_sep_2014} = 0,78 \%$ para la planta de ETSID ya que la diferencia entre los meses de Septiembre de 2013 y 2014 es de 0,78 %.

$$D_{R_est_mes} = \frac{P_{MPP_STC_pu_AV_GI_mes(año-1)} - P_{MPP_STC_pu_AV_GI_mes}(\%) }{P_{MPP_STC_pu_AV_GI_mes}(\%)}$$

Ecuación 5-8

$$D_{R_est_año} = \frac{\sum_{ene=1}^{dic=12} D_{R_est_mes}}{12}$$

Ecuación 5-9

Los $D_{R_est_mes}$ han sido calculados para todos los meses del estudio y los valores promedios para cada año $D_{R_est_año}$ han sido calculados con la Ecuación 5-9 y

representados en la Tabla 5-11. A partir de los valores anuales se define un ratio de degradación promedio ($D_{R_est_AV}$) asociados a la planta fotovoltaica NEXUS de 0,87 % anual y de 0,92 % anual para la planta ETSID. Estos valores se situarían justo por encima de la tasa de degradación lineal que el fabricante garantiza, ya que una pérdida de potencia del 20 % en 25 años representa una ratio de degradación del 0,8 % anual.

Si comparamos nuestros valores obtenidos con otros autores recogidos en la bibliografía vemos que estamos dentro de los valores normales. Por ejemplo Jordan DC, Kurtz S.R. et al. [96] obtuvieron valores medios de degradación anuales de 1,38 % para 455 estudios diferentes de módulos fotovoltaicos de *thin film* en su revisión bibliográfica. A.Limmanee, N. Udomdachanut et al. [91] calcularon el ratio entre un 0,5 % y un 5 % para paneles de silicio amorfo, V.Sharma y S.S. Chandel [78] un valor de 1,16 % anual y Raghuraman et al. [95] diferenciando entre D_{R_abs} y D_{R_est} un ratio de degradación de 1,2 % anual frente a un 3,5 % anual el primer año debido a la estabilización.

Tabla 5-11 Valores de D_{R_est}

	$D_{R_est_2014}$	$D_{R_est_2015}$	$D_{R_est_AV}$
NEXUS	0,85 %	0,89 %	0,87 %
ETSID	0,85 %	0,99 %	0,92 %

Los valores de $P_{MPP_STC_pu_AV_mes_800W/m^2}$ y $P_{MPP_STC_pu_AV_mes_900W/m^2}$ para los tres años del estudio han sido calculados igualmente. Debido a la extensión de los datos y figuras para representarlos, se presentan en el ANEXO C las tablas y figuras relativas a los cálculos.

5.4 Caracterización de los datos

Una vez estimados todos los parámetros el proceso, se procede a recopilarlos y a generar la ecuación de ajuste. El modelo propuesto parte de la Ecuación 5-2, ecuación senoidal y se le han añadido diversos factores para representar más fielmente el proceso estacional. Dicho modelo está representado en la Ecuación 5-10.

$$P_{MPP_{STC_{pu}}}(t, n) = F_{D_{R_n}} \cdot (P_{MPP_{STC_{pu}}}(ini) + A \cdot \text{sen}(\omega t + C))$$

Ecuación 5-10

$$F_{D_{R_n}} = F_{D_{R_{n-1}}} \cdot \left(1 - \frac{D_{R_{est_{AV}}/100}{12} \right) \text{ con } n = 1 \dots 36 \text{ y } F_{D_{R_0}} = 1$$

Ecuación 5-11

$$m = \frac{1}{36} \cdot D_{R_{est_{AV}}}$$

Ecuación 5-12

Donde:

- $P_{MPP_{STC_{pu}}}(t, n)$ es el valor de potencia *per unit* en función del día de funcionamiento desde el comienzo de exposición a la radiación solar y en función del mes de funcionamiento a fin de cálculos de pendientes mensuales.
- $F_{D_{R_n}}$ es el factor de ratio de degradación, y se calcula mediante la Ecuación 5-11. El factor se calcula a partir del factor del valor anterior ($F_{D_{R_{n-1}}}$), en nuestro caso los cálculos han sido realizados mensualmente, donde el valor $n = 1$ corresponde al mes de enero de 2013 y $n = 36$ corresponde a diciembre de 2015.
- m es la pendiente de degradación, calculada mediante la Ecuación 5-12 como $1/36$ (por los meses que hay en el periodo estudiado) del ratio de degradación promedio $D_{R_{est_{AV}}}$.
- $P_{MPP_{STC_{pu}}}(ini)$ es el valor de potencia *per unit* desde donde comienza el efecto estacional, con la estabilización inicial terminada.

- A es el valor de amplitud interanual calculado.
- ω es el valor de pulsación de la función calculado anteriormente.
- t equivale al tiempo expresado en días desde el comienzo de la exposición solar.
- C es el desfase de la función ajustado dependiendo del final de la estabilización inicial para que los máximos de la función coincidan con los períodos máximos de los datos. Calculado experimentalmente para cada planta fotovoltaica.

En la Tabla 5-12 se recogen los valores de los parámetros para los ajustes de las dos instalaciones. Los valores de potencia unitaria estabilizada se recuperan del estudio realizado en el Capítulo 4, en el que se determinó que el valor de $P_{MPP_STC_pu}$ estabilizada para la planta ETSID es de 0,8833 pu y de 0,9084 pu para NEXUS. Los valores de amplitud media interanual son de 3,02 % para ETSID y de 2,56 % para NEXUS de acuerdo con lo calculado anteriormente. El parámetro C de desfase, se ha ajustado experimentalmente a fin de acoplar la fase de la función seno con los puntos máximos calculados a fin de obtener un ajuste lo más preciso posible. El porcentaje de degradación anual D_{R_est} se sitúa en un 0,87 % anual para NEXUS y en un 0,92 % anual para ETSID.

Tabla 5-12 Parámetros del modelo de evolución estacional

	$P_{MPP_STC_pu} (ini)$	A	C	m	D_{R_est}
NEXUS	0,9084	2,56 %	0	$7,25 \cdot 10^{-4}$	0,87 %
ETSID	0,8833	3,02 %	2,5	$8 \cdot 10^{-4}$	0,92 %

De este modo las ecuaciones de ajuste utilizando el método propuesto para ambas plantas quedan representadas por la Ecuación 5-13 y Ecuación 5-14 para la planta fotovoltaica NEXUS.

$$P_{MPP_{STC_{pu}}}(t, n) = F_{D_{R_n}} \cdot (0,9084 + 2,56 \cdot \text{sen}(\frac{2\pi}{365} t))$$

Ecuación 5-13

$$F_{D_{R_n}} = F_{D_{R_{n-1}}} \cdot \left(1 - \frac{7,25 \cdot 10^{-4} / 100}{12}\right)$$

Ecuación 5-14

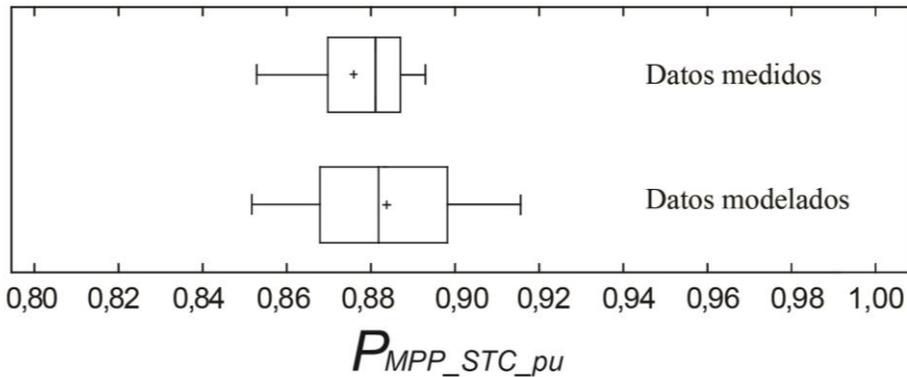


Figura 5-20 Datos medidos frente a datos modelados en NEXUS

En la Figura 5-20 se muestra mediante una gráfico *box and whisker* la distribución de los puntos recogidos mediante los cálculos y la distribución de los puntos modelados mediante las ecuaciones anteriores. La distribución es muy similar y se ajusta bastante a la realidad.

Y en el caso de la planta fotovoltaica ETSID, el modelo queda ajustado mediante la Ecuación 5-15 y la Ecuación 5-16.

$$P_{MPP_{STC_{pu}}}(t, n) = F_{D_{R_n}} \cdot (0,8833 + 3,02 \cdot \text{sen}(t + 2,5))$$

Ecuación 5-15

$$F_{D_{R_n}} = F_{D_{R_n}} = F_{D_{R_{n-1}}} \cdot \left(1 - \frac{8 \cdot 10^{-4} / 100}{12}\right)$$

Ecuación 5-16

En la Figura 5-21 se muestra una comparativa de los datos medidos con los datos modelados del ajuste para la planta ETSID. El ajuste no es tan preciso como en la planta NEXUS, pero las similitudes son grandes, prácticamente la totalidad de los datos medidos queda dentro del rango de los modelados.

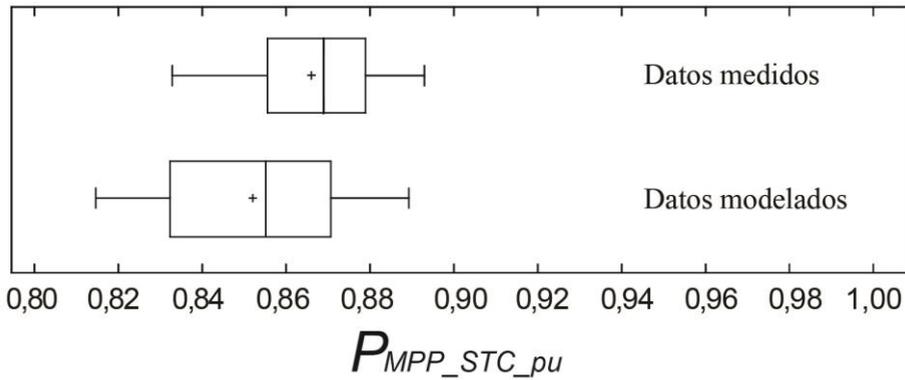


Figura 5-21 Datos medidos frente a datos modelados en ETSID

5.5 Comparativa entre plantas

En la Figura 5-22 se muestra una comparativa que pretende resumir todo el trabajo del presente capítulo:

- Con puntos (azul para Nexus y marrón para ETSID) se detallan los valores medios mensuales ($P_{MPP_STC_pu_AV_700_mes}$) utilizados en los cálculos.
- Con línea discontinua (negra para Nexus y verde para ETSID) se han representado los valores que facilitan la Ecuación 5-13 para la planta fotovoltaica NEXUS y la Ecuación 5-15 para la planta fotovoltaica ETSID.
- En la parte de la izquierda de la gráfica se han representado los valores calculados en el Capítulo 4 de la presente Tesis, representando los valores mensuales de la fase de estabilización inicial.

Por un lado, se muestran los valores medios mensuales de $P_{MPP_STC_pu}$ utilizados para el cálculo, recogidos para los años 2013, 2014 y 2015 de funcionamiento de ambas plantas y la izquierda de la gráfica se han representado los valores calculados en el Capítulo 4 de la presente Tesis, representando los valores mensuales de la fase de estabilización inicial.

En la gráfica, se representan mediante líneas discontinuas verticales los puntos donde se consideró estabilizada la planta, primero ETSID, aproximadamente en Julio de 2011 y más tarde para NEXUS, en Marzo de 2012. A partir de esos puntos, ha sido representado el modelo de variación estacional, en línea discontinua de color negra, por arriba para la planta NEXUS y en línea discontinua de color verde para la planta ETSID.

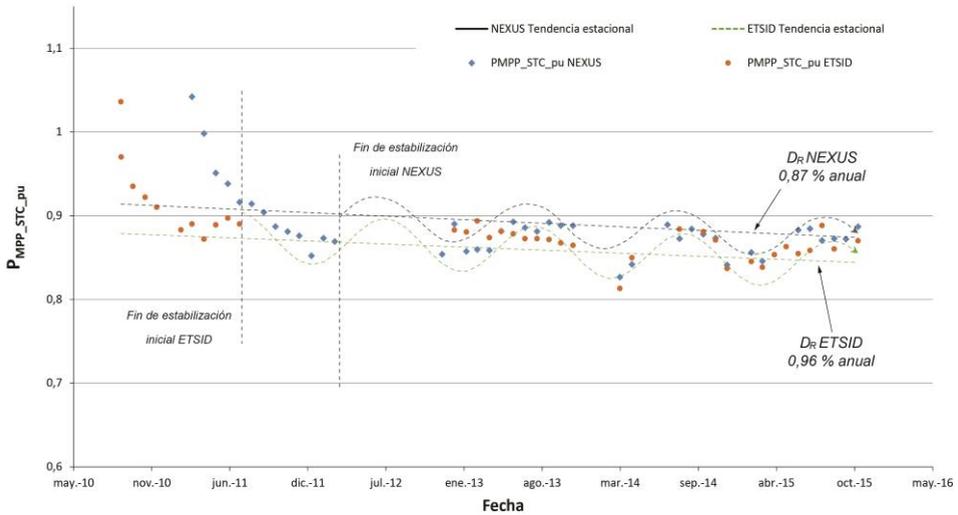


Figura 5-22 Representación estacional de los datos de potencia modelados

Se puede apreciar por un lado las diferencias en la fase, atribuibles a la fecha de comienzo de exposición solar de cada una de las plantas, ya que esa diferencia hace que, aun teniendo puntos máximos y mínimos coincidentes en épocas cálidas y frías, exista una pequeña diferencia entre ambas plantas, que presumiblemente, con el tiempo deberían ir ajustándose. Por otro lado, se puede apreciar también la diferencia de amplitud de ambas plantas, notándose una mayor variación en los puntos máximos y mínimos para la planta ETSID. El punto de partida de cada uno de los ajustes es quizá el que marque la mayor diferencia entre ambas plantas, ya que depende del valor alcanzado en la estabilización inicial y visualmente es lo más representativo, creando un espacio entre un modelo y otro de aproximadamente su diferencia inicial, unos 0,02 pu.

En cuanto a los valores de D_{R_est} están indicados y representados por líneas rectas discontinuas del mismo color que sus ajustes, con los valores ya comentados anteriormente de 0,87 % anual para NEXUS y de 0,96 % anual para ETSID.

5.6 Comparativa del modelo para filtrados diferentes

Para ampliar el estudio, se ha decidido realizar el mismo ajuste al modelo propuesto en la Ecuación 5-10 para los casos en los que la irradiancia haya sido superior a 800 W/m² y a 900 W/m² para poder comparar los resultados con el filtrado base de 700 W/m².

Para ello necesitamos recuperar los parámetros de ajuste de la ecuación para cada uno de los casos, los datos de amplitud ya han sido calculados previamente en su apartado, y los valores de D_R pueden ser consultados en el ANEXO C.

Los parámetros de ajuste al modelo han sido recogidos y calculados y están representados en la Tabla 5-13 para el caso de $GI > 800$ W/m² y en la Tabla 5-14 para los valores de $GI > 900$ W/m².

Tabla 5-13 Valores de ajuste para casos de $GI > 800$ W/m²

$GI > 800$ W/m ²	$P_{MPP_STC_pu}$ (ini)	A	C	m	D_{R_est}
NEXUS	0,9084	2,35 %	0	$7,08 \cdot 10^{-4}$	0,85 %
ETSID	0,8833	2,91 %	2,5	$7,58 \cdot 10^{-4}$	0,91 %

Tabla 5-14 Valores de ajuste para casos de $GI > 900$ W/m²

$GI > 900$ W/m ²	$P_{MPP_STC_pu}$ (ini)	A	C	m	D_{R_est}
NEXUS	0,9084	1,98 %	0	$7,16 \cdot 10^{-4}$	0,86 %
ETSID	0,8833	2,01 %	2,5	$7,58 \cdot 10^{-4}$	0,91 %

Las siguientes figuras muestran en línea de puntos los valores medios mensuales ($P_{MPP_STC_pu_AV_800_mes}$ en la Figura 5-23 y $P_{MPP_STC_pu_AV_900_mes}$ en la Figura 5-24) y con línea discontinua los valores estimados cuando se usan los valores de ajuste anteriores de la Ecuación 5-10 a la Ecuación 5-12.

