

**UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO
SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
SANTIAGO - CHILE**



**“ESTIMACIÓN TERRITORIAL DE
DEGRADACIÓN DE PANELES
FOTOVOLTAICOS EN BASE A FACTORES
ACELERANTES CLIMÁTICOS”**

MATÍAS VICENTE PEÑA URIBE

**MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERA CIVIL MECÁNICO**

**PROFESOR GUÍA: PHD. RODRIGO BARRAZA VICENCIO
PROFESOR CORREFERENTE: PHD. PATRICIO VALDIVIA LEFOUR**

julio – 2024

Agradecimientos

Quisiera expresar mi más profundo agradecimiento a todo el equipo del proyecto FONDEF por su invaluable apoyo durante este proceso. Agradezco su paciencia incondicional y su disposición positiva para guiarme en la elaboración de este trabajo. En especial, quiero agradecer a mi profesor guía, Rodrigo Barraza, a mi correferente, Patricio Valdivia, y sobre todo a la ingeniera Valentina Navarro por impulsarme siempre a mejorar mi trabajo día a día.

A mi familia, gracias por estar a mi lado durante todo este proceso, apoyándome en cada uno de los pasos a lo largo de estos años de estudio y trabajo. Su presencia y aliento han sido fundamentales para alcanzar este logro.

Del mismo modo, quiero agradecer a todos los amigos que hice durante este largo viaje de estudio y esfuerzo. Cada uno ha contribuido de manera positiva a mi crecimiento personal y ha compartido las alegrías que hemos vivido juntos. Agradezco a mis amigos de Plan Común y de la carrera de Mecánica. Quisiera destacar el apoyo y cariño de Gabriel Durán durante estos años, ya que gracias a su amistad he comprendido el verdadero significado del compañerismo.

Finalmente, quiero agradecer a mi pareja, Sofía Balboa, por su apoyo incondicional durante este proceso. Su amor y comprensión en todo momento han sido un pilar fundamental en mi vida, especialmente cuando no tenía la energía suficiente para continuar. Su constante aliento y fe en mí me han dado la fuerza para seguir adelante y alcanzar mis metas. No podría haber logrado esto sin ti, Sofía.

Resumen

Para este trabajo se establece una metodología de caracterización territorial para los sistemas de paneles PV a base de un estudio proveniente de KGPV con enfoque climatológico, pero con una pequeña modificación para adaptar uno de los parámetros que se utilizan para definir esta misma con el objetivo de facilitar el uso de esta.

Al mismo tiempo se busca emplear una metodología existente para obtener tasas de degradaciones de módulos PV en base a condiciones meteorológicas de la zona de Chile, para evidenciar cómo se comportan estas mismas y distinguir cuales son las más relevantes.

Esto se pudo realizar gracias a tres fuentes de datos provenientes de distintas fuentes, como lo es la Universidad Técnica Federico Santa María (UTFSM), la empresa Solargis y del Instituto de Investigaciones Agropecuarias de Chile (INIA), los cuales poseen diferentes métodos de obtención, además de ser de diferentes brechas temporales, pero con ciertas coincidencias en algunos de estos.

Con estos análisis en conjunto (caracterización territorial y tasas de degradación) se obtuvo resultados prometedores frente a la distinción de los tipos de condiciones climáticas que afectan de mayor manera y valores congruentes en este mismo, donde destaca la facilidad para poder emplear esta información como una aproximación a la realidad.

Abstract

For this work, a territorial characterization methodology is established for PV panel systems based on a study from KGPV with a climatological focus, but with a minor modification to adapt one of the parameters used to define it, aiming to facilitate its use.

At the same time, there is an effort to employ an existing methodology to obtain degradation rates of PV modules based on the meteorological conditions of the Chilean region, to demonstrate how these behave and to distinguish which are the most relevant.

This was possible thanks to three data sources from different origins, such as the Universidad Técnica Federico Santa María (UTFSM), the Solargis company, and the Chilean Instituto de Investigaciones Agropecuarias de Chile (INIA), which have different methods of data collection, and are from different time spans, but with some coincidences in some of these.

With these analyses combined (territorial characterization and degradation rates), promising results were obtained in distinguishing the types of climatic conditions that have a greater impact and congruent values in this respect, highlighting the ease of using this information as an approximation to reality.

