



Memoria de Titulación

Modelado y validación experimental de la degradación de módulos fotovoltaicos a causa de la extrema radiación UV en el norte de Chile

Bryam Ariel Ascencio Fuentes

Requisito para la obtención del título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesor Guía:
Dr. Patricio Valdivia Lefort

Profesor Correferente:
Dr. Rodrigo Barraza Vicencio

Santiago, Diciembre 2023



Memoria de Titulación

Modelado y validación experimental de la degradación de módulos fotovoltaicos a causa de la extrema radiación UV en el norte de Chile

Bryam Ariel Ascencio Fuentes

2023

Índice de Contenidos

1	Introducción	2
1.1	Importancia de la energía solar y la necesidad de paneles fotovoltaicos eficientes y duraderos.	3
2	Investigación	5
2.1	Propiedades de la luz	5
2.1.1	Energía de un Fotón	5
2.1.2	Flujo de Fotones	6
2.2	Radiación Solar y radiación ultravioleta	6
2.3	Introducción a los semiconductores	7
2.3.1	Banda Prohibida	8
2.3.2	Dopaje	9
2.4	Generación	9
2.5	Recombinación	11
2.5.1	Recombinación Radiactiva (Banda a Banda)	11
2.5.2	Recombinación a Través de los Niveles de Defectos	11
2.5.3	Recombinación de Auger	12
2.6	Operación de una Célula Solar	12
2.6.1	Corriente de Corto Circuito	13
2.6.2	Voltaje de Circuito Abierto	14
2.7	Efecto de las Resistencias Parasitarias	14
2.7.1	Resistencia en Serie	15
2.7.2	Resistencia en Paralelo o Shunt	16
3	Modelos de Degradación	17
3.1	Primer Modelo: Modelo Termoeléctrico basado en mediciones de módulos fotovoltaicos ubicados en Omán	17
3.1.1	Modelado y simulación de curvas I-V con VLF (continuación)	17
3.2	Segundo Modelo: Modelo Termoeléctrico en Tiempo Real de Paneles Fotovoltaicos para la Evaluación de la Degradación	18
3.2.1	Modos de degradación	18
3.2.2	Modelo variable	20
4	Metodología	23
4.1	Esquema general de la metodología	23
4.2	Diseño de modelo de un Diodo	24
4.3	Diseño de modelo de dos Diodos	26
4.4	Datos reales iniciales	28
5	Datos Iniciales	29
5.1	Planta Fotovoltaica Finis Terrae	29
5.2	Planta Fotovoltaica Diego de Almagro	31

6	Resultados y Análisis	34
6.1	Modelo de un Diodo	34
6.1.1	Planta Fotovoltaica Finis Terrae	34
6.1.2	Planta Fotovoltaica Diego de Almagro	35
6.1.3	Análisis de resultados	39
6.2	Modelo de dos Diodos: Variables Constantes	41
6.2.1	Planta Fotovoltaica Finis Terrae	42
6.2.2	Planta Fotovoltaica Diego de Almagro	42
6.3	Modelo de dos Diodos: Modelo Variable	44
6.3.1	Planta fotovoltaica Finis Terrae	44
6.3.2	Planta fotovoltaica Diego de Almagro	46
6.4	Análisis de los resultados	49
7	Análisis de la investigación	52
7.1	Análisis de los modelos	52
7.2	Degradación del EVA	53
7.2.1	Resistencia Serie y Shunt	53
7.2.2	Corriente de corto circuito y tensión de circuito abierto	54
7.3	Degradación por año	55
8	Conclusiones	56
9	Anexos	57
9.1	Curvas IV Paneles Planta Finis Terrae	57
9.2	Curvas IV Paneles Planta Diego de Almagro	60

Índice de Tablas

2.1	Tabla de Tipos de Elementos en Semiconductores de Silicio	9
5.1	Potencia de paneles solares Jinko comparados con el datasheet	29
5.2	Potencia y degradación de paneles solares comparados frente al panel nuevo Jinko 9	30
5.3	Potencia y degradación de paneles solares comparados frente al panel nuevo Jinko 10	30
5.4	Corriente y degradación de paneles solares Jinko comparado con el datasheet	30
5.5	Corriente y degradación de paneles solares comparada con los paneles nuevos Jinko 9 y Jinko 10	30
5.6	Tensión y degradación de paneles solares Jinko comparados con el datasheet	31
5.7	Tensión y degradación de paneles solares comparado con el panel nuevo Jinko 9	31
5.8	Tensión y degradación de paneles solares comparado con el panel nuevo Jinko 10	31
5.9	Resistencia Serie y Resistencia Paralela de Paneles Solares Jinko	31
5.10	Degradación del panel NA-E130L5	32
5.11	Degradación del panel NA-E135L5	32
5.12	Degradación del panel JAP6 72-300/3BB	32
5.13	Degradación del panel NA-E130L5	32
5.14	Degradación del panel NA-E135L5	32
5.15	Degradación del panel JAP6 72-300/3BB	32
5.16	Degradación del panel NA-E130L5	32
5.17	Degradación del panel NA-E135L5	32
5.18	Degradación del panel JAP6 72-300/3BB	33
5.19	Resistencias Serie y Paralela de Paneles Solares	33
6.1	Valores iniciales y degradados del modelo “Jinko JKM310P-72”	35
6.2	Valores iniciales y degradados del modelo “Thin film SHARP NA-E130-L5”	37
6.3	Valores iniciales y degradados del modelo “Thin film SHARP NA-E135-L5”	38
6.4	Valores iniciales y degradados del modelo “Ja-Solar JAP6-72-300-3BB”	39
6.5	Resumen de degradación en las potencias anual de paneles de la central Diego de Almagro	41
6.6	Resumen de degradación de corrientes de cortocircuito anual de paneles de la central fotovoltaica Diego de Almagro	41
6.7	Resistencias serie y shunt para modelo estático: Jinko, Finis Terrae	42
6.8	Resistencias serie y shunt para modelo estático: E130, Diego de Almagro	43
6.9	Resistencias serie y shunt para el modelo estático: E135, Diego de Almagro	43
6.10	Resistencias serie y shunt para el modelo estático: JAP, Diego de Almagro	44
6.11	Resumen de los resultados obtenidos de las resistencias serie y shunt	50
6.12	Resumen de los resultados obtenidos para la central Diego de Almagro	51
6.13	Resumen de degradación en los módulos de la central Diego de Almagro	51

Índice de Figuras

2.1	Representación esquemática de enlaces covalentes en una red cristalina de silicio	7
2.2	Cristal de Silicio dopado con átomos de valencia 5	9
2.3	Operación de una celular solar	12
2.4	Tasa de generación en diferentes longitudes de onda	13
2.5	Tasa de generación en diferencias longitudes de ondas	14
2.6	Resistencias parasitarias en serie y shunt en un circuito de una célula solar.	15
2.7	<i>Resistencias en serie y shunt en un circuito de una célula solar.</i>	15
2.8	<i>Resistencias en serie y shunt en un circuito de una célula solar.</i>	16
3.1	Corrientes de fuga para la degradación de potencial. Referencia [1]	19
3.2	Representación de un modelo de simulación real. Referencia [1]	21
3.3	Modelo de degradación en celdas de silicio cristalino. Referencia [1]	21
4.1	Base de la metodología para el proceso de investigación previo al desarrollo del modelo 23	
4.2	Base de la metodología para el desarrollo del modelo y obtención de resultados	24
4.3	Modelo de un diodo para la celda solar. Referencia [2]	24
4.4	Diagrama de bloques en simulink para la corriente I_{ph} para el modelo de un diodo	25
4.5	Diagrama de bloques en simulink para la corriente I_d para el modelo de un diodo	25
4.6	Diagrama de bloques en simulink para la corriente I_0 para el modelo de un diodo	26
4.7	Diagrama de bloques en simulink para la corriente I_{rs} para el modelo de un diodo	26
4.8	Modelo de dos diodos para la celda solar. Referencia [2]	27
4.9	Representación en bloques de simulink de la corriente total del sistema.	27
6.1	Curva PV e IV: modelo “Jinko JKM310P-72”. Factor ILF 1	34
6.2	Curva PV e IV: modelo “Jinko JKM310P-72”. Factor ILF 2	35
6.3	Curva PV e IV: modelo “Jinko JKM310P-72”. Factor ILF 3	35
6.4	Curva PV e IV: modelo “Thin film SHARP NA-E130-L5”. Factor ILF 1	36
6.5	Curva PV e IV: modelo “Thin film SHARP NA-E130-L5”. Factor ILF 2	36
6.6	Curva PV e IV: modelo “Thin film SHARP NA-E130-L5”. Factor ILF 3	36
6.7	Curva PV e IV: modelo “Thin film SHARP NA-E135-L5”. Factor ILF 1	37
6.8	Curva PV e IV: modelo “Thin film SHARP NA-E135-L5”. Factor ILF 2	37
6.9	Curva PV e IV: modelo “Thin film SHARP NA-E135-L5”. Factor ILF 3	38
6.10	Curva PV e IV: modelo “Ja-Solar JAP6-72-300-3BB”. Factor ILF 1	38
6.11	Curva PV e IV: modelo “Ja-Solar JAP6-72-300-3BB”. Factor ILF 2	39
6.12	Curva PV e IV: modelo “Ja-Solar JAP6-72-300-3BB”. Factor ILF 3	39
6.13	Degradación Anual de potencia tomando como base paneles Jinko modelo de un Diodo 40	
6.14	Diferencia de corriente de cortocircuito paneles Jinko con panel simulado	40
6.15	Curva PV e IV dos Diodos, variables constantes: modelo “Jinko JKM310P-72”	42
6.16	Curva PV e IV dos Diodos, variables constantes: modelo “Thin film SHARP NA-E130-L5”	43
6.17	Curva PV e IV dos Diodos, variables constantes: modelo “Thin film SHARP NA-E135-L5”	43

6.18	Curva PV e IV dos Diodos, variables constantes: modelo “ <i>Ja-Solar JAP6-72-300-3BB</i> ”	44
6.19	Curva PV e IV dos Diodos, variable: modelo “ <i>Jinko JKM310P-72</i> ”	45
6.20	Factor de amarillamiento DYI: Finis Terrae	45
6.21	Variación de las resistencias serie y shunt de la central Finis Terrae	45
6.22	Curva PV e IV dos Diodos, variable: modelo “ <i>Thin film SHARP NA-E130-L5</i> ” . .	46
6.23	Factor de amarillamiento DYI: E130, Diego de Almagro	46
6.24	Variación de las resistencias serie y shunt: E130, Diego de Almagro	47
6.25	Curva PV e IV dos Diodos, variable: modelo “ <i>Thin film SHARP NA-E135-L5</i> ” . .	47
6.26	Variación de las resistencias serie y shunt: E135, Diego de Almagro	48
6.27	Curva PV e IV dos Diodos, variable: modelo “ <i>Ja-Solar JAP6-72-300-3BB</i> ”	48
6.28	Factor de amarillamiento DYI: JAP, Diego de Almagro	48
6.29	Variación de las resistencias serie y shunt: JAP, Diego de Almagro	49
6.30	Degradación Anual de potencia, tomando como base paneles Jinko con un modelo de dos Diodos	50
9.1	Planta Finis Terrae, Panel Jinko 1	57
9.2	Planta Finis Terrae, Panel Jinko 2	57
9.3	Planta Finis Terrae, Panel Jinko 4	58
9.4	Planta Finis Terrae, Panel Jinko 5	58
9.5	Planta Finis Terrae, Panel Jinko 6	58
9.6	Planta Finis Terrae, Panel Jinko 7	59
9.7	Planta Finis Terrae, Panel Jinko 8	59
9.8	Planta Finis Terrae, Panel Jinko 9	59
9.9	Planta Finis Terrae, Panel Jinko 10	60
9.10	Planta Diego de Almagro, Panel JA-SOLAR 1	60
9.11	Planta Diego de Almagro, Panel JA-SOLAR 2	60
9.12	Planta Diego de Almagro, Panel SHARP-E130-STC-1	61
9.13	Planta Diego de Almagro, Panel SHARP-E130-STC-2	61
9.14	Planta Diego de Almagro, Panel SHARP-E130-STC-1	61

Resumen

La siguiente memoria se centra en la investigación de la degradación de módulos fotovoltaicos. El estudio se lleva a cabo utilizando datos recopilados de paneles fotovoltaicos ubicados en el norte de Chile, específicamente para las plantas solares Finis Terrae y Diego de Almagro.

El objetivo principal de esta investigación es validar dos modelos eléctricos comunes utilizados en la caracterización de la degradación de los paneles solares: el modelo de 1 diodo y el de 2 diodos. Estos modelos son fundamentales para comprender el rendimiento de los paneles solares y su degradación con el tiempo.

La memoria comienza con una revisión de la literatura sobre el funcionamiento de paneles solares, para luego explicar las diferentes degradaciones que se utilizarán en este documento. Se explica la metodología y contracción de cada modelo para luego ser comparados con datos reales de las plantas fotovoltaicas mencionadas anteriormente.

Se recolectan datos reales de paneles solares a lo largo de un período de tiempo para analizar su estado y rendimiento eléctrico. Estos datos se utilizan para comparar y validar los modelos eléctricos de 1 y 2 diodos. La comparación entre los resultados de los modelos y los datos reales permite evaluar la capacidad de estos modelos para predecir la degradación de los paneles solares.

En resumen, la memoria se enfoca en la degradación de paneles solares, con un enfoque especial en el material EVA, presentando la utilidad de los modelos eléctricos de 1 diodo y 2 diodos para comprender y predecir la degradación de los paneles solares en diversas ubicaciones geográficas. Los hallazgos de esta investigación son valiosos para la industria fotovoltaica, ya que contribuyen a mejorar la eficiencia y la durabilidad de los paneles solares.

Capítulo 1

Introducción

La energía solar fotovoltaica se ha consolidado como una de las tecnologías clave para la generación de energía limpia y sostenible en el mundo. La creciente demanda de esta fuente de energía renovable ha llevado a un constante desarrollo de tecnologías y modelos para optimizar la eficiencia y la vida útil de los paneles fotovoltaicos. En este contexto, el estudio de la degradación de los paneles solares y la evaluación de modelos propuestos se han convertido en áreas de investigación cruciales para garantizar la viabilidad y rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos a largo plazo.

En la literatura científica, se han propuesto diversos modelos para describir la degradación de los paneles fotovoltaicos en diferentes entornos y condiciones climáticas. Estos modelos ofrecen una visión teórica valiosa sobre la degradación y vida útil esperada de los paneles solares. Sin embargo, para garantizar la aplicabilidad y precisión de estos modelos en diferentes regiones geográficas, es esencial someterlos a pruebas y validaciones en situaciones reales.

El objetivo de esta investigación es poner a prueba un modelo propuesto en la literatura para la degradación de paneles fotovoltaicos en el contexto de Chile. La geografía diversa de Chile y las variaciones climáticas entre sus distintas regiones proporcionan una oportunidad única para evaluar la robustez y precisión del modelo bajo diferentes condiciones ambientales y operativas. Los objetivos del presente documento se presentan a continuación.

Objetivo principal

- Modelar y validar la tasa de degradación de paneles fotovoltaicos a causa de la extrema radiación UV que experimentan los sistemas fotovoltaicos instalados en el norte de Chile.

Objetivos secundarios

- Determinar la degradación real que han experimentado módulos fotovoltaicos tras el periodo que se han mantenido en servicio
- Contrastar los valores de degradación real con el modelo propuesto de degradación, con el fin de comprobar el modelo.

La investigación se basará en datos recopilados en sistemas fotovoltaicos instalados en el norte de Chile, considerando factores climáticos y operativos relevantes para el rendimiento de los paneles solares. Al comparar los resultados obtenidos mediante la aplicación del modelo propuesto con los datos reales de degradación, se determinará la validez y eficacia del modelo en el contexto específico de Chile.

Los resultados de esta investigación tienen el potencial de proporcionar información valiosa para los planificadores de energía, diseñadores de sistemas fotovoltaicos y tomadores de decisiones en el sector energético. Asimismo, se espera contribuir al desarrollo de una base sólida de conocimiento sobre la degradación de paneles fotovoltaicos, enriqueciendo la comprensión global de esta tecnología y su aplicación en distintas partes del mundo.

A lo largo de esta memoria, se presentará la metodología utilizada para la prueba del modelo, así como el análisis de los datos recopilados y las conclusiones obtenidas. Además, se discutirá la relevancia de los resultados en el contexto de la energía solar en Chile y se ofrecerán recomendaciones para futuras investigaciones.

1.1 Importancia de la energía solar y la necesidad de paneles fotovoltaicos eficientes y duraderos.

En el escenario actual, la humanidad enfrenta desafíos energéticos y ambientales sin precedentes. La creciente población, el desarrollo industrial y la demanda cada vez mayor de energía, han puesto de relieve la importancia de buscar alternativas a las fuentes de energía convencionales, que dependen principalmente de recursos fósiles no renovables. La energía solar se presenta como una de las soluciones más prometedoras para abordar estos desafíos y asegurar un futuro sostenible.

La energía solar es abundante y prácticamente inagotable. Cada hora, la Tierra recibe suficiente energía solar para satisfacer las necesidades de consumo mundial de electricidad durante un año. Aprovechar esta fuente limpia y renovable de energía es fundamental para reducir nuestra dependencia de combustibles fósiles y mitigar los efectos del cambio climático, reduciendo así las emisiones de gases de efecto invernadero, preservando el medio ambiente para las generaciones futuras.

Los paneles fotovoltaicos, también conocidos como células solares, son el corazón de los sistemas de energía solar fotovoltaica. Estos dispositivos semiconductores capturan la luz solar y la convierten en electricidad. La eficiencia y durabilidad de los paneles fotovoltaicos son factores críticos que determinan el éxito y la viabilidad de la energía solar como fuente de energía confiable y rentable.

La eficiencia se refiere a la capacidad de un panel solar para convertir la mayor cantidad posible de energía solar incidente en electricidad utilizable. Paneles fotovoltaicos eficientes maximizan la producción de electricidad por unidad de superficie y reducen la huella de carbono, lo que los convierte en una opción más atractiva y competitiva en comparación con las fuentes de energía tradicionales.

La durabilidad de los paneles fotovoltaicos es igualmente crucial. La energía solar es una inversión a largo plazo, y se espera que los paneles solares funcionen de manera óptima durante décadas. Sin embargo, diversos factores como las condiciones climáticas adversas, la exposición a la radiación solar, la humedad y otros factores tanto ambientales como operativos, pueden desencadenar procesos de degradación que afecten la vida útil y el rendimiento de los paneles solares.

Por lo tanto, la necesidad de desarrollar paneles fotovoltaicos altamente eficientes y duraderos se convierte en un aspecto crítico para asegurar el éxito y la adopción masiva de la energía solar. La investigación y el desarrollo en esta área buscan mejorar la tecnología de los paneles fotovoltaicos, optimizando su eficiencia y resistencia a la degradación, garantizando una producción de energía sostenible y confiable a lo largo del tiempo.

En el contexto de esta memoria, la importancia de los paneles fotovoltaicos eficientes y duraderos cobra especial relevancia, ya que se evaluará la validez de un modelo propuesto para la degradación acelerada en paneles solares. Los resultados obtenidos en esta investigación no solo aportarán conocimiento sobre la durabilidad de los paneles en el contexto chileno, sino que también contribuirán a mejorar el diseño y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos en beneficio de la transición hacia una matriz energética más sostenible y responsable con el medio ambiente.

El norte de Chile se destaca por ser una de las regiones con la mayor radiación solar del mundo, lo que lo convierte en un área de gran interés para la implementación de sistemas fotovoltaicos. Sin embargo, la alta radiación ultravioleta presente en esta región puede desencadenar procesos de degradación acelerada en los paneles fotovoltaicos, afectando negativamente su eficiencia y vida útil.

La degradación de los paneles fotovoltaicos en el norte de Chile representa un desafío significativo para la industria solar y los usuarios de sistemas fotovoltaicos. Aunque existen modelos propuestos en la literatura para describir la degradación en paneles solares, su aplicabilidad en el contexto del

norte de Chile debe ser evaluada y validada, considerando las condiciones ambientales extremas y las altas dosis de radiación ultravioleta a las que están expuestos.

Capítulo 2

Investigación

2.1 Propiedades de la luz

La luz solar que percibimos diariamente es solo una fracción de la energía total emitida por el Sol hacia la Tierra. Esta luz se clasifica como una forma de radiación electromagnética, y específicamente, la luz visible constituye un pequeño subconjunto del espectro electromagnético.

El espectro electromagnético describe la luz como una onda con una longitud de onda específica. La aceptación de la idea de que la luz se comporta como una onda se consolidó en la década de 1800, gracias a experimentos realizados por Thomas Young, François Arago y Augustin Jean Fresnel, que mostraron efectos de interferencia en los rayos de luz, indicando su naturaleza ondulatoria. Hacia finales de la década de 1860, la luz ya era considerada parte del espectro electromagnético.

Aunque la luz se reconocía como una onda, a finales del siglo XIX surgieron problemas al intentar explicar ciertos fenómenos. Max Planck, en 1900, propuso la existencia de cuantos de energía, elementos indistinguibles que componen la energía total de la luz. Albert Einstein, en 1905, al estudiar el efecto fotoeléctrico, identificó estos elementos cuánticos, llamados fotones, desde entonces la luz se puede interpretar como un conjunto de "paquetes" de energía llamados fotones.

La mecánica cuántica actualmente explica tanto la naturaleza ondulatoria como corpuscular de la luz. En este marco, un fotón se representa como un "paquete de ondas". Este paquete de ondas puede comportarse como una partícula cuando está espacialmente localizado, lo que da lugar al concepto de "dualidad onda-partícula".

En aplicaciones fotovoltaicas, la mecánica cuántica de la luz rara vez se necesita en detalle. Sin embargo, en situaciones excepcionales, la luz puede comportarse de manera aparentemente contraria al sentido común debido a la mecánica cuántica, que opera en condiciones fuera del alcance de la observación humana.

Varias características de la energía solar son cruciales para comprender cómo la luz solar interactúa con convertidores fotovoltaicos u otros objetos. Estas incluyen el espectro de la luz incidente, la densidad de energía radiante del sol, el ángulo de incidencia de la radiación solar en el módulo fotovoltaico y la energía radiante del Sol durante el año o el día para una superficie específica.

2.1.1 Energía de un Fotón

Un fotón es una partícula mínima de energía luminosa o de otra energía electromagnética que se produce, se transmite y se absorbe. Un fotón se caracteriza por una longitud de onda (λ), o, equivalentemente, por una energía (E). Existe una relación inversa entre la energía de un fotón y la longitud de onda de la luz, que está dada por la siguiente ecuación:

$$E = \frac{h \cdot c}{\lambda} \quad (2.1)$$

Donde h es la constante de Planck y c es la velocidad de la luz.

- $h = 6.626 \cdot 10^{-34} [\text{joule} \cdot \text{s}]$
- $c = 2.998 \cdot 10^8 [\text{m/s}]$

La relación inversa anterior implica que la luz compuesta por fotones de alta energía, como la luz “azul”, posee una longitud de onda corta, mientras que la luz que consta de fotones de baja energía, como la luz “roja”, tiene una longitud de onda larga.

2.1.2 Flujo de Fotones

El flujo de fotones desempeña un papel crucial en la determinación del número de electrones generados y, en consecuencia, en la corriente producida por una célula solar. Sin embargo, debido a que el flujo de fotones no proporciona información sobre la energía o la longitud de onda de los fotones, es necesario conocer esta información en la fuente de luz. Para una longitud de onda dada, la combinación de la longitud de onda del fotón o su energía y el flujo de fotones en esa longitud de onda se utiliza para calcular la densidad de potencia de los fotones en esa longitud de onda específica. La densidad de potencia se obtiene multiplicando el flujo de fotones por la energía de un solo fotón.

Para determinar la densidad de potencia en unidades de W/m^2 , es necesario que la energía de los fotones esté en joules. La ecuación se expresa de la siguiente manera:

$$H = \Phi \cdot \frac{h \cdot c}{\lambda} \frac{W}{\text{m}^2} \quad (2.2)$$

Donde Φ representa el flujo de fotones y q es el valor de la carga eléctrica, que es $1.6 \times 10^{-19} \text{ C}$.

2.2 Radiación Solar y radiación ultravioleta

La radiación solar es la energía emitida por el Sol en forma de radiación electromagnética. Este flujo de energía incluye diversas longitudes de onda, desde los rayos gamma hasta las ondas de radio. La mayor parte de la energía solar que llega a la Tierra se encuentra en la región visible del espectro electromagnético. Esta radiación es esencial para mantener la vida en nuestro planeta, ya que impulsa procesos como la fotosíntesis en las plantas y contribuye a fenómenos climáticos.

Cuando la radiación solar alcanza la atmósfera terrestre, puede experimentar procesos como reflexión, absorción y dispersión. La radiación puede ser reflejada por nubes, gases atmosféricos y superficies reflectantes, o bien, ser absorbida por la atmósfera y la superficie terrestre, generando calor.

Por otro lado, la radiación ultravioleta (UV) es una parte específica del espectro solar con longitudes de onda más cortas que la luz visible. Se divide en tres categorías: UV-A, UV-B y UV-C. La radiación UV afecta al material encapsulante de los paneles fotovoltaicos, lo que disminuye su capacidad de proteger contra daños mecánicos y la corrosión causada por factores ambientales, además, reduce su capacidad de transmisión de luz en el panel fotovoltaico debido a la decoloración que sufre, todo se abarcara con mayor detalle en las siguientes secciones. El espectro de radiación UV está comprendido entre los 100 y los 400[nm], y esta subcategorizado en tres rangos de longitudes de onda.

- UV-A: 315 - 400[nm]. Gran parte llega a la superficie terrestre.
- UV-B: 280 - 315[nm]. Gran parte es retenida por la atmosfera.
- UV-C: 100 - 280[nm]. En su totalidad es retenida por la atmosfera.