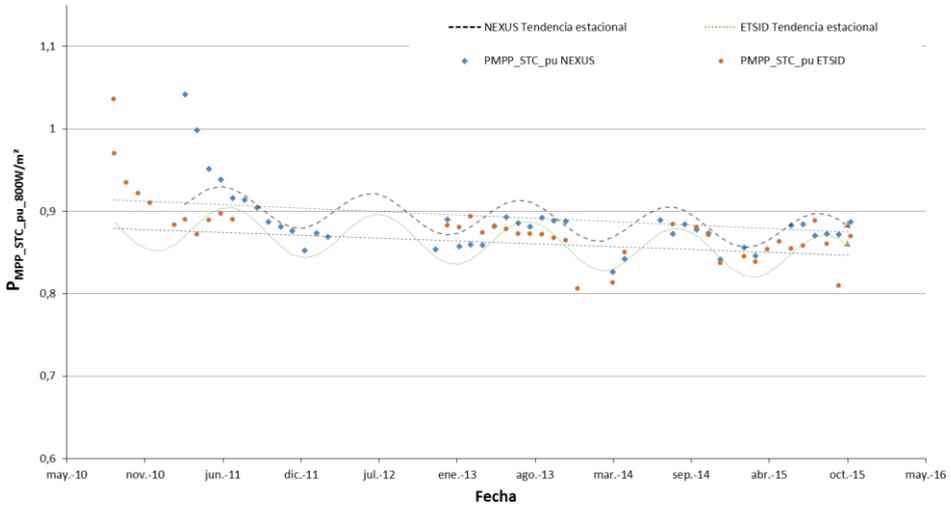


Figura 5-23 Comparativa de modelos ajustados para $GI > 800 \text{ W/m}^2$

Al realizar el mismo estudio del ajuste a nuestro modelo discriminando los datos por la irradiancia de filtrado se han observado las siguientes características:

- Los D_R apenas sufren variación al ser calculados utilizando los diferentes umbrales de GI .
- La diferencia máxima oscila entre $\pm 2 \%$ entre un método y otro por lo que podemos considerar que no hay diferencias en este parámetro.

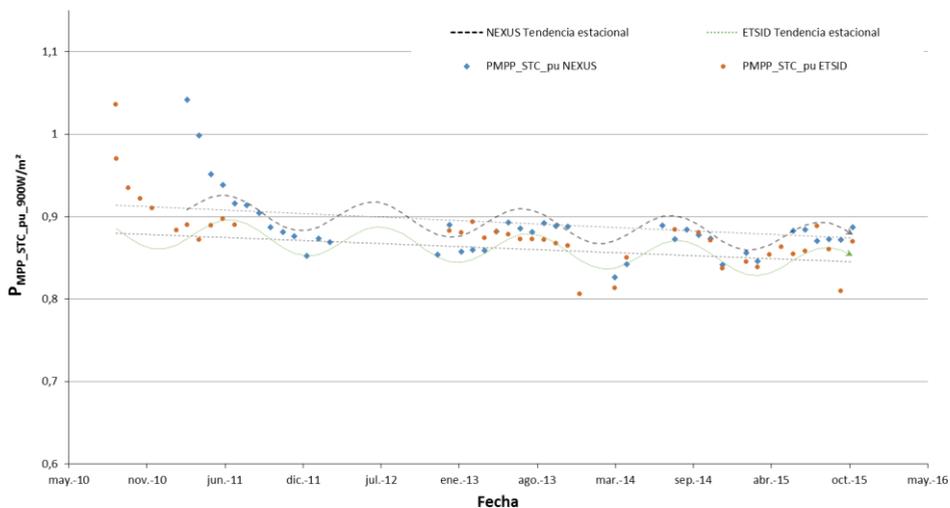


Figura 5-24 Comparativa de modelos ajustados para $GI > 900 \text{ W/m}^2$

Por lo tanto, los puntos iniciales y finales del ajuste no van a variar. En la Tabla 5-15 se encuentran los datos de D_R resumidos para los diversos filtrados estudiados.

Tabla 5-15 Valores resumen de $P_{MPP_STC_pu_AV_mes_GI}$

		$D_{R_est_2014}$	$D_{R_est_2015}$	$D_{R_est_AV}$
NEXUS	$P_{MPP_STC_pu_AV_mes_700W/m^2}$	0,85 %	0,89 %	0,87 %
	$P_{MPP_STC_pu_AV_mes_800W/m^2}$	0,89 %	0,82 %	0,85 %
	$P_{MPP_STC_pu_AV_mes_900W/m^2}$	0,86 %	0,85 %	0,86 %
ETSID	$P_{MPP_STC_pu_AV_mes_700W/m^2}$	0,85 %	0,99 %	0,92 %
	$P_{MPP_STC_pu_AV_mes_800W/m^2}$	0,83 %	0,98 %	0,91 %
	$P_{MPP_STC_pu_AV_mes_900W/m^2}$	0,86 %	0,96 %	0,91 %

La única diferencia significativa viene a la hora de modificar el valor de amplitud, que se ve afectado en mayor medida al modificar el tipo de filtrado: a mayor exigencia de filtrado, la amplitud se ve reducida, y con ello la variación estacional.

5.7 Conclusiones

Una vez finalizada la primera fase de estabilización, descrita y modelada en el Capítulo 4, se ha observado que le sucede otra fase de estabilización mucho más lenta (asociada al envejecimiento del módulo fotovoltaico) y solapada con otros fenómenos que provocan variaciones estacionales.

Se ha descrito el efecto del templado (o *annealing*) mediante una ecuación senoidal intentando ajustarse a la forma representada por los valores de potencia recogidos mediante el sistema monitor. Además del efecto del templado, se ha observado que el efecto del envejecimiento coexiste con el anterior, debido a ello, el modelo senoidal ha sido superpuesto con uno lineal decreciente, reproduciendo con bastante exactitud ambos efectos combinados. Este modelo ha sido propuesto y probado con los datos registrados en las plantas fotovoltaicas estudiadas.

Todos los parámetros necesarios para el modelado de la ecuación pueden ser obtenidos de los datos recogidos. Con dichos parámetros se han representado los valores estimados para las plantas fotovoltaicas objeto del estudio. Los valores de amplitud, que representan la variación interanual en valor porcentual sobre la potencia causada por el efecto del templado, han sido calculados entre un 1,25 % a un 3,63 %, siendo los valores medios para tres años de entre 2,5 % a 3 %.

Se ha justificado la propuesta de distinguir entre ratios de degradación absolutos y ratios de degradación estabilizados. A partir de los datos de las instalaciones estudiadas se han obtenido unos ratios anuales promedio de degradación estabilizada de un 0,87 % anual para NEXUS y en un 0,92 % anual para ETSID.

Capítulo 6.

Conclusiones

Dos instalaciones fotovoltaicas de a-Si:H conectadas a red han sido analizadas para evaluar los procesos de estabilización de la potencia bajo condiciones de exposición a la luz solar. La degradación inducida por la luz (LID) ha sido caracterizada en términos de los parámetros de funcionamiento de los módulos. A partir de los resultados descritos en publicaciones existentes por otros autores y basándose en los datos experimentales obtenidos con los sistemas monitores y analizados en la presente tesis, se confirma la existencia de dos procesos bien diferenciados dentro de la estabilización de módulos de silicio amorfo: un proceso de estabilización inicial, caracterizado por un descenso rápido de la eficiencia en la conversión radiación solar-electricidad, seguido de un proceso de estabilización más lento en el que se identifica una variación estacional que depende de las condiciones climáticas de donde están localizadas las plantas fotovoltaicas.

A partir del estudio desarrollado en la presente tesis, y relacionado con la caracterización del proceso de estabilización inicial, se obtienen las siguientes conclusiones:

- La potencia *MPP* máxima bajo condiciones STC, al comienzo de la exposición a la luz solar de los paneles fotovoltaicos, ha sido observada como bastante inferior a los parámetros máximos dados en sus *datasheets* por el fabricante. Mientras que el fabricante da valores límites de sobrepotencia que pueden alcanzar un 20 %, los valores medidos y analizados en el estudio son de 3,6 % para ETSID y de 4,2 % para NEXUS.
- La potencia *MPP* normalizada media bajo condiciones STC para el primer año de funcionamiento es de aproximadamente 91 % \pm 3 % para ETSID y 90 % \pm 4 % para NEXUS de los valores nominales dados por los fabricantes. Ambos valores están por debajo de la tolerancia facilitada por el fabricante en el correspondiente *datasheet* (52 Wpk = \pm 3 %)
- La estabilización de los módulos de a-Si:H cuando la potencia es analizada con respecto al número de *PSH* de exposición de la planta, ocurre igualmente para los módulos fotovoltaicos expuestos a la luz solar por primera vez en verano (ETSID) tanto como para los módulos instalados en Nexus que inician su operación al final del invierno. Los valores de potencia al finalizar la estabilización inicial son muy similares, independientemente de la fecha de la primera exposición.

- La cinética del proceso de la degradación inducida por la radiación solar ocurre a diferentes velocidades, siendo la primera exposición en verano causa de una reducción de la potencia más rápida. El comienzo de exposición de una planta PV en meses con valores de irradiancia e irradiación menores, conduce a una estabilización del proceso más lenta y más estable.
- La comparación de la eficiencia de célula entre los primeros días de exposición y un año después, arroja un valor de degradación de un $D_R = 0,5$ %, que representa aproximadamente un 10 % en la potencia *MPP* para el período de un año (alrededor de 4,9 vatios de pico por cada módulo). Otro 0,5 % de diferencia se observa entre los valores de los primeros días de exposición y los valores obtenidos mediante *flash report*.

Sobre la caracterización del proceso de estabilización, el estudio desarrollado en la tesis permite concluir que los ajustes de regresión inicialmente planteados involucran parámetros de difícil interpretación en términos del fenómeno físico de la LID, únicamente describen con precisión los datos recogidos. Se ha podido comprobar que la parametrización que mejor describe los datos recogidos mediante el sistema de monitorización para caracterizar el efecto LID, es la logarítmica cuando se compara en valores PSH y la polinómica cuando se compara la degradación de la potencia contra el tiempo. Sin embargo en la presente Tesis se ha realizado un esfuerzo en evitar una parametrización únicamente descriptiva y describir realmente los fenómenos físicos que intervienen en estos efectos de estabilización.

En base a los estudios desarrollados, se han identificado dos agentes o defectos de población asociados al fenómeno de la estabilización. El primero de ellos muestra su evolución con las primeras exposiciones a la luz solar y el comportamiento de la potencia en este periodo sufre un descenso rápido y brusco. Este patrón remite para al poco tiempo dar paso al segundo defecto, menos pronunciado y duradero en el tiempo. Finalmente, estas dos fases alcanzan su configuración estable dependiendo de la irradiación recibida.

Se ha propuesto un modelo basado en una función matemática bidosis que concuerda con la explicación física de los fenómenos observados. Dicho modelo utiliza exclusivamente parámetros extraídos de la monitorización de las plantas, lo que lo convierte en un método repetible y comparable a otras posibles futuras plantas fotovoltaicas. Posteriormente dichos datos han sido ajustados exitosamente al modelo

con valores de R^2 de 0,964 y 0,981 para los dos casos de estudio. Ambos valores son mejores que los obtenidos basados en PSH que obtiene un valor máximo de R^2 igual a 0,9374 con el ajuste lineal logarítmico. Estos resultados permiten concluir que el modelo presentado se ajusta mejor a la realidad física de la estabilización para plantas de silicio amorfo que los modelos existentes en la bibliografía actual.

Cuando pasamos a estudiar las plantas fotovoltaicas a partir del final del proceso de estabilización inicial, se observa que, tal y como está publicado en la bibliografía existente, los efectos de variación estacional de la potencia y la eficiencia son reales, y es posible observarlos y cuantificar dicha variación con respecto a la degradación base (fenómeno de estabilización a largo plazo). Para los casos de templado (o *annealing*) las variaciones se producen por encima de la línea de degradación, y para el efecto Staebler-Wronski las variaciones evolucionan por debajo de la línea de degradación. Se obtiene así un efecto cíclico continuo sobre la línea del envejecimiento.

Siguiendo la línea de razonamiento del primer estudio, se pretende describir los efectos de templado (o *annealing*) observados mediante el estudio de los datos obtenidos a través de la monitorización. Un modelo senoidal superpuesto a uno lineal reproduce con bastante exactitud los efectos agregados de las variaciones estacionales y del envejecimiento de las plantas fotovoltaica de silicio amorfo sometidas a estudio. Este modelo tiene varios parámetros de entrada necesarios, todos ellos extraídos de la monitorización y calculados para los casos estudiados:

- Período de oscilación: definido como el intervalo de tiempo que completa un ciclo térmico, que es un año.
- Amplitud: Variaciones causadas por el *annealing*. Estas se sitúan en el rango de entre un 1,25 % a un 3,63 %, entregando valores más bajos de variación cuanto mayor sean las medias de irradiancia de los valores utilizados para la medición. Los valores medios a lo largo de tres años se sitúan en el rango de un 2,5 % – 3 %.
- Ratio de degradación: Se expone la necesidad de distinguir en la bibliografía “ratios de degradación absolutos” y “ratios de degradación estabilizados” para no incurrir en comparativas erróneas. El ratio de degradación obtenido para las plantas estudiadas es de 0,87 %/anual para NEXUS y de 0,92 %/anual para ETSID.

A partir del análisis de todos los datos se han obtenido las siguientes conclusiones:

- Se propone distinguir dos ratio de degradación para caracterizar correctamente el comportamiento de las plantas fotovoltaicas con módulos de silicio amorfo: el ratio de degradación absoluto y el ratio de degradación estabilizado. El ratio de degradación absoluto, coincidente con el utilizado ampliamente en la bibliografía estudiada, incluye el proceso de estabilización inicial y el de estabilización a largo plazo (valor total desde el inicio de la puesta en marcha). Se propone la introducción del ratio de degradación estabilizado, que cuantifica cómo se desarrolla la estabilización a largo plazo sin considerar la estabilización inicial. Este ratio permitirá comparar correctamente la evolución de estas plantas fotovoltaicas evitando incurrir en comparativas erróneas por incluir una estabilización inicial que el fabricante ya ha descontado al facilitar los datos de catálogo de su módulo. El estudio desarrollado concluye que ratio de degradación estabilizado obtenido para las plantas estudiadas es de 0,87 %/año para la plata de NEXUS y de un 0,92 %/año para ETSID. Ambos valores son superiores a los garantizados por la mayoría de los fabricantes de módulos fotovoltaicos, que garantizan una potencia del 80 % al cabo de 25 años (equivalente a un 0,8 %/año).
- El período de la oscilación estacional, definido como el intervalo de tiempo que completa un ciclo térmico, es de un año. Este valor coincide como es de esperar con las variaciones climáticas de la región donde están ubicadas las instalaciones.
- La amplitud de las variaciones causadas por el *annealing* se sitúan en el rango de entre un 1,25 % a un 3,63 %, entregando valores más bajos de variación cuanto mayor sean las medias de irradiancia de los valores utilizados para la medición. Los valores medios a lo largo de tres años se sitúan en el rango de un 2,5 % – 3 %.
- Se han realizado los estudios de estabilización a largo plazo utilizando diversos niveles de filtrado según la irradiancia (700 W/m², 800 W/m², 900 W/m²), concluyendo que los resultados obtenidos con un nivel de irradiancia de 700 W/m², son adecuados (similares a los obtenidos con los otros dos filtrados, que son más restrictivos) y permite además caracterizar las plantas fotovoltaicas durante todos los meses del año, ya que incluso en diciembre

y eno se pueden encontrar registros que tienen niveles de irradiancia superiores a dicho valor

Las aproximaciones propuestas en ambos estudios, aplicadas a la estabilización en módulos fotovoltaicos de a-Si:H, puede ser de utilidad para investigadores que trabajen en otros tipos de tecnologías de capa delgada. Así mismo proporciona datos e información para el diseño y dimensionado, pudiendo considerar el comportamiento metaestable de estas tecnologías antes de realizar una instalación. La introducción del ratio de degradación estabilizado permitirá mejor cuantificar mejor el comportamiento de las plantas fotovoltaicas que usan módulos de capa fina, facilitando el cálculo correcto de la previsión de energía generada a 25 años vista (el más habitual cuando se estudia el coste nivelado de la energía producida por estos sistemas de generación).