Glosario

I_{sc} : Corriente de cortocircuito

V_{oc} : Voltaje de circuito abierto

c-Si: Silicio Cristalino

multi-Si: Silicio policristalino

mono-Si: Silicio monocristalino

I-V: Corriente – Voltaje

PR: Relación de desempeño (Performance Ratio)

PV: Fotovoltaico (Photovoltaic)

STC: Condiciones de prueba estándar (Standard Test Conditions)

INIA: Instituto de Investigación Agropecuarias

AOI: Ángulo de Incidencia

PoA: Plane of Array (Plano de incidencia)

EVA: Etileno Vinil Acetato

ERNC: Energías Renovables No Convencionales

GHI: Irradiancia Global Horizontal

KGPV: Köppen-Geiger-Photovoltaic

TP-zones: Temperature-precipitation-zones (zonas temperatura-precipitación)

I-zones: Irradiation-zones (zonas de irradiación)

BIPV: Building integrated photovoltaics (Fotovoltaica integrada en edificios)

Índice de Contenidos

1	Objetivo General.....	14
2	Objetivos específicos	14
3	Estado del Arte.....	15
3.1	Caracterización territorial.....	15
3.1.1	Norma IEC 61215-2:2021.....	15
3.2	Metodologías existentes para caracterización territorial	16
3.3	Metodologías para evaluar degradación.....	28
3.4	Modelo de tasa de degradación	33
3.4.1	Hidrólisis.....	34
3.4.2	Fotodegradación.....	35
3.4.3	Termo-mecánica.....	36
3.4.4	Tasa de degradación para condiciones outdoor	36
4	Información utilizada.....	38
4.1	Estaciones meteorológicas de UTFSM	39
4.1.1	Ubicación de estaciones meteorológicas.....	44
4.2	Información de Solargis	45
4.2.1	Ubicación información Solargis.....	46
5	Caracterización territorial	48
5.1	Metodología Köppen-Geiger.....	48
5.1.1	Propuesta caracterización territorial.....	48
5.2	Mapa de caracterización territorial.....	54
6	Degradación por condiciones climáticas	57
6.1	Metodología para evaluar degradación	57
6.2	Datos utilizados	57
6.3	Procedimiento para cálculo de degradación.....	60
6.3.1	Cálculo de temperatura de módulo	60
6.3.2	Cálculo de humedad relativa efectiva	61
6.3.3	Cálculo de radiación UVA y UVB.....	61
6.4	Metodología para evaluar degradación	62

6.5	Mapa de degradaciones	64
7	Correlación de tasas de degradación.....	66
7.1	Comprobación con estaciones meteorológicas.....	66
7.2	Degradación por Hidrólisis y la elevación	67
7.3	Degradación por Fotodegradación y la elevación	67
8	Conclusiones	68
9	Anexos	72
10	Referencias.....	73

Índice de Tablas

Tabla 3-1: Parámetros eléctricos de los dos módulos con efecto de oscurecimiento después del estrés UV [8].	16
Tabla 3-2: Condiciones más frecuentes de radiación UV y temperatura del módulo; y radiación UV y humedad relativa para diferentes zonas climáticas [8].	19
Tabla 3-3: Condiciones de prueba por zona climática para la radiación UV, humedad y temperatura [8].	19
Tabla 3-4: Relación de Superficie Terrestre por zona climática que indica la porción de superficie terrestre para cada zona climática sobre el total [9].	23
Tabla 3-5: Densidad de Población por zona climática que representa el promedio de la densidad de población para cada zona climática en el mundo [9].	24
Tabla 3-6: Indicador de Densidad de Población-Superficie por zona climática calculado multiplicando las Tablas 1 y 2 [9].	24
Tabla 3-7: Suposiciones aplicadas en el procedimiento de etiquetado KGPV fusionando las zonas más relevantes próximas a ellas indicadas por las flechas. Diferentes colores etiquetan las zonas TP [9].	25
Tabla 3-8: Suposiciones aplicadas en el procedimiento de etiquetado KGPV fusionando las zonas más relevantes próximas a ellas indicadas por las flechas. Diferentes colores etiquetan las zonas TP.	29
Tabla 3-9: Parámetros del modelo extraídos para módulos exteriores [25].	38
Tabla 4-1: Equipos de medición para las estaciones meteorológicas.	42
Tabla 4-2: Ubicación de las estaciones meteorológicas instaladas por la Universidad Técnica Federico Santa María.	44
Tabla 4-3: Ubicación de los puntos geográficos con información que entrega Solargis.	46
Tabla 5-1: Las zonas de Temperatura-Precipitación (TP-)zones basadas en los criterios del esquema KGPV, con la distinción del cambio de humedad relativa.	49