En el norte de Chile, la radiación solar es particularmente intensa debido a las condiciones geográficas y climáticas. La altitud, la proximidad al ecuador y la baja humedad contribuyen a

niveles elevados de radiación ultravioleta. Esto hace que la región sea propensa a una mayor exposición a la radiación solar, lo que enfatiza la importancia de la protección solar y la conciencia de los riesgos asociados con la radiación ultravioleta.

Además, la capa de ozono en la atmósfera juega un papel crucial al absorber gran parte de la radiación ultravioleta dañina, protegiendo así la vida en la Tierra. La investigación continua sobre la radiación solar y sus efectos es esencial para comprender mejor estos procesos y desarrollar estrategias para utilizar la energía solar de manera sostenible y proteger la salud humana.

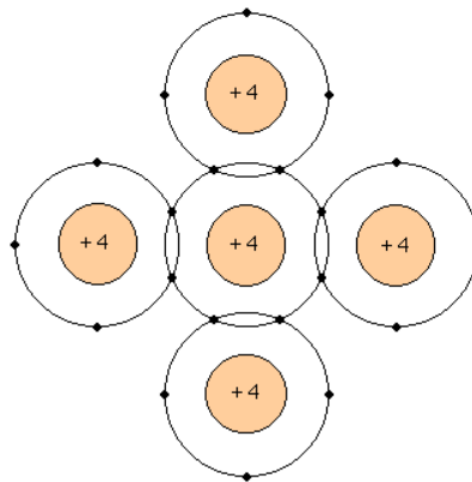
2.3 Introducción a los semiconductores

Los materiales semiconductores provienen de diferentes grupos de la tabla periódica; sin embargo, comparten ciertas similitudes. Las propiedades de los materiales semiconductores están relacionadas con sus características atómicas y varían de un grupo a otro.

Los átomos en un semiconductor pueden ser de cualquiera de los grupos IV de la tabla periódica o una combinación de grupo III y grupo V, conocidos como semiconductores III-V, o combinaciones de grupo II y grupo VI, llamados semiconductores II-VI. Debido a que los semiconductores están compuestos de elementos de diferentes grupos de la tabla periódica, sus propiedades varían entre ellos. El silicio, perteneciente al grupo IV, es el material semiconductor más comúnmente utilizado, ya que forma la base de los chips de circuitos integrados, es una tecnología madura y se utiliza en la mayoría de las células solares.

Los semiconductores, como el silicio, están compuestos por átomos individuales que se unen en una estructura regular y periódica para formar una red en la que cada átomo está rodeado por 8 electrones. Cada átomo individual posee de un núcleo compuesto por protones (partículas con carga positiva) y neutrones (partículas sin carga), rodeado por electrones. El número de electrones y protones es igual, lo que hace que el átomo sea eléctricamente neutro en general. Los electrones que rodean a cada átomo en un semiconductor participan en enlaces covalentes, en los que dos átomos comparten un electrón. Cada átomo forma 4 enlaces covalentes con los 4 átomos circundantes, lo que significa que 8 electrones se comparten entre cada átomo y sus átomos circundantes. La estructura de un semiconductor se ilustra en la figura siguiente.

Figure 2.1: Representación esquemática de enlaces covalentes en una red cristalina de silicio



Un factor fundamental a considerar son los niveles de energía que los electrones pueden ocupar y cómo se desplazan a través de la red cristalina. En un enlace covalente, los electrones están unidos entre los átomos en la estructura de la red y se mantienen en su lugar debido a este enlace. Estos electrones no pueden moverse ni cambiar su energía, por lo tanto, no se consideran "libres" y no pueden participar en la conducción de corriente, absorción de energía ni otros procesos físicos relevantes en las células solares. Sin embargo, esta restricción solo se aplica a temperaturas cercanas al cero absoluto.

A temperaturas elevadas, especialmente en las que operan las células solares, los electrones pueden adquirir suficiente energía para liberarse de sus enlaces. En este punto, los electrones pueden moverse libremente a través de la red cristalina y participar en la conducción de corriente. En condiciones de temperatura ambiente, un semiconductor cuenta con suficientes electrones libres para conducir la corriente eléctrica, mientras que cerca del cero absoluto, un semiconductor se comporta como un aislante.

Las propiedades de un semiconductor están estrechamente relacionadas con su estructura de enlace. A temperaturas más altas, los electrones que rodean los átomos en el semiconductor pueden separarse de los enlaces covalentes y moverse libremente en la red, lo que habilita la conducción eléctrica. Por lo tanto, los semiconductores actúan como aislantes a bajas temperaturas y como conductores a temperaturas más altas.

Cuando un electrón adquiere suficiente energía para participar en la conducción (es decir, se vuelve "libre"), se encuentra en un estado de alta energía. Por otro lado, cuando el electrón está en un enlace covalente y no puede contribuir a la conducción, se encuentra en un estado de baja energía. Esto introduce dos estados de energía distintos para los electrones, sin posibilidad de ocupar estados de energía intermedios. La energía mínima necesaria para que un electrón se libere se conoce como la "banda prohibida" de un semiconductor, concepto que utilizaremos mas adelante. La cantidad y la energía de los electrones libres que participan en la conducción son aspectos fundamentales para el funcionamiento de dispositivos electrónicos.

2.3.1 Banda Prohibida

La banda prohibida de un semiconductor es la energía mínima requerida para excitar un electrón desde su estado ligado a un estado libre, lo que le permite participar en la conducción. La estructura de bandas de un semiconductor muestra la energía de los electrones en un diagrama de bandas. El nivel de energía más bajo en un semiconductor se conoce como la "banda de valencia" (EV), y el nivel de energía donde un electrón puede considerarse libre se denomina "banda de conducción" (EC). La banda prohibida (EG) es la diferencia de energía entre el estado ligado y el estado libre, es decir, entre la banda de valencia y la banda de conducción. Por lo tanto, la banda prohibida representa la energía mínima requerida para excitar un electrón y permitir su participación en la conducción.

Cuando un electrón se excita a la banda de conducción, se vuelve libre para moverse a través del semiconductor y participar en la conducción eléctrica. Sin embargo, la excitación de un electrón a la banda de conducción también crea un espacio vacío en la banda de valencia, que puede ser ocupado por un electrón de un átomo vecino. Este proceso se repite a medida que los electrones se mueven, dejando detrás de ellos un espacio vacío, conocido como un "hueco". El continuo movimiento de estos espacios para electrones y huecos se asemeja al desplazamiento de partículas cargadas positivamente a través de la estructura cristalina del semiconductor. Por lo tanto, la excitación de un electrón a la banda de conducción no solo genera un electrón en la banda de conducción, sino también un hueco en la banda de valencia. Ambos, el electrón y el hueco, pueden participar en la conducción de la electricidad y se denominan "portadores".

El concepto de un "hueco" en movimiento es análogo al de una burbuja en un líquido. Aunque en realidad es el líquido el que se desplaza, resulta más conveniente describir el movimiento de la burbuja, que se desplaza en la dirección opuesta.

En los paneles fotovoltaicos, la luz del sol incide sobre el semiconductor (generalmente silicio) y proporciona la energía necesaria para excitar los electrones, permitiéndoles moverse a través del material y generar corriente eléctrica.

Es crucial tener una banda prohibida adecuada para la aplicación deseada. Si la banda prohibida es demasiado pequeña, los electrones pueden saltar fácilmente y la conductividad será alta, pero esto no es ideal para dispositivos como los transistores. Por otro lado, una banda prohibida demasiado grande puede hacer que el material sea un aislante y no sea eficiente para la generación de electricidad en paneles solares.

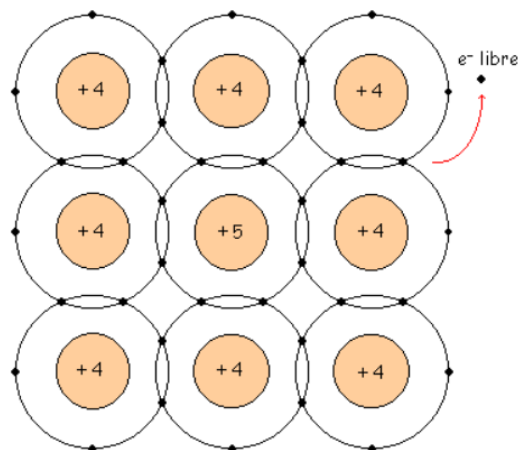
2.3.2 Dopaje

Es posible alterar el equilibrio de electrones y huecos en una red cristalina de silicio mediante un proceso llamado "dopaje" con otros átomos.

Los átomos que tienen un electrón de valencia adicional en comparación con el silicio se utilizan para crear un material semiconductor de tipo "n". Estos materiales de tipo "n" corresponden a elementos del grupo V de la tabla periódica, lo que significa que sus átomos tienen 5 electrones de valencia que pueden formar enlaces covalentes con los 4 electrones de valencia de los átomos de silicio. Dado que solo se necesitan 4 electrones de valencia de cada átomo (tanto del silicio como del tipo "n") para formar enlaces covalentes alrededor de los átomos de silicio, el electrón de valencia adicional presente en los materiales de tipo "n" (debido a sus 5 electrones de valencia) queda libre para participar en la conducción cuando los dos átomos se enlazan. Como resultado, se añaden más electrones a la banda de conducción y, por lo tanto, se aumenta la densidad de electrones.

Por otro lado, los átomos que tienen un electrón de valencia menos en comparación con el silicio dan lugar a un material de tipo "p". Estos materiales de tipo "p" corresponden a elementos del grupo III de la tabla periódica. Por lo tanto, los materiales de tipo "p" solo cuentan con 3 electrones de valencia para interactuar con los átomos de silicio. El resultado neto es la creación de un espacio vacío, conocido como un "hueco", ya que no hay suficientes electrones para formar los 4 enlaces covalentes que rodean a los átomos. En el material de tipo "p", el número de electrones atrapados en los enlaces es menor, lo que aumenta efectivamente la densidad de huecos. En los materiales dopados, siempre hay más de un tipo de portador que el otro, y el tipo de portador con la concentración más alta se llama "portador mayoritario", mientras que el portador con la concentración más baja se denomina "portador minoritario".

Figure 2.2: Cristal de Silicio dopado con átomos de valencia 5



La siguiente tabla resume las propiedades de los tipos de semiconductores en silicio.

Table 2.1: Tabla de Tipos de Elementos en Semiconductores de Silicio

	Tipo N	Tipo P
Dopantes	Grupo V	Grupo III
Enlaces	Exceso de electrones	Electrones ausentes (Agujeros)
Portadores Mayoritarios	Electrones	Agujeros
Portadores Minoritarios	Agujeros	Electrones

2.4 Generación

En el funcionamiento de una célula solar, la absorción de la luz y la generación de un par de agujeros de electrones desempeñan un papel fundamental. En esta sección, se abordará el proceso

mediante el cual la energía de un fotón se convierte inicialmente en energía eléctrica a través de la creación de un par de agujeros de electrones.

Cuando los fotones inciden en la superficie de un semiconductor, pueden ocurrir tres procesos distintos. En primer lugar, los fotones pueden reflejarse en la superficie superior. En segundo lugar, pueden ser absorbidos en el material. En tercer lugar, si ninguno de los dos procesos anteriores ocurre, los fotones se transmitirán a través del material. Para los dispositivos fotovoltaicos, tanto la reflexión como la transmisión se consideran generalmente mecanismos de pérdida, ya que los fotones que no se absorben no generan energía.

La posibilidad de que un fotón sea absorbido depende en gran medida de su energía. Solo los fotones con suficiente energía pueden excitar un electrón de la banda de valencia a la banda de conducción. Por lo tanto, solo cuando un fotón posee la energía adecuada, se excitará un electrón y generará un par electrón-hueco. Los fotones que llegan a un material semiconductor pueden clasificarse en tres grupos según su energía en comparación con la banda prohibida del semiconductor:

- Fotones con energía (E_{ph}) menor que la energía de la banda prohibida (E_G) interactúan débilmente con el semiconductor y pasan a través de él como si fuera transparente.
- Cuando la energía del fotón (E_{ph}) es igual a la energía de la banda prohibida (E_G), tienen la suficiente energía para crear un par electrón-hueco y se absorben eficientemente.
- Los fotones con energía (E_{ph}) mucho mayor que la banda prohibida se absorben fuertemente. Sin embargo, para aplicaciones fotovoltaicas, la energía de los fotones que excede ampliamente la banda prohibida se desperdicia, ya que los electrones tienden a volver rápidamente a los bordes de la banda de conducción en un proceso térmico.

La absorción de fotones en una célula solar genera tanto portadores mayoritarios como minoritarios. En muchas aplicaciones fotovoltaicas, el número de portadores de luz generados es significativamente menor que el número de portadores mayoritarios ya presentes en la célula solar, principalmente debido al dopaje. En consecuencia, el número de portadores mayoritarios en un semiconductor iluminado no se altera de manera significativa. Por otro lado, la situación es diferente para los portadores minoritarios, ya que el número de portadores minoritarios foto-generados supera la cantidad de portadores minoritarios existentes en la célula solar dopada en la oscuridad, dado que en el dopaje la concentración de portadores minoritarios es muy pequeña. Por lo tanto, en una célula solar iluminada, el número de portadores minoritarios puede aproximarse al número de portadores generados por la luz.

La tasa de generación de portadores describe la cantidad de electrones generados en cada punto del dispositivo debido a la absorción de fotones. Este parámetro es fundamental para el funcionamiento de la célula solar.

Despreciando la reflexión, la cantidad de luz absorbida por un material depende del coeficiente de absorción (α en cm^{-1}) y del espesor del material absorbente. La intensidad de la luz en cualquier punto del dispositivo se puede calcular utilizando la siguiente ecuación:

$$I = I_0 e^{\alpha \cdot x} \quad (2.3)$$

donde:

- α es el coeficiente de absorción, generalmente medido en cm^{-1}
- x es la distancia en el material en la que se calcula la intensidad de la luz
- I_0 es la intensidad de la luz en la superficie superior.

La ecuación previa permite calcular el número de pares electrón-hueco generados en una célula solar. Suponiendo que la pérdida de intensidad de la luz, es decir, la absorción de fotones, conduce directamente a la generación de un par electrón-hueco, entonces la generación (G) en una capa delgada de material se determina al analizar la variación de la intensidad de la luz a través de esta capa. En consecuencia, al diferenciar la ecuación previa, se obtiene la generación en cualquier punto del dispositivo. Por lo tanto:

$$G = \alpha N_0 e^{-\alpha \cdot x} \quad (2.4)$$

Donde:

- N_0 es el flujo de fotones en la superficie (fotones por unidad de área por segundo).
- α es el coeficiente de absorción.
- x es la distancia en el material.

Estas ecuaciones indican que la intensidad de la luz disminuye de manera exponencial a través del material y que la generación es mayor en la superficie del material.

En aplicaciones fotovoltaicas, la luz incidente se compone de diferentes longitudes de onda, lo que significa que la tasa de generación en cada longitud de onda es diferente.

Por ultimo, las ecuaciones mencionadas anteriormente son la base de los modelos que se verán mas adelante en las siguientes secciones, por lo que se hace inca pie al lector a recordar la estructura de la ecuación.

2.5 Recombinación

Cualquier electrón presente en la banda de conducción se encuentra en un estado meta-estable y, con el tiempo, se estabilizará en una posición de menor energía en la banda de valencia. Cuando esto sucede, debe ocupar un estado vacío en la banda de valencia, lo que efectivamente elimina un agujero. Este proceso se conoce como recombinación. En la mayoría de los semiconductores monocristalinos, existen tres tipos fundamentales de recombinación:

- Recombinación radiactiva
- recombinación Auger
- recombinación Shockley-Read-Hall.

La recombinación representa el proceso inverso a la generación. En este proceso, un electrón se combina con un agujero y libera energía en forma de calor o luz. Un dispositivo en el que la recombinación se optimiza para emitir luz se conoce como un diodo emisor de luz (LED).

2.5.1 Recombinación Radiactiva (Banda a Banda)

La recombinación radiactiva es el mecanismo de recombinación dominante en los semiconductores con una banda prohibida de energía *directa*. Un ejemplo evidente de recombinación radiactiva en un dispositivo semiconductor es la luz producida por un diodo emisor de luz (LED). Las células de concentración y espaciales suelen estar hechas de materiales con una banda prohibida directa, como Gas, y, por lo tanto, la recombinación radiactiva es el proceso principal. Sin embargo, la mayoría de las células solares terrestres se fabrican con silicio, un semiconductor de banda prohibida *indirecta*, donde la recombinación radiactiva es mínima y generalmente despreciable. Las características clave de la recombinación radiactiva son las siguientes:

- En la recombinación radiactiva, un electrón de la banda de conducción se combina directamente con un agujero en la banda de valencia, liberando un fotón.
- El fotón emitido tiene una energía similar a la banda prohibida y, por lo tanto, se absorbe débilmente, lo que le permite salir del semiconductor.

2.5.2 Recombinación a Través de los Niveles de Defectos

La recombinación a través de defectos, también conocida como recombinación Shockley-Read-Hall (SRH), se produce en materiales que no son perfectamente puros y contienen defectos. Este proceso implica dos pasos fundamentales:

- Un electrón de la banda de conducción se combina con un agujero en la banda de valencia, liberando un fotón en el proceso.

- El fotón emitido tiene una energía similar a la banda prohibida, lo que le permite escapar del semiconductor, ya que se absorbe débilmente.

La velocidad a la que un electrón se mueve en la banda de energía dentro de la zona prohibida depende de la distancia desde el nivel de energía introducido hasta cualquiera de los bordes de la banda. Por lo tanto, si se introduce energía cerca de uno de los bordes de la banda, la recombinación es menos probable, y el electrón es más propenso a ser reemitido en el borde de la banda de conducción en lugar de recombinarse con un agujero que se encuentra en el mismo estado de energía de la banda de valencia. Por esta razón, los niveles de energía cercanos al centro de la brecha son altamente efectivos para la recombinación.

2.5.3 Recombinación de Auger

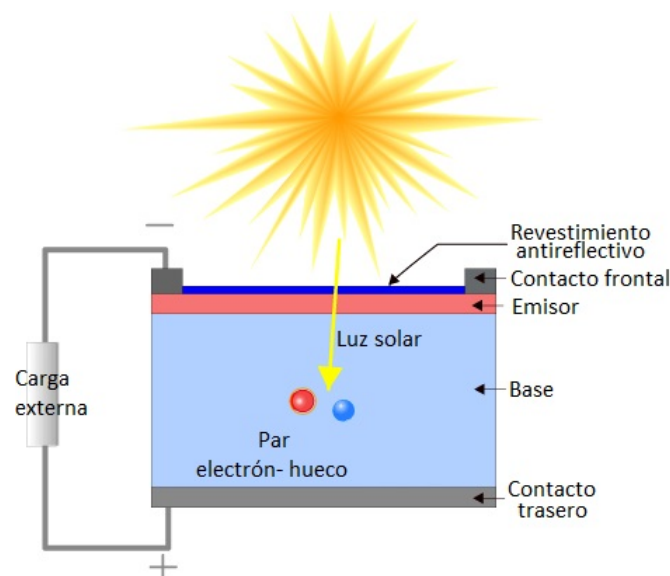
La recombinación de Auger involucra a tres portadores: un electrón, un agujero y un tercer electrón en la banda de conducción. Cuando un electrón y un agujero se recombinan, en lugar de emitir energía en forma de calor o fotón, transfieren su energía al tercer portador, que es un electrón en la banda de conducción. Este tercer electrón luego regresa a la banda de conducción después de termalizarse.

La recombinación Auger es más significativa en situaciones de alta concentración de portadores, que pueden ser causadas por un alto nivel de dopaje o una intensa inyección bajo luz solar concentrada. En las células solares basadas en silicio, que son las más populares, la recombinación Auger limita la vida útil y la eficiencia final. Cuanto más fuertemente dopado esté el material, más corto será el tiempo de vida de la recombinación Auger.

2.6 Operación de una Célula Solar

Una célula solar es un dispositivo electrónico que convierte directamente la energía de la luz solar en electricidad. Cuando la luz incide sobre la célula solar, genera corriente y voltaje, lo que a su vez produce energía eléctrica. Este proceso se basa en dos aspectos fundamentales: la excitación de un electrón a un estado de energía superior cuando la luz es absorbida por un material y la posterior transferencia de este electrón de alta energía desde la célula solar a un circuito externo. Finalmente, el electrón disipa su energía en el circuito externo y regresa a la célula solar. Aunque existen diversos materiales y procesos para la conversión de energía fotovoltaica, en la práctica, la mayoría de las tecnologías emplean materiales semiconductores en forma de unión $p-n$.

Figure 2.3: Operación de una celular solar



Los pasos básicos en el funcionamiento de una célula solar son:

- Generación inducida de portadores por la luz

- recolección de estos portadores para generar una corriente
- generación de una tensión eléctrica a través de la célula solar
- disipación de la potencia en la carga y en resistencias parasitarias.

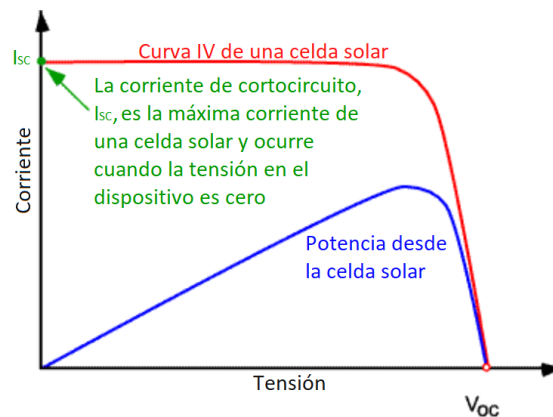
La generación de corriente en una célula solar, conocida como “corriente inducida por la luz”, implica dos procesos clave. El primero es la absorción de fotones incidentes, que da lugar a la creación de pares electrón-hueco. Estos pares se generan en la célula solar siempre que la energía del fotón incidente sea mayor que la de la banda prohibida del material. Sin embargo, los electrones (en el material de tipo p) y los agujeros (en el material de tipo n) son metaestables y solo existen, en promedio, durante un tiempo igual a la vida útil de los portadores minoritarios antes de recombinarse. Si se produce la recombinación, se pierde el par electrón-hueco inducido, y no se puede generar potencia ni corriente.

El segundo proceso se basa en la recolección de estos portadores a través de la unión $p-n$, que impide la recombinación al separar espacialmente el electrón y el hueco. Esta separación de portadores se logra mediante la acción del campo eléctrico presente en la unión $p-n$. Cuando el portador minoritario alcanza la unión $p-n$, es forzado a moverse a través de esta debido al campo eléctrico, transformándose en un portador mayoritario. Si el emisor y la base de la célula solar están conectados entre sí (es decir, si la célula solar está en cortocircuito), los portadores inducidos fluyen a través del circuito externo.

2.6.1 Corriente de Corto Circuito

La corriente de cortocircuito es la corriente que fluye a través de la célula solar cuando el voltaje a través de la célula solar es cero, es decir, cuando la célula solar está en cortocircuito. Por lo general, se denota como I_{SC} , y se muestra en la curva IV que se presenta en la Figura 2.4.

Figure 2.4: Tasa de generación en diferentes longitudes de onda



La corriente de cortocircuito se debe a la generación y recolección de portadores inducidos por la luz. En una célula solar ideal, con pérdidas resistivas mínimas, la corriente de cortocircuito y la corriente inducida por la luz son idénticas. Por lo tanto, la corriente de cortocircuito representa la máxima corriente que puede extraerse de la célula solar.

La corriente de cortocircuito depende de varios factores, que se describen a continuación:

- Área de la célula solar: para eliminar la dependencia del área de la célula solar, es común utilizar la densidad de corriente de cortocircuito (J_{sc} en mA/cm^2) en lugar de la corriente de cortocircuito.
- Número de fotones: la I_{SC} de una célula solar depende directamente de la intensidad de la luz incidente, como se discute en “Efecto de la Intensidad de Luz”.
- Espectro de la luz incidente: durante la mayoría de las mediciones de la célula solar, el espectro se ha estandarizado según el espectro estándar de AM1.5.
- Propiedades ópticas: absorción y reflexión de la célula solar.

- Probabilidad de recolección: depende principalmente de la pasivación de la superficie y la vida útil de los portadores minoritarios en la base.

Al comparar células solares del mismo tipo de material, el parámetro crítico del material es la longitud de difusión y la pasivación de la superficie. En una célula con superficie perfectamente pasivada y generación uniforme, la ecuación para la corriente de cortocircuito se puede aproximar a:

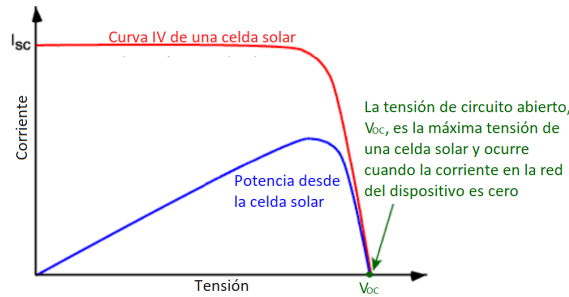
$$I_{sc} = qG(l_n + L_p) \quad (2.5)$$

Donde G es la tasa de generación, L_n y L_p son las longitudes de difusión del electrón y hueco, respectivamente. Aunque esta ecuación hace varias suposiciones que no son verdaderas para las condiciones en la mayoría de las células solares, indica que la corriente de cortocircuito depende fuertemente de la tasa de generación y la longitud de difusión.

2.6.2 Voltaje de Circuito Abierto

El voltaje en circuito abierto, V_{oc} , es la máxima tensión disponible en una célula solar y se produce cuando no hay corriente fluyendo ($I = 0$). Esta tensión en circuito abierto corresponde a la polarización directa de la célula solar debido a la generación de corriente inducida por la luz. La tensión en circuito abierto se muestra en la siguiente curva IV.