Difusión de los resultados

El trabajo recogido en la presente Tesis doctoral ha derivado en la publicación de diversos trabajos en forma de congresos y publicaciones previstas en revistas internacionales indexadas, a saber:

- Análisis de la degradación inducida en módulos fotovoltaicos de silicio amorfo debido al efecto Staebler-Wronski en función de la radiación incidente (LID). Simposio de Energía y Sostenibilidad. XXIV Reunión Bienal de la Real Sociedad Española de Física. 2013. Simposio oral.
- Comparativa de eficiencias en función de la irradiancia entre módulos fotovoltaicos de silicio amorfo y basados en obleas policristalinas. Simposio de Energía y Sostenibilidad. XXIV Reunión Bienal de la Real Sociedad Española de Física. 2013. Presentación visual.
- Comparativas de eficiencias entre módulos fotovoltaicos de Si amorfo y tecnologías policristalinas. Congreso anual de doctorados UPV, 2014. Presentación poster.
- Tracking solar cells efficiencies in real conditions. EU PVSEC 2014, 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Amsterdam. Visual presentation.
- Analysis of the initial stabilization of the cell efficiency in amorphous silicon photovoltaic modules under real outdoor conditions. En proceso de revisión para su publicación en Applied Energy – minor revision.
- Characterization of long term seasonal effects of amorphous silicon PV arrays under real outdoor conditions in Mediterranean climate. En fase de preparación para su envío.

Así mismo, parte del trabajo realizado se aprovechará para mejorar el material formativo utilizado en las diversas actividades formativas que desarrolla la UPV en el área de fotovoltaica.

Líneas futuras de investigación

Los estudios desarrollados en la presente Tesis doctoral y las propuestas realizadas abren la puerta a ampliar el estudio con futuras investigaciones en el campo de la energía solar fotovoltaica, como son:

- Estudiar la posibilidad de que el efecto de envejecimiento a largo plazo no se comporte de manera lineal sino de manera logarítmica amortiguada. Debido a la escala temporal en la que la mayoría de los estudios se mueven (unos pocos años) no es posible reunir datos suficientes como para comparar esto con datos reales. De ser así, sería posible realizar de manera más precisa estudios financieros y de amortización y explotación de instalaciones solares fotovoltaicas.
- Continuar los estudios de envejecimiento y efecto estacional en la línea de los realizados en la Tesis, más allá del 3er año de funcionamiento de las plantas para analizar periodos de tiempo superiores y ver si este ratio de degradación estabilizado se mantiene en valores superiores a 0,8 %/año o si por el contrario se va atenuando a lo largo del tiempo y permite alcanzar el valor de potencia del 80 % garantizado por los fabricantes al cabo de 25 años.
- Estudiar los efectos del *mismatching* a la hora de configuraciones no óptimas de campos fotovoltaicos en cuanto a su eficiencia y degradación contra configuraciones maximizadas para la producción energética. Ambas plantas fotovoltaicas que han sido estudiadas, están configuradas de manera no óptima para precisamente, estudiar estos efectos en el futuro.
- Realizar comparativas de los métodos de extracción de curvas I-V con diferentes metodologías. Los datos obtenidos mediante trazador de curvas I-V en el Capítulo 2 plantean la posibilidad de realizar comparativas interesantes entre datos reales recogidos en plantas en funcionamiento contra los modelos y métodos existentes en la bibliografía para analizar diferencias y medir su idoneidad.
- Estudiar la dispersión de diferencias entre temperaturas de célula para tecnología cristalina y amorfa a diferentes niveles de irradiancia para largos tiempos de medición.
- Ampliar los estudios realizados en la presente tesis a otras tecnologías basadas en capa delgada, CIS, CISG, TeCd, y validar los modelos de descripción de la estabilización de plantas de silicio amorfo y de variaciones estacionales en plantas fotovoltaicas externas a los estudios aquí presentados, e incluso a otros tipos de tecnologías *thin film*.

- Estudiar la relación entre temperaturas medias anuales y amplitud de ciclo térmico para largos periodos de tiempo.

Anexo A

Ajustes estadísticos

En el presente Anexo se muestran los detalles de los ajustes elaborados en el Capítulo 4 de esta Tesis. Diversos autores han relacionado la potencia de salida de un elemento fotovoltaico, ya sea una célula, un panel o una planta entera, con el tiempo de funcionamiento de esta (y por lo tanto con el tiempo acumulado de exposición a la luz solar), con el objetivo de relacionar ambos parámetros. A fin de realizar una comparativa entre diversos tipos de ajustes, y no solamente los existentes en la bibliografía sobre este efecto (polinómico, lineal y logarítmico) se ha elaborado un estudio en el que se han relacionado ambos parámetros para una serie de ajustes matemáticos.

Los siguientes ajustes han sido estudiados para las plantas fotovoltaicas ETSID y NEXUS: ajuste lineal, ajuste raíz cuadrada de “Y”, ajuste exponencial, ajuste inverso de “Y”, ajuste cuadrado de “Y”, ajuste raíz cuadrada de “X”, ajuste logaritmo de “Y” raíz cuadrada de “X”, ajuste inversa de “Y” raíz cuadrada de “X”, ajuste cuadrado de “Y” raíz cuadrada de “X”, ajuste logaritmo de “X”, ajuste multiplicativo, ajuste inversa de “Y” logaritmo de “X”, ajuste cuadrado de “Y” logaritmo de “X”, ajuste inversa de “X”, ajuste raíz cuadrada de “Y” inversa de “X”, ajuste curva S, ajuste cuadrado de “Y” inversa de “X”, ajuste cuadrado de “X”, ajuste raíz cuadrada de “Y” cuadrado de “X”, ajuste logaritmo de “Y” cuadrado de “X”, ajuste inversa de “Y” cuadrado de “X”, ajuste cuadrado doble y ajustes polinómico de grados 2, 3, 4, 5 y 6.

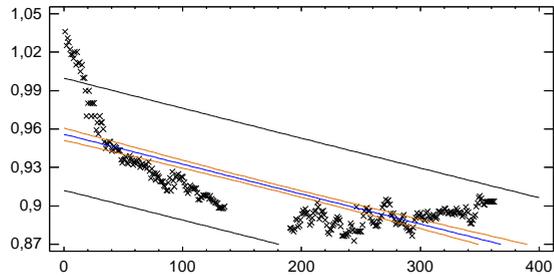
En dichos ajustes, las magnitudes representadas en el eje “X” corresponden al tiempo medido en días desde la primera exposición a la luz solar de las plantas fotovoltaicas, y el valor representado en el eje “Y” corresponde al valor $P_{MPP_STC_pu}$ cuya descripción y cálculo aparecen en el Capítulo 3.

Para cada una de las plantas se incluyen las figuras representando el ajuste, los valores de los parámetros X e Y, el valor de ajuste de la función R^2 (resumidos y comentados en el Capítulo 4) y la ecuación del ajuste. (Ecuaciones de la A-1 a A-27 para la planta fotovoltaica ETSID y de la A-28 a la A-54 para NEXUS).

Ajustes planta fotovoltaica ETSID

Ajuste "lineal"

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 58,78$

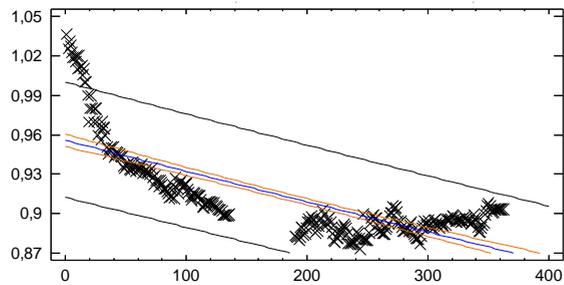


$$y = 0,9559 - 0,00023 \cdot x$$

Ecuación A-1

Ajuste "Raíz Cuadrada de Y"

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 59,29$

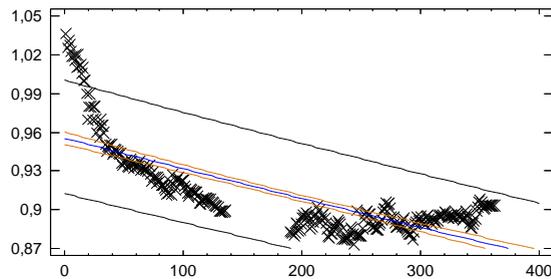


$$y = (0,97755 - 0,00012 \cdot x)^2$$

Ecuación A-2

Ajuste "Exponencial"

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 59,78$

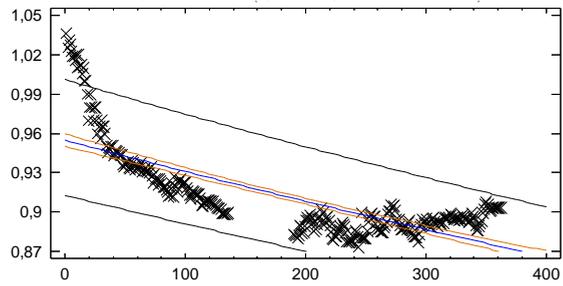


$$y = e^{(-0,0457 - 0,00025 \cdot x)}$$

Ecuación A-3

Ajuste “Inversa de Y”

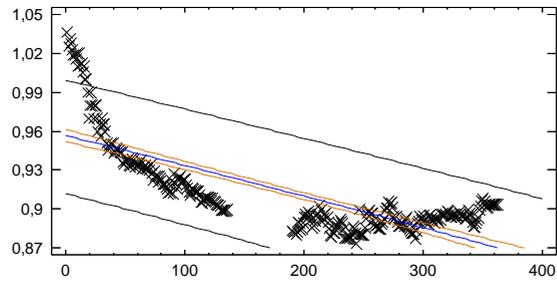
$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^{\circ} \text{ días}$
 $R^2 = 60,69$



$$y = \frac{1}{1,047 + 0,000268 \cdot x}$$

Ecuación A-4**Ajuste “cuadrado de Y”**

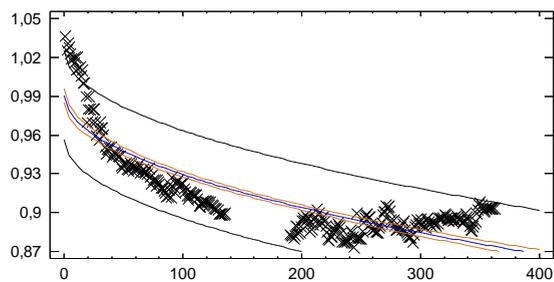
$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^{\circ} \text{ días}$
 $R^2 = 57,72$



$$y = \sqrt{0,9149 - 0,00043 \cdot x}$$

Ecuación A-5**Ajuste “Raíz cuadrada de X”**

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^{\circ} \text{ días}$
 $R^2 = 74,96$

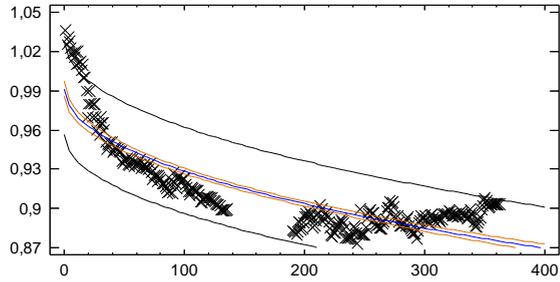


$$y = 0,9908 - 0,00614 \cdot \sqrt{x}$$

Ecuación A-6

**Ajuste “Log-Y
Raíz cuadrada-X”**

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 75,75$

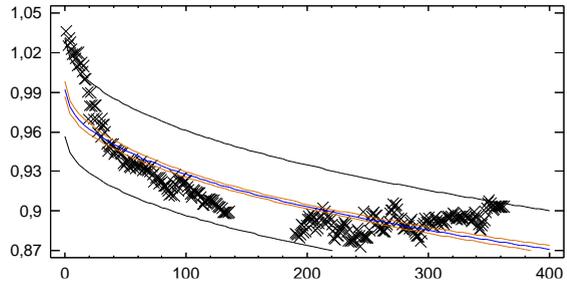


$$y = e^{-0,0084 - 0,0065 \cdot \sqrt{x}}$$

Ecuación A-7

**Ajuste “Inversa-Y
Raíz cuadrada-X”**

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 76,44$

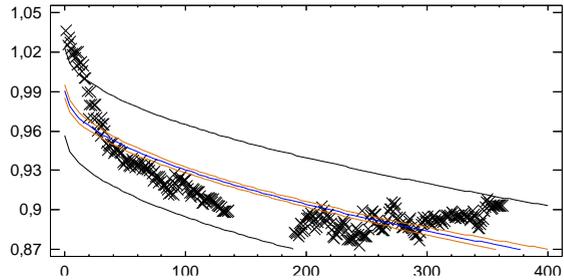


$$y = \frac{1}{1,0077 + 0,007 \cdot \sqrt{x}}$$

Ecuación A-8

**Ajuste “Cuadrado-Y
Raíz cuadrada-X”**

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 74,09$



$$y = \sqrt{0,9807 - 0,0115 \cdot \sqrt{x}}$$

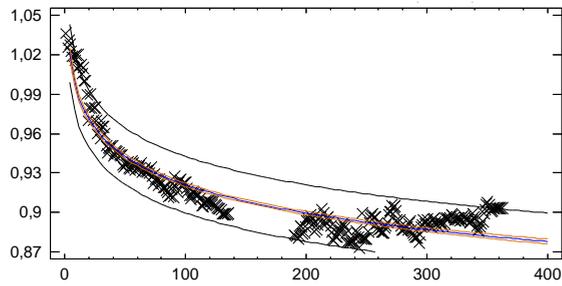
Ecuación A-9

Ajuste “Log-X”

$$y = P_{MPP_STC_PU}$$

$$x = n^{\circ} \text{ días}$$

$$R^2 = 89,93$$



$$y = 1,0644 - 0,0311 \ln x$$

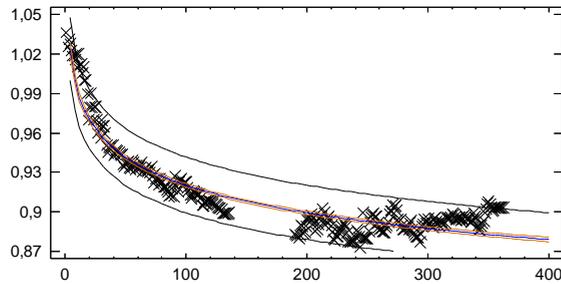
Ecuación A-10

Ajuste “Multiplicativo”

$$y = P_{MPP_STC_PU}$$

$$x = n^{\circ} \text{ días}$$

$$R^2 = 89,85$$



$$y = e^{0,069 - 0,033 \ln x}$$

$$\ln y = 0,069 - 0,033 \ln x$$

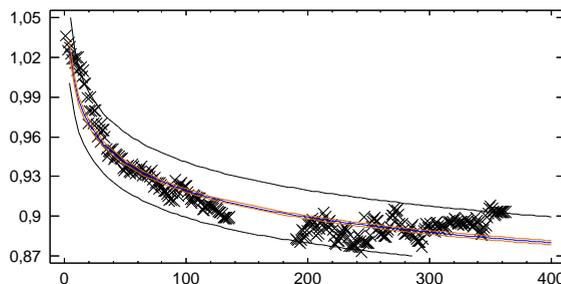
Ecuación A-11

**Ajuste “Inversa-Y
Log-X”**

$$y = P_{MPP_STC_PU}$$

$$x = n^{\circ} \text{ días}$$

$$R^2 = 89,68$$

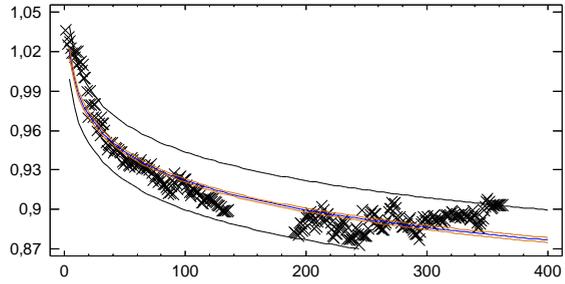


$$y = \frac{1}{0,925 + 0,035 \ln x}$$

Ecuación A-12

**Ajuste “Cuadrado-Y
Log-“X”**

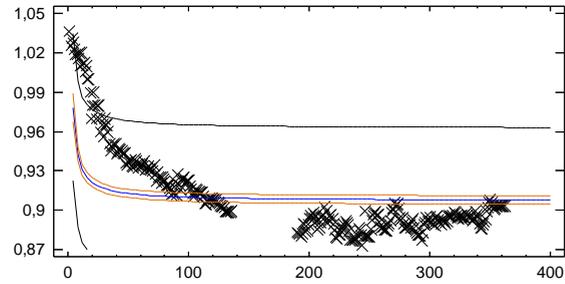
$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 89,91$



$$y = \sqrt{1,12 - 0,058 \ln x} \quad \text{Ecuación A-13}$$

Ajuste “Inversa de X”

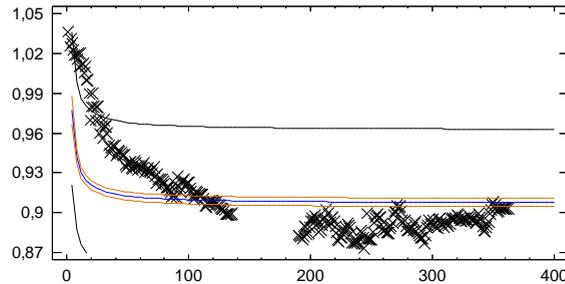
$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 33,89$



$$y = 0,907 + \frac{0,284}{x} \quad \text{Ecuación A-14}$$

**Ajuste “Raíz cuadrada-Y
inversa de X”**

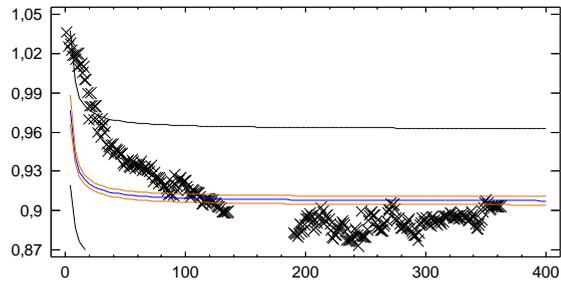
$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 33,31$



$$y = \left(0,952 + \frac{0,145}{x}\right)^2 \quad \text{Ecuación A-15}$$

Ajuste “Curva S”

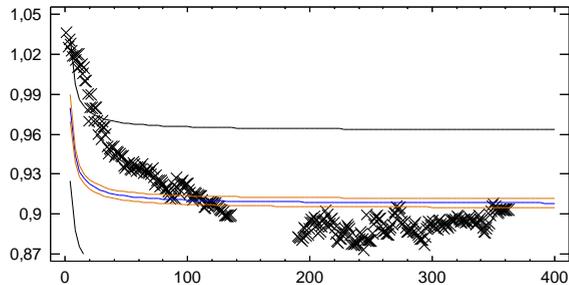
$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^{\circ} \text{ días}$
 $R^2 = 32,74$



$$y = e^{(0,097 + \frac{0,297}{x})}$$

Ecuación A-16**Ajuste “Cuadrado-Y Inversa de X”**

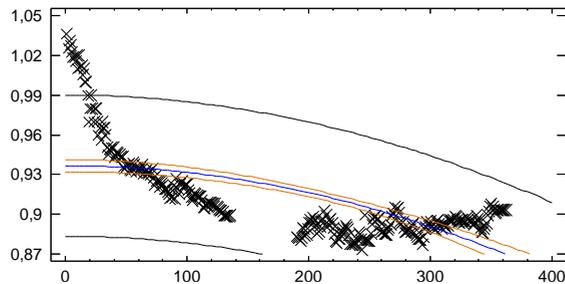
$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^{\circ} \text{ días}$
 $R^2 = 35,06$



$$y = \sqrt{0,823 + \frac{0,546}{x}}$$

Ecuación A-17**Ajuste “Cuadrado de X”**

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^{\circ} \text{ días}$
 $R^2 = 38,40$

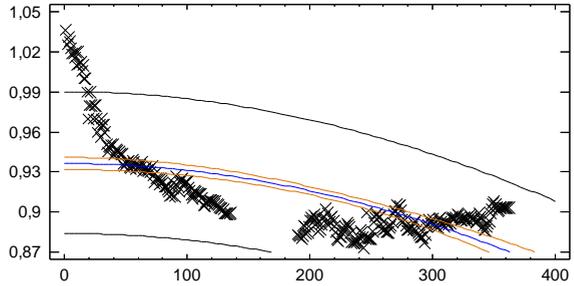


$$y = 0,936 - 5,106 \cdot 10^{-7} x^2$$

Ecuación A-18

**Ajuste “Raíz cuadrada-Y
cuadrado-X”**

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 38,82$

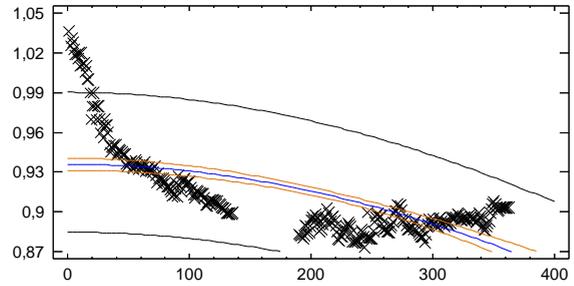


$$y = (0,967 - 2,64 \cdot 10^{-7} \cdot x^2)^2$$

Ecuación A-19

**Ajuste “Logarítmico-Y
cuadrado-X”**

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 39,22$

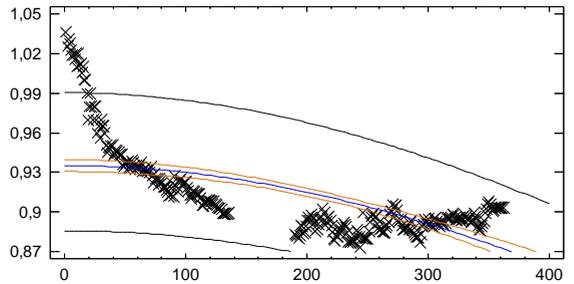


$$y = e^{(-0,066 - 5,485 \cdot 10^{-7} \cdot x^2)}$$

Ecuación A-20

**Ajuste “Inversa-Y
cuadrado-X”**

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 39,98$

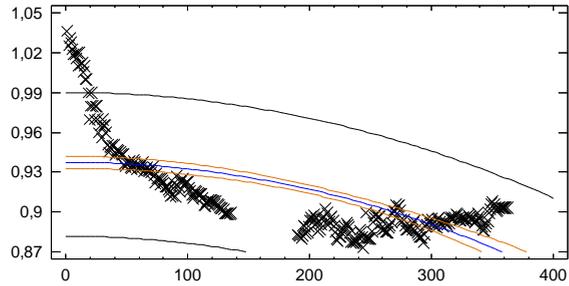


$$y = \frac{1}{1,0694 + 5,898 \cdot 10^{-7} \cdot x^2}$$

Ecuación A-21

Ajuste “Cuadrado doble”

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 37,55$

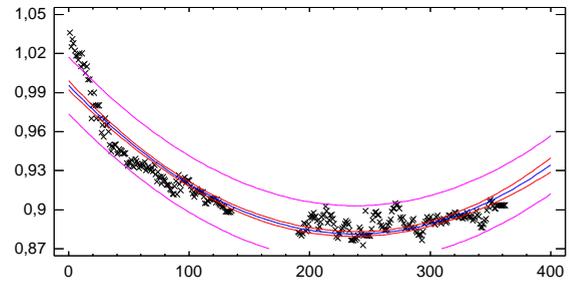


$$y = \sqrt{0,879 - 9,519 \cdot 10^{-7}x^2}$$

Ecuación A-22

Ajuste “Polinomio grado 2”

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 89,80$

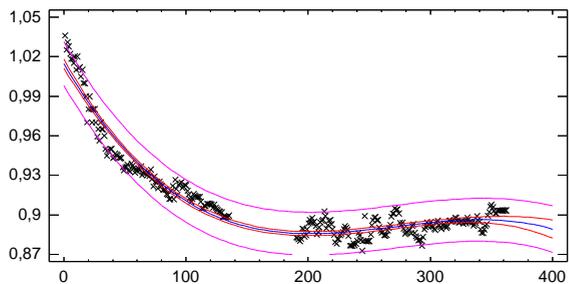


$$y = 0,995 - 0,00096x + 0,000002x^2$$

Ecuación A-23

Ajuste “Polinomio grado 3”

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 94,38$

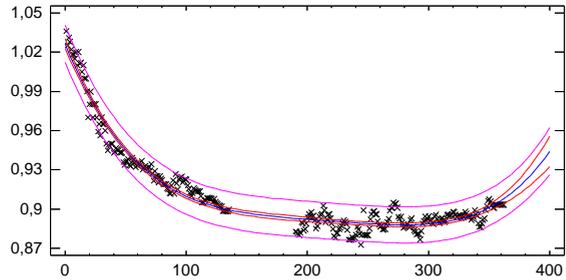


$$y = 1,0146 - 0,0015x + 6,27 \cdot 10^{-7}x^2 - 7,701 \cdot 10^{-9}x^3$$

Ecuación A-24

Ajuste “Polinomio grado 4”

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 95,89$

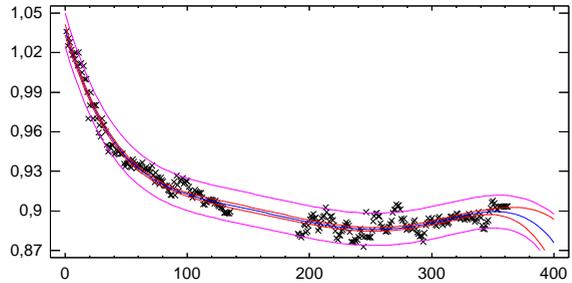


$$y = 1,026 - 0,0022x + 1,51 \cdot 10^{-6}x^2 - 4,666 \cdot 10^{-8}x^3 + 5,417 \cdot 10^{-11}x^4$$

Ecuación A-25

Ajuste “Polinomio grado 5”

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 96,82$

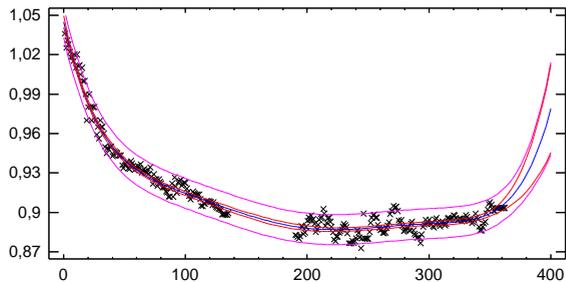


$$y = 1,037 - 0,0031x + 3,27 \cdot 10^{-6}x^2 - 1,741 \cdot 10^{-7}x^3 + 4,434 \cdot 10^{-10}x^4 - 4,232 \cdot 10^{-13}x^5$$

Ecuación A-26

Ajuste “Polinomio grado 6”

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 97,27$



$$y = 1,045 - 0,004x + 5,82 \cdot 10^{-5}x^2 - 4,646 \cdot 10^{-7}x^3 + 1,978 \cdot 10^{-9}x^4 - 4,198 \cdot 10^{-12}x^5 + 3,497 \cdot 10^{-15}x^6$$

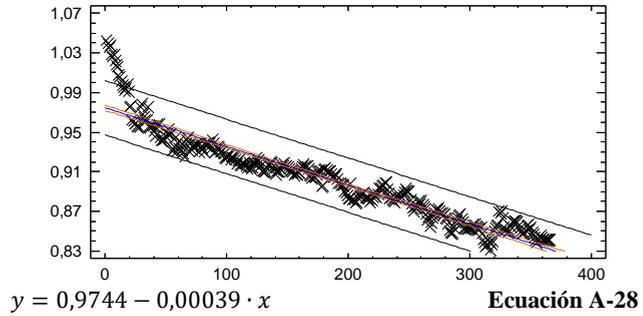
Ecuación A-27

Ajustes planta fotovoltaica NEXUS**Ajuste "lineal"**

$$y = P_{MPP_STC_PU}$$

$$x = \text{n}^\circ \text{ días}$$

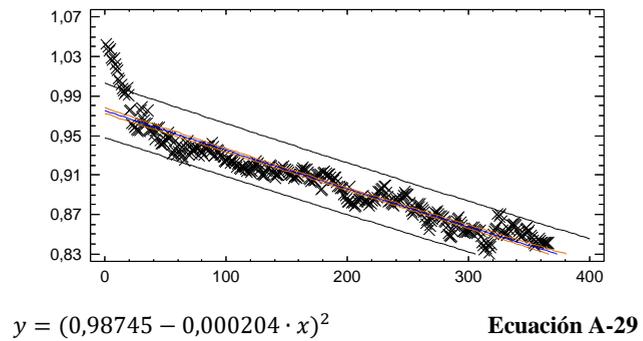
$$R^2 = 89,82$$

**Ajuste "Raíz Cuadrada de Y"**

$$y = P_{MPP_STC_PU}$$

$$x = \text{n}^\circ \text{ días}$$

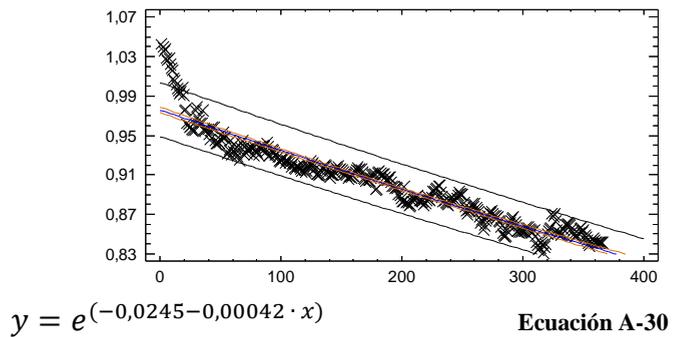
$$R^2 = 90,48$$

**Ajuste "Exponencial"**

$$y = P_{MPP_STC_PU}$$

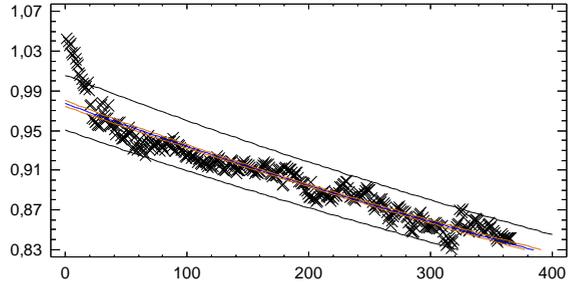
$$x = \text{n}^\circ \text{ días}$$

$$R^2 = 91,09$$



Ajuste “Inversa de Y”

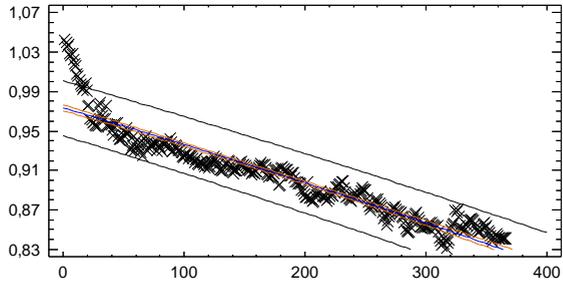
$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 92,13$



$$y = \frac{1}{1,023 + 0,000472 \cdot x} \quad \text{Ecuación A-31}$$

Ajuste “cuadrado de Y”

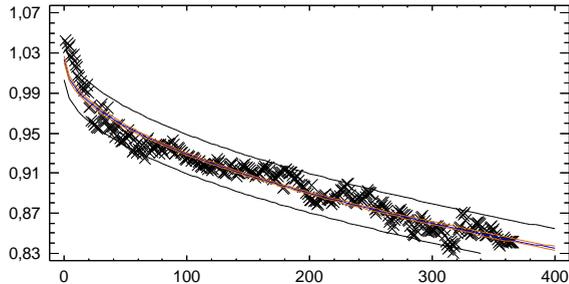
$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 88,31$



$$y = \sqrt{0,9475 - 0,00071 \cdot x} \quad \text{Ecuación A-32}$$

Ajuste “Raíz cuadrada de X”

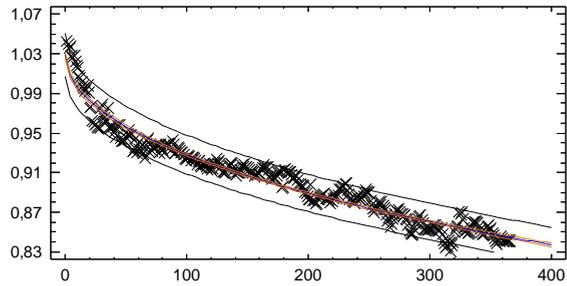
$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 94,80$



$$y = 1,023 - 0,00942 \cdot \sqrt{x} \quad \text{Ecuación A-33}$$

**Ajuste “Log-Y
Raíz cuadrada-X”**

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^{\circ} \text{ días}$
 $R^2 = 94,95$