Figure 2.5: Tasa de generación en diferencias longitudes de ondas



Una ecuación para V_{oc} se encuentra al igualar la corriente neta a cero en la ecuación de la célula solar, lo que da:

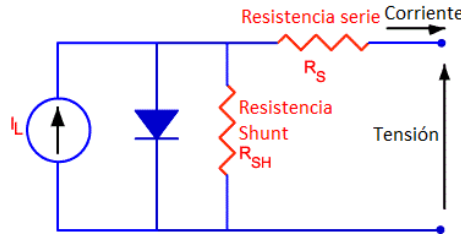
$$V_{oc} = \frac{nkT}{q} \ln \left(\frac{I_L}{I_0} + 1 \right) \quad (2.6)$$

La ecuación anterior muestra que V_{oc} depende de la corriente de saturación de la célula solar y la corriente generada por la luz. Mientras que I_{sc} normalmente tiene una pequeña variación, el efecto fundamental es la corriente de saturación, ya que esta puede variar en varios órdenes de magnitud. La corriente de saturación, I_0 , depende de la recombinación en la célula solar.

2.7 Efecto de las Resistencias Parasitarias

Las resistencias parasitarias en las células solares afectan negativamente su eficiencia al disipar potencia en forma de calor. Los tipos de resistencias parasitarias más comunes son las resistencias en serie y las resistencias shunt. La inclusión de estas resistencias en el modelo de una célula solar se ilustra en la Figura 2.6:

Figure 2.6: Resistencias parasitarias en serie y shunt en un circuito de una célula solar.



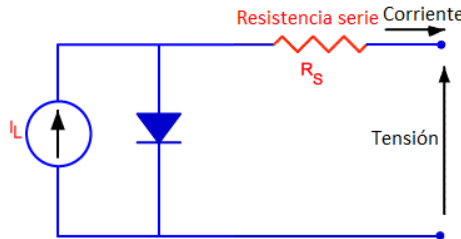
En la mayoría de los casos, y para valores típicos de resistencias en serie y shunt, el impacto principal de las resistencias parasitarias es la reducción del factor de llenado. Tanto la magnitud como el impacto de las resistencias en serie y shunt dependen de la geometría de la célula solar y de su punto de funcionamiento. Dado que el valor de la resistencia dependerá del área de la célula solar, se utiliza una unidad común para expresar la resistencia, que está en unidades de Ωcm^2 . Esta resistencia de área normalizada se obtiene mediante la sustitución de la corriente por la densidad de corriente en la ley de Ohm, como se muestra a continuación:

$$R(\Omega\text{cm}^2) = \frac{V}{J} \quad (2.7)$$

2.7.1 Resistencia en Serie

La resistencia en serie en una célula solar tiene tres causas principales: en primer lugar, se debe al movimiento de la corriente a través del emisor y la base de la célula solar; en segundo lugar, a la resistencia de contacto entre el metal y el silicio; y, finalmente, a la resistencia en los contactos superiores y traseros con el metal. El impacto principal de la resistencia en serie es la reducción del factor de relleno, aunque valores excesivamente altos también pueden disminuir la corriente de cortocircuito.

Figure 2.7: Resistencias en serie y shunt en un circuito de una célula solar.



La relación que describe este efecto es la siguiente:

$$I = I_L - I_0 \cdot e^{\frac{q(V+Ir_s)}{nkT}} \quad (2.8)$$

donde:

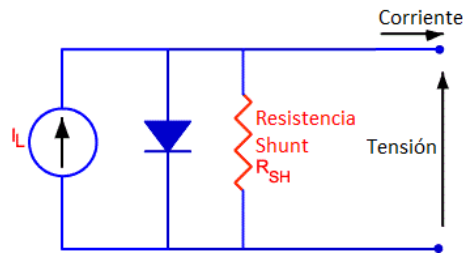
- I es la corriente generada en la célula
- I_L es la corriente inducida por la luz
- V es el voltaje a través de los terminales de la célula
- T es la temperatura
- q y k son la carga del electrón y la constante de Boltzmann
- n es el factor de idealidad
- r_s es la resistencia en serie de la célula

Esta fórmula representa una función implícita debido a la aparición de la corriente, I , en ambos lados de la ecuación y requiere métodos numéricos para su resolución.

2.7.2 Resistencia en Paralelo o Shunt

Las pérdidas significativas de energía causadas por la presencia de una resistencia shunt, R_{sh} , suelen deberse a defectos de fabricación en lugar de un diseño deficiente de las células solares. Una baja resistencia shunt provoca pérdidas de energía en las células solares al proporcionar una vía de corriente alternativa para la corriente generada por la luz. Este desvío reduce la cantidad de corriente que fluye a través de la unión de las células solares y disminuye la tensión de la célula solar. El efecto de una resistencia shunt es particularmente grave en condiciones de baja iluminación, ya que habrá menos corriente generada por la luz, lo que amplifica la pérdida de corriente por la resistencia shunt. Además, a voltajes más bajos, donde la resistencia efectiva de la célula solar es alta, el impacto de una resistencia en paralelo es aún mayor.

Figure 2.8: *Resistencias en serie y shunt en un circuito de una célula solar.*



La ecuación que describe una célula solar en presencia de una resistencia shunt es la siguiente:

$$I = I_L - I_0 \cdot e^{\frac{qV}{nkT}} - \frac{V}{R_{sh}} \quad (2.9)$$

donde:

- I es la corriente generada en la célula
- I_L es la corriente generada por la luz
- V es el voltaje a través de los terminales de la célula
- T es la temperatura
- q y k son la carga del electrón y la constante de Boltzmann
- n es el factor de idealidad
- R_{sh} es la resistencia shunt

Una estimación del valor de la resistencia shunt de una célula solar se puede determinar a partir de la pendiente de la curva IV cerca del punto de la corriente en cortocircuito.

Capítulo 3

Modelos de Degradación

3.1 Primer Modelo: Modelo Termoeléctrico basado en mediciones de módulos fotovoltaicos ubicados en Omán

Del primer modelo en estudio [3] se desprende que la degradación fotovoltaica es un mecanismo en el que hay una reducción gradual de la potencia de salida del PV en el tiempo o debido a algún fallo en las celdas solares del módulo PV. Los factores que causan la degradación del PV están principalmente influenciados por las condiciones ambientales locales, la calidad, el tipo de instalación, etc. Sin embargo, los principales factores contribuyentes provienen de las condiciones ambientales locales, que varían de una región a otra en todo el mundo. Omán experimenta un tipo de condiciones climáticas desérticas, y los factores que afectan las tasas de degradación en tales condiciones climáticas desérticas. La tasa de degradación del PV se calcula mediante la siguiente ecuación.

$$\text{Tasa de Degradación de Pmax \%} = \frac{\text{Pmax (valor inicial)} - \text{Pmax (valor final)}}{\text{Pmax (valor inicial)} \times \text{Edad del módulo por año}} \quad (3.1)$$

donde el valor inicial de Pmax es la potencia de salida máxima medida a partir de la curva I-V durante la primera instalación en el año 2014 y el valor final de Pmax es la potencia de salida máxima medida a partir de la curva I-V en el año de medición posterior.

El modelo en cuestión obtiene los datos de un estudio realizado sobre seis módulos fotovoltaicos de silicio policristalino, con un tiempo de exposición de cinco años. Estos módulos fotovoltaicos se encontraban ubicados en Omán, país cuyas características climáticas son similares al clima desértico encontrado en el norte de Chile. La investigación realizada tiene como resultado la disminución de corriente de cortocircuito (Isc) con el pasar del tiempo, afectando así la capacidad de producción de energía en el sistema fotovoltaico instalado. Del estudio se adoptó un modelo basado en un factor de decaimiento exponencial para correlacionar la decoloración del encapsulante vista en el sitio en forma de una ecuación matemática para predecir la pérdida de corriente. Esta pérdida se define como el factor de pérdida visual. El siguiente modelo explicado a continuación, se incorpora en el modelo de 1 diodo explicado en la sección metodología.

3.1.1 Modelado y simulación de curvas I-V con VLF (continuación)

El modelo implementado toma ecuaciones que describen la reducción en la corriente de cortocircuito Isc debido al oscurecimiento del encapsulante en un entorno de Simulink Matlab, permitiendo así la observación de las curvas I-V.

Para validar las pérdidas de corriente de cortocircuito debidas al oscurecimiento del encapsulante observadas en el sitio a partir de los datos medidos, primero es necesario estimar la reducción en la corriente de cortocircuito. Se comparan las curvas I-V medidas durante el primer año con las curvas I-V del fabricante bajo condiciones estándar de prueba (STC). Esta reducción se obtiene en forma de una relación al comparar la I_{sc} medida a una radiación de 800 w/m² con la I_{sc} en STC, y se define como el factor de pérdida de corriente de cortocircuito (ILF) según se expresa en la siguiente ecuación.

$$ILF = \frac{I_{sc} \text{ medida a } 800 \text{ W/m}^2}{I_{sc} \text{ medida bajo condiciones STC}} \quad (3.2)$$

Para ajustar los datos medidos, se considera un factor de decaimiento exponencial $\exp(-0.625)$, que limita la proporción de reducción de corriente, el cual se encuentra entre 0.4 y 1. Ahora, la ecuación final, denominada factor de pérdida visual (VLF), que describe las pérdidas de oscurecimiento del encapsulante observadas en el sitio, se proporciona de la siguiente manera:

$$VLF = \exp^{-0.625 \cdot ILF} \quad (3.3)$$

Finalmente, la corriente de salida real de la célula fotovoltaica se estima restando las pérdidas VLF, y se expresa de la siguiente manera:

$$I_d = I_0 \cdot \left(\exp^{\frac{q(V+IR_s)}{nKN_sT}} - 1 \right) - \left[\exp^{-0.625 \cdot ILF} \right] \quad (3.4)$$

3.2 Segundo Modelo: Modelo Termoeléctrico en Tiempo Real de Paneles Fotovoltaicos para la Evaluación de la Degradación

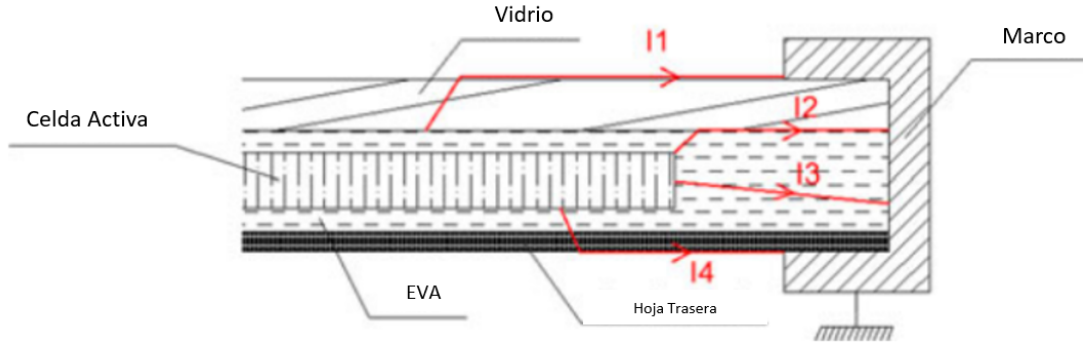
A continuación se estudia un modelo de la literatura [1] que aborda diversas formas de degradación que afectan a los paneles fotovoltaicos. Incluye la degradación inducida por potencial, la degradación inducida por luz y la degradación por ultravioleta. No se considera la degradación causada por grietas en las celdas solares debido a la falta de información confiable sobre este modo de degradación. Además, se incluye un modelo que considera la variabilidad de las variables. Las siguientes ecuaciones que se presentan para el modelo presente, se incorporan al modelo de dos diodos explicados en la sección de metodología.

3.2.1 Modos de degradación

Degradación inducida por potencial

La degradación inducida por potencial afecta a las células fotovoltaicas al aumentar la corriente de fuga. Esta corriente se define como la que fluye desde la base hasta el emisor sin cruzar la carga, lo que genera diferencias de potencial entre las celdas y, en última instancia, provoca su degradación. La corriente de fuga se puede dividir en cuatro componentes, como se muestra en la Figura 3.1.

Figure 3.1: Corrientes de fuga para la degradación de potencial. Referencia [1]



Donde se puede observar una corriente que puede filtrarse a través del vidrio y las moléculas de agua presentes en la superficie I_1 , una corriente I_2 que se filtra a través de electrones o iones en la superficie superior de la célula, una corriente I_3 que atraviesa la capa de encapsulado de etileno acetato de vinilo (EVA) y una corriente I_4 que fluye en el contacto posterior para cerrar el circuito.

La ecuación que representa la degradación inducida por potencial se muestra en la ecuación 3.5 la cual se presenta a continuación.

$$R_{sh1,deg} = \frac{1}{7 \times 10^{-6} \cdot V_{op}^2 \cdot RH^2 \cdot \exp\left(\frac{-90,700}{R \cdot T_{avg}}\right) \cdot t^2} \quad (3.5)$$

donde:

- $R_{sh1,deg}$: valor de la resistencia shunt degradada en Ω
- V_{op} : voltaje de operación del panel en V (voltaje del panel respecto al suelo)
- RH : humedad relativa en porcentaje
- R : constante de los gases $8.314 \text{ J} \cdot \text{mol}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$
- T_{avg} : temperatura promedio en K
- t : tiempo en segundos (s).

Degradación inducida por luz

La Degradación Inducida por Luz (LID, por sus siglas en inglés) aumenta la corriente de recombinación en la base. La LID ocurre en células de silicio cristalino de tipo N y en células de silicio amorfo, esto tiene efecto en la producción de energía de las células de silicio cristalino en aproximadamente un 3% y en las células de silicio amorfo en alrededor del 30%.

Para células de silicio cristalino la degradación inducida por luz se muestra en la ecuación 3.6 y 3.7 las cuales se muestran a continuación.

$$I_{01,deg} = I_{01,T1,ref} + 1.11 \times 10^{-10} \frac{G}{1000} \exp\left(-\frac{43,268}{R \cdot T}\right) \cdot t \quad (3.6)$$

$$I_{02,deg} = I_{02,T1,ref} + 1.11 \times 10^{-10} \frac{G}{1000} \exp\left(-\frac{43,268}{R \cdot T}\right) \cdot t \quad (3.7)$$

donde

- $I_{01,T1,ref}$: corriente de saturación de D1 antes de la degradación en condiciones de Pruebas Estándar (STC) en Amperios

- $I_{02,T1,ref}$: corriente de saturación de D2 antes de la degradación en condiciones de Pruebas Estándar (STC) en Amperios
- G : irradiancia en W/m^2 .

Para células de silicio amorfo la degradación inducida por luz se muestra en la ecuación 3.8 y 3.9 la cual se muestra a continuación.

$$I_{01,deg} = I_{01,T1,ref} + 1.9 \times 10^{-6} \cdot \log \left(6.52 \times 10^{-4} \cdot G^{2/3} \cdot t^{1/3} \right) \quad (3.8)$$

$$I_{02,deg} = I_{02,T1,ref} + 1.9 \times 10^{-6} \cdot \log \left(6.52 \times 10^{-4} \cdot G^{2/3} \cdot t^{1/3} \right) \quad (3.9)$$

Degradación por luz ultravioleta

En este estudio, se concede una mayor relevancia a la degradación causada por la radiación ultravioleta, dado que los paneles bajo investigación se encuentran expuestos a una intensa radiación ultravioleta en el norte de Chile. La radiación ultravioleta (UV) transporta una alta energía y forma parte parcial del espectro solar terrestre. La luz UV ejerce un impacto perjudicial en los paneles fotovoltaicos, manifestándose en el fenómeno de “amarillamiento” que se manifiesta después de varios años de operación bajo la luz solar. Concretamente, la capa de encapsulación de etileno acetato de vinilo (EVA) experimenta degradación[4] debido a la exposición a la radiación UV, pasando de un tono amarillo pálido a amarillo-marrón y, en última instancia, a marrón oscuro[5]. Este último proceso se conoce como decoloración del EVA.

Como se mencionó previamente, la radiación UV afecta la encapsulación de EVA[6], teniendo un impacto en las resistencias en serie (R_s) y la resistencia de derivación (R_{sh}). Para describir la decoloración de la encapsulación, se utiliza el índice de amarillez (YI). La variación delta YI (DYI) se emplea para calcular la degradación de ambas resistencias en función de DYI. La variación de DYI se ajusta mediante la siguiente ecuación.

$$DYI = 5.68 \times 10^{11} \cdot \exp \left(-\frac{90,000}{R \cdot T_{avg}} \right) \cdot G_{avg} \cdot \log \left(\frac{t}{3600} \right) \quad (3.10)$$

La variación de R_s y R_{sh} se ajusta a las siguientes ecuaciones, respectivamente:

$$R_{s,deg} = R_{s,T1,ref} + 9.9 \times 10^{-3} \times DYI \quad (8) \quad (3.11)$$

$$R_{sh2,deg} = R_{sh,T1,ref} - 193 \times DYI \quad (9) \quad (3.12)$$

donde:

- G_{avg} : irradiancia promedio en W/m^2
- $R_{s,deg}$: valor del resistor en serie degradado en Ω
- $R_{s,T1,ref}$: valor inicial del resistor en serie en Ω
- $R_{sh2,deg}$: valor del resistor shunt degradado en Ω
- $R_{sh,T1,ref}$: valor inicial del resistor shunt en Ω

3.2.2 Modelo variable

Previamente las condiciones externas (temperatura, irradiancia, humedad relativa y condiciones operativas) se consideran como valores promedio. Sin embargo, en la realidad, estas condiciones pueden variar en función del tiempo. En esta sección, se presenta un modelo más preciso. Este modelo toma en cuenta la variación de la temperatura, irradiancia y humedad relativa a lo largo del día y el año.

Para lograr este objetivo, las ecuaciones se derivan con respecto al tiempo. El modelo propuesto generará los componentes del circuito equivalente de la célula fotovoltaica que experimentan variaciones no lineales. Este modelo es dinámico en el tiempo. Lo que se pretende demostrar en esta sección es que el proceso de degradación no se desarrolla de manera uniforme a lo largo de la vida útil del panel fotovoltaico. De hecho, la degradación está directamente influenciada por los valores cambiantes de temperatura, irradiancia y humedad relativa, que no permanecen constantes a lo largo de la vida útil del panel fotovoltaico. Por lo tanto, se modela cómo los elementos de la célula fotovoltaica varían en función de las condiciones ambientales externas y sus fluctuaciones.

Figure 3.2: Representación de un modelo de simulación real. Referencia [1]

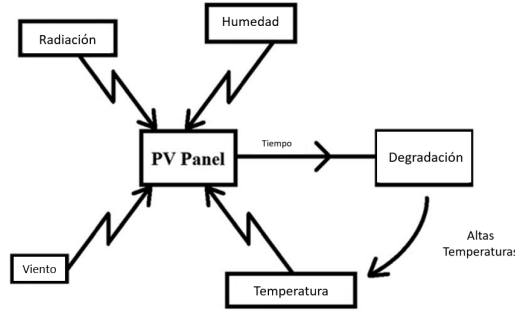
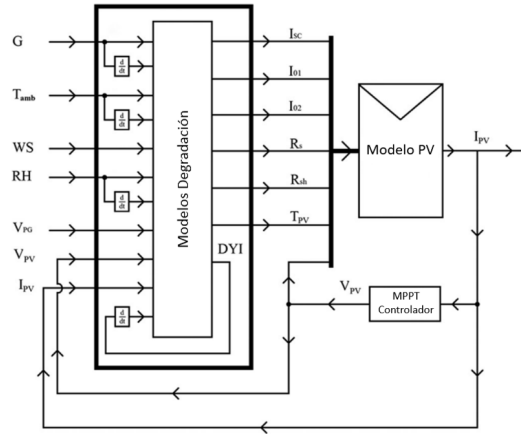


Figure 3.3: Modelo de degradación en celdas de silicio cristalino. Referencia [1]



Para modelar el sistema en condiciones cambiantes, es esencial derivar cada ecuación de degradación con respecto al tiempo, lo que resulta en las siguientes ecuaciones. Es importante destacar que las condiciones iniciales de cada parámetro se establecen para un panel nuevo.

Al llevar a cabo la derivación con respecto al tiempo, obtenemos la variación de I_{01} :

$$\frac{d(I_{01,deg})}{dt} = \frac{\partial(I_{01,deg})}{\partial t} \cdot \frac{dt}{dt} + \frac{\partial(I_{01,deg})}{\partial G} \cdot \frac{dG}{dt} + \frac{\partial(I_{01,deg})}{\partial T} \cdot \frac{dT}{dt} \quad (3.13)$$

$$\begin{aligned} \frac{d(I_{01,deg})}{dt} = & 1.11 \cdot 10^{-10} \cdot \frac{G}{1000} \exp\left(-\frac{43268}{R \cdot T}\right) \\ & + 1.11 \cdot 10^{-10} \cdot \frac{1}{1000} \exp\left(-\frac{43268}{R \cdot T}\right) \cdot t \cdot \frac{dG}{dt} \\ & + 1.11 \cdot 10^{-10} \cdot \frac{G}{1000} \cdot \frac{43268}{R \cdot T^2} \cdot \exp\left(-\frac{43268}{R \cdot T}\right) \cdot \frac{dT}{dt} \end{aligned} \quad (3.14)$$

El valor inicial antes de la degradación de la variable I_{01} se establecerá como:

$$I_{01,0} = I_{01,STC} \quad (3.15)$$

$$\frac{d(I_{02,deg})}{dt} = \frac{\partial(I_{02,deg})}{\partial t} \cdot \frac{dt}{dt} + \frac{\partial(I_{02,deg})}{\partial G} \cdot \frac{dG}{dt} + \frac{\partial(I_{02,deg})}{\partial T} \cdot \frac{dT}{dt} \quad (3.16)$$

$$\begin{aligned} \frac{d(I_{02deg})}{dt} = & 1.11 \cdot 10^{-10} \cdot \frac{G}{1000} \exp\left(-\frac{43268}{R \cdot T}\right) \\ & + 1.11 \cdot 10^{-10} \cdot \frac{1}{1000} \exp\left(-\frac{43268}{R \cdot T}\right) \cdot t \cdot \frac{dG}{dt} \\ & + 1.11 \cdot 10^{-10} \cdot \frac{G}{1000} \cdot \frac{43268}{R \cdot T^2} \cdot \exp\left(-\frac{43268}{R \cdot T}\right) \cdot \frac{dT}{dt} \end{aligned} \quad (3.17)$$

Factor de amarillamiento:

$$\frac{d(DYI)}{dt} = \frac{d(DYI)}{dt} \cdot \frac{dt}{dt} + \frac{d(DYI)}{dG} \cdot \frac{dG}{dt} + \frac{d(DYI)}{dT} \cdot \frac{dT}{dt} \quad (3.18)$$

$$\begin{aligned} \frac{d(DYI)}{dt} = & 5.68 \times 10^{-11} \cdot \exp\left(-\frac{90000}{R \cdot T}\right) \cdot G \cdot \frac{1}{3600 \cdot t} \cdot \frac{dt}{dt} \\ & + 5.68 \times 10^{-11} \cdot \exp\left(-\frac{90000}{R \cdot T}\right) \cdot \log\left(\frac{1}{3600 \cdot t}\right) \cdot \frac{dG}{dt} \\ & + 5.68 \times 10^{-11} \cdot \frac{90000}{R \cdot T^2} \cdot \exp\left(-\frac{90000}{R \cdot T}\right) \cdot G \cdot \log\left(\frac{1}{3600 \cdot t}\right) \cdot \frac{dT}{dt} \end{aligned} \quad (3.19)$$

El valor inicial antes de la degradación de la variable DYI es igual a 0:

$$DYI_0 = 0 \quad (3.20)$$

Resolviendo la ecuación DYI de amarillamiento podemos obtener el valor para ambas resistencias reemplazado en las siguientes ecuaciones

$$R_{s,deg} = R_{s,T1,ref} + 9.9 \times 10^{-3} \times DYI \quad (8) \quad (3.21)$$

$$R_{sh,deg} = \frac{R_{sh,STC} - 193 \cdot DYI}{(7 \cdot 10^{-6} \cdot V_{PG}^2 \cdot RH^2 \exp\left(-\frac{90000}{R \cdot T}\right) \cdot t^2) \cdot (R_{sh,STC} - 193 \cdot DYI) + 1} \quad (3.22)$$

Capítulo 4

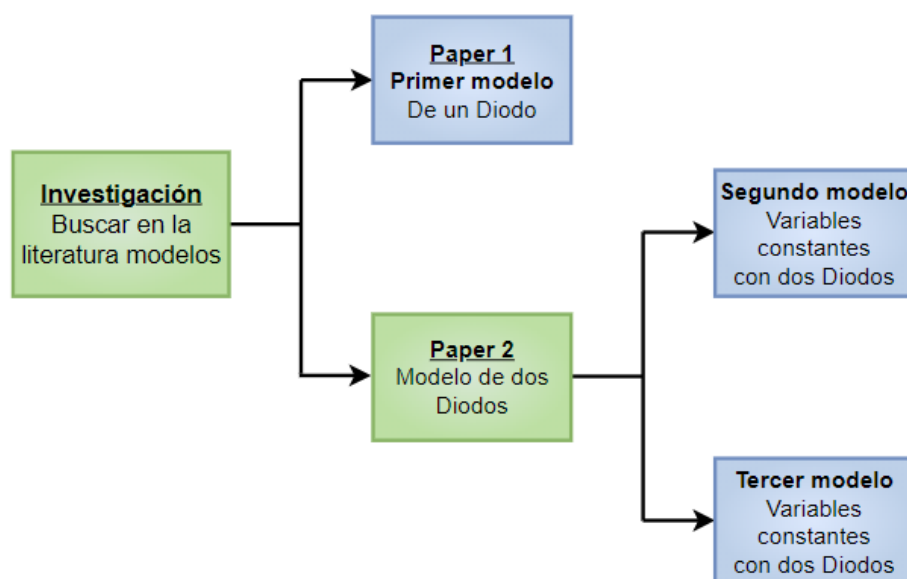
Metodología

4.1 Esquema general de la metodología

Para lograr los objetivos planteados en este trabajo y comprobar modelos para la degradación en paneles fotovoltaicos, se siguió la metodología mostrada en las Figuras 4.1 y 4.2.