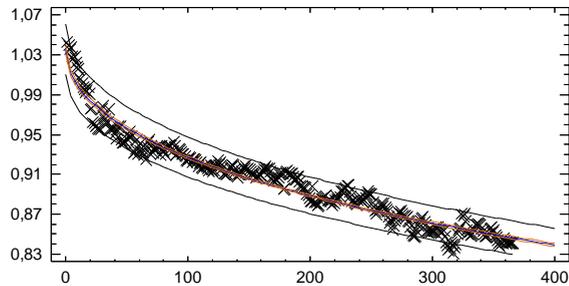


$$y = e^{0,0283 - 0,0103 \cdot \sqrt{x}}$$

Ecuación A-34

**Ajuste “Inversa-Y
Raíz cuadrada-X”**

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^{\circ} \text{ días}$
 $R^2 = 94,87$

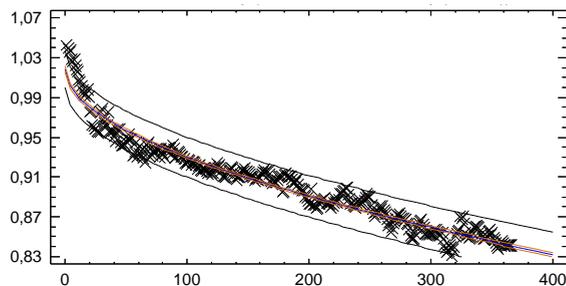


$$y = \frac{1}{0,965 + 0,0112 \cdot \sqrt{x}}$$

Ecuación A-35

**Ajuste “Cuadrado-Y
Raíz cuadrada-X”**

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^{\circ} \text{ días}$
 $R^2 = 94,41$

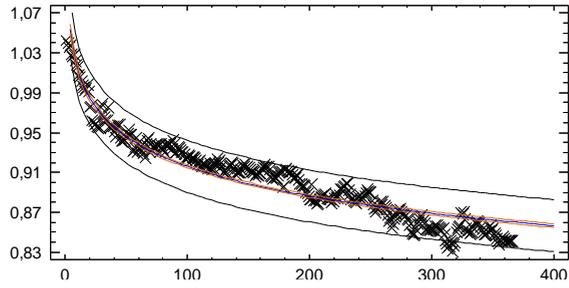


$$y = \sqrt{1,037 - 0,0172 \cdot \sqrt{x}}$$

Ecuación A-36

Ajuste “Log-X”

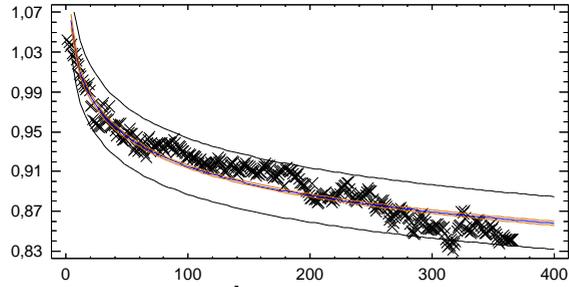
$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 90,82$



$$y = 1,113 - 0,0427 \ln x \quad \text{Ecuación A-37}$$

Ajuste “Multiplicativo”

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 89,23$

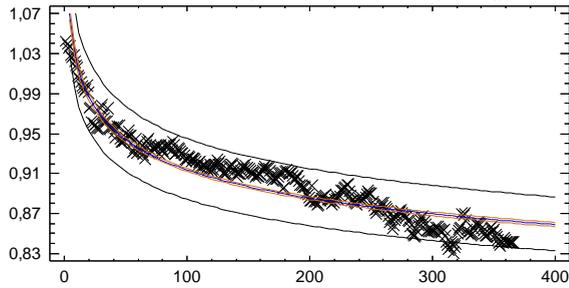


$$y = e^{0,124 - 0,046 \ln x}$$

$$\ln y = 0,124 - 0,046 \ln x \quad \text{Ecuación A-38}$$

**Ajuste “Inversa-Y
Log-X”**

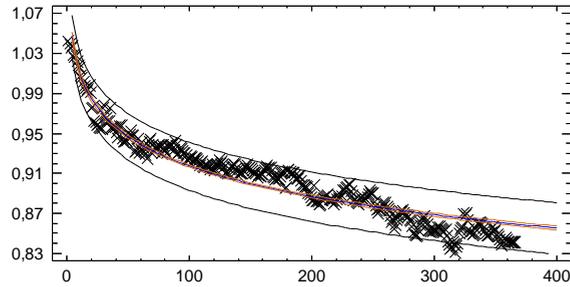
$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 93,54$



$$y = \frac{1}{0,863 + 0,0502 \ln x} \quad \text{Ecuación A-39}$$

**Ajuste “Cuadrado-Y
Log-X”**

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^{\circ} \text{ días}$
 $R^2 = 92,24$

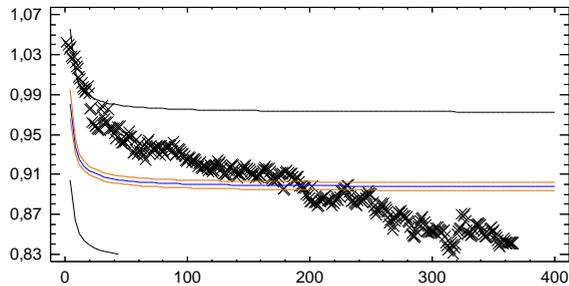


$$y = \sqrt{1,206 - 0,079 \ln x}$$

Ecuación A-40

Ajuste “Inversa de X”

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^{\circ} \text{ días}$
 $R^2 = 24,45$

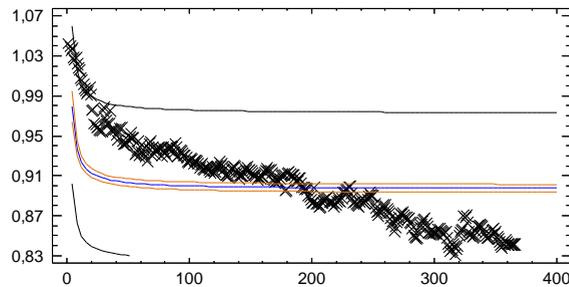


$$y = 0,896 + \frac{0,332}{x}$$

Ecuación A-41

**Ajuste “Raíz cuadrada-Y
inversa de X”**

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^{\circ} \text{ días}$
 $R^2 = 23,59$

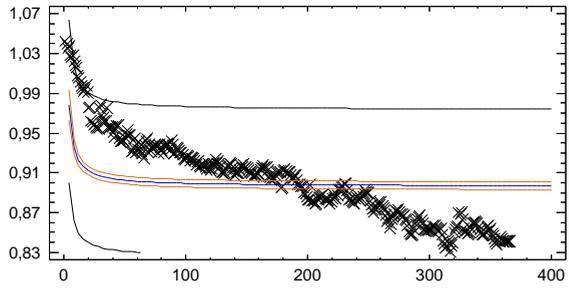


$$y = \left(0,946 + \frac{0,17}{x}\right)^2$$

Ecuación A-42

Ajuste “Curva S”

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 22,75$

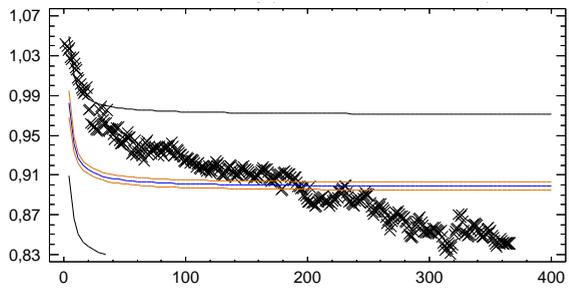


$$y = e^{(-0,109 + \frac{0,35}{x})}$$

Ecuación A-43

Ajuste “Cuadrado-Y Inversa de X”

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 26,23$

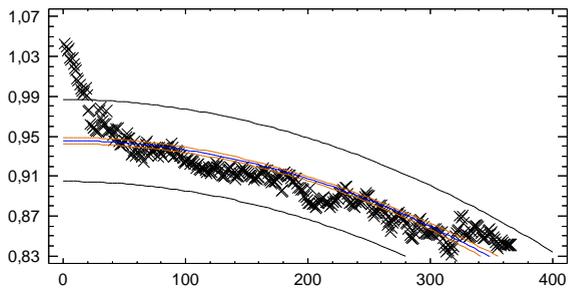


$$y = \sqrt{0,805 + \frac{0,633}{x}}$$

Ecuación A-44

Ajuste “Cuadrado de X”

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 77,35$

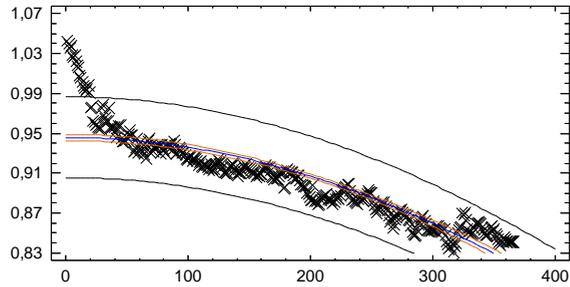


$$y = 0,945 - 9,551 \cdot 10^{-7} x^2$$

Ecuación A-45

**Ajuste “Raíz cuadrada-Y
cuadrado-X”**

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 78,49$

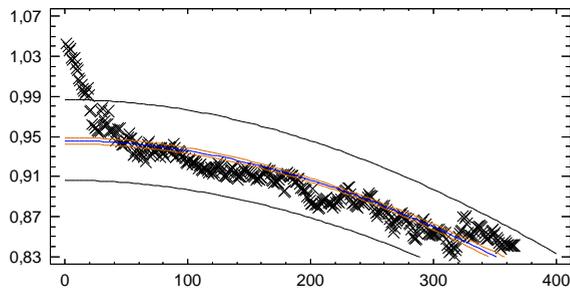


$$y = (0,972 - 5,02 \cdot 10^{-7} \cdot x^2)^2$$

Ecuación A-46

**Ajuste “Logarítmico-Y
cuadrado-X”**

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 79,58$

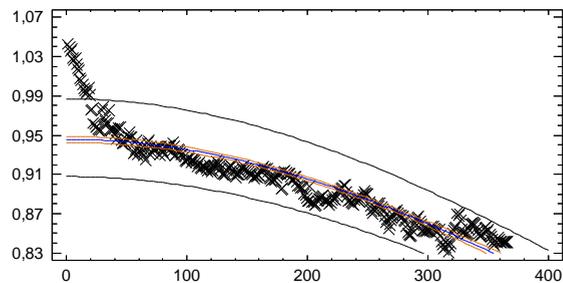


$$y = e^{(-0,055 - 1,057 \cdot 10^{-6} \cdot x^2)}$$

Ecuación A-47

**Ajuste “Inversa-Y
cuadrado-X”**

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 81,62$

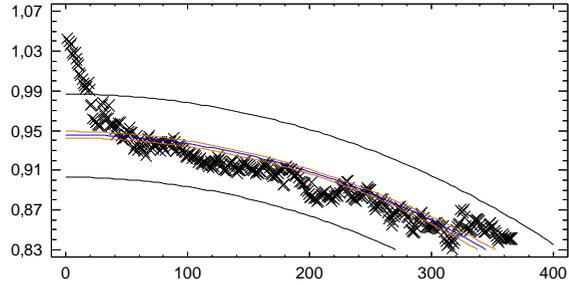


$$y = \frac{1}{1,057 + 1,17 \cdot 10^{-6} x^2}$$

Ecuación A-48

Ajuste “Cuadrado doble”

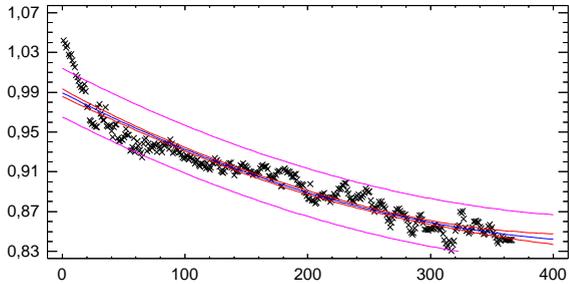
$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 74,94$



$$y = \sqrt{0,894 - 1,727 \cdot 10^{-6}x^2} \quad \text{Ecuación A-49}$$

Ajuste “Polinomio grado 2”

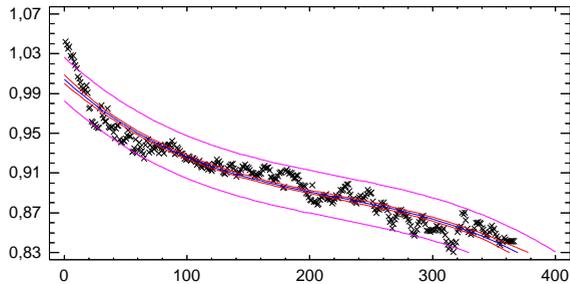
$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 92,18$



$$y = 0,989 - 0,00063x + 6,68 \cdot 10^{-7}x^2 \quad \text{Ecuación A-50}$$

Ajuste “Polinomio grado 3”

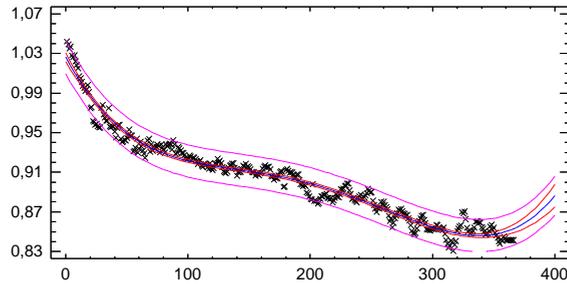
$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 93,80$



$$y = 1,0044 - 0,0011x + 3,96 \cdot 10^{-6}x^2 - 5,982 \cdot 10^{-9}x^3 \quad \text{Ecuación A-51}$$

Ajuste "Polinomio grado 4"

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 96,48$

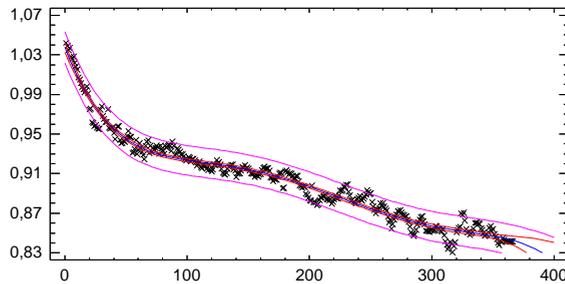


$$y = 1,026 - 0,0023x + 1,84 \cdot 10^{-5}x^2 - 6,712 \cdot 10^{-8}x^3 + 8,329 \cdot 10^{-11}x^4$$

Ecuación A-52

Ajuste "Polinomio grado 5"

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 97,04$

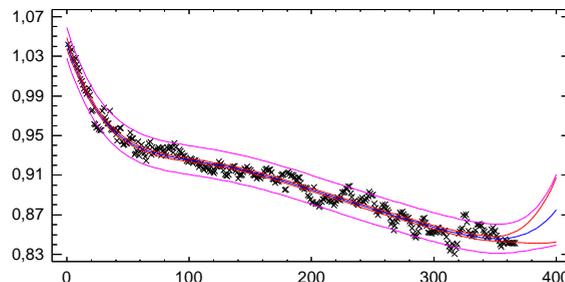


$$y = 1,037 - 0,0032x + 3,55 \cdot 10^{-5}x^2 - 1,914 \cdot 10^{-7}x^3 + 4,642 \cdot 10^{-10}x^4 - 4,152 \cdot 10^{-13}x^5$$

Ecuación A-53

Ajuste "Polinomio grado 6"

$y = P_{MPP_STC_PU}$
 $x = n^\circ \text{ días}$
 $R^2 = 97,16$



$$y = 1,043 - 0,0038x + 5,26 \cdot 10^{-5}x^2 - 3,777 \cdot 10^{-7}x^3 + 1,414 \cdot 10^{-9}x^4 - 2,692 \cdot 10^{-12}x^5 + 2,067 \cdot 10^{-15}x^6$$

Ecuación A-54

Anexo B

Flash Reports

En el presente anexo se muestran los valores de flash report de cada uno de los paneles fotovoltaicos que componen las dos instalaciones utilizadas en los estudios realizados en esta Tesis. Estos valores han sido recogidos individualmente de los flash report de cada panel entregados por el fabricante y sus valores han sido los utilizados para el dimensionado de las plantas fotovoltaicas.