El proceso descrito en la Figura 4.1 se inicia con una investigación de la literatura relacionada con modelos que simulen la operación de paneles fotovoltaicos. De esto, se decide trabajar con los papers de las secciones 3.1 y 3.2 del capítulo investigación. El primer paper describe el modelo de un diodo, el cual aborda diversas formas de degradación que afectan a los paneles fotovoltaicos, y explica como esta degradación afecta a la corriente de cortocircuito del panel afectando su potencia de salida. El segundo paper describe un modelo de dos diodos, el cual se caracteriza por ser matemáticamente más complejo que el modelo de un diodo, puesto que tiene en cuenta el fenómeno de la recombinación, aumentando así la exactitud en la curva IV y PV. Cabe destacar que se simulará la operación de este modelo considerando tanto las variables de operación constantes (como un valor promedio en el tiempo) como la variación de estas en el tiempo.

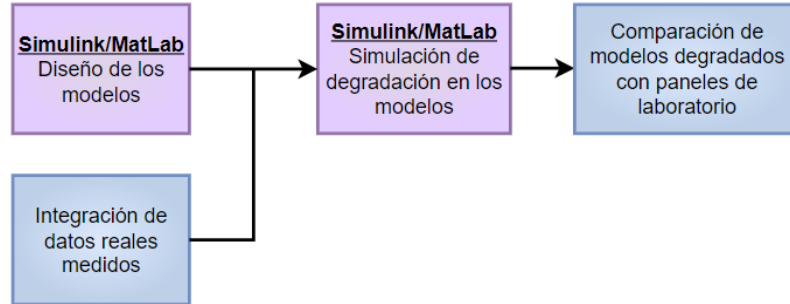
Figure 4.1: Base de la metodología para el proceso de investigación previo al desarrollo del modelo



Una vez identificados los tres modelos potenciales a diseñar, se procede a realizar la segunda parte de la metodología presentada en la Figura 4.2. Los modelos se diseñan por medio de software de

MatLab Simulink. Una vez se termina el diseño de los modelos, se agregan datos de paneles fotovoltaicos reales de las plantas solares Finis Terrae y Diego de Almagro, y se simula la degradación de los paneles solares. Finalmente, se realiza una comparación entre los resultados obtenidos con mediciones de paneles fotovoltaicos degradados de laboratorio.

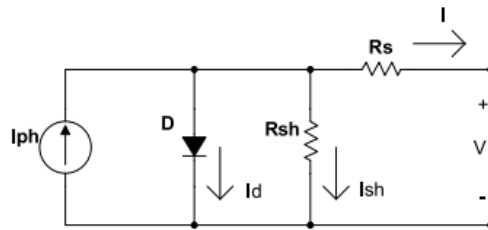
Figure 4.2: Base de la metodología para el desarrollo del modelo y obtención de resultados



4.2 Diseño de modelo de un Diodo

El circuito equivalente del modelo de un diodo para una celda solar consiste en una fuente de corriente en paralelo a un diodo ideal formado por una unión pn junto con otros componentes que emulan pérdidas. Por un lado, se tiene una resistencia en serie que representa la resistencia del diodo y las pérdidas térmicas, por otro lado, una resistencia shunt que representa las corrientes de fuga debido a los defectos de manufactura en la estructura. El modelo se describe gráficamente en la Figura 4.3 y se explica con mayor detalle en la literatura [2].

Figure 4.3: Modelo de un diodo para la celda solar. Referencia [2]



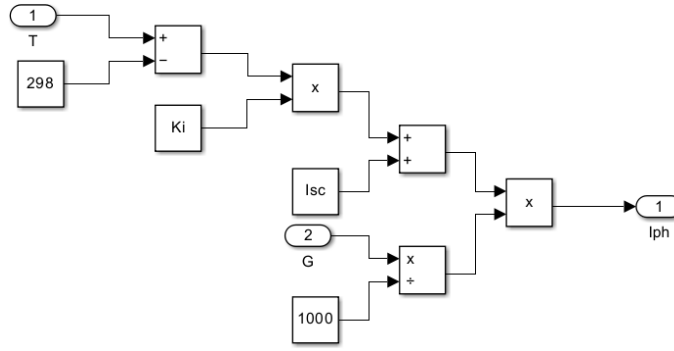
Bajo condiciones de iluminación, la corriente total I se representa en función de la corriente fotogenerada por la celda I_{ph} menos las corrientes que pasan por el diodo y la resistencia shunt como se muestra en la siguiente ecuación.

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (4.1)$$

La fotocorriente I_{ph} se representa con la ecuación 4.2, la cual se implementó en Simulink como se muestra en la Figura 4.4.

$$I_{ph} = \left[I_{sc} + K_i(T - 298,15) \cdot \frac{G}{1000} \right] \quad (4.2)$$

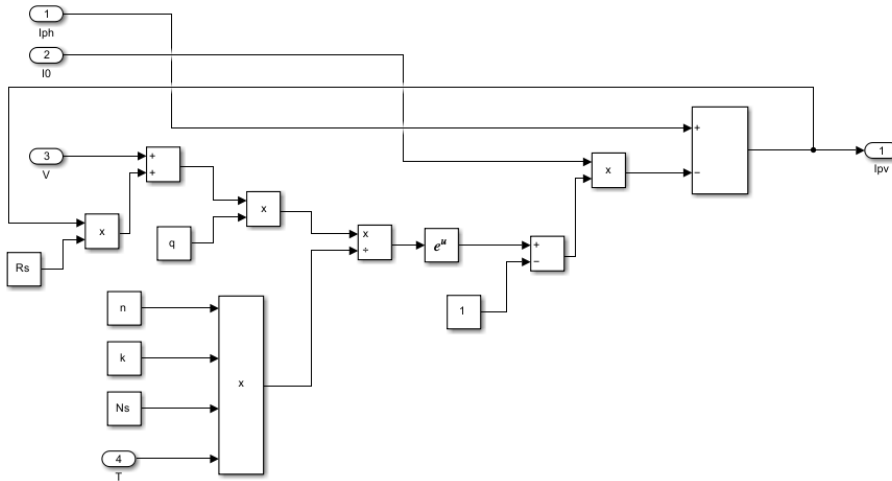
donde K_i es la constante de corriente de cortocircuito de la celda a 25°C y 1000 W/m^2 con un valor de 0.0032 amperios, T es la temperatura de operación de la celda en $^\circ\text{K}$ y G es la irradiación solar en W/m^2 .

Figure 4.4: Diagrama de bloques en simulink para la corriente I_{ph} para el modelo de un diodo

La corriente I_d que circula por el diodo se representa con la ecuación 4.3, y en Simulink con la Figura 4.5.

$$I_d = I_0 \cdot \left(\exp \frac{q(V + I_{rs})}{nK N_s T} + 1 \right) \quad (4.3)$$

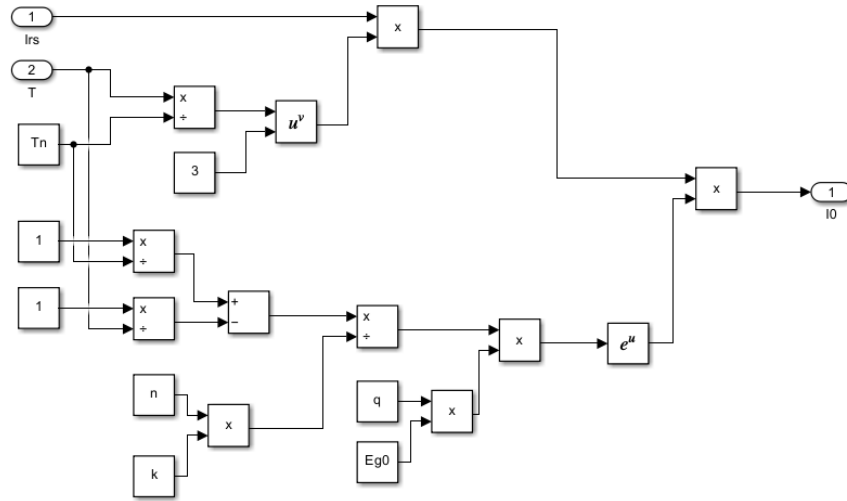
Donde I_0 es la corriente de saturación inversa del diodo en amperios, la cual depende de la temperatura, q es la carga del electrón con un valor de 1.6×10^{-19} C, K es la constante de Boltzmann que es igual a 1.3805×10^{-23} J/K y N_s es el número de celdas conectadas en series, establecido por el fabricante. Por otro lado tenemos el factor de idealidad del diodo n y tiene un valor teórico ideal de 1 para un diodo perfecto, pero en la realidad, puede variar. Los valores típicos del factor n varían entre 1 y 2 para diodos de silicio, aunque pueden haber desviaciones en casos particulares. Un diodo de silicio típicamente tiene un valor de n alrededor de 1 o 2.

Figure 4.5: Diagrama de bloques en simulink para la corriente I_d para el modelo de un diodo

La corriente de saturación I_0 se representa con la ecuación 4.4, que fue implementada en Simulink como se muestra en la Figura 4.6.

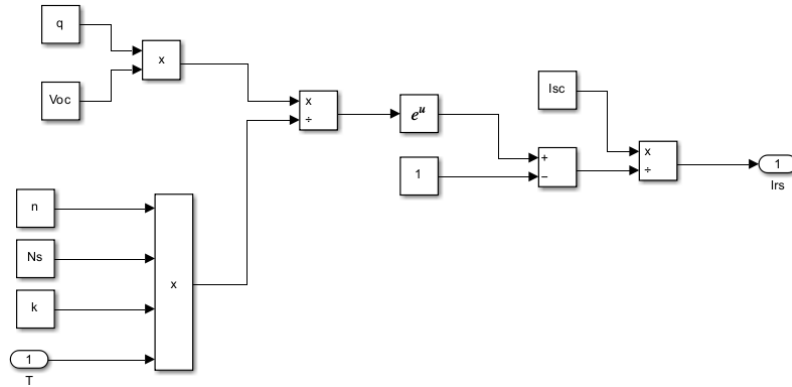
$$I_0 = I_{rs} \cdot \frac{T^3}{T_n^3} \cdot \left(\exp \left(\frac{qE_{g0} \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T} \right)}{nK} \right) \right) \quad (4.4)$$

donde I_{rs} es la corriente de saturación inversa en condiciones de operación estándar (STC), T_n es la temperatura de operación en STC y E_{g0} es la energía del semiconductor en la banda prohibida con un valor de 1.1 eV.

Figure 4.6: Diagrama de bloques en simulink para la corriente I_0 para el modelo de un diodo

La corriente de saturación inversa del diodo bajo las STC se representa con la ecuación 4.5, la cual se implementó en Simulink como se observa en la Figura 4.7.

$$I_{rs} = \frac{I_{sc}}{\exp\left(\frac{qV_{oc}}{nN_{ns}KT} - 1\right)} \quad (4.5)$$

Figure 4.7: Diagrama de bloques en simulink para la corriente I_{rs} para el modelo de un diodo

La corriente que circula por la resistencia de shunt se representa como en la ecuación 4.6.

$$I_{sh} = \frac{V + I_{rs}}{R_{sh}} \quad (4.6)$$

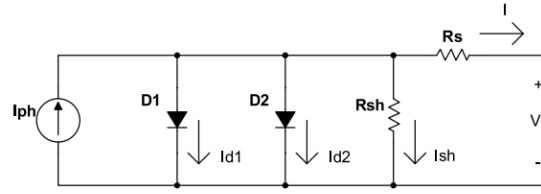
El modelo de un diodo supone que la pérdida por recombinación en la zona de deplexión es nula, cuando en una celda solar real la pérdida por recombinación es notable, especialmente en voltajes bajos. Además, este modelo sólo considera el fenómeno de la difusión ajustando el factor de idealidad en $n = 1$.

4.3 Diseño de modelo de dos Diodos

El circuito equivalente del modelo de una celda solar representada por el modelo de dos diodos consiste en una fuente de corriente en paralelo con dos diodos, ambos formados por una unión pn, junto con una resistencia en serie y una resistencia de shunt que emulan las mismas pérdidas del

modelo de un diodo. El modelo implementado en este trabajo se muestra en la Figura 4.9 y es explicado de mejor manera en la literatura [2].

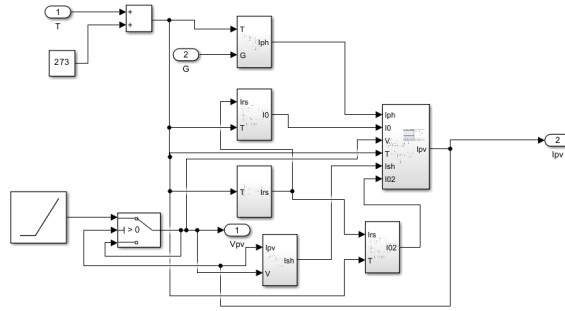
Figure 4.8: Modelo de dos diodos para la celda solar. Referencia [2]



Bajo condiciones de iluminación, la corriente total I se representa en función de la corriente foto-generada por la celda I_{ph} . Las corrientes que circulan por los diodos I_{d1} e I_{d2} , y la corriente que circula por la resistencia de shunt I_{sh} , se describen por la ecuación 4.7 a través de la corriente I . Esta ecuación fue implementada en Simulink según se muestra en la Figura 4.9.

$$I = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{sh} \quad (4.7)$$

Figure 4.9: Representación en bloques de simulink de la corriente total del sistema.



Las representaciones de la fuente de corriente I_{ph} y la corriente que circula por la resistencia shunt I_{sh} son iguales a las que se plantean en el modelo de un diodo en las ecuaciones 4.2 y 4.6. Las corrientes que circulan por los diodos I_{d1} e I_{d2} se representan con las ecuaciones 4.8 y 4.9.

$$I_{d1} = I_{01} \cdot \left(\exp \frac{q(V + IR_s)}{n_1 K N_s T} + 1 \right) \quad (4.8)$$

$$I_{d2} = I_{02} \cdot \left(\exp \frac{q(V + IR_s)}{n_2 K N_s T} + 1 \right) \quad (4.9)$$

Donde I_{01} e I_{02} son las corrientes de saturación inversa de los dos diodos, n_1 y n_2 son los factores de idealidad de los diodos, el primero tiene en cuenta el fenómeno de la difusión y el segundo de la recombinación. Las corrientes de saturación inversa de los dos diodos se representan con las ecuaciones 4.10 y 4.11.

$$I_{01} = I_{rs1} \cdot \frac{T^3}{T_n^3} \cdot \left(\exp \left(\frac{qE_{g0} \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T} \right)}{n_1 K} \right) \right) \quad (4.10)$$

$$I_{02} = I_{rs2} \cdot \frac{T^3}{T_n^3} \cdot \left(\exp \left(\frac{qE_{g0} \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T} \right)}{n_2 K} \right) \right) \quad (4.11)$$

Donde I_{rs1} e I_{rs2} son las corrientes de saturación de los diodos bajo las STC, las cuales se representan con las ecuaciones 4.12 y 4.13.

$$I_{rs1} = \frac{I_{sc}}{\exp\left(\frac{qV_{oc}}{n_1 N_s K T} - 1\right)} \quad (4.12)$$

$$I_{rs2} = \frac{I_{sc}}{\exp\left(\frac{qV_{oc}}{n_2 N_s K T} - 1\right)} \quad (4.13)$$

Recordar que el fenómeno de difusión en diodos se refiere al movimiento natural de electrones y huecos desde áreas donde hay una mayor concentración hacia aquellas con menor concentración. En un diodo p-n, hay dos regiones: una rica en electrones (tipo n) y otra rica en huecos (tipo p). Los electrones tienden a moverse desde la región n hacia la región p, y los huecos se mueven en la dirección opuesta. Este flujo de carga debido a la difusión crea una región cercana a la unión p-n llamada región de carga espacial, donde los electrones y los huecos se recombinan y neutralizan, generando una corriente eléctrica.

También el fenómeno de la recombinación ocurre cuando un electrón y un hueco se encuentran y se combinan, neutralizando sus cargas. En un diodo, esto sucede en la región de carga espacial cerca de la unión p-n. Cuando un electrón difundido desde la región n se encuentra con un hueco difundido desde la región p, ambos se combinan y desaparecen, creando un enlace neutro. Este proceso de recombinación contribuye a la corriente eléctrica y es esencial para el funcionamiento del diodo.

4.4 Datos reales iniciales

Para el análisis de los modelos implementados en esta memoria se poseen los datos de paneles fotovoltaicos perteneciente a la planta solar Finis Terrae y Diego de Almagro, ubicadas en la comuna de María Elena en la Región de Antofagasta a unos 1.300 kms al norte de Santiago y en la comuna de Providencia de Chañaral en el norte de Copiapó en el norte de Chile respectivamente. El clima en ambas centrales es desértico, lo que significa que es una región árida. Esto se traduce en temperaturas altas durante el verano y una precipitación extremadamente baja a lo largo del año. Las temperaturas en verano suelen superar los 30°C y pueden llegar a los 40°C en los días más calurosos. En invierno, las temperaturas pueden descender a alrededor de 10-15°C durante el día y ser más frescas por la noche. La precipitación es muy escasa, con lluvias poco frecuentes. Ambos casos son conocidos por su aridez y una nubosidad baja, lo que permite muchas horas de sol a lo largo del año. Además, el viento también puede ser un factor climático relevante en esta región.

Los paneles fotovoltaicos pertenecientes a ambas plantas fueron caracterizados, de estos se extrajeron los parámetros de interés los cuales se muestran en las tablas mostradas en el apartado Anexos.

Capítulo 5

Datos Iniciales

5.1 Planta Fotovoltaica Finis Terrae

La Tabla 5.1, contiene los datos de 7 módulos fotovoltaicos. Estos módulos llevan en operación 6 años, por lo que ya presentan una degradación con respecto a su potencia inicial. En relación al término “Potencia Inicial”, es importante mencionar que en este estudio se presentan diferentes valores para esta. Este valor puede ser entregado por el datasheet del producto o la potencial real entregada por un panel nuevo, que no necesariamente coincide con el valor entregado por la ficha técnica del producto. Esto se debe a que un panel nuevo presenta una mayor potencia, ya que al entrar en operación presenta una “estabilización”, por la cual durante los primeros meses de servicio debería luego entregar la potencia mencionada en el datasheet. Algunos investigadores hablan del termino de la fotodegradacion inicial, el cual es un fenómeno que puede ocurrir en los primeros días o semanas de exposición de un panel solar a la luz solar. Este proceso involucra cambios físicos y químicos en los materiales del panel, especialmente en las células fotovoltaicas. Estas células suelen estar compuestas de materiales semiconductores, como silicio, que son sensibles a la radiación solar.

Durante la exposición inicial a la luz intensa, la radiación solar puede desencadenar reacciones químicas dentro de las células fotovoltaicas, afectando la eficiencia de conversión de energía. Esto puede dar lugar a una disminución temporal en la eficiencia del panel solar, ya que los cambios en la estructura de los materiales afectan la capacidad de las células para convertir la luz solar en electricidad de manera eficiente.

Con el tiempo y la exposición continua a la luz solar, los efectos de la fotodegradación tienden a estabilizarse. Las células fotovoltaicas se adaptan a las condiciones de operación, alcanzando un estado en el que su rendimiento se mantiene relativamente constante.

A continuación se presenta la disminución de potencia según parámetros entregados por el datasheet y 2 paneles nuevos (Jinko 9 y Jinko 10).

Panel	Potencia [W]	Datasheet [W]	Degradación [%]
Jinko -1	305.25	310	-0.255
Jinko -2	308.14	310	-0.100
Jinko -4	310.38	310	No Aplica
Jinko -5	310.09	310	No Aplica
Jinko -6	311.30	310	No Aplica
Jinko -7	312.02	310	No Aplica
Jinko -8	317.07	310	No Aplica

Table 5.1: Potencia de paneles solares Jinko comparados con el datasheet

Nombre	Potencia [W]	Jinko -9 [W]	Degradación[%]
Jinko -1	305.25	320.44	-0.790
Jinko -2	308.14	320.44	-0.639
Jinko -4	310.38	320.44	-0.523
Jinko -5	310.09	320.44	-0.538
Jinko -6	311.30	320.44	-0.475
Jinko -7	312.02	320.44	-0.438
Jinko -8	317.07	320.44	-0.175

Table 5.2: Potencia y degradación de paneles solares comparados frente al panel nuevo Jinko 9

Nombre	Potencia [W]	Jinko -10 [W]	Degradación [%]
Jinko -1	305.25	322.15	-0.874
Jinko -2	308.14	322.15	-0.724
Jinko -4	310.38	322.15	-0.609
Jinko -5	310.09	322.15	-0.623
Jinko -6	311.30	322.15	-0.561
Jinko -7	312.02	322.15	-0.524
Jinko -8	317.07	322.15	-0.262

Table 5.3: Potencia y degradación de paneles solares comparados frente al panel nuevo Jinko 10

De la misma forma, se procede a entregar la disminución de corriente de corto circuito. Esta toma como referencia inicial la corriente de corto circuito dada por datasheet y 2 paneles nuevos. Los resultados se muestran en las siguientes tablas.

Nombre	Corriente [A]	Datasheet [A]	Degradación [%]
Jinko -1	9.11	8.96	0.272
Jinko -2	9.05	8.96	0.173
Jinko -4	9.10	8.96	0.257
Jinko -5	9.14	8.96	0.331
Jinko -6	9.11	8.96	0.277
Jinko -7	9.14	8.96	0.330
Jinko -8	9.23	8.96	0.503

Table 5.4: Corriente y degradación de paneles solares Jinko comparado con el datasheet

Nombre	Corriente [A]	Jinko -9 y 10[A]	Degradación [%]
Jinko -1	9.11	9.39	-0.501
Jinko -2	9.05	9.39	-0.595
Jinko -4	9.10	9.39	-0.515
Jinko -5	9.14	9.39	-0.444
Jinko -6	9.11	9.39	-0.496
Jinko -7	9.14	9.39	-0.445
Jinko -8	9.23	9.39	-0.280

Table 5.5: Corriente y degradación de paneles solares comparada con los paneles nuevos Jinko 9 y Jinko 10

Para la disminución tensión de circuito abierto se toma como referencia inicial el parámetro dado por datasheet y 2 paneles nuevos. Los resultados se muestran en las siguientes tablas.

Nombre	Tensión [V]	Datasheet [V]	Degradación [%]
Jinko -1	45.07	45.9	-0.300
Jinko -2	45.07	45.9	-0.299
Jinko -4	45.39	45.9	-0.184
Jinko -5	45.18	45.9	-0.260
Jinko -6	45.23	45.9	-0.244
Jinko -7	45.20	45.9	-0.253
Jinko -8	45.42	45.9	-0.172

Table 5.6: Tensión y degradación de paneles solares Jinko comparados con el datasheet

Nombre	Tensión [V]	Jinko -9 [V]	Degradación [%]
Jinko -1	45.07	45.47	-0.143
Jinko -2	45.07	45.47	-0.143
Jinko -4	45.39	45.47	-0.027
Jinko -5	45.18	45.47	-0.103
Jinko -6	45.23	45.47	-0.088
Jinko -7	45.20	45.47	-0.097
Jinko -8	45.42	45.47	-0.015

Table 5.7: Tensión y degradación de paneles solares comparado con el panel nuevo Jinko 9

Nombre	Tensión [V]	Jinko 10 [V]	Degradación [%]
Jinko -1	45.07	45.35	-0.509
Jinko -2	45.07	45.35	-0.603
Jinko -4	45.39	45.35	-0.524
Jinko -5	45.18	45.35	-0.452
Jinko -6	45.23	45.35	-0.504
Jinko -7	45.20	45.35	-0.454
Jinko -8	45.42	45.35	-0.288

Table 5.8: Tensión y degradación de paneles solares comparado con el panel nuevo Jinko 10

Para la resistencia Shunt y Serie se toman los datos obtenidos de los paneles nuevos, donde se presentan a continuación en la siguiente tabla.

Nombre	R Series [Ω]	R Shunt [Ω]
Nuevo Jinko 10 Nuevo	0.51692	128.008
Nuevo Jinko 9 Nuevo	0.51692	186.336
Jinko 1	0.5169	161.499
Jinko 2	0.5169	230.307
Jinko 4	0.5169	218.161
Jinko 5	0.5169	369.521
Jinko 6	0.5169	273.553
Jinko 7	0.5169	150.076
Jinko 8	0.5169	126.565

Table 5.9: Resistencia Serie y Resistencia Paralela de Paneles Solares Jinko

5.2 Planta Fotovoltaica Diego de Almagro

Al igual que la sección anterior, se procede a mostrar los datos obtenidos para la degradación de paneles fotovoltaicos pertenecientes a la planta fotovoltaica Diego de Almagro. Sin embargo, a diferencia de la sección anterior, no se tienen los datos de paneles nuevos. Por lo que, se comparan con datos que se especifican en el datasheet de los diferentes paneles. Es necesario mencionar que,

en el datasheet de estos paneles viene incluido el dato de potencia inicial antes del periodo de degradación fotodegradación que debe pasar el panel para entregar la potencia correspondiente a la potencia nominal del panel. La potencia de para los diferentes paneles se muestran en las siguientes tablas. Recordar que el panel Ja Solar tienen tiempo de exposición de 6 años, mientras que los paneles de marca Sharp tienen un tiempo de exposición de 8 años.

Nombre	Potencia [W]	Potencia Datasheet [W]	Degradación [%]
NA-E130L5	124.23	130	0,555
NA-E130L5	122.46	130	0,725

Table 5.10: Degradación del panel NA-E130L5

Nombre	Potencia [W]	Potencia Datasheet [W]	Degradación [%]
NA-E135L5	126.83	135	0,756

Table 5.11: Degradación del panel NA-E135L5

Nombre	Potencia [W]	Potencia Datasheet [W]	Degradación [%]
JAP6 72-300/3BB	296.717	300	0,180
JAP6 72-300/3BB	297.561	300	0,135

Table 5.12: Degradación del panel JAP6 72-300/3BB

Las corrientes de cortocircuito de los paneles se muestran en las siguientes tablas.

Nombre	Corriente [A]	Corriente Datasheet [A]	Degradación [%]
NA-E130L5	3.18	3.41	0,843
NA-E130L5	3.11	3.41	1,099

Table 5.13: Degradación del panel NA-E130L5

Nombre	Corriente [A]	Corriente Datasheet [A]	Degradación [%]
NA-E135L5	3.19	3.41	0,806

Table 5.14: Degradación del panel NA-E135L5

Nombre	Corriente [A]	Corriente Datasheet [A]	Degradación [%]
JAP6 72-300/3BB	8.855	8.53	0,635
JAP6 72-300/3BB	8.808	8.53	0,544

Table 5.15: Degradación del panel JAP6 72-300/3BB

Las tensiones de circuito abierto se muestran a continuación en las siguientes tablas.

Nombre	Tensión [V]	Tensión Datasheet [V]	Degradación [%]
NA-E130L5	61.361	60.4	0,198
NA-E130L5	61.864	60.4	0,303

Table 5.16: Degradación del panel NA-E130L5

Nombre	Tensión [V]	Tensión Datasheet [V]	Degradación [%]
NA-E135L5	61.99	61.3	No aplica

Table 5.17: Degradación del panel NA-E135L5

Nombre	Tensión [V]	Tensión Datasheet [V]	Degradación [%]
JAP6 72-300/3BB	44.6097	46.08	0,531
JAP6 72-300/3BB	44.5875	46.08	0,539

Table 5.18: Degradación del panel JAP6 72-300/3BB

A continuación, se presentan los valores de resistencia shunt y series para los paneles fotovoltaicos de Diego de Almagro.

Nombre	R Series [Ω]	R Shunt [Ω]
NA-E130L5	0.5271	295.142
NA-E130L5	0.5271	238.444
NA-E135L5	0.5271	241.682
JAP6 72-300/3BB	0.5169	238.511
JAP6 72-300/3BB	0.5169	300.154

Table 5.19: Resistencias Serie y Paralela de Paneles Solares

Los datos mostrados anteriormente serán evaluados y comparados con los modelos propuestos en la literatura para ver si son representativos con los datos obtenidos en el norte de Chile en las siguientes secciones.

Capítulo 6

Resultados y Análisis

6.1 Modelo de un Diodo

Los resultados para la simulación del modelo de un diodo se presentan a continuación. Cabe destacar que se consideraron 3 factores ILF, correspondientes a 3 módulos fotovoltaicos estudiados en Omán. Recordando, el ILF corresponde a la razón entre la corriente de cortocircuito medida a irradiancia de 800 W/m² y la corriente de cortocircuito en STC. Luego se considera el factor de decaimiento exponencial mencionado en la ecuación 3.3.

6.1.1 Planta Fotovoltaica Finis Terrae

Para la planta fotovoltaica Finis Terrae se presentan las curvas PV e IV para la degradación del panel fotovoltaico Jinko. A continuación se detalla los resultados para sus parámetros.

Figure 6.1: Curva PV e IV: modelo “*Jinko JKM310P-72*”. Factor ILF 1

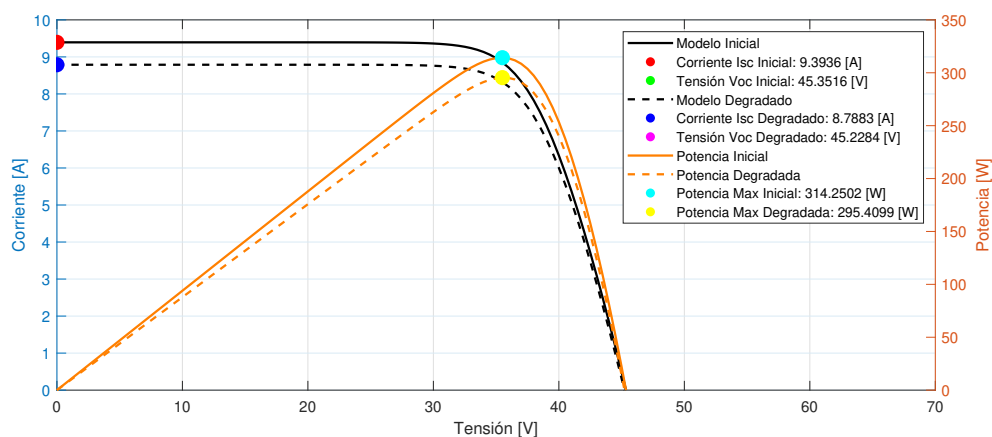
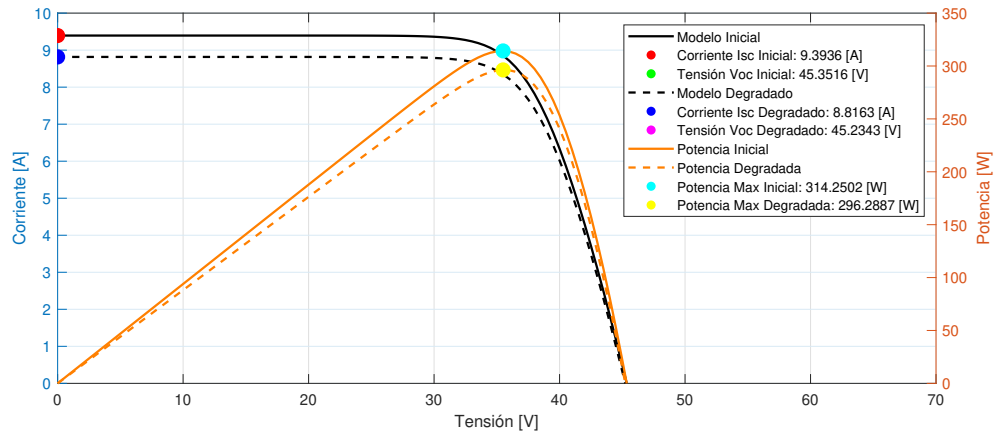
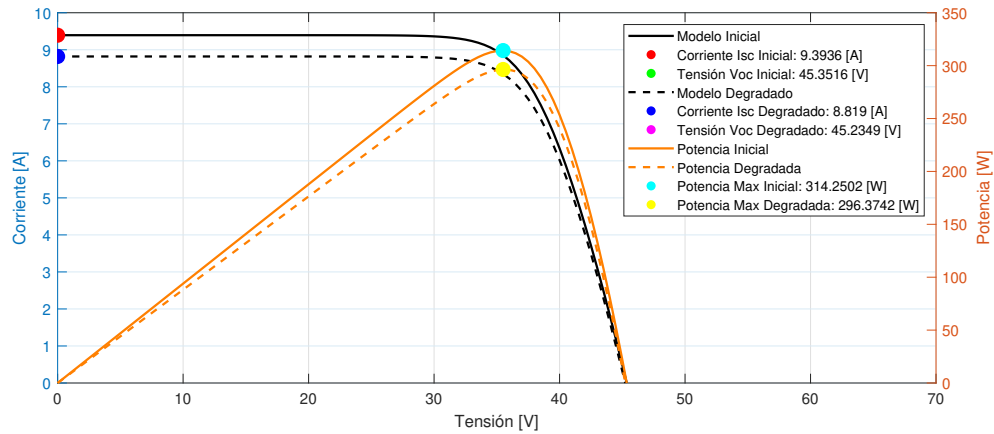


Figure 6.2: Curva PV e IV: modelo “*Jinko JKM310P-72*”. Factor ILF 2Figure 6.3: Curva PV e IV: modelo “*Jinko JKM310P-72*”. Factor ILF 3

De las Figuras 6.1, 6.2 y 6.3 obtenidas, se presenta a continuación un resumen en la Tabla 6.1.

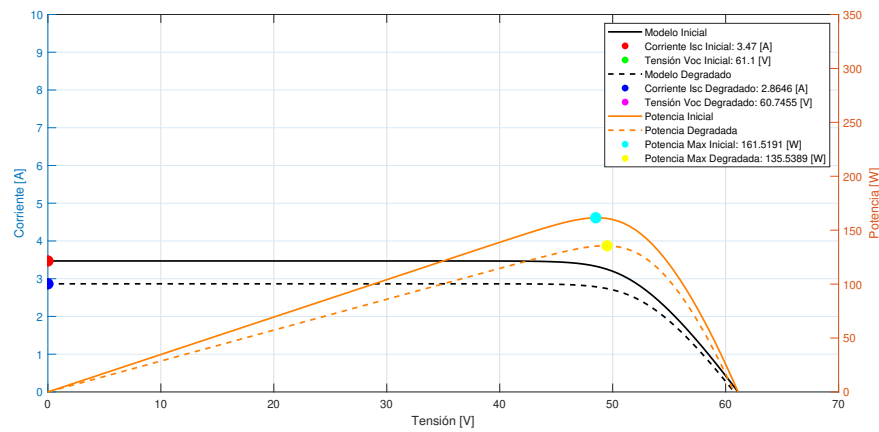
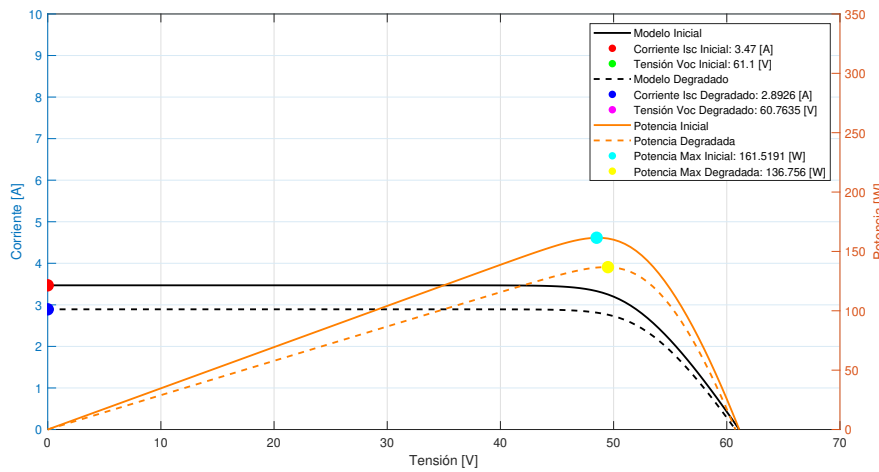
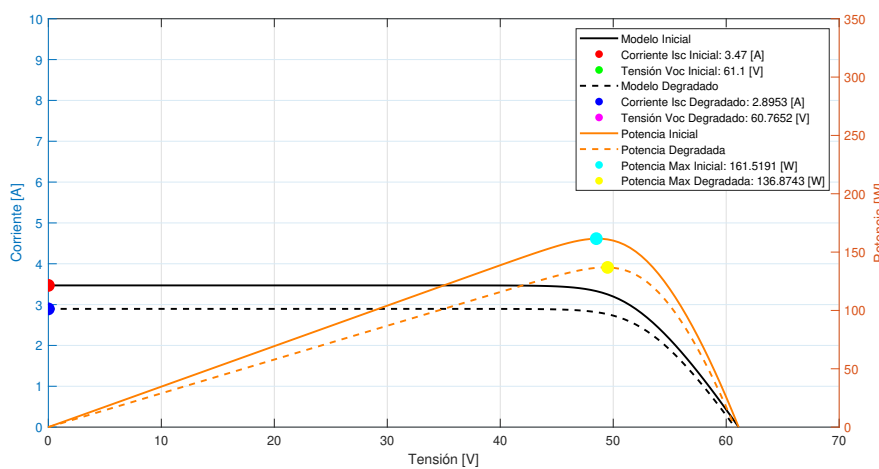
Table 6.1: Valores iniciales y degradados del modelo “*Jinko JKM310P-72*”

	I_{sc} [A]	I_{sc} Degrad [A]	V_{oc} [V]	V_{oc} Degrad [V]	Pot_{Max} [W]	Pot_{Max} Degrad [W]	Deg.por año
ILF 1	9,393	8,788	45,351	45,228	314,250	295,409	1,20%
ILF 2	9,393	8,816	45,351	45,234	314,250	296,288	1,14%
ILF 3	9,393	8,819	45,351	45,234	314,250	296,374	1,14%

De la Tabla 6.1, se puede comprobar que con 3 factores distintos, el módulo simulado presenta una degradación anual de 1,14% y 1,20% en la potencia. Además, la corriente de cortocircuito presenta una disminución en el modelo degradado. Por otro lado, la tensión de circuito abierto no presenta mayores variaciones.

6.1.2 Planta Fotovoltaica Diego de Almagro

La simulación para los diferentes paneles que se encuentran en la planta Diego de Almagro se muestran en las siguientes figuras. Se recuerda que estos tienen diferentes tiempo de exposición con respecto a los paneles de la planta solar Finis Terrae.

Figure 6.4: Curva PV e IV: modelo “*Thin film SHARP NA-E130-L5*”. Factor ILF 1Figure 6.5: Curva PV e IV: modelo “*Thin film SHARP NA-E130-L5*”. Factor ILF 2Figure 6.6: Curva PV e IV: modelo “*Thin film SHARP NA-E130-L5*”. Factor ILF 3

La Tabla 6.2 muestra un resumen de los resultados presentados en las Figuras 6.4, 6.5 y 6.6.

Table 6.2: Valores iniciales y degradados del modelo “*Thin film SHARP NA-E130-L5*”

	I_{sc} [A]	I_{sc} Degrad [A]	V_{oc} [V]	V_{oc} Degrad [V]	Pot_{Max} [W]	Pot_{Max} Degrad [W]	Deg.por año
ILF 1	3,470	2,866	61,1	60,745	161,519	135,538	3,22%
ILF 2	3,470	2,892	61,1	60,763	161,519	136,756	3,07%
ILF 3	3,470	2,895	61,1	60,765	161,519	136,874	3,05%

Al observar los resultados obtenidos en la Tabla 6.2, se puede comprobar que la degradación anual presenta un valor entre 3,05% y 3,22% con los distintos valores de ILF. Por otro lado, al igual que en el caso con el módulo de la central Finis Terrae, la corriente de cortocircuito tiene una disminución y la tensión de circuito abierto no presenta cambios en los modelos degradados.

Los resultados para el modulo fotovoltaico Sharp 135 se muestran a continuación.

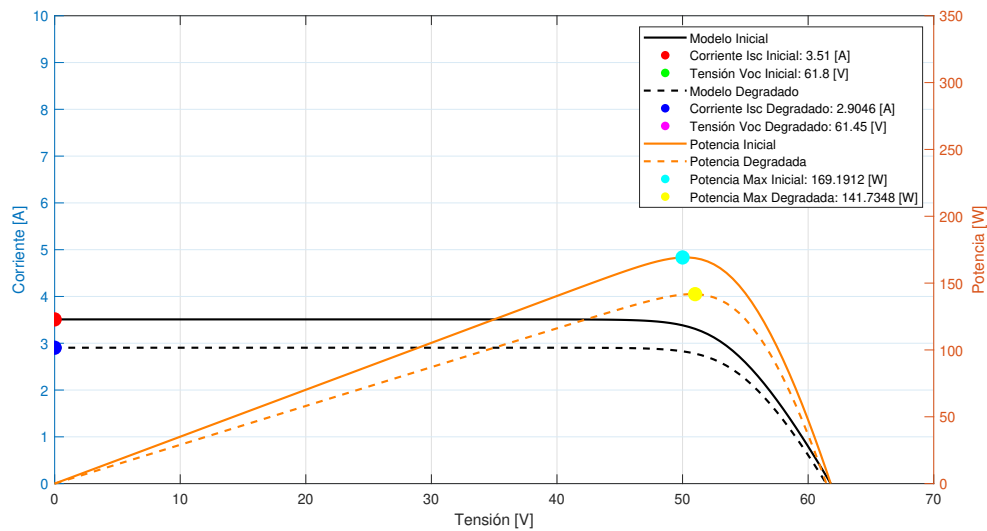
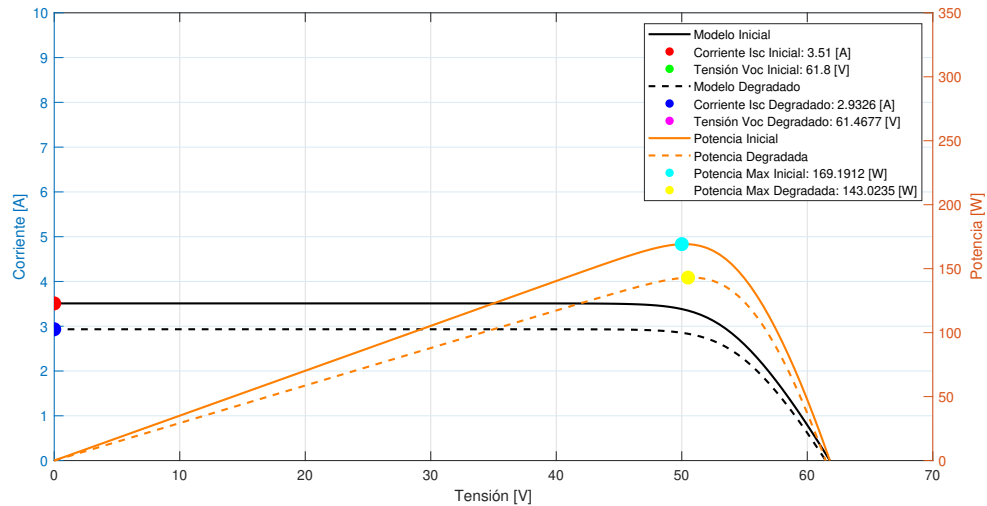
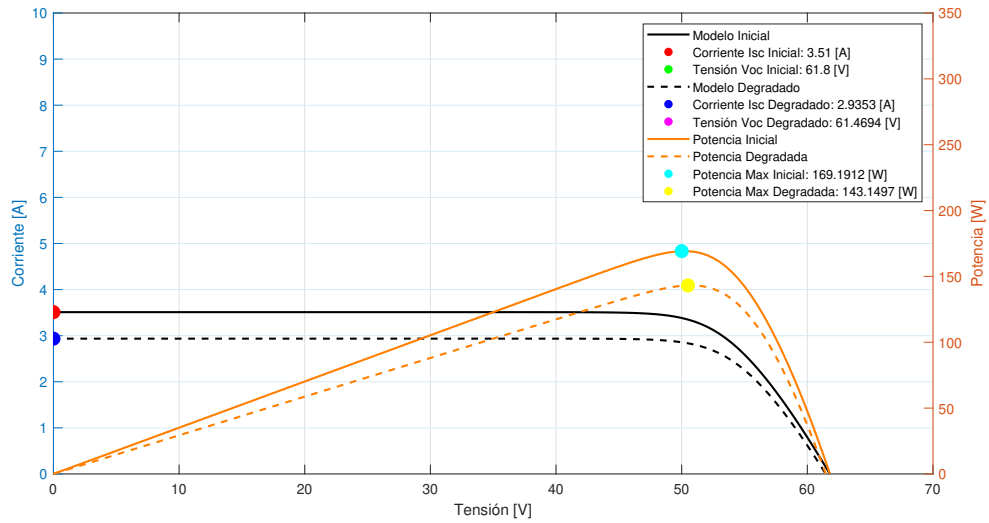
Figure 6.7: Curva PV e IV: modelo “*Thin film SHARP NA-E135-L5*”. Factor ILF 1Figure 6.8: Curva PV e IV: modelo “*Thin film SHARP NA-E135-L5*”. Factor ILF 2

Figure 6.9: Curva PV e IV: modelo “Thin film SHARP NA-E135-L5”. Factor ILF 3



De los resultados obtenidos en los gráficos anteriores se muestran se resumen en la siguiente tabla.

Table 6.3: Valores iniciales y degradados del modelo “Thin film SHARP NA-E135-L5”

	I_{sc} [A]	I_{sc} Degrad [A]	V_{oc} [V]	V_{oc} Degrad [V]	Pot_{Max} [W]	Pot_{Max} Degrad [W]	Deg. por año
ILF 1	3,510	2,904	61,8	61,45	169,191	141,7348	3,25%
ILF 2	3,510	2,932	61,8	61,467	169,191	143,023	3,09%
ILF 3	3,510	2,935	61,8	61,469	169,191	143,149	3,08%

De la tabla resumen, se puede comprobar que el modelo Sharp 135 presenta una degradación anual entre 3,08% y 3,25% en la potencia. Además, la corriente de cortocircuito también presenta una degradación, mientras que la tensión de circuito abierto no.

Los resultados para el panel Ja-Solar se muestran a continuación.

Figure 6.10: Curva PV e IV: modelo “Ja-Solar JAP6-72-300-3BB”. Factor ILF 1

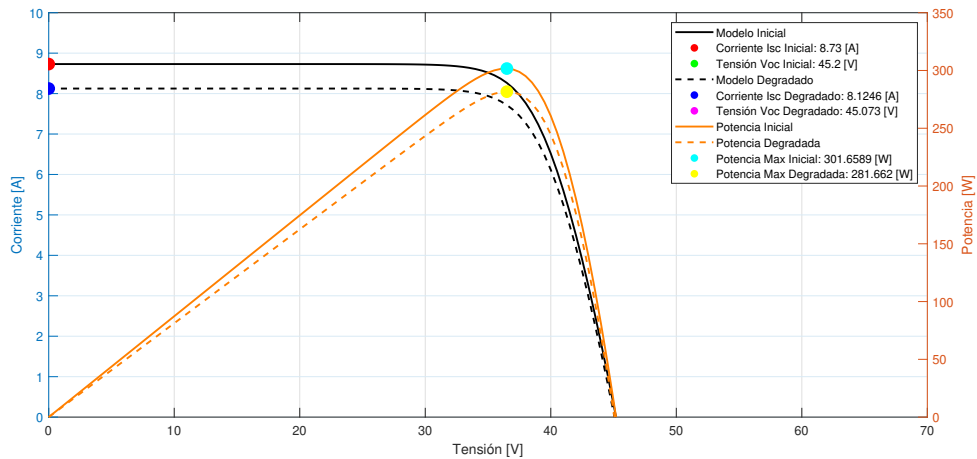


Figure 6.11: Curva PV e IV: modelo “Ja-Solar JAP6-72-300-3BB”. Factor ILF 2

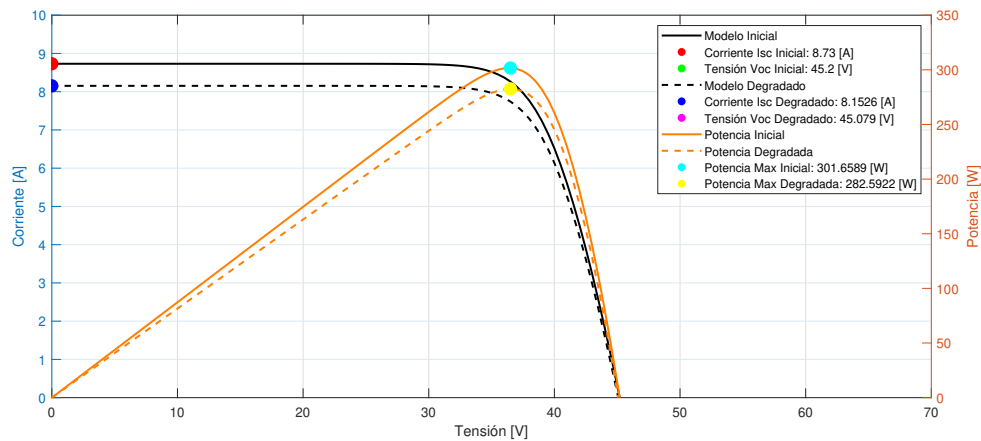
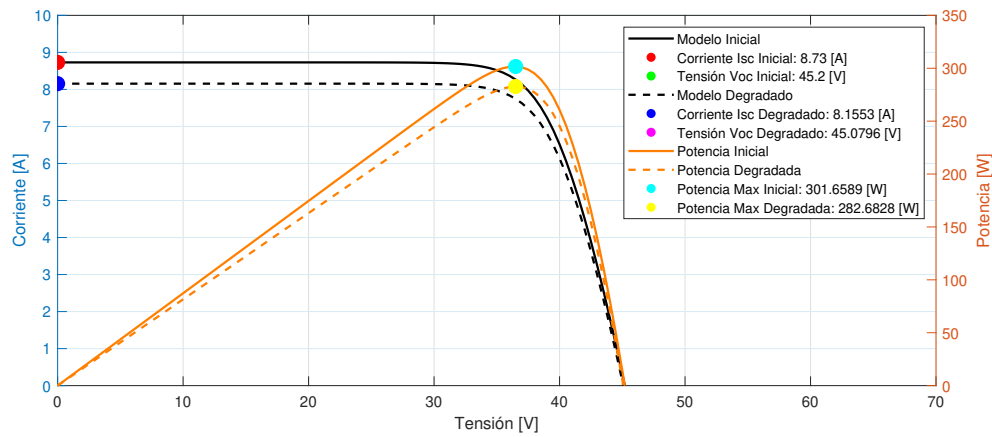


Figure 6.12: Curva PV e IV: modelo “Ja-Solar JAP6-72-300-3BB”. Factor ILF 3



De los resultados obtenidos en los gráficos anteriores se muestran se resumen en la siguiente tabla.

Table 6.4: Valores iniciales y degradados del modelo “Ja-Solar JAP6-72-300-3BB”

	I_{sc} [A]	I_{sc} Degrad [A]	V_{oc} [V]	V_{oc} Degrad [V]	Pot_{Max} [W]	Pot_{Max} Degrad [W]	Deg.por año
ILF 1	3,510	2,904	61,8	61,45	169,191	141,7348	3,25%
ILF 2	3,510	2,932	61,8	61,467	169,191	143,023	3,09%
ILF 3	3,510	2,935	61,8	61,469	169,191	143,149	3,08%

Con respecto al modelo Ja-Solar, se puede comprobar el mismo comportamiento que los modelos previamente analizados. Esta vez con una degradación anual entre 3,08% y 3,25% en la potencia, una disminución en la corriente de cortocircuito y una tensión de circuito abierto sin mayores variaciones.