En la primera tabla se muestran los valores de los 64 paneles que componen la instalación fotovoltaica ETSID y en la segunda, los 20 paneles que completan la instalación NEXUS. En dichas tablas disponemos de los siguientes datos: número de serie de fabricación del módulo fotovoltaico, tensión en circuito abierto, corriente de cortocircuito, tensión en punto de máxima potencia, corriente en punto de máxima potencia, potencia en punto de máxima potencia y valor de factor de forma calculado tal y como se describió en el Capítulo 2.

Flash Report Módulos Fotovoltaicos Instalación ETSID

<i>Serial #</i>	V_{OC}	I_{SC}	V_{MPP}	I_{MPP}	P_{MPP}	FF
906901-16	61,41	1,54	46,27	1,28300	62,77	59,4
906901-59	61,35	1,547	45,38	1,28600	61,49	58,4
906903-53	61,81	1,504	46,37	1,28600	64,15	59,6
906901-32	60,89	1,54	45,32	1,28800	62,25	58,4
906303-36	60,85	1,528	45,92	1,29100	63,76	59,3
906903-22	60,61	1,522	45,13	1,29500	63,35	58,4
906903-21	61,2	1,522	45,38	1,29700	63,19	58,9
906802-60	61,51	1,564	44,3	1,31900	60,74	58,4
907101-07	61,02	1,538	47,04	1,25700	63	59,1
906901-62	61,94	1,538	46,59	1,25900	61,57	58,7
904802-07	60,04	1,549	46,62	1,26300	63,31	58,9
907102-40	61,94	1,577	45,56	1,26400	58,96	57,6
906903-38	61,28	1,495	44,57	1,30500	63,49	58,2
906903-44	61,2	1,522	44,84	1,30500	62,82	58,5
906903-36	61,08	1,531	44,3	1,31100	62,11	58,1
906901-48	61,38	1,531	45,04	1,318	63,17	59,4

Cinética de la saturación en células fotovoltaicas de a-Si

907102-23	62,21	1,568	46,85	1,27600	61,28	59,8
906901-63	61,85	1,529	46,57	1,27600	62,84	59,4
906903-34	60,98	1,504	45,03	1,27800	62,75	57,5
906901-35	60,98	1,54	46,18	1,27800	62,85	59
906901-36	60,99	1,522	46,39	1,27900	63,92	59,3
906901-03	61,63	1,522	46,46	1,28000	63,4	59,5
906901-10	61,71	1,549	45,59	1,28000	61,05	58,4
906901-43	61	1,54	46,24	1,28000	63,01	59,2
906901-05	61,73	1,54	47,66	1,20600	60,46	57,5
906903-48	61,2	1,55	44,83	1,32000	62,38	59,2
906903-51	61,21	1,532	44,45	1,32000	62,57	58,7
906901-41	61	1,531	45,04	1,32500	63,9	59,7
907102-45	62,71	1,549	44,82	1,32500	61,14	59,4
906903-41	61,3	1,495	43,41	1,32600	62,81	57,6
907102-39	62,24	1,559	43,72	1,33200	60,02	58,2
906903-50	61,59	1,486	43,95	1,33500	64,11	58,7
907102-36	62,11	1,568	45,53	1,29800	60,68	59,1
907102-41	62,73	1,505	46,04	1,29800	63,3	59,8
906500-37	61,65	1,51	44,25	1,29900	61,75	57,5
906402-59	62,82	1,543	44,3	1,30000	59,41	57,6
906903-47	61,39	1,522	45,15	1,30000	62,82	58,7
906901-12	61,6	1,522	45,77	1,30000	63,46	59,5
906903-28	60,92	1,54	44,18	1,30100	61,27	57,5
906903-29	61,26	1,505	44,62	1,30500	63,16	58,2
906901-08	61,43	1,522	47,17	1,22800	61,95	57,9
906901-50	61,41	1,529	46,82	1,23600	61,63	57,9
906901-07	61,54	1,522	46,67	1,24200	61,89	58
906500-60	61,75	1,547	46,4	1,24700	60,57	57,9
906901-57	61,65	1,547	46,74	1,25000	61,26	58,4
906802-57	62,1	1,537	46,41	1,25100	60,83	58,1
906901-44	61	1,522	46,4	1,25100	62,52	58

906303-26	58,85	1,609	43,95	1,35300	62,8	59,5
906901-15	61,41	1,531	46,63	1,28200	63,58	59,8
906903-15	61,11	1,513	46,06	1,28500	64,01	59,2
907101-39	61,08	1,511	45,64	1,28600	63,6	58,7
906901-31	60,89	1,531	46,07	1,28600	63,55	59,2
907101-58	61,5	1,484	45,22	1,28800	63,82	58,2
907001-19	61,83	1,55	46,3	1,29000	62,32	59,7
907101-06	61,32	1,494	45,37	1,29200	63,99	58,6
906903-43	61,2	1,513	45,14	1,29500	63,13	58,5
907101-43	61,13	1,511	46,1	1,26900	63,33	58,5
906901-60	61,86	1,529	46,95	1,27000	63,04	59,6
906901-64	61,94	1,529	46,59	1,27100	62,53	59,2
906901-42	61,18	1,52	46,22	1,27600	63,42	59
907101-42	61,7	1,493	45,36	1,31200	64,6	59,5
906903-45	61,3	1,495	44,03	1,31300	63,08	57,8
906903-52	61,19	1,531	43,99	1,31300	61,65	57,8
907102-20	62,1	1,559	45,32	1,31500	61,56	59,6

Flash Report Módulos Fotovoltaicos Instalación NEXUS

<i>Serial #</i>	<i>V_{OC}</i>	<i>I_{SC}</i>	<i>V_{MPP}</i>	<i>I_{MPP}</i>	<i>P_{MPP}</i>	<i>FF</i>
834506-52	62,24	1,514	48,75	1,221	59,5	63,17
834506-32	62,29	1,525	49,12	1,224	60,1	63,29
834506-29	62,27	1,493	47,93	1,23	59	63,41
834506-22	62,59	1,514	48,99	1,232	60,4	63,69
834604-32	61,02	1,513	47,7	1,241	59,2	64,12
834506-18	62,58	1,503	48,77	1,242	60,6	64,4
907001-08	62,02	1,55	47,75	1,254	59,9	62,29
834506-21	62,58	1,514	47,82	1,256	60,1	63,39
833710-37	63,23	1,546	48,17	1,265	60,9	62,34
834604-29	61,46	1,535	47,33	1,267	60	63,56
834604-47	61,43	1,512	46,86	1,27	59,5	64,07
834604-23	61,21	1,524	46,8	1,272	59,5	63,82
833710-39	62,93	1,504	46,79	1,273	59,6	62,93
834604-36	61,2	1,555	46,71	1,274	59,5	62,53
833710-40	62,9	1,546	46,41	1,281	59,5	61,14
833710-43	62,85	1,546	46,27	1,282	59,3	61,05
834604-30	61,42	1,535	46,43	1,285	59,7	63,28
906901-48	61,38	1,531	45,04	1,318	59,4	63,17
906802-60	61,51	1,564	44,3	1,319	58,4	60,74
907002-43	61,58	1,525	44,5	1,32	58,7	62,55

Anexo C

Cálculos de *ageing*

para $GI > 800 \text{ W/m}^2$

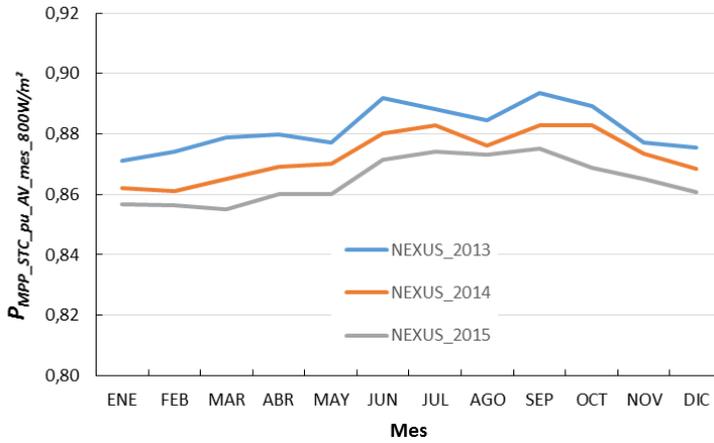
En el presente Anexo se muestran las tablas de datos de valores $P_{MPP_STC_pu_AV_mes_GI}$ para valores de $GI > 800 \text{ W/m}^2$ y para valores de $GI > 900 \text{ W/m}^2$ para los tres años del estudio realizado en el Capítulo 5, para los dos plantas fotovoltaicas, que por motivos de espacio y maquetación, no han sido incluidas en dicho capítulo.

NEXUS	$P_{MPP_STC_pu_AV_mes_800W/m^2}$			D_R	
	2013	2014	2015	$D_{R_est_2014}$	$D_{R_est_2015}$
Enero	0,8712	0,8622	0,8568	0,90 %	0,54 %
Febrero	0,8741	0,8612	0,8565	1,28 %	0,47 %
Marzo	0,8789	0,8650	0,8549	1,39 %	1,01 %
Abril	0,8799	0,8690	0,8601	1,09 %	0,89 %
Mayo	0,8772	0,8702	0,8602	0,70 %	1,00 %
Junio	0,8919	0,8803	0,8714	1,16 %	0,89 %
Julio	0,8882	0,8828	0,8740	0,54 %	0,88 %
Agosto	0,8845	0,8761	0,8733	0,84 %	0,28 %
Septiembre	0,8937	0,8830	0,8750	1,07 %	0,80 %
Octubre	0,8894	0,8829	0,8689	0,65 %	1,40 %
Noviembre	0,8773	0,8736	0,8651	0,37 %	0,85 %
Diciembre	0,8754	0,8686	0,8608	0,68 %	0,78 %

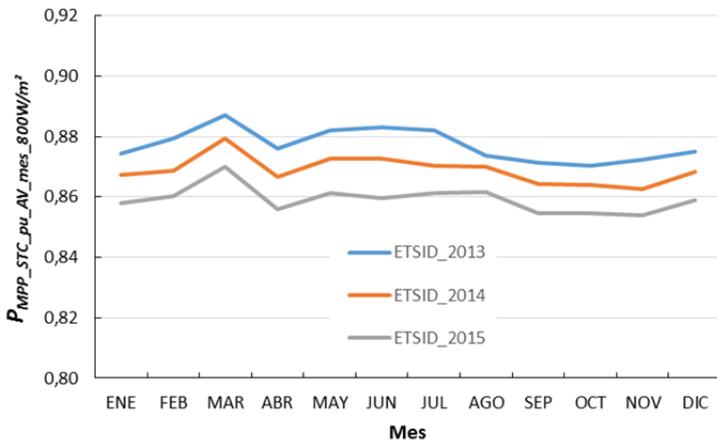
En la anterior tabla tenemos los valores de $P_{MPP_STC_pu_AV_mes_800W/m^2}$ para la planta fotovoltaica NEXUS, así como los D_R calculados para los años 2014 y 2015 asociados. En la figura siguiente tenemos estos valores representados gráficamente.

Las siguientes tabla y figura representan los mismos datos para el mismo período de tiempo pero para la planta fotovoltaica ETSID.

Cinética de la saturación en células fotovoltaicas de a-Si



ETSID	$P_{MPP_STC_pu_AV_mes_800W/m^2}$			D_R	
	2013	2014	2015	$D_{R_est_2014}$	$D_{R_est_2015}$
Enero	0,8742	0,8674	0,8578	0,68 %	0,96 %
Febrero	0,8795	0,8687	0,8603	1,08 %	0,84 %
Marzo	0,8871	0,8793	0,8699	0,78 %	0,94 %
Abril	0,8759	0,8665	0,8559	0,94 %	1,06 %
Mayo	0,8820	0,8727	0,8612	0,93 %	1,15 %
Junio	0,8831	0,8728	0,8596	1,03 %	1,32 %
Julio	0,8820	0,8702	0,8612	1,18 %	0,90 %
Agosto	0,8737	0,8701	0,8616	0,36 %	0,85 %
Septiembre	0,8712	0,8644	0,8545	0,68 %	0,99 %
Octubre	0,8703	0,8639	0,8546	0,64 %	0,93 %
Noviembre	0,8724	0,8628	0,8538	0,96 %	0,90 %
Diciembre	0,8752	0,8684	0,8588	0,68 %	0,96 %

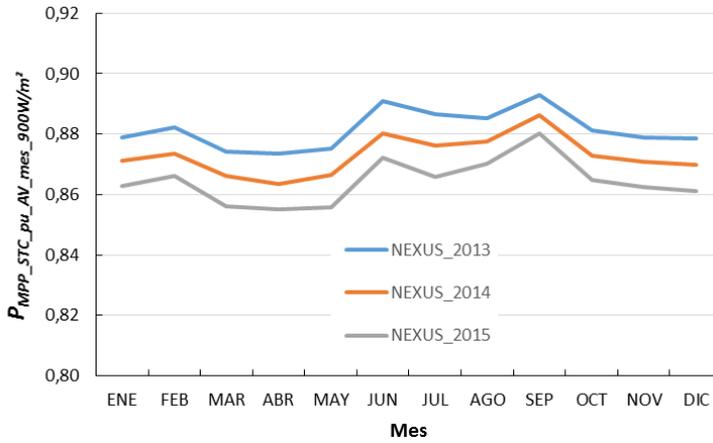


A continuación tenemos una tabla en la que se recogen los valores calculados anuales de degradación y el valor medio asociado a cada una de las dos plantas fotovoltaicas.

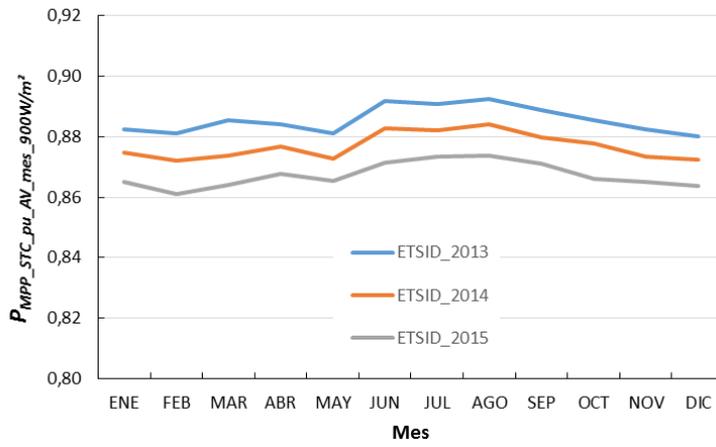
	D_R 2014	D_R 2015	D_R MEDIO
NEXUS	0,89 %	0,82 %	0,85 %
ETSID	0,83 %	0,98 %	0,91 %

En las siguientes tablas y figuras nos encontramos con los datos de $P_{MPP_STC_pu_AV_mes_900W/m^2}$ para ambas plantas así como sus representaciones gráficas.

NEXUS	$P_{MPP_STC_pu_AV_mes_900W/m^2}$			D_R	
	2013	2014	2015	$D_{R_est_2014}$	$D_{R_est_2015}$
Enero	0,8789	0,8712	0,8629	0,77 %	0,83 %
Febrero	0,8823	0,8734	0,8661	0,89 %	0,73 %
Marzo	0,8741	0,8662	0,8562	0,79 %	1,00 %
Abril	0,8735	0,8636	0,8550	0,99 %	0,86 %
Mayo	0,8753	0,8666	0,8559	0,87 %	1,07 %
Junio	0,8908	0,8801	0,8723	1,07 %	0,78 %
Julio	0,8865	0,8761	0,8658	1,04 %	1,03 %
Agosto	0,8854	0,8776	0,8701	0,78 %	0,75 %
Septiembre	0,8929	0,8864	0,8801	0,65 %	0,63 %
Octubre	0,8811	0,8729	0,8648	0,82 %	0,81 %
Noviembre	0,8789	0,8708	0,8624	0,81 %	0,84 %
Diciembre	0,8786	0,8699	0,8612	0,87 %	0,87 %



<i>ETSID</i>	$P_{MPP_STC_pu_AV_mes_900W/m^2}$			D_R	
	2013	2014	2015	$D_{R_est_2014}$	$D_{R_est_2015}$
Enero	0,8825	0,8749	0,8649	0,76 %	1,00 %
Febrero	0,8812	0,8719	0,8609	0,93 %	1,10 %
Marzo	0,8856	0,8737	0,8641	1,19 %	0,96 %
Abril	0,8840	0,8769	0,8678	0,71 %	0,91 %
Mayo	0,8811	0,8729	0,8654	0,82 %	0,75 %
Junio	0,8918	0,8829	0,8713	0,89 %	1,16 %
Julio	0,8909	0,8821	0,8734	0,88 %	0,87 %
Agosto	0,8925	0,8841	0,8739	0,84 %	1,02 %
Septiembre	0,8888	0,8797	0,8711	0,91 %	0,86 %
Octubre	0,8856	0,8779	0,8662	0,77 %	1,17 %
Noviembre	0,8824	0,8735	0,8649	0,89 %	0,86 %
Diciembre	0,8801	0,8725	0,8637	0,76 %	0,88 %



En la siguiente tabla tenemos resumidos los datos de D_R para ambas plantas en los diferentes períodos de tiempo así como el valor medio.