6.1.3 Análisis de resultados

De los resultados, se destacan 2 parámetros que presentan variaciones en las simulaciones, la corriente de cortocircuito y la potencia entregada por el panel en condiciones STC. A continuación se presentan los siguientes gráficos, los cuales entregan la diferencia que existe entre los datos obtenidos en las simulaciones y los resultados de los 7 paneles Jinko en laboratorio para el caso de la planta Finis Terrae.

Figure 6.13: Degradación Anual de potencia tomando como base paneles Jinko modelo de un Diodo

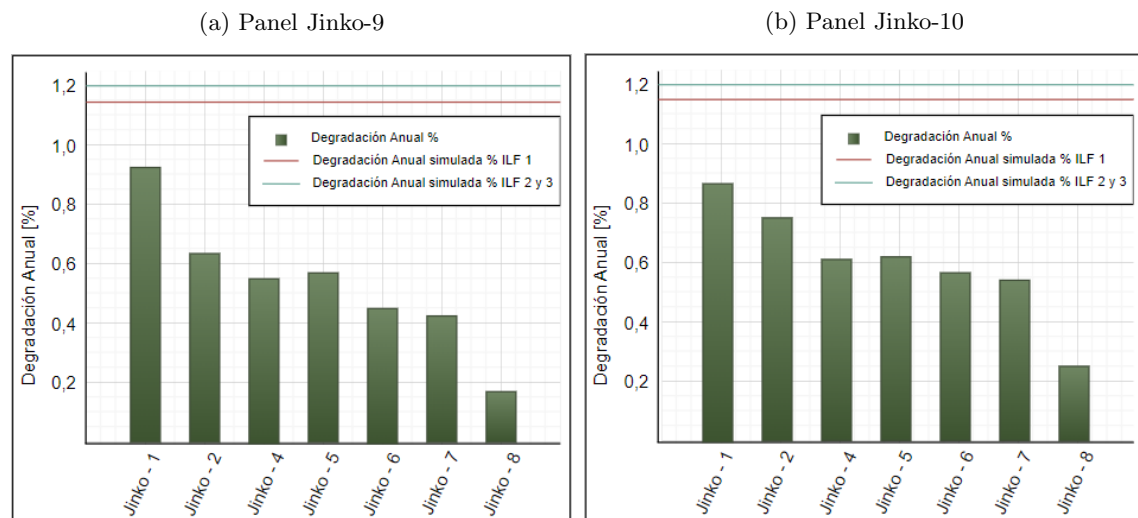
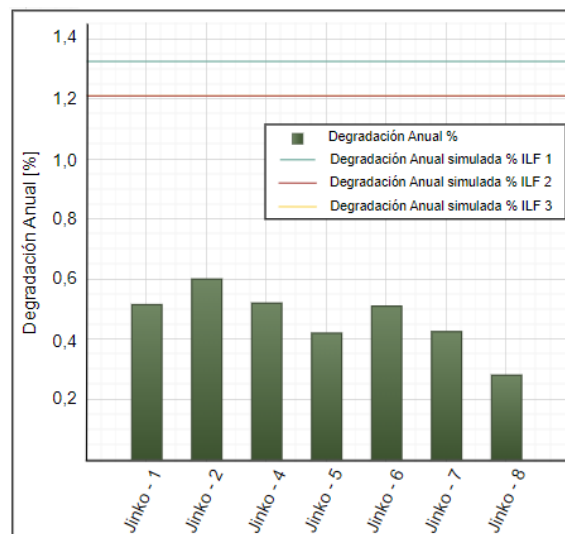


Figure 6.14: Diferencia de corriente de cortocircuito paneles Jinko con panel simulado



De las Figuras 6.13a y 6.13b, se comprueba que los resultados obtenidos en las simulaciones de degradación para un panel jinko con el modelo de un diodo, es mucho mayor que la degradación de potencia obtenida para los paneles en el laboratorio. Cabe destacar que, si bien la degradación obtenida es mucho mayor, no existe una similitud de degradación de potencia en los 7 paneles jinko en laboratorio. De igual manera pasa con la corriente de cortocircuito en la Figura 6.14, la degradación simulada es mucho mayor en comparación con los datos de laboratorio. Sin embargo, la degradación de corriente de estos 7 paneles se encuentran alrededor del 0,3% y 0,6% anual, por lo que muestra una tendencia en la degradación de los paneles.

Con respecto a los datos obtenidos para la planta de Diego de Almagro, se realiza el mismo análisis anterior. Sin embargo, los resultados se muestran en las siguientes tablas dada la menor cantidad de datos para los paneles en estudio.

Table 6.5: Resumen de degradación en las potencias anual de paneles de la central Diego de Almagro

Thin film SHARP NA-E130-L5		
Simulación ILF	Degradación de Potencia Simulada	Degradación de potencia Lab
1	3,22%	0,55% y 0,725%
2	3,07%	
3	3,05%	
Thin film SHARP NA-E135-L5		
Simulación ILF	Degradación de Potencia Simulada	Degradación de potencia Lab
1	3,25%	0,76%
2	3,09%	
3	3,08%	
Ja-Solar JAP6-72-300-3BB		
Simulación ILF	Degradación de Potencia Simulada	Degradación de potencia Lab
1	1,26%	0,18% y 0,135%
2	1,26%	
3	1,26%	

Las potencias obtenidas en las simulaciones son mucho mayores con respecto a los datos obtenidos en laboratorio, donde la degradación obtenida en el modelo es en algunos casos incluso 6 veces mayor en comparación a los de laboratorio. A diferencia del caso anterior de los paneles Jinko, donde los datos iniciales de comparación de degradación de potencia vienen de paneles nuevos, en este caso se utiliza una potencia nominal que viene de la ficha técnica del producto. Esto se menciona ya que en la realidad los paneles fotovoltaicos nuevos inyectan una mayor cantidad de potencia, pues se encuentran en un periodo de “estabilidad” previamente mencionado.

Table 6.6: Resumen de degradación de corrientes de cortocircuito anual de paneles de la central fotovoltaica Diego de Almagro

Thin film SHARP NA-E130-L5		
Simulación ILF	Degradación de Corriente Simulada	Degradación de Corriente Lab
1	3,48%	0,843% y 1,099%
2	3,33%	
3	3,31%	
Thin film SHARP NA-E135-L5		
Simulación ILF	Degradación de Corriente Simulada	Degradación de Corriente Lab
1	3,45%	0,81%
2	3,29%	
3	3,27%	
Ja-Solar JAP6-72-300-3BB		
Simulación ILF	Degradación de Corriente Simulada	Degradación de Corriente Lab
1	1,39%	0,635% y 0,544%
2	1,32%	
3	1,32%	

De igual forma, la corriente de cortocircuito simulada obtenida es de 6 a 7 veces mayor con respecto a los datos obtenidos de laboratorio. Esto puede deberse a lo mencionado anteriormente, ya que los datos iniciales se toman de la ficha técnica del producto y no de un panel fotovoltaico real.

6.2 Modelo de dos Diodos: Variables Constantes

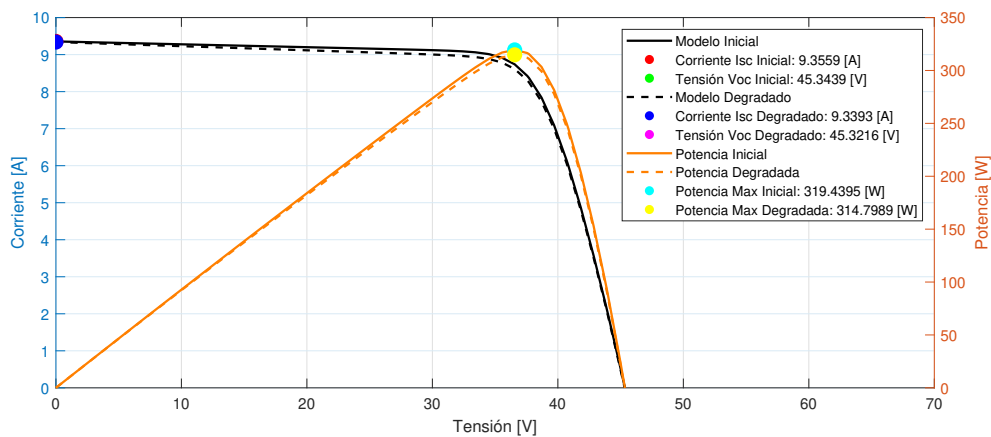
A continuación se presenta el siguiente modelo de degradación, el cual toma un modelo de dos diodos explicado anteriormente. Este modelo toma en cuenta la degradación inducida por potencia, luz y luz ultravioleta. Las ecuaciones fueron previamente detalladas en el capítulo 3 del presente documento. Estas ecuaciones contienen datos iniciales que permanecen constantes a lo

largo del tiempo, esto implica que se simulará un panel fotovoltaico con una radiación, humedad y temperatura invariables durante un período determinado. Aunque esta aproximación no refleja completamente las condiciones reales del panel, aún así proporciona una base de comparación para lo que se abordará en la próxima sección, donde se utilizarán datos que varían con el tiempo.

6.2.1 Planta Fotovoltaica Finis Terrae

La simulación para el panel Jinko que se encuentra en la planta Finis Terrae se muestra en la Figura 6.15, recordar que los parámetros de radiación, temperatura y humedad son constantes durante el tiempo de horizonte de 6 años.

Figure 6.15: Curva PV e IV dos Diodos, variables constantes: modelo “Jinko JKM310P-72”



De la figura se extrae la diferencia entre las curvas inicial y la final degradada. La diferencia de potencia máxima corresponde a 4,6406 [W] en 6 años, por lo que la degradación anual corresponde a un 0,24 %. Con respecto a los parámetros de corriente de cortocircuito y tensión de circuito abierto, no presentan una diferencia relevante para el estudio.

	Resistencia Serie [Ω]	Resistencia Shunt [Ω]
Inicial	0.51692	128.008
Degradada	0.51870	89.0896

Table 6.7: Resistencias serie y shunt para modelo estático: Jinko, Finis Terrae

Con respecto a la variación de las resistencia del panel, la resistencia en serie no presenta una mayor diferencia, con una variación del 0,057 % por año. Por otro lado, la resistencia shunt presenta una variación del 5,067 % por año, la cual es importante para el estudio ya que puede ser una causal de disminución de la eficiencia del panel. Más adelante, este valor se comparará con los datos iniciales del estudio.

6.2.2 Planta Fotovoltaica Diego de Almagro

La simulación para los diferentes paneles que se encuentran en la planta Diego de Almagro se muestran en las siguientes figuras. Se recuerda que estos tienen diferente tiempo de exposición con respecto a los paneles de la planta solar Finis Terrae.

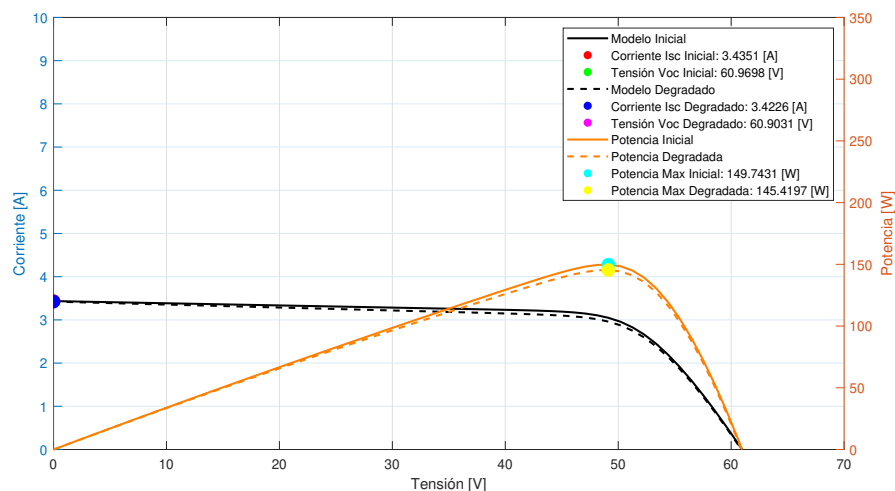
Figure 6.16: Curva PV e IV dos Diodos, variables constantes: modelo “*Thin film SHARP NA-E130-L5*”

Table 6.8: Resistencias serie y shunt para modelo estático: E130, Diego de Almagro

	Resistencia Serie [Ω]	Resistencia Shunt [Ω]
Inicial	2.001	197
Degradada	2.0019	144.5771

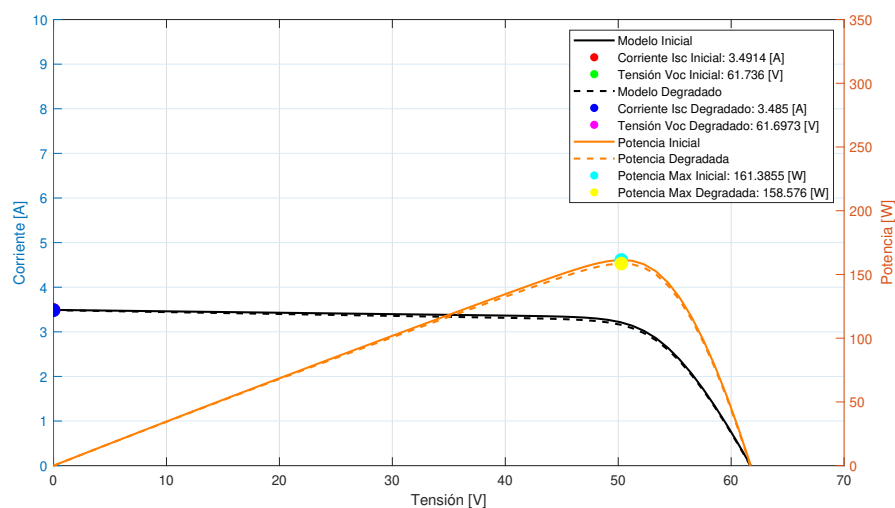
Figure 6.17: Curva PV e IV dos Diodos, variables constantes: modelo “*Thin film SHARP NA-E135-L5*”

Table 6.9: Resistencias serie y shunt para el modelo estático: E135, Diego de Almagro

	Resistencia Serie [Ω]	Resistencia Shunt [Ω]
Inicial	1.6704	314
Degradada	1.6723	232.6842

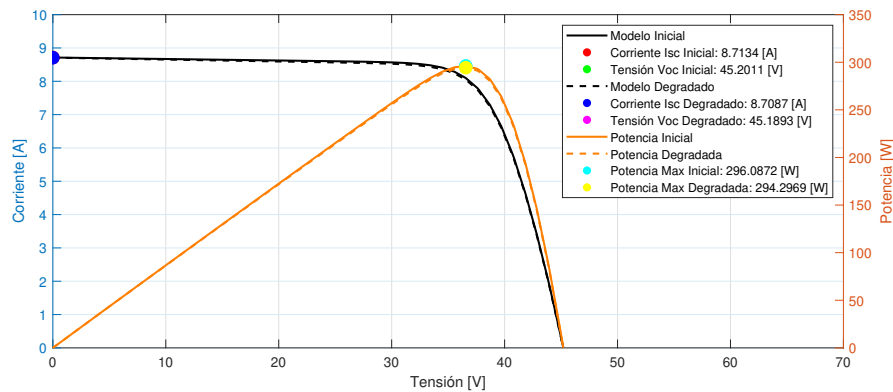
Figure 6.18: Curva PV e IV dos Diodos, variables constantes: modelo “*Ja-Solar JAP6-72-300-3BB*”

Table 6.10: Resistencias serie y shunt para el modelo estático: JAP, Diego de Almagro

	Resistencia Serie [Ω]	Resistencia Shunt [Ω]
Inicial	0.42567	224.0153
Degradada	0.42753	174.5585

De los resultados obtenidos para los paneles simulados correspondientes a la planta Diego de Almagro, vemos que existe una disminución con respecto a la resistencia Shunt en los paneles, siendo este el parámetro que mas cambia. Por otro lado la potencia, corriente de cortocircuito, y tensión de circuito abierto no presentan grandes diferencias.

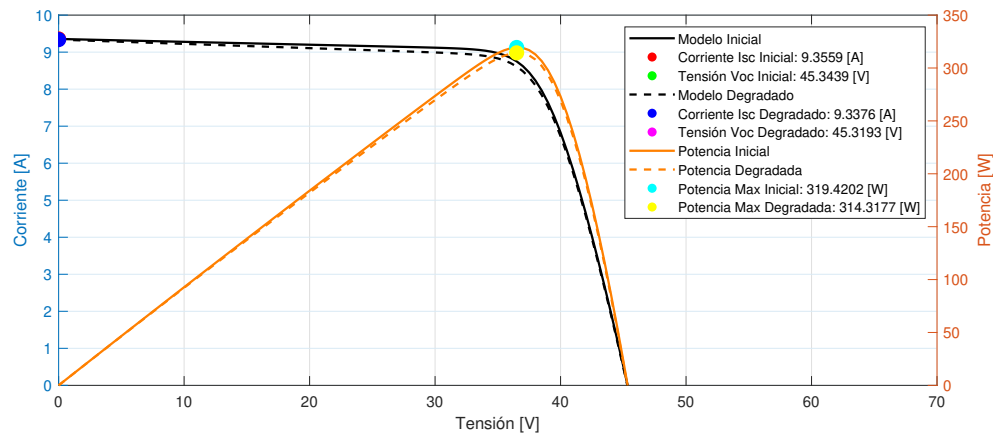
6.3 Modelo de dos Diodos: Modelo Variable

Como se explicó anteriormente, el modelo necesita parámetros de radiación y temperatura de la localidad donde se expusieron los paneles fotovoltaicos. Para esto, se utilizan datos obtenidos de SolarHis y Explorador Solar, los cuales disponen de la radiación y temperatura cada hora. Estos datos son suficientes para obtener un resultados cercano a la realidad. A continuación, se presentan los resultados.

6.3.1 Planta fotovoltaica Finis Terrae

Para la planta fotovoltaica Finis Terrae, se presenta la curva IV obtenida para la degradación del panel fotovoltaico Jinko. A continuación, se detalla la degradación del panel para sus diferentes parámetros.

Figure 6.19: Curva PV e IV dos Diodos, variable: modelo “Jinko JKM310P-72”



Como se aprecia en la figura anterior, se tiene una disminución en la potencia máxima de 5.1025 [W], lo que equivale a una degradación del 0.266% por año. La corriente de cortocircuito y la tensión de circuito abierto no experimentan cambios significativos.

Figure 6.20: Factor de amarillamiento DYI: Finis Terrae

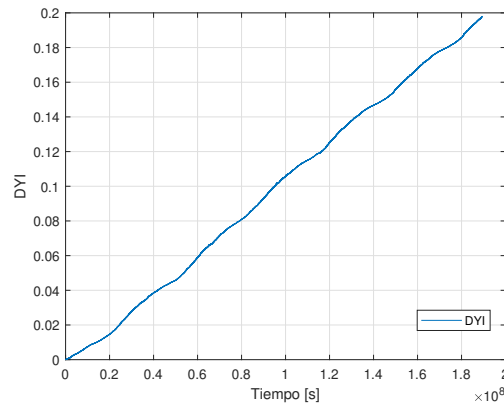
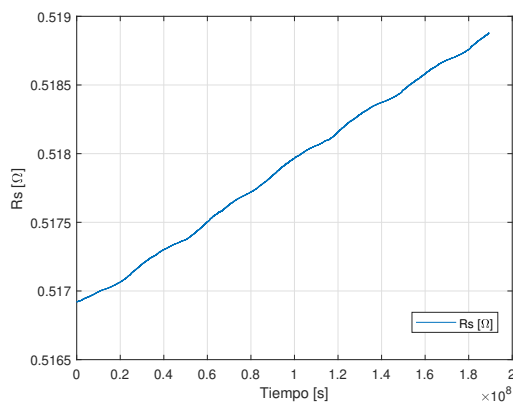
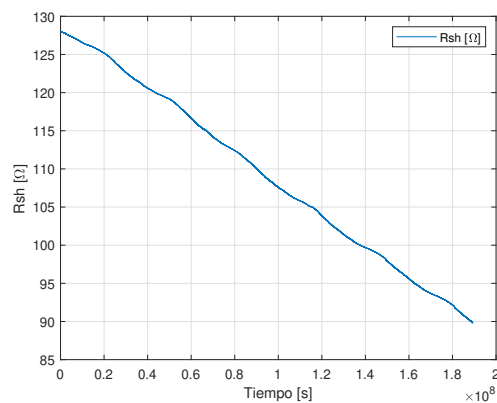


Figure 6.21: Variación de las resistencias serie y shunt de la central Finis Terrae

(a) Resistencia en serie



(b) Resistencia en shunt



En la Figura 6.20 se presenta el aumento del factor de amarillamiento DYI con respecto al tiempo. De esto se puede extraer que durante los primeros 6 años este factor aumenta de forma lineal. Por

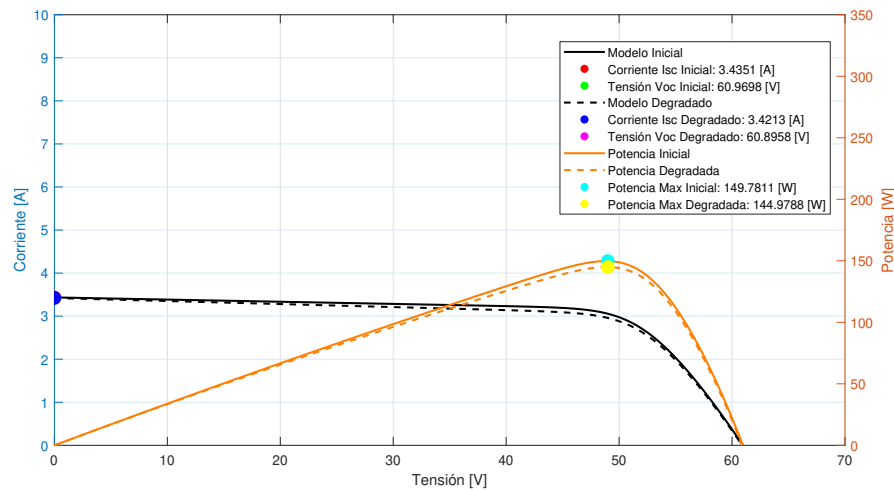
otro lado, este aumento conlleva que las resistencias serie y shunt crezcan y decaigan respectivamente de forma lineal como se muestra en las Figuras de 6.21.

Ambas resistencias mostradas en las figuras anteriores presentan cambios. El aumento de la resistencia en serie es de 0.05% por año, mientras que la resistencia shunt presenta una variación del 5,04 % por año.

6.3.2 Planta fotovoltaica Diego de Almagro

Los resultados obtenidos para el modelo variable para los paneles solares ubicados en el parque fotovoltaico Diego de Almagro se muestran a continuación.

Figure 6.22: Curva PV e IV dos Diodos, variable: modelo “*Thin film SHARP NA-E130-L5*”



El panel fotovoltaico mostrado en la Figura 6.22 corresponde al panel Sharp E130L5, el cual presenta una degradación de 4.8023 [W], equivalente a una degradación del 0.400% anual. La corriente de cortocircuito y la tensión de circuito abierto no experimentan cambios significativos.

Figure 6.23: Factor de amarillamiento DYI: E130, Diego de Almagro

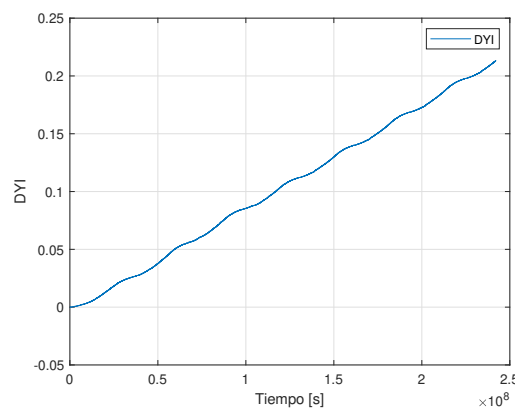
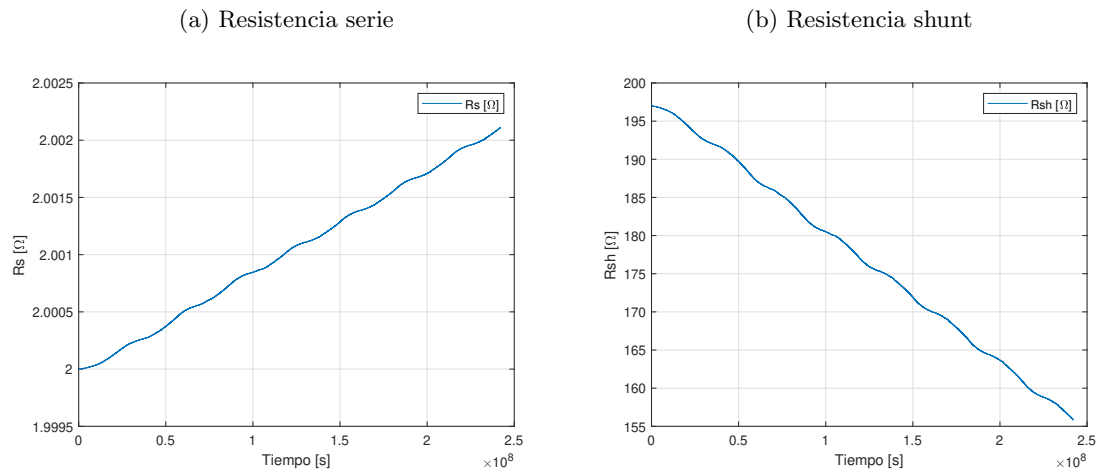


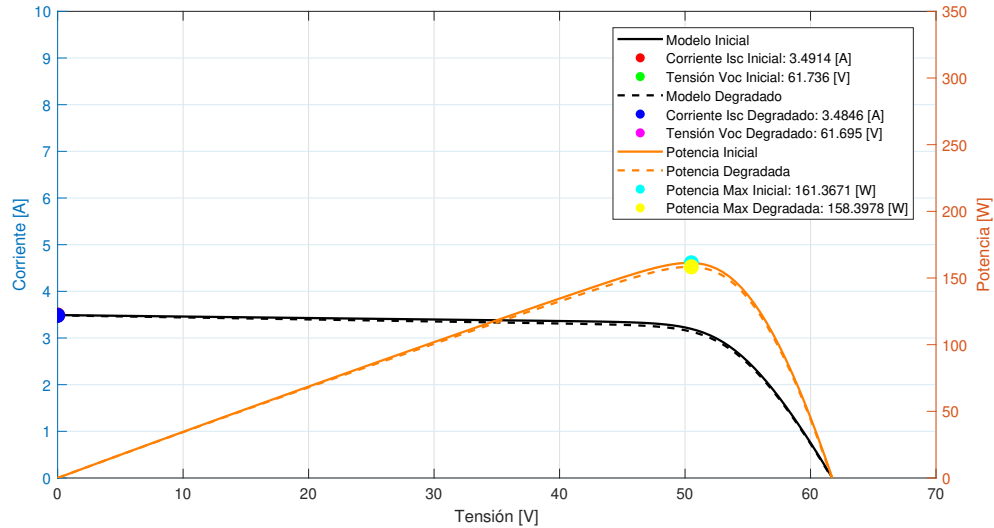
Figure 6.24: Variación de las resistencias serie y shunt: E130, Diego de Almagro



El factor de amarillamiento DYI mostrado en la Figura 6.23 presenta un aumento de forma lineal en los primeros 8 años de degradación, lo cual tiene como consecuencia el aumento y disminución de la resistencia en serie y shunt, respectivamente.