	$D_R 2014$	$D_R 2015$	$D_R \text{ MEDIO}$
NEXUS	0,86 %	0,85 %	0,86 %
ETSID	0,86 %	0,96 %	0,91 %

Referencias bibliográficas

- [1] A. Smets, K. Jäger, O. Isabella, R. Van Swaaij, M. Zeman, *Solar Energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion technologies and systems*, 2016.
- [2] OECD / IEA, *Key World Energy Statistics*, (2013).
- [3] CIA, *The World factbook*, 2014. <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/>.
- [4] European photovoltaic industry association, *Global market outlook 2017*, (2017). <http://www.solarpowereurope.org> (accessed June 17, 2017).
- [5] C. McGlade, P. Ekins, The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2 °C, *Nature*. 517 (2015) 187–190. doi:10.1038/nature14016.
- [6] M. Jacob, J.H. Aire, Unburnable fossil-fuel reserves, *Nature*. 517 (2015) 150. doi:10.1038/517150a.
- [7] T. Engelder, R. Howarth, a Ingraffea, Should fracking stop?, *Nature*. 477 (2011) 271–275. doi:10.1038/477271a.
- [8] S. Shafiee, E. Topal, When will fossil fuel reserves be diminished?, *Energy Policy*. 37 (2009) 181–189. doi:10.1016/j.enpol.2008.08.016.
- [9] K. Beckman, Scientists: large fossil reserves must stay in ground , *Energy Post*. (2015).
- [10] Countrymeters, (2017). <http://countrymeters.info/es/World> (accessed June 17, 2017).
- [11] Tom The Hand, Brent spot monthly, (2016). https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Brent_Spot_monthly.svg (accessed June 17, 2017).
- [12] British Petroleum., *Statistical review of world energy*, (2015). <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>.
- [13] European Photovoltaic Industry Association, *Global Market Outlook for Photovoltaics*, 2014. doi:10.1007/s10854-007-9177-9.
- [14] REN21, *Global status report 2016*, 2016.

- [15] Historia de la energía solar, (2017). <https://solar-energia.net/> (accessed June 17, 2017).
- [16] C. Breyer, A. Gerlach, Global Overview on Grid-Parity Event Dynamics, *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 21 (2013) 121–136. doi:10.4229/25thEUPVSEC2010-6CV.4.11.
- [17] M. Victoria, R. Moretón, Siete gráficos para ponerse al día en fotovoltaica, *Obs. Crítico La Energía - La Marea.* (2014). <http://www.lamarea.com/2014/12/22/siete-graficos-para-ponerse-al-dia-en-fotovoltaica/> (accessed June 17, 2017).
- [18] H.W. Schock, Thin film photovoltaics, *Appl. Surf. Sci.* 92 (1996) 606–616. doi:10.1016/0169-4332(95)00303-7.
- [19] M.A. Green, Thin-film solar cells: Review of materials, technologies and commercial status, *J. Mater. Sci. Mater. Electron.* 18 (2007) 15–19. doi:10.1007/s10854-007-9177-9.
- [20] W. Hoffmann, T. Pellkofer, Thin films in photovoltaics: Technologies and perspectives, *Thin Solid Films.* 520 (2012) 4094–4100. doi:10.1016/j.tsf.2011.04.146.
- [21] W. Hermes, D. Waldmann, M. Agari, K. Schierle-Arndt, P. Erk, Emerging thin-film photovoltaic technologies, *Chemie-Ingenieur-Technik.* 87 (2015) 376–389. doi:10.1002/cite.201400101.
- [22] E. Skoplaki, J. a. Palyvos, On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations, *Sol. Energy.* 83 (2009) 614–624. doi:10.1016/j.solener.2008.10.008.
- [23] S. Dubey, J.N. Sarvaiya, B. Seshadri, Temperature dependent photovoltaic (PV) efficiency and its effect on PV production in the world - A review, *Energy Procedia.* 33 (2013) 311–321. doi:10.1016/j.egypro.2013.05.072.
- [24] M.A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Warta, Solar cell efficiency tables (version 37), *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 19 (2011) 84–92. doi:10.1002/pip.1088.
- [25] G. Research, Thin Film Photovoltaic PV Cells Market Analysis to 2020 CIGS Copper Indium Gallium Diselenide to Emerge as the Major Technology by 2020, (2011). gbiresearch.com.
- [26] S. Server, IHS: Global solar PV capacity to reach nearly 500 GW in 2019, 2015.

- <http://www.solarserver.com/solar-magazine/solar-news/current/2015/kw12/ihs-global-solar-pv-capacity-to-reach-nearly-500-gw-in-2019.html>.
- [27] T. Yang, A.K. Athienitis, A review of research and developments of building-integrated photovoltaic/thermal (BIPV/T) systems, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 66 (2016) 886–912. doi:10.1016/j.rser.2016.07.011.
- [28] R.J. Yang, P.X. Zou, Building integrated photovoltaics (BIPV): Costs, benefits, risks, barriers and improvement strategy, *Int. J. Constr. Manag.* 16 (2016) 39–53. doi:10.1080/15623599.2015.1117709.
- [29] J.-H. Yoon, J. Song, S.-J. Lee, Practical application of building integrated photovoltaic (BIPV) system using transparent amorphous silicon thin-film PV module, *Sol. Energy.* 85 (2011) 723–733. doi:10.1016/j.solener.2010.12.026.
- [30] C. Ferrara, H.R. Wilson, W. Sprenger, 8 – Building-integrated photovoltaics (BIPV), in: *Perform. Photovolt. Syst.*, 2017: pp. 235–250. doi:10.1016/B978-1-78242-336-2.00008-2.
- [31] P.A. Basore, Understanding manufacturing cost influence on future trends in silicon photovoltaics, *IEEE J. Photovoltaics.* 4 (2014) 1477–1482. doi:10.1109/JPHOTOV.2014.2358081.
- [32] R.D. McConnell, T. Surek, C.E. Witt, Progress in PV manufacturing technologies, *Renew. Energy.* 15 (1998) 502–505. doi:10.1016/s0960-1481(98)00213-4.
- [33] V. V. Tyagi, N.A.A. Rahim, N.A. Rahim, J.A.L. Selvaraj, Progress in solar PV technology: Research and achievement, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 20 (2013) 443–461. doi:10.1016/j.rser.2012.09.028.
- [34] D.E. Carlson, C.R. Wronski, Amorphous silicon solar cell, *Appl. Phys. Lett.* 28 (1976) 671–673. doi:10.1063/1.88617.
- [35] E.A. Schiff, S. Hegedus, X. Deng, *Amorphous Silicon-Based Solar Cells*, 2011. doi:10.1002/9780470974704.ch12.
- [36] C. Shou, Z. Luo, T. Wang, W. Shen, G. Rosengarten, W. Wei, C. Wang, M. Ni, K. Cen, Investigation of a broadband TiO₂ / SiO₂ optical thin-film filter for hybrid solar power systems, *Appl. Energy.* 92 (2012) 298–306. doi:10.1016/j.apenergy.2011.09.028.
- [37] M.A. Hamdy, S.H. El-Hefnawi, Effect of spectrally selective liquid absorption-filters on silicon solar-cells, *Appl. Energy.* 35 (1990) 177–188.

doi:10.1016/0306-2619(90)90067-N.

- [38] J.I. Pankove, D.E. Carlson, Electrical and Optical Properties of Hydrogenated Amorphous Silicon, *Annu. Rev. Mater. Sci.* 10 (1980) 43–63. doi:10.1146/annurev.ms.10.080180.000355.
- [39] M.P. Brennan, A.L. Abramase, R.W. Andrews, J.M. Pearce, Effects of spectral albedo on solar photovoltaic devices, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells.* 124 (2014) 111–116. doi:10.1016/j.solmat.2014.01.046.
- [40] D. Dirnberger, B. Müller, C. Reise, On the uncertainty of energetic impact on the yield of different PV technologies due to varying spectral irradiance, *Sol. Energy.* 111 (2015) 82–96. doi:10.1016/j.solener.2014.10.033.
- [41] S.A. Kalogirou, R. Agathokleous, G. Panayiotou, On-site PV characterization and the effect of soiling on their performance, *Energy.* 51 (2013) 439–446. doi:10.1016/j.energy.2012.12.018.
- [42] F.A. Mejia, J. Kleissl, Soiling losses for solar photovoltaic systems in California, *Sol. Energy.* 95 (2013) 357–363. doi:10.1016/j.solener.2013.06.028.
- [43] D.G. Lorente, S. Pedrazzi, G. Zini, A. Dalla Rosa, P. Tartarini, Mismatch losses in PV power plants, *Sol. Energy.* 100 (2014) 42–49. doi:10.1016/j.solener.2013.11.026.
- [44] D.C. Jordan, S.R. Kurtz, Photovoltaic degradation rates - An Analytical Review, *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 21 (2013) 12–29. doi:10.1002/pip.1182.
- [45] R. Paolini, M. Zinzi, T. Poli, E. Carnielo, A.G. Mainini, Effect of ageing on solar spectral reflectance of roofing membranes: Natural exposure in Roma and Milano and the impact on the energy needs of commercial buildings, *Energy Build.* 84 (2014) 333–343. doi:10.1016/j.enbuild.2014.08.008.
- [46] 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, *Appl. Energy.* 120 (2014) 16–22. doi:10.1016/j.apenergy.2014.01.048.
- [47] 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, *Appl. Energy.* 123 (2014) 397–414. doi:10.1016/j.apenergy.2014.01.065.
- [48] K. Menoufi, D. Chemisana, J.I. Rosell, Life Cycle Assessment of a Building

- Integrated Concentrated Photovoltaic scheme, *Appl. Energy*. 111 (2013) 505–514. doi:10.1016/j.apenergy.2013.05.037.
- [49] F. Manzano-Agugliaro, A. Alcayde, F.G. Montoya, A. Zapata-Sierra, C. Gil, Scientific production of renewable energies worldwide: An overview, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 18 (2013) 134–143. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.10.020.
- [50] NREL, Best research cell efficiencies, 2016. https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/3/35/Best_Research-Cell_Efficiencies.png.
- [51] T.M. Razykov, C.S. Ferekides, D. Morel, E. Stefanakos, H.S. Ullal, H.M. Upadhyaya, Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects, *Sol. Energy*. 85 (2011) 1580–1608. doi:10.1016/j.solener.2010.12.002.
- [52] www.solibro-solar.com, (n.d.). www.solibro-solar.com (accessed January 1, 2017).
- [53] J. Merten, J. Andreu, Clear separation of seasonal effects on the performance of amorphous silicon solar modules by outdoor I/V -measurements, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*. 52 (1998) 11–25. doi:10.1016/S0927-0248(97)00263-8.
- [54] R. Kumar, M.A. Rosen, A critical review of photovoltaic-thermal solar collectors for air heating, *Appl. Energy*. 88 (2011) 3603–3614. doi:10.1016/j.apenergy.2011.04.044.
- [55] J. a Eikelboom, M.J. Jansen, Characterisation of PV Modules of New Generations Results of tests and simulations, ECN Energy Res. Cent. Netherlands. (2000).
- [56] J.A. Mazer, An introduction to crystalline photovoltaic technology, Kluwer Acad. Publ. Bost. (1997) 151–153.
- [57] 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*. 36 (2011) 2615–2622. doi:10.1016/j.renene.2010.06.010.
- [58] D.T. Lobera, S. Valkealahti, Mismatch losses in PV power generators caused by partial shading due to clouds, in: 2013 4th IEEE Int. Symp. Power Electron. Distrib. Gener. Syst. PEDG 2013 - Conf. Proc., IEEE Computer Society, 2013.
- [59] C. Radue, E.E. van Dyk, A comparison of degradation in three amorphous silicon PV module technologies, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*. 94 (2010) 617–622. doi:10.1016/j.solmat.2009.12.009.

- [60] IDAE, Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura, 2009.
http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_s_5654_ST_Pliego_de_Condiciones_Tecnicas_Baja_Temperatura_09_082ee24a.pdf.
- [61] Institute for Energy and Transport., Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), (2017). <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/> (accessed June 17, 2017).
- [62] R. Rütther, J. Livingstone, Seasonal variations in amorphous silicon solar module outputs and thin film characteristics, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells.* 36 (1995) 29–43. doi:10.1016/0927-0248(94)00165-O.
- [63] E. Caamano, E. Lorenzo, R. Zilles, Quality control of wide collections of PV modules: Lessons learned from the IES experience, *Prog. Photovoltaics.* 7 (1999) 137–149.
- [64] T. Strand, L. Mrig, R. Hansen, K. Emery, Technical evaluation of a dual-junction same-band-gap amorphous silicon photovoltaic system, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells.* 41–42 (1996) 617–628. doi:10.1016/0927-0248(95)00132-8.
- [65] A. Chandrakar, Y. Tiwari, Optimization of Solar Power by varying Tilt Angle / Slope, *Int. J. Emerg. Technol. Adv. Eng.* 3 (2013) 145–150.
http://www.ijetae.com/files/Volume3Issue4/IJETAE_0413_25.pdf.
- [66] D.H.W. Li, S.W. Lou, J.C. Lam, An Analysis of Global, Direct and Diffuse Solar Radiation, in: *Energy Procedia*, 2015: pp. 388–393. doi:10.1016/j.egypro.2015.07.399.
- [67] H. Darhmaoui, D. Lahjouji, Latitude Based Model for Tilt Angle Optimization for Solar Collectors in the Mediterranean Region, *Energy Procedia.* 42 (2013) 426–435. doi:10.1016/j.egypro.2013.11.043.
- [68] R. Rachchh, M. Kumar, B. Tripathi, Solar photovoltaic system design optimization by shading analysis to maximize energy generation from limited urban area, *Energy Convers. Manag.* 115 (2016) 244–252. doi:10.1016/j.enconman.2016.02.059.
- [69] C. Demain, M. Journée, C. Bertrand, Evaluation of different models to estimate the global solar radiation on inclined surfaces, *Renew. Energy.* 50 (2013) 710–721.
- [70] M. Graetzel, R.A.J. Janssen, D.B. Mitzi, E.H. Sargent, Materials interface

- engineering for solution-processed photovoltaics., *Nature*. 488 (2012) 304–12. doi:10.1038/nature11476.
- [71] J.K. Kaldellis, M. Kapsali, Simulating the dust effect on the energy performance of photovoltaic generators based on experimental measurements, *Energy*. 36 (2011) 5154–5161. doi:10.1016/j.energy.2011.06.018.
- [72] R.E. Cabanillas, H. Munguía, Dust accumulation effect on efficiency of Si photovoltaic modules, *J. Renew. Sustain. Energy*. 3 (2011). doi:10.1063/1.3622609.
- [73] T. Sarver, A. Al-Qaraghuli, L.L. Kazmerski, A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: History, investigations, results, literature, and mitigation approaches, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 22 (2013) 698–733. doi:10.1016/j.rser.2012.12.065.
- [74] S. Mekhilef, R. Saidur, M. Kamalisarvestani, Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16 (2012) 2920–2925. doi:10.1016/j.rser.2012.02.012.
- [75] M.R. Maghami, H. Hizam, C. Gomes, M.A. Radzi, M.I. Rezadad, S. Hajighorbani, Power loss due to soiling on solar panel: A review, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 59 (2016). doi:10.1016/j.rser.2016.01.044.
- [76] P. McGuire, P. Henry, Flat-plate solar array Project, Final report. vol VIII project analysis and integration, JPL Publ. volume VII (1986).
- [77] M. Quintana, D.L. King, Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules, in: *Proc. 29th IEEE Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib., USA*, 2002.
- [78] V. Sharma, S.S. Chandel, Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems: A review, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 27 (2013) 753–767. doi:10.1016/j.rser.2013.07.046.
- [79] K. Agroui, Indoor and outdoor characterizations of photovoltaic module based on multicrystalline solar cells, *Energy Procedia*. 18 (2012) 857–866. doi:10.1016/j.egypro.2012.05.100.
- [80] Digest of United Kingdom energy statistics (DUKES), 2016.
- [81] S. Kurtz, J. Wohlgemuth, P. Hacke, M. Kempe, T. Sample, J. Amano, M. Yamamichi, M. Kondo, T. Doi, K. Otani, Ensuring Quality of PV Modules, *Ieee*. (2011).