Como se muestra en las Figuras de 6.24, la resistencia serie posee un aumento de 0,014% por año, mientras que la resistencia shunt presenta una degradación del 2.58% por año.

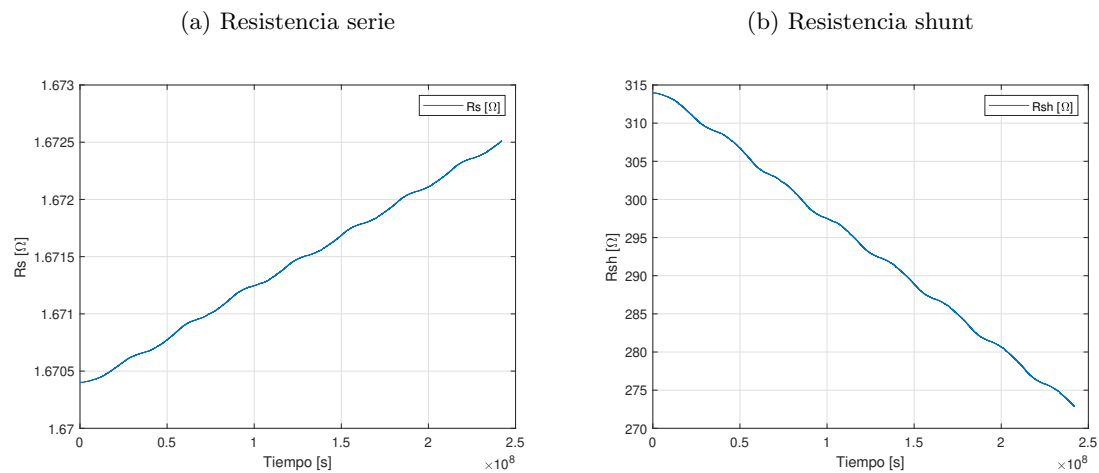
Figure 6.25: Curva PV e IV dos Diodos, variable: modelo “Thin film SHARP NA-E135-L5”



La Figura 6.25 corresponde al panel fotovoltaico Sharp E135L5, en donde podemos obtener la degradación del panel a los largo de sus 8 años de operación. El panel presenta una degradación de 2.96 [W], lo que se traduce en una degradación del 0.23 % por año.

El factor de amarillamiento no se presenta para estos paneles, ya que como se muestra en su ecuación, este depende directamente de la radiación y temperatura de la localidad. Es decir, el factor de amarillamiento es idéntico para los modelos E130 y E135 al estar ubicados en el mismo sector y por el mismo tiempo de 8 años. Por lo que, el factor de amarillamiento corresponde al mostrado en la Figura 6.23.

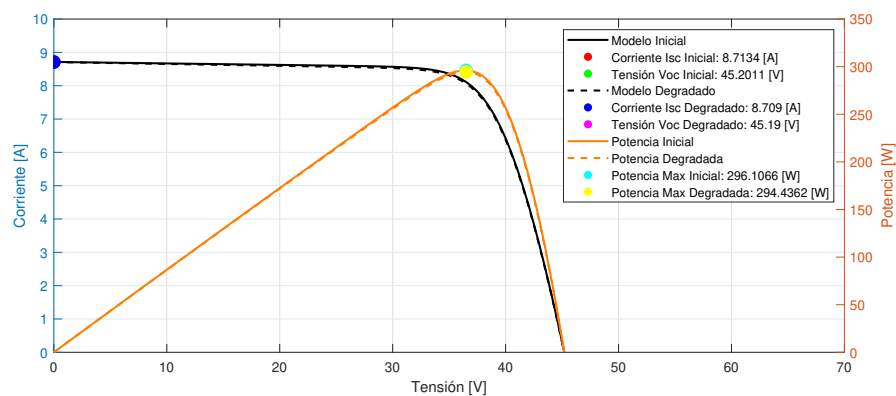
Figure 6.26: Variación de las resistencias serie y shunt: E135, Diego de Almagro



Con respecto a la resistencia en serie y shunt mostrados en las figuras anteriores, la resistencia en serie presenta una degradación del 0.014% por año y la resistencia shunt del 2.58% por año.

Para el panel fotovoltaico Ja Solar JAP6 300 se obtuvieron los siguientes resultados para la curva IV mostrada a continuación.

Figure 6.27: Curva PV e IV dos Diodos, variable: modelo “Ja-Solar JAP6-72-300-3BB”



Como se muestra en la figura anterior, el panel presenta una pérdida de 1,6704 [W], lo que se traduce en un 0.094% por año. La corriente de cortocircuito y tensión de circuito abierto no presentan cambios relevantes.

Figure 6.28: Factor de amarillamiento DYI: JAP, Diego de Almagro

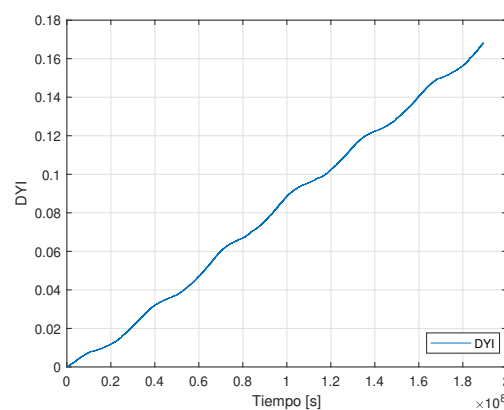
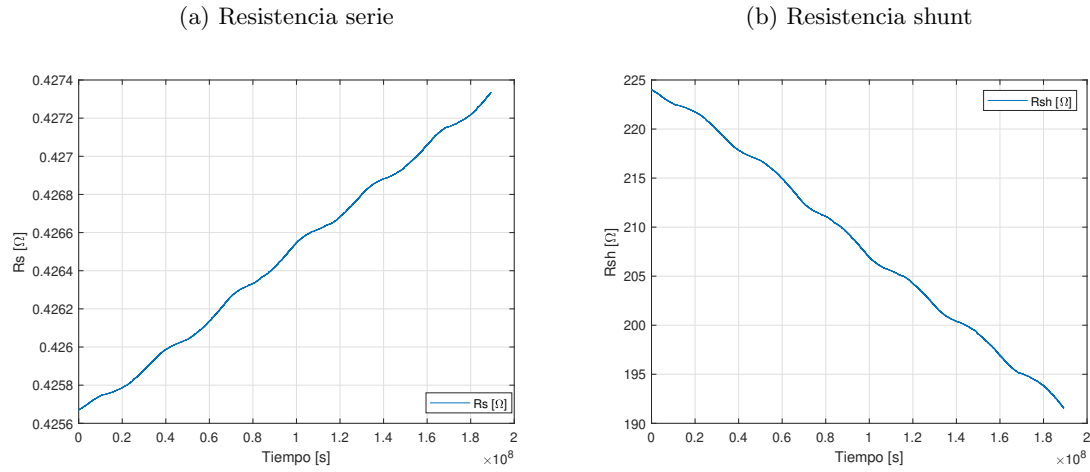


Figure 6.29: Variación de las resistencias serie y shunt: JAP, Diego de Almagro



El factor de amarillamiento mostrado en la Figura 6.28 aumenta de forma lineal. Cabe destacar que estos paneles si presentan un factor de amarillamiento distinto a los modelos E130 y E135 dado que el tiempo de exposición es distinto, pues a diferencia de los mostrados anteriormente, este solo toma los primero 6 años de degradación.

Con respecto a la degradación de la resistencia serie y shunt mostrado en las figuras anteriores estas presenta una degradación anual del 0,06% y 2,38% respectivamente.

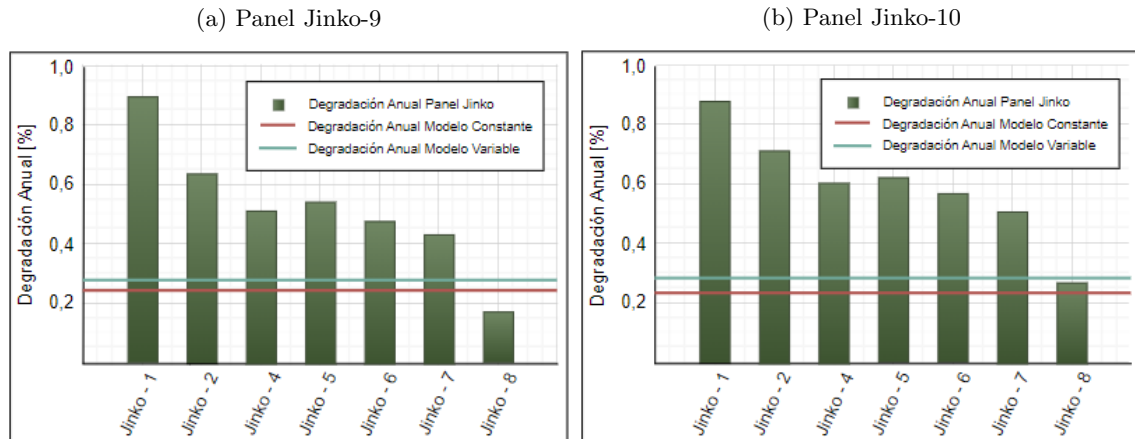
6.4 Análisis de los resultados

A modo resumen, hasta el momento se ha implementado un modelo termoeléctrico basado en el modelo de 2 diodos que recoge los datos de temperatura, radiación y humedad relativa del lugar donde se encuentran ubicados los paneles fotovoltaicos. Este modelo implementa la degradación por potencial, por luz y por luz ultravioleta. Para esta última, se utiliza el concepto del factor de amarillamiento DYI, el cual es la causa directa de la degradación de las resistencias serie y shunt, los cuales tienen un factor importante en la pérdida de potencia del panel fotovoltaico.

Con esto en mente, se implementaron dos modelos, una que considera variables constante y otro variable. El primero toma los datos de temperatura, radiación y humedad relativa como un promedio, mientras que el segundo modelo toma los datos que se van actualizando cada hora. Por lo que, posteriormente se mostrarán tablas que contienen los resultados de ambos modelos, los cuales serán comparados con los datos iniciales.

Para la planta fotovoltaica Finis Terrae los resultados se muestran en las siguientes figuras.

Figure 6.30: Degradación Anual de potencia, tomando como base paneles Jinko con un modelo de dos Diodos



Como se aprecia en las Figuras 6.30a y 6.30b, no se encuentra una tendencia en la degradación de potencia de los paneles Jinko. La degradación obtenida para los modelos variable y constante, si bien son similares, los resultados se encuentran en la cota mínima de degradación por parte de los paneles jinko, estando en un porcentaje de 0,2% de degradación anual.

Con respecto a la resistencia shunt y series del modelo, se presenta a continuación la Tabla 6.11 con un resumen.

Table 6.11: Resumen de los resultados obtenidos de las resistencias serie y shunt

Panel	Resistencia Shunt [Ω]	Resistencia Series [Ω]	Modelo Constante	Modelo Variable
Jinko-1	161,499	0,51692	R. Shunt [Ω]	R. Shunt [Ω]
Jinko-2	230,307	0,51692		
Jinko-4	218,161	0,51692		
Jinko-5	369,521	0,51692	89,08	89,87
Jinko-6	273,553	0,51692	R. Series [Ω]	R. Series [Ω]
Jinko-7	150,076	0,51692		
Jinko-8	126,565	0,51692		

Las resistencias obtenidas en la tabla anterior, muestran que no existe variación en las resistencia en serie, mientras que para l resistencia shunt para los paneles Jinko no presentan un patrón en común, además, existe mucha diferencia con respecto a la resistencia shunt calculada en el modelo propuesto.

Para la planta fotovoltaica Diego de Almagro, los resultados se muestran en las siguientes tablas.

Table 6.12: Resumen de los resultados obtenidos para la central Diego de Almagro

Thin film SHARP NA-E130-L5		
	Resistencia Shunt Degradada [Ω]	Resistencia Serie Degradada [Ω]
Modelo	144,57	2,0019
Panel Laboratorio 1	295,142	0,52718
Panel Laboratorio 2	238,444	0,52718
Thin film SHARP NA-E135-L5		
	Resistencia Shunt Degradada [Ω]	Resistencia Serie Degradada [Ω]
Modelo	232,6842	1,6723
Panel Laboratorio 1	241,682	0,52718
Ja-Solar JAP6-72-300-3BB		
	Resistencia Shunt Degradada [Ω]	Resistencia Serie Degradada [Ω]
Modelo	174,5585	0,42753
Panel Laboratorio 1	238,511	0,51692
Panel Laboratorio 2	300,154	0,51692

Recordando entonces, nos encontramos con paneles totalmente degradados, por lo que nuestro punto de partida inicial es el datasheet de cada panel. Como se muestra en la tabla anterior, las resistencias obtenidas en la simulación difieren demasiado con los datos obtenidos en laboratorio, por lo que el modelo no es representativo para la degradación de resistencia.

Table 6.13: Resumen de degradación en los módulos de la central Diego de Almagro

Thin film SHARP NA-E130-L5	
	Degradación de potencia Anual
Modelo	0,40%
Panel Laboratorio 1	0,30%
Panel Laboratorio 2	0,73%
Thin film SHARP NA-E135-L5	
	Degradación de potencia Anual
Modelo	0,23%
Panel Laboratorio 1	0,76%
Ja-Solar JAP6-72-300-3BB	
	Degradación de potencia Anual
Modelo	0,09%
Panel Laboratorio 1	0,18%
Panel Laboratorio 2	0,14%

Con respecto a la potencia obtenida mostrada en la tabla anterior, se puede notar que la degradación presentada por el modelo no representa lo obtenido por laboratorio. Por lo tanto, no es un resultado que se pueda concluir cómo se degrada la potencia de un panel.

Capítulo 7

Análisis de la investigación

7.1 Análisis de los modelos

Haciendo un resumen de los modelos implementados, el primer modelo de degradación se basa en un arquitectura de un diodo, donde a través de investigaciones realizadas en una localidad desértica se exponen 6 módulos fotovoltaicos a condiciones extremas. Por cada uno de los 6 años, se toma diferentes parámetros. Con la información recopilada, se diseña un factor de degradación que se incorpora al modelo de un diodo, este factor es llamado “ILF”, el cual corresponde a la razón entre la corriente de cortocircuito medida a una irradiancia de 800 W/m^2 y la corriente en medida en condiciones STC. De la investigación se obtuvieron 3 factores ILF, los cuales fueron utilizados en las simulaciones para representar los diferentes paneles que se encontraban en el laboratorio, para luego ser comparados con paneles degradados. Lo más importante de este modelo, es que toma el concepto DYI, el índice de amarillamiento, el cual tiene relación con la degradación del EVA, y es el responsable de la disminución de la corriente de cortocircuito, el cual tendría una directa relación con la degradación de potencia del panel fotovoltaico.

El segundo modelo implementado se basa en una arquitectura de 2 Diodos, en la cual se especifican diferentes tipos de degradación que sufren los paneles fotovoltaicos. La primera degradación es por potencial, el cual en términos simples ocurre por la diferencia de potencial que se genera entre la celda fotovoltaica y la “carcasa del panel fotovoltaico” generando corrientes entre esos 2 puntos. Esta degradación es proporcional a la humedad relativa del aire, y afecta a la resistencia shunt del panel. La segunda degradación es la inducida por la luz o en inglés Light Induced Degradation (LID), la cual es un fenómeno de degradación que provoca una caída de potencia en los módulos fotovoltaicos frente a las primeras horas de exposición a la luz solar, la que afecta el rendimiento real con respecto a los datos finales de las pruebas flash de fábrica proporcionados por los fabricantes de módulos fotovoltaicos en STC (Standard Test Conditions). El efecto de degradación se debe a trazas de Oxígeno incluidas en el silicio fundido durante el método de fabricación. Los complejos de boro-oxígeno generan sus propios niveles de energía en la red de silicio y pueden capturar electrones y huecos que se pierden por el efecto fotovoltaico. Esta degradación afecta directamente a las corrientes que pasan por los diodos de modelo y es proporcional a la radiación y temperatura. La tercera degradación por luz ultravioleta, la cual afecta directamente al EVA del panel fotovoltaico. Sin embargo, es importante destacar que este modelo plantea que la degradación del EVA afecta directamente a la resistencias shunt y series del panel, a diferencia del modelo anterior, en donde la radiación UV afecta la corriente de cortocircuito. El modelo toma valores en tiempo real y se obtienen resultados según las condiciones climáticas del lugar.

A continuación se realiza un análisis de cada parámetro del panel fotovoltaico, y cómo este fue afectado por cada modelo implementado.

7.2 Degradación del EVA

La degradación del Etileno Vinil Acetato (EVA) en los paneles fotovoltaicos es un tema importante en la industria solar, ya que el EVA se utiliza como material encapsulante para proteger las celdas solares y garantizar su durabilidad. La degradación del EVA puede afectar el rendimiento y la vida útil de los paneles solares.

Causas de la degradación del EVA:

1. Radiación ultravioleta (UV): la exposición continua a la radiación solar, en particular a los rayos UV, puede degradar el EVA con el tiempo. Esto puede provocar la pérdida de transparencia del material y, por lo tanto, reducir la cantidad de luz que llega a las celdas solares.
2. Temperaturas extremas: las fluctuaciones de temperatura, especialmente temperaturas elevadas, pueden acelerar la degradación del EVA. El calor puede causar la degradación química y la formación de burbujas de gas en el material, lo que reduce la eficiencia de los paneles solares.
3. Humedad: la humedad puede penetrar en las capas de EVA, lo que provoca la delaminación y la degradación del material. La humedad relativa también puede influir en la formación de burbujas de gas y como consecuencia la oxidación de la celular solar.

Efectos de la degradación del EVA:

1. Reducción de la eficiencia: la degradación del EVA puede llevar a una disminución en la eficiencia de conversión de energía solar en electricidad. Esto significa que los paneles solares producirán menos energía con el tiempo.
2. Delaminación: la degradación puede llevar a la delaminación, donde las capas de EVA y otros materiales se separan. Esto compromete la integridad de los paneles y puede permitir la entrada de humedad.
3. Aparición de puntos calientes: la degradación del EVA también puede dar lugar a puntos calientes en las celdas solares, que son áreas de alta temperatura. Esto puede causar daño a las celdas y reducir aún más la eficiencia.

De los modelos simulados, ambos plantean que la degradación del EVA tiene como causa directa la disminución de la eficiencia de un panel fotovoltaico. Sin embargo, ambos modelos poseen una diferencia en como se plantea esta degradación. El primer modelo plantea que la corriente de corto circuito se ve disminuida a causa de la degradación del EVA, mientras que el segundo modelo plantea que la degradación del EVA tiene como consecuencia la variación de las resistencias serie y shunt del panel fotovoltaico.

Según los datos obtenidos en laboratorio, no se puede concluir que la disminución de resistencia shunt y series tienen una relación directa con la degradación en el EVA, ya que presenta un comportamiento que no sigue un patrón lógico. Por otro lado, de los resultados la corriente de cortocircuito, se presenta una disminución con respecto a la corriente de cortocircuito inicial del panel, la cual implica una relación con la disminución de potencia del panel. Estos es muy importante, ya que el primer modelo plantea que la degradación del EVA es causa directa de la disminución de la corriente de cortocircuito. Sin embargo, en la siguiente sección se explica la relación entre la corriente de cortocircuito y las resistencias serie y shunt del panel fotovoltaico.

7.2.1 Resistencia Serie y Shunt

La resistencia en serie de los paneles fotovoltaicos es relacionada con las terminales de conexión del panel fotovoltaico. Esta puede presentar una degradación cuando existe una mala conexión, también debido a las condiciones climáticas o al esfuerzo mecánico que presentan estas uniones.

Con datos de laboratorio, la resistencia serie no presenta una degradación en todos los paneles estudiados, ya sea nuevo o degradado, pues ambos presentan la misma impedancia serie. Por lo que, la degradación de la resistencia serie no presenta relación con la disminución de potencia del panel. El segundo modelo implementado, si bien presenta una degradación de la resistencia en

series, de los resultados se puede obtener que no existe mayor diferencia entre la resistencia inicial y la resistencia degradada.

Se realiza el mismo análisis para la resistencia en derivación o también llamada resistencia Shunt, la cual es responsable de la fuga de corrientes a otras partes del panel. Como ya se mencionó anteriormente, la resistencia shunt presenta un comportamiento que no sigue la lógica en los resultados de laboratorio, mientras que los datos de la simulación del segundo modelo presentan una disminución lineal a través del tiempo. Si bien la resistencia shunt presenta una disminución o cambio con respecto a la inicial, no se puede inferir que es la responsable de la disminución de potencia. Los datos se encuentran respaldados en las Tablas 6.11 y 6.12.

7.2.2 Corriente de corto circuito y tensión de circuito abierto

Los resultados de la corriente de cortocircuito de los paneles de Finis Terrae y Diego de Almagro son mostrados en las Tablas 5.5, 5.14, 5.15 y 5.13, de las tablas, se obtiene que existe una disminución frente a la corriente de cortocircuito inicial. Al comparar con los resultados del primer modelo, se evidencia que la reducción de la corriente de cortocircuito conlleva a una disminución de la potencia generada por el panel fotovoltaico. No obstante, para arribar a conclusiones fundamentadas, es imperativo adentrarse en la comprensión precisa de cómo se conceptualiza la corriente de cortocircuito en el modelo.

La corriente de cortocircuito es definida como el máximo valor de corriente que circula por una célula fotovoltaica y se da cuando la célula está en cortocircuito.

La siguiente ecuación representa todos los pares de valores (I/V) en que puede trabajar una célula fotovoltaica.

$$I = \left[I_{sc} + K_i(T - 298, 15) \cdot \frac{G}{1000} \right] - I_0 \cdot \left(\exp^{\frac{q(V + I_{rs})}{nK N_s T}} + 1 \right) - \frac{V + I_{rs}}{R_{sh}} \quad (7.1)$$

En este caso, para encontrar la corriente de cortocircuito se evalúa con tensión igual cero, obteniendo que las resistencia en serie y shunt pueden variar con el tiempo. Por lo tanto, la disminución de corriente de cortocircuito depende de ambas resistencias del panel.

Por lo visto hasta el momento, la corriente de cortocircuito depende de las resistencias del panel. Sin embargo, según los resultados vistos hasta el momento, no existe un orden lógico en la degradación de resistencia del panel. Esto nos lleva a investigar el parámetro I_0 , el cual es representado por la siguiente ecuación.

$$I_0 = I_{rs} \cdot \frac{T^3}{T_n^3} \cdot \left(\exp \left(\frac{qE_{g0} \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T} \right)}{nK} \right) \right) \quad (7.2)$$

De la ecuación anterior, se presenta el término E_{g0} , el cual es la energía de activación del semiconductor en la banda prohibida. Para este caso se elige un valor constante de 1.1 eV, el cual fue obtenido en base a otras investigaciones, el cual es la energía mínima que necesita el electrón para ser excitado y se genere la conducción eléctrica. De esto último, aparece la siguiente pregunta, ¿éste valor es constante todo el tiempo o la energía mínima va aumentando a medida que aumenta la degradación?. De la literatura se extrae que la “degradación de los semiconductores puede afectar la banda prohibida de los materiales. La degradación puede ser causada por la exposición a la luz, la humedad, la temperatura y otros factores ambientales. Además, puede cambiar la estructura cristalina del material, lo que puede afectar la banda prohibida y también puede causar defectos en la estructura cristalina del material, lo que puede afectar la banda prohibida. Los defectos pueden actuar como trampas para los electrones, lo que puede reducir la eficiencia de la célula solar”.

En resumen, la corriente de cortocircuito depende de la resistencia del panel fotovoltaico. Sin embargo, con los resultados obtenidos, la variación de la resistencia shunt no presenta un orden lógico, del cual no se puede concluir que sea causa directa de la pérdida de potencia de un panel fotovoltaico. Como consecuencia se realiza un análisis sobre otras constantes que toman el modelo de 1 y 2 diodos, el cual es la banda prohibida de los semiconductores, el cual es tomado como constante, por lo que no es correcto asumir dicho valor, ya que este debería variar con el tiempo.

Con respecto a la tensión de cortocircuito, no es un parámetro relevante para el estudio, ya que no presenta grandes diferencias con los resultados obtenidos en el laboratorio y los obtenidos en las simulaciones para ambos modelos.

7.3 Degradación por año

Con respecto a la degradación de potencia por año de los paneles fotovoltaicos, el primer modelo sobre estima la degradación de potencia, estando por encima de la cota máxima de la degradación de los paneles fotovoltaicos del laboratorio. Caso contrario con los resultados del segundo modelo, el cual presenta una menor degradación de potencia, estando en el valor medio de degradación para los paneles en estudio. Sin bien en el segundo modelo los resultados se encuentran dentro de los resultados obtenidos por laboratorio, no es posible determinar que el modelo funciona, ya que los resultados del laboratorio también presentan diferencias con paneles que se encontraban en las mismas condiciones climáticas y que presentan diferente tasa de degradación de potencia.

La predicción precisa de la degradación de paneles fotovoltaicos implica reconocer que los modelos proporcionan un punto de partida y que se requieren años de pruebas para mejorar la precisión. Aunque los modelos actuales ofrecen estimaciones iniciales, la verdadera validez se construye a lo largo del tiempo.

La naturaleza dinámica de los factores que afectan la degradación, como las condiciones ambientales y la calidad de fabricación, demanda una validación continua a través de la recopilación de datos durante varios años. Este enfoque a largo plazo permite ajustar y refinar los modelos, considerando las complejidades del mundo real.

La investigación a largo plazo no solo mejora la precisión de las predicciones, sino que también permite adaptarse a posibles cambios en las condiciones operativas de los paneles. En resumen, la verdadera validación de la eficacia de los modelos se obtiene a través de la acumulación de datos a lo largo de un extenso período, lo cual es esencial para obtener resultados más robustos y confiables.

Capítulo 8

Conclusiones

- El primer modelo tiende a sobreestimar la degradación de potencia de los paneles fotovoltaicos en comparación con los resultados del laboratorio.
- El segundo modelo presenta resultados más cercanos a la realidad, ubicándose en el valor medio de degradación. Sin embargo, no se puede afirmar que el modelo funcione correctamente, ya que los resultados de laboratorio también varían entre paneles en condiciones climáticas similares.
- La disminución de la corriente de cortocircuito, según los resultados de laboratorio y simulación, coincide con la pérdida de potencia en los paneles fotovoltaicos. Esta relación es consistente con el primer modelo, donde la degradación del EVA afecta directamente la corriente de cortocircuito. Sin embargo, la corriente de cortocircuito es dependiente de las resistencias shunt y series del panel, donde la resistencia shunt no presenta un patrón lógico, por lo que se puede estimar que existe otro parámetro que debe cambiar con el tiempo, el cual puede ser la energía de activación de los semiconductores.
- La resistencia en serie no presenta degradación significativa en los paneles estudiados, ya sean nuevos o degradados, según los datos de laboratorio.
- La resistencia shunt muestra un comportamiento no lógico en los resultados de laboratorio, mientras que el segundo modelo simula una disminución lineal. No se puede concluir que la resistencia shunt sea la responsable directa de la disminución de potencia.
- Ambos modelos de simulación concuerdan en que la degradación del EVA está directamente relacionada con la disminución de la eficiencia de los paneles fotovoltaicos.
- El primer modelo destaca la disminución de la corriente de cortocircuito como causa principal de la pérdida de potencia, mientras que el segundo modelo enfatiza la variación de las resistencias serie y shunt del panel como consecuencia de la degradación del EVA.
- La degradación del Etileno Vinil Acetato (EVA) es un aspecto crítico en la industria solar, ya que afecta el rendimiento y la vida útil de los paneles fotovoltaicos.
- Las principales causas de la degradación del EVA incluyen la radiación ultravioleta (UV), las temperaturas extremas y la humedad. Estos factores pueden provocar pérdida de transparencia, delaminación y la formación de burbujas de gas en el material y la oxidación de celdas solares.
- Los efectos de la degradación del EVA incluyen la reducción de la eficiencia, la delaminación comprometiendo la integridad de los paneles y la aparición de puntos calientes que pueden dañar las celdas solares.

Capítulo 9

Anexos

9.1 Curvas IV Paneles Planta Finis Terrae

Figure 9.1: Planta Finis Terrae, Panel Jinko 1

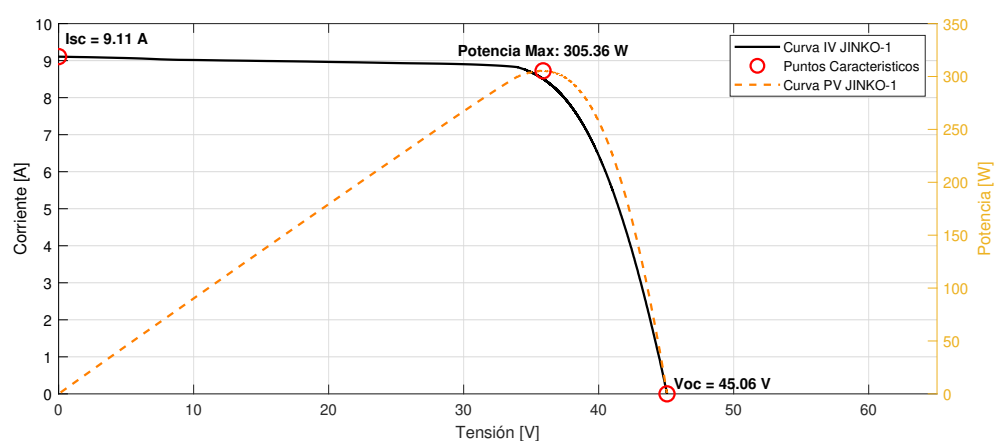


Figure 9.2: Planta Finis Terrae, Panel Jinko 2

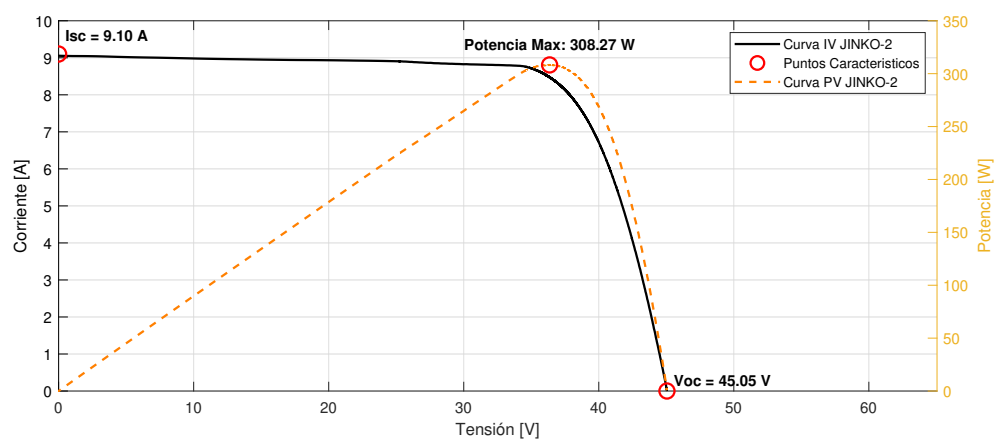


Figure 9.3: Planta Finis Terrae, Panel Jinko 4

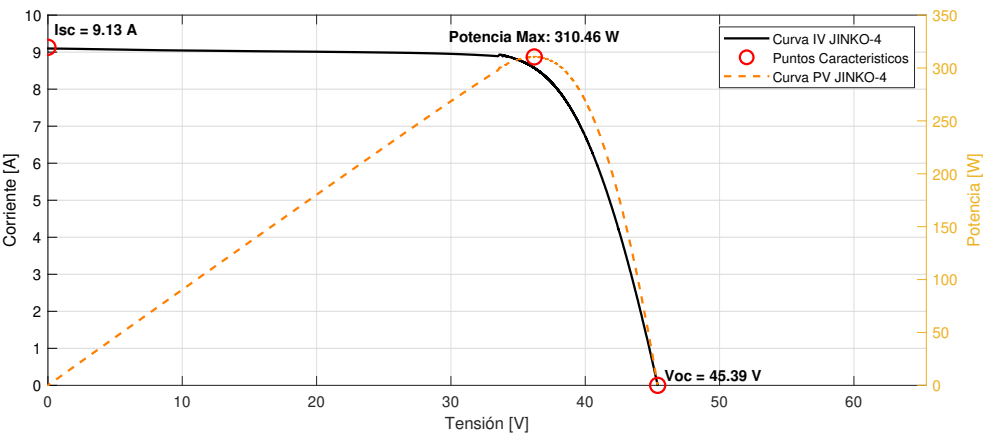


Figure 9.4: Planta Finis Terrae, Panel Jinko 5

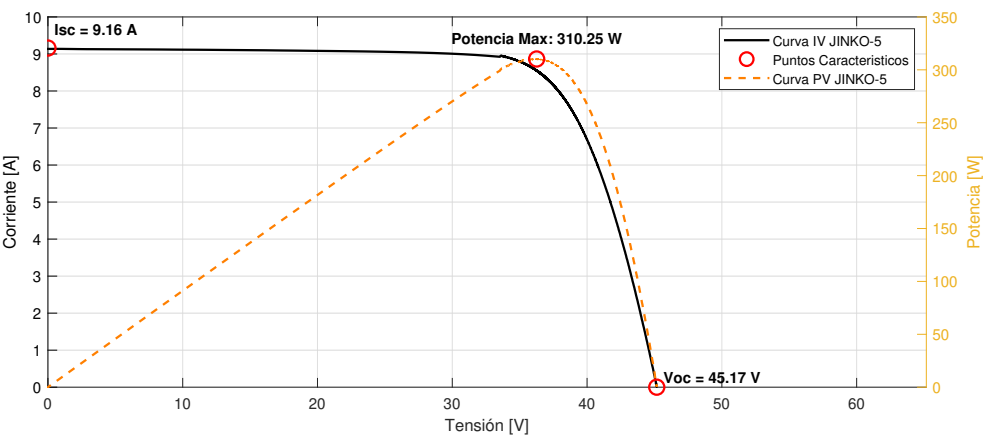


Figure 9.5: Planta Finis Terrae, Panel Jinko 6

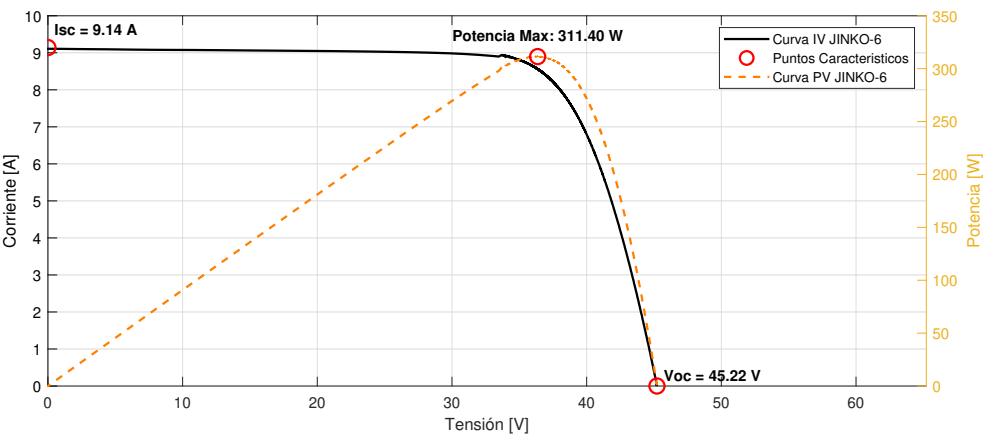


Figure 9.6: Planta Finis Terrae, Panel Jinko 7

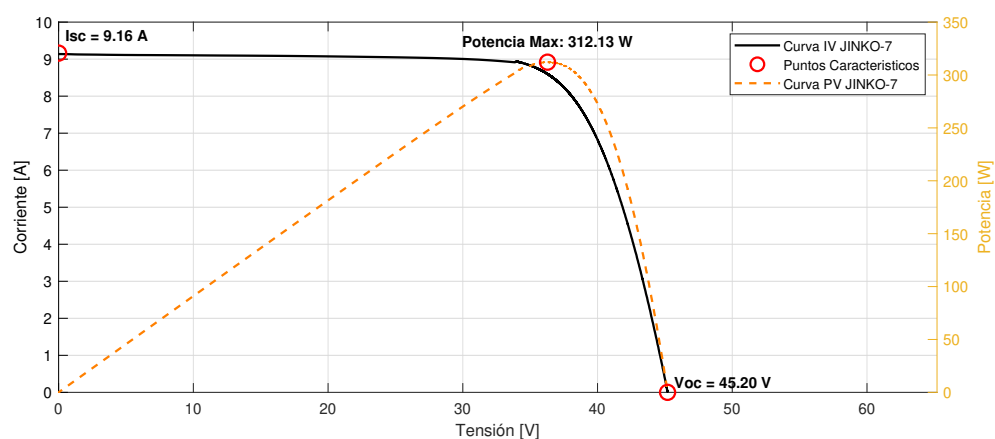


Figure 9.7: Planta Finis Terrae, Panel Jinko 8

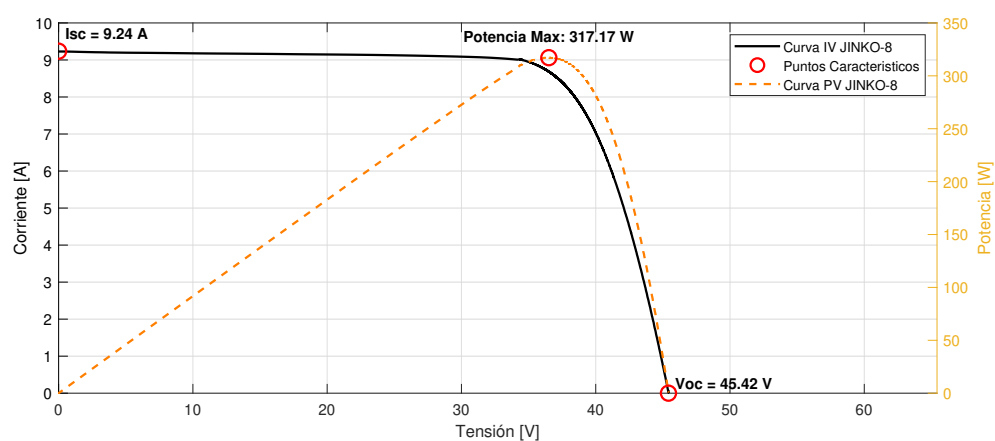


Figure 9.8: Planta Finis Terrae, Panel Jinko 9

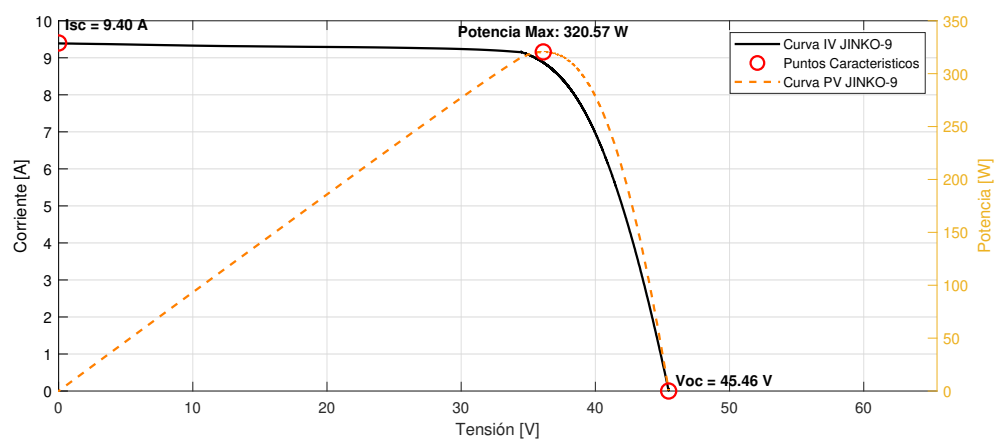
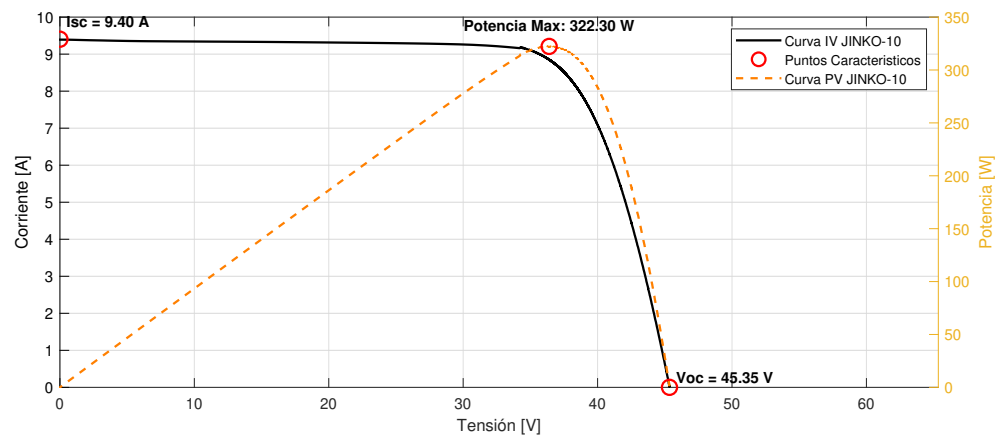


Figure 9.9: Planta Finis Terrae, Panel Jinko 10



9.2 Curvas IV Paneles Planta Diego de Almagro

Figure 9.10: Planta Diego de Almagro, Panel JA-SOLAR 1

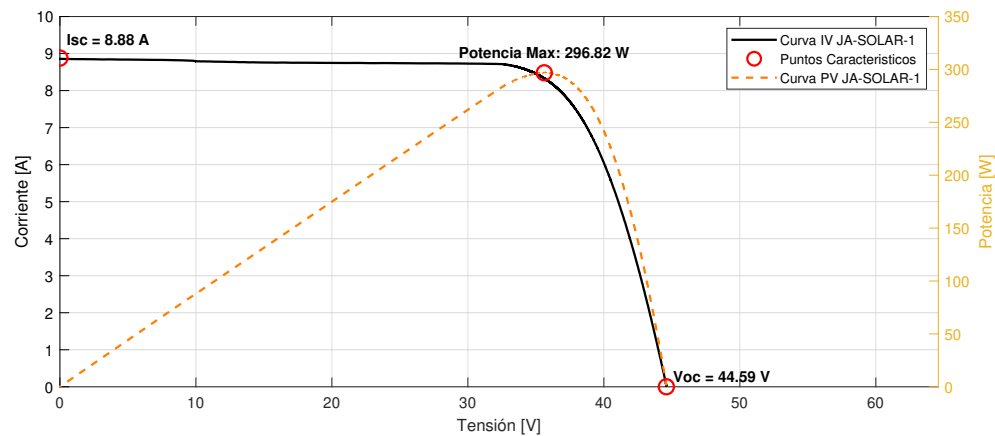


Figure 9.11: Planta Diego de Almagro, Panel JA-SOLAR 2

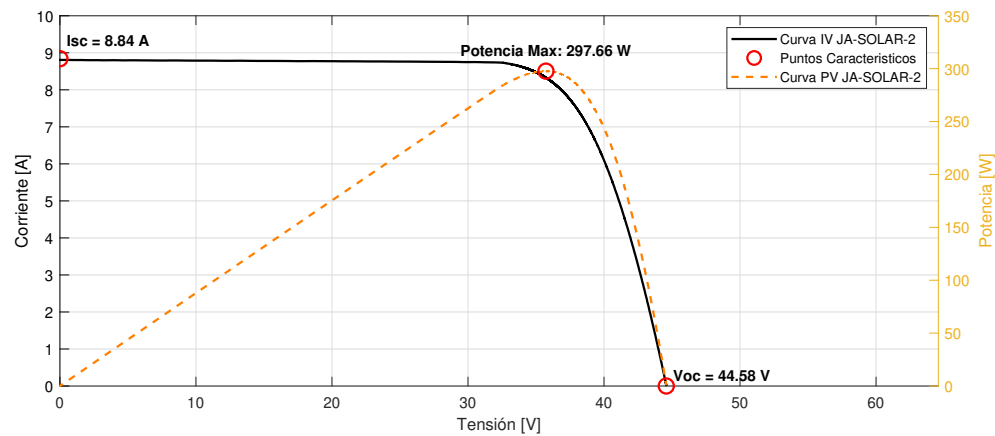


Figure 9.12: Planta Diego de Almagro, Panel SHARP-E130-STC-1

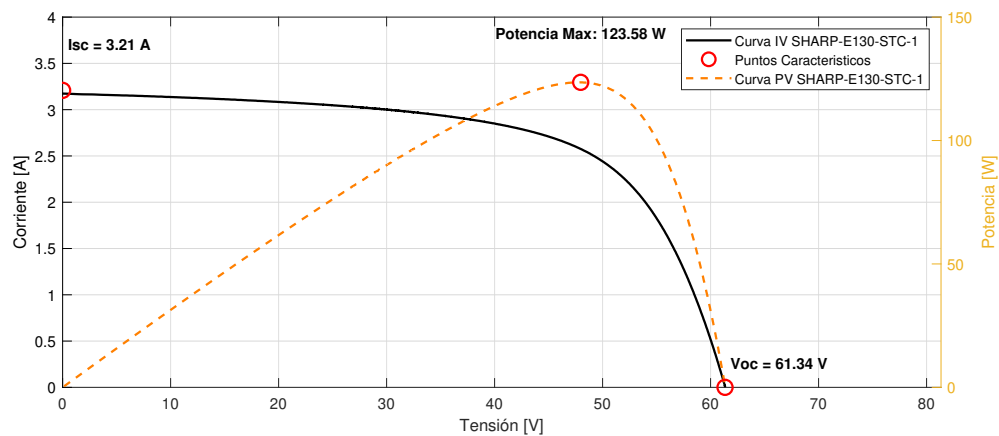


Figure 9.13: Planta Diego de Almagro, Panel SHARP-E130-STC-2

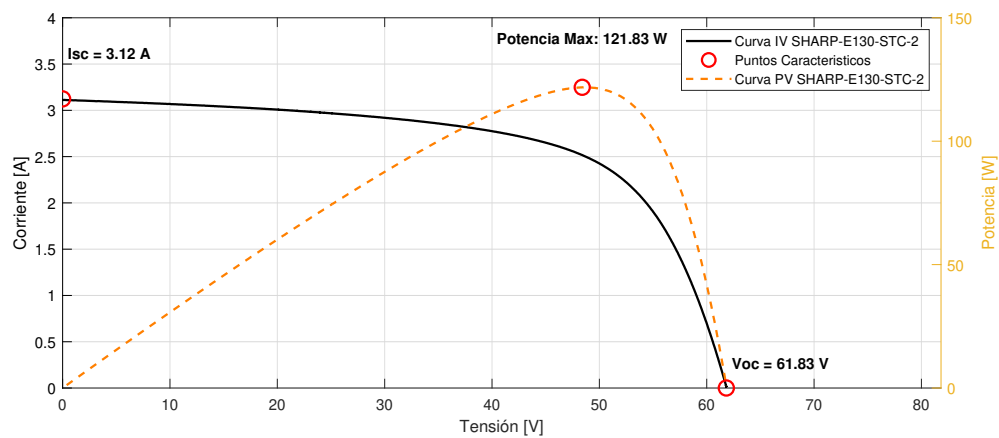
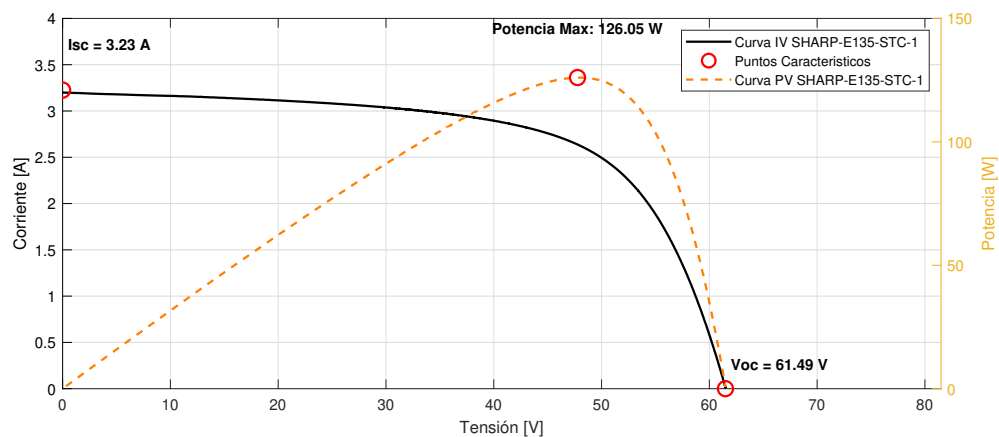


Figure 9.14: Planta Diego de Almagro, Panel SHARP-E130-STC-1



Referencias

- [1] I. T. K. A. M. I. A. N. a. N. K. M. M. I. Bechara Fadi Nehme, Member, *Real-Time Thermo-electrical Model of PV Panels for Degradation Assessment*. IEEE Press, 2018.
- [2] C. T. P. J. O. C. A. M. L. A. NÚÑEZ ORTIZ, Gustavo ROBLES-ALGARÍN, *Evaluación del desempeño de los modelos de un diodo y dos diodos para módulos fotovoltaicos*. IEEE Press, 2020.
- [3] A. K. A. M. S. K. G. N. G. Honnurvali Mohamed Shaik1, * and T. Umar3, *Measurement and validation of polysilicon photovoltaic module degradation rates over five years of field exposure in Oman*. IEEE Press, 2021.
- [4] F. J. PERN, *Factors Influencing the Discoloration Rate of EVA Encapsulant Upon Accelerated Exposure*. IEEE Press, 2010.
- [5] K. E. FJ. Pern, A.W. Czanderna and R. Dhere, *WEATHERING DEGRADATION OF EVA ENCAPSULANT AND THE EFFECT OF ITS YELLOWING ON SOLAR CELL EFFICIENCY*. IEEE Press, 2020.
- [6] N. P. Jae-Seong Jeong1, *Field Discoloration Analysis and UV/temperature Accelerated Degradation Test of EVA for PV*. IEEE Press, 2010.