- [82] I. Geisemeyer, F. Fertig, W. Warta, S. Rein, M.C. Schubert, Prediction of silicon PV module temperature for hot spots and worst case partial shading situations using spatially resolved lock-in thermography, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells.* 120 (2014) 259–269. doi:10.1016/j.solmat.2013.09.016.
- [83] S. Janke, S. Pingel, S. Wendlandt, R. Alam, Comparison of Hot Spot Endurance Tests: Temperature Behavior of Bare Vs. Encapsulated Crystalline Silicon Cells, in: 29th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib., 2014: pp. 3153–3156.
- [84] F.C. Krebs, Fabrication and processing of polymer solar cells: A review of printing and coating techniques, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells.* 93 (2009) 394–412. doi:10.1016/j.solmat.2008.10.004.
- [85] 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, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells.* 67 (2001) 389–395. doi:10.1016/S0927-0248(00)00307-X.
- [86] F. Kohler, T. Zimmermann, S. Muthmann, A. Gordijn, R. Carius, Structural order and staebler-wronski effect in hydrogenated amorphous silicon films and solar cells, *IEEE J. Photovoltaics.* 4 (2014) 4–9. doi:10.1109/JPHOTOV.2013.2287911.
- [87] H. Fritzsche, Development in understanding and controlling the Staebler-Wronski Effect in a-Si:H, *Annu. Rev. Mater. Res.* 31 (2001) 47–79. doi:10.1146/annurev.matsci.31.1.47.
- [88] T. Shimizu, Staebler-Wronski Effect in Hydrogenated Amorphous Silicon and Related Alloy Films, *Jpn. J. Appl. Phys.* 43 (2004) 3257–3268. doi:10.1143/JJAP.43.3257.
- [89] M. Fehr, A. Schnegg, B. Rech, O. Astakhov, F. Finger, R. Bittl, C. Teutloff, K. Lips, Metastable defect formation at microvoids identified as a source of light-induced degradation in a - Si: H, *Phys. Rev. Lett.* 112 (2014) 66403. doi:10.1103/PhysRevLett.112.066403.
- [90] C.R. Osterwald, J. Adelstein, J.A. Del Cueto, B. Kroposki, D. Trudell, T. Moriarty, Comparison of degradation rates of individual modules held at maximum power, in: Conf. Rec. 2006 IEEE 4th World Conf. Photovolt. Energy Conversion, WCPEC-4, 2007: pp. 2085–2088. doi:10.1109/WCPEC.2006.279914.
- [91] A. Limmanee, N. Udomdachanut, S. Songtraï, S. Kaewniyompanit, Y. Sato, M.

- Nakaishi, S. Kittisontirak, K. Sriprapha, Y. Sakamoto, Field performance and degradation rates of different types of photovoltaic modules: A case study in Thailand, *Renew. Energy*. 89 (2016) 12–17. doi:10.1016/j.renene.2015.11.088.
- [92] E.L. Meyer, E.E. van Dyk, Characterization of degradation in thin-film photovoltaic module performance parameters, *Renew. Energy*. 28 (2003) 1455–1469. doi:10.1016/S0960-1481(02)00062-9.
- [93] E.L. Meyer, E.E. Van Dyk, Assessing the reliability and degradation of photovoltaic module performance parameters, *IEEE Trans. Reliab.* 53 (2004) 83–92. doi:10.1109/TR.2004.824831.
- [94] A. J. Carr, T. L. Pryor, A comparison of the performance of different PV module types in temperate climates, *Sol. Energy*. 76 (2004) 285–294. doi:10.1016/j.solener.2003.07.026.
- [95] B. Raghuraman, V. Lakshman, J. Kuitche, W. Shisler, G. Tamizhmani, H. Kapoor, an Overview of Smud ' S Outdoor Photovoltaic Test Program At Arizona State University, *Technology*. (2006) 2214–2216.
- [96] D.C. Jordan, S.R. Kurtz, K. VanSant, J. Newmiller, Compendium of photovoltaic degradation rates, *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 24 (2016) 978–989. doi:10.1002/pip.2744.
- [97] J.Y. Ye, T. Reindl, A.G. Aberle, T.M. Walsh, Performance degradation of various PV module technologies in tropical Singapore, *IEEE J. Photovoltaics*. 4 (2014) 1288–1294. doi:10.1109/JPHOTOV.2014.2338051.
- [98] T. Ishii, T. Takashima, K. Otani, Long-term performance degradation of various kinds of photovoltaic modules under moderate climatic conditions, *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 19 (2011) 170–179. doi:10.1002/pip.1005.
- [99] M.Z. Hussin, S. Shaari, A.M. Omar, Z.M. Zain, Amorphous silicon thin-film: Behaviour of light-induced degradation, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 43 (2015) 388–402. doi:10.1016/j.rser.2014.10.093.
- [100] M. Kottek, J. Grieser, C. Beck, B. Rudolf, F. Rubel, World map of the Köppen-Geiger climate classification updated, *Meteorol. Zeitschrift*. 15 (2006) 259–263. doi:10.1127/0941-2948/2006/0130.
- [101] D.L. Staebler, C.R. Wronski, Reversible conductivity changes in discharge-produced amorphous Si, *Appl. Phys. Lett.* 31 (1977) 292–294. doi:10.1063/1.89674.

- [102] 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, *Sol. Energy*. 86 (2012) 3049–3056. doi:10.1016/j.solener.2012.07.015.
- [103] M.A. Munoz, M.C. Alonso-García, N. Vela, F. Chenlo, Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions, *Sol. Energy*. 85 (2011) 2264–2274. doi:10.1016/j.solener.2011.06.011.
- [104] M.A. Munoz, F. Chenlo, M.C. Alonso-García, Influence of initial power stabilization over crystalline-Si photovoltaic modules maximum power, *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 19 (2011) 417–422. doi:10.1002/pip.1052.
- [105] 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*. 96 (2016) 231–241. doi:10.1016/j.energy.2015.12.054.
- [106] J. Muñoz, E. Lorenzo, J. Manuel Carrillo, R. Moretín, Design of a twin capacitive load and its application to the outdoor rating of photovoltaic modules, *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 23 (2015) 247–252. doi:10.1002/pip.2425.
- [107] F. Martínez-Moreno, E. Lorenzo, J. Muñoz, R. Moretín, On the testing of large PV arrays, *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 20 (2012) 100–105. doi:10.1002/pip.1102.
- [108] E.E. van Dyk, A. Audouard, E.L. Meyer, C.D. Woolard, Investigation of the degradation of a thin-film hydrogenated amorphous silicon photovoltaic module, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*. 91 (2007) 167–173. doi:10.1016/j.solmat.2006.08.001.
- [109] G. Makrides, B. Zinsser, A. Phinikarides, M. Schubert, G.E. Georghiou, Temperature and thermal annealing effects on different photovoltaic technologies, *Renew. Energy*. 43 (2012) 407–417. doi:10.1016/j.renene.2011.11.046.
- [110] J. Wirth, K. Scharmach, K. Weiss, M. Köhl, Stabilization processes and air mass influences for outdoor exposure of thin-film modules, in: *Proc. Soc. Photo-Optical Instrum. Eng. CA, USA, 2011*: p. 81100K.
- [111] T. Surendra, C. Rao, G. Das, Outdoor evaluation of crystalline and amorphous silicon technologies, in: *34th IEEE Photovolt. Spec. Conf. (PVSC). Philadelphia, PA, 2009*: p. 2046–50.

- [112] J. Del Cueto, T. McMahon, Performance of single-junction a-Si modules under varying conditions in the field, in: Proc. 26th IEEE Photovolt. Spec. Conf. Anaheim, CA, 1997: pp. 1205–8.
- [113] B. Kroposki, R. Hansen, Technical evaluation of four amorphous silicon systems at NREL, Conf. Rec. 26th IEEE Photovolt. Spec. Conf. (1997) 1357–1360. doi:10.1109/PVSC.1997.654342.
- [114] B.L. Stafford, W. Luft, B. Von Roedern, R. Crandall, W.L. Wallace, The US DOE/NREL amorphous silicon photovoltaics program, 1991. doi:10.1109/PVSC.1991.169423.
- [115] B. Stafford, L. W, R. BV, W. WL, Status of the DOE/SERI amorphous silicon research project: recent advances and future directions, in: Proc. 21st IEEE Photovolt. Spec. Conf. (PVSC). Orlando, FL, 1990: pp. 1409–15.
- [116] L. Mrig, J. Burdick, W. Luft, B. Kroposki, Outdoor performance stability and controlled light-soak testing of amorphous silicon multijunction modules at NREL, in: First World Conf. Photovolt. Energy Convers. (WCPEC). Waikoloa, HI, 1994: pp. 528–530.
- [117] L. Mrig, S. Rummel, D. Waddington, R. DeBlasio, Outdoor stability performance of single and tandem amorphous silicon modules, Conf. Rec. Twent. IEEE Photovolt. Spec. Conf. 24 (1988) 381–386. doi:10.1109/PVSC.1988.105899.
- [118] M. Mahmoud, Investigations on characteristic parameters and power degradation of amorphous silicon solar modules based on long-term outdoor testing, *Int Energy J.* 2 (2001).
- [119] H. Hsin-Hsin, J.-S. C, Recovery behavior in amorphous silicon solar module at low temperature, in: Proc. 34th IEEE Photovolt. Spec. Conf., 2009: pp. 486–488.
- [120] G.H. Atmaran, B. Marion, C. Herig, Three years performance and reliability of a 15 kWp amorphous silicon photovoltaic system, 1991. doi:10.1109/PVSC.1990.111737.
- [121] G. Atmaram, P. Freen, P. Mishra, E. Stefanakos, Stability and efficiency of some amorphous silicon photovoltaic modules, in: Proc. Energy Inf. Technol. Southeast (Southeastcon '89). Columbia, SC, 1989: pp. 1442–48.
- [122] K. Akhmad, A. Kitamura, F. Yamamoto, H. Okamoto, H. Takakura, Y. Hamakawa, Outdoor performance of amorphous silicon and polycrystalline silicon PV modules, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells.* 46 (1997) 209–218. doi:10.1016/S0927-0248(97)00003-2.

- [123] K. Astawa, T.R.R. Betts, R. Gottschalg, Effect of loading on long term performance of single junction amorphous silicon modules, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells.* 95 (2011) 119–122. doi:10.1016/j.solmat.2010.04.071.
- [124] R. Duke, S. Graham, M. Hankins, A. Jacobson, D. Kammen, B. Osawa, S. Pulver, E. Walther, Field performance evaluation of amorphous silicon (a-Si) photovoltaic systems in Kenya, in: *SMAP. World Bank Tech Rep*, 2000.
- [125] C.P. Lund, K. Luczak, T. Pryor, J.C.L. Cornish, P.J. Jennings, P. Knipe, F. Ahjum, Field and laboratory studies of the stability of amorphous silicon solar cells and modules, *Renew. Energy.* 22 (2001) 287–294. doi:10.1016/S0960-1481(00)00045-8.
- [126] X. Jianping, D. Shugar, H. Voiltrauer, Large area module performance and identification and control of p–i interface-correlated device degradation and further improvement in stabilized efficiencies of single-junction a-Si solar cells, in: *Proc. 24th Photovolt. Energy Conversion. Waikoloa, HI, 1994*: pp. 401–404.
- [127] M. Nikolaeva-Dimitrova, R.P. Kenny, E.D. Dunlop, Controlled conditioning of a-Si:H thin film modules for efficiency prediction, *Thin Solid Films.* 516 (2008) 6902–6906. doi:10.1016/j.tsf.2007.12.059.
- [128] Y. Uchida, H. Sakai, Light Induced Effects in a-Si:H Films and Solar Cells, in: *Mat. Res. Soc. Symp. Proc.*, 1986: p. Vol.170.
- [129] K.M. Gottschalg R, Betts TR, Infield D, Experimental investigation of spectral effects on amorphous silicon solar cells in outdoor operation, in: *Photovolt. Spec. Conf. 2002. Conf. Rec. Twenty-Ninth IEEE, 2002*.
- [130] R. Gottschalg, J.A. Del Cueto, T.R. Betts, D.G. Infield, Seasonal performance of A-SI single- And multijunction modules in two locations, in: *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf., 2005*: pp. 1484–1487. doi:10.1109/PVSC.2005.1488423.
- [131] R. Eke, T.R. Betts, R. Gottschalg, Spectral irradiance effects on the outdoor performance of photovoltaic modules, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 69 (2017) 429–434. doi:10.1016/j.rser.2016.10.062.
- [132] J.A. Del Cueto, Comparison of energy production and performance from flat-plate photovoltaic module technologies deployed at fixed tilt, in: *29th IEEE PVSC. IEEE, 2002*.
- [133] R. Hyndman, A. G., *Otext; Forecasting: Principles and practice*, (2012).
- [134] A. Phinikarides, G. Makrides, B. Zinsser, M. Schubert, G.E. Georghiou, *Analysis*

- of photovoltaic system performance time series: Seasonality and performance loss, *Renew. Energy*. 77 (2015) 51–63. doi:10.1016/j.renene.2014.11.091.
- [135] M. Eichelbrönnner, *EPV Solar jornada técnica*, (2009).
- [136] Windfinder, (2017). www.windfinder.com (accessed June 17, 2017).
- [137] Wikipedia, Valencia, (n.d.). <https://es.wikipedia.org/wiki/Valencia> (accessed February 25, 2017).
- [138] A. Pérez Cueva, *Atlas climático de la Comunidad Valenciana*, 1994.
- [139] IDAE, *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Instalaciones Conectadas a Red. PCT-C-REV*, 2011.
- [140] Openelectrical, Wikipedia, Per-unit system, (n.d.). https://en.wikipedia.org/wiki/Per-unit_system (accessed March 3, 2017).
- [141] IS/IEC 61829: Crystalline Silicon Photovoltaic (PV) Array - On-Site Measurement of I-V Characteristics, (n.d.). <https://archive.org/details/gov.in.is.iec.61829.1995> (accessed January 25, 2016).
- [142] Wikipedia, Analysis of variance, (2017). https://en.wikipedia.org/wiki/Analysis_of_variance (accessed June 17, 2017).
- [143] J. Chantana, A. Kamei, T. Minemoto, Influences of environmental factors on Si-based photovoltaic modules after longtime outdoor exposure by multiple regression analysis, *Renew. Energy*. 101 (2017) 10–15. doi:10.1016/j.renene.2016.08.037.
- [144] Wikipedia, Función logística, (2017). https://es.wikipedia.org/wiki/Función_logística (accessed June 17, 2017).
- [145] Wikipedia, Función sigmoide, (2017). https://es.wikipedia.org/wiki/Función_sigmoide (accessed June 17, 2017).
- [146] C.H. Wong, A.K. Tsui, Forecasting life expectancy: Evidence from a new survival function, *Insur. Math. Econ.* 65 (2015) 208–226. doi:10.1016/j.insmatheco.2015.08.006.
- [147] C. Bianca, L. Guerrini, On the Dalgaard-Strulik Model with Logistic Population Growth Rate and Delayed-Carrying Capacity, *Acta Appl. Math.* 128 (2013) 39–48. doi:10.1007/s10440-013-9800-0.

- [148] S. Sakanoue, Integration of logistic and kinetics equations of population growth, *Ecol. Modell.* 261–262 (2013) 93–97. doi:10.1016/j.ecolmodel.2013.04.007.
- [149] Weatherspark, (n.d.). <https://weatherspark.com/> (accessed May 1, 2017).
- [150] Asociación valenciana de meteorología, AVAMET, (n.d.). <http://www.avamet.org/mx-meteoxarxa.php> (accessed January 1, 2017).