Tabla 5-2: Suposiciones aplicadas en el procedimiento de etiquetado KGPV fusionando las TP-zonas modificadas con las I-zones.....	50
Tabla 5-3: Suposiciones aplicadas en el procedimiento de etiquetado KGPV fusionando las TP-zonas modificadas con las I-zones.....	51
Tabla 5-4: Valores de GHI acuíludo, humedad relativa promedio anual, temperatura promedio anual y temperatura mínima promedio mensual, para las estaciones meteorológicas durante el período 2021, excluyendo Santiago que pertenece al año 2023.....	54
Tabla 6-1: Información de las estaciones meteorológicas del instituto INIA de Chile que se utilizarán.....	59
Tabla 6-2: Valores de degradaciones para cada una de las estaciones seleccionadas de la base de datos de INIA.	62
Tabla 7-1: Valores de degradaciones para las estaciones de la universidad UTFSM.	66
Tabla 7-2: Valores de degradaciones para los puntos geográficos establecidos por Solargis.....	66

Índice de Figuras

Figura 3-1: Análisis estadístico de las tasas de degradación de varios parámetros de módulos fotovoltaicos después de 20 años de exposición a UV [8].	17
Figura 3-2: Concepto general usado para el enfoque [9]	20
Figura 3-3: Las zonas de Temperatura-Precipitación (TP-)zonas basadas en los criterios del esquema KGPV [9].	22
Figura 3-4: Los umbrales para las zonas de Irradiación (I-) basados en la Irradiación Horizontal Global Anual [9].	23
Figura 3-5: Clasificación climática fotovoltaica Köppen-Geiger con las 12 zonas climáticas más relevantes (excluyendo la Antártida). La primera letra indica las zonas de Temperatura-Precipitación (TP): A-Tropical, B-Desierto, C-Estepa, D-Templado, E-Frío y F-Polar. La segunda letra indica las zonas de Irradiación (I): K-Muy Alta, H-Alta, M-Media y L-Baja irradiación [9].	26
Figura 3-6: Clasificación de cuatro zonas climáticas BIPV basadas en la Radiación Horizontal Global (1-baja, 2-media, 3-alta y 4-muy alta con valores correspondientes de <math><1000 \text{ kWh/m}^2</math>, $1000\text{--}1450 \text{ kWh/m}^2$, $1450\text{--}1850 \text{ kWh/m}^2$ y más de 1850 kWh/m^2, respectivamente) en ciudades y/o regiones con artículos de investigación BIPV analizados por esta revisión [10].	27
Figura 3-7: Ciudades de todo el mundo con un aumento de la temperatura media anual ΔT en 2050 bajo el RCP4.5 (categorizado como bajo para $\Delta T < 1 \text{ }^\circ\text{C}$, medio 1–1.5 $^\circ\text{C}$, alto 1.5–2 $^\circ\text{C}$ y muy alto $>2.0 \text{ }^\circ\text{C}$) [10].	28
Figura 3-8: Modos representativos de degradación de módulos fotovoltaicos de silicio durante los últimos 10 años [24].	29
Figura 3-9: Gráfico circular del uso de métodos para determinar tasas de degradación a) antes del 2000 y b) después del 2000 [23].	32
Figura 3-10: Gráfico circular del porcentaje del número de mediciones realizadas para determinar las tasas de degradación [23].	33
Figura 3-11: Diagrama esquemático de las hipótesis del [25].	34

Figura 3-12: Diagrama esquemático que muestra las tasas en condiciones controladas de interior y la naturaleza sinérgica de las condiciones exteriores [25]; Error! No se encuentra el origen de la referencia.	37
Figura 4-1: Estación meteorológica ubicada en la localidad de Finis Terrae.	40
Figura 4-2: Estación meteorológica ubicada en el techo de la Universidad Técnica Federico Santa María.	40
Figura 4-3: Entradas y conexiones de CR-310 de Campbell Scientific, utilizado para monitoreo y registro de datos.	41
Figura 4-4: Entradas y conexiones de CR-1000 de Campbell Scientific, utilizado para monitoreo y registro de datos.	42
Figura 4-5: Solarlight PMA 1110L-WP a), Solarlight PMA 1106L-WP b) y HMP60 c).....	43
Figura 4-6: Piranómetro CMP10 a), piranómetro Eko ML-01 b) y cs-240 c).	43
Figura 4-7: Ubicación de la estación meteorológica de Diego de Almagro a) y estación meteorológica de Finis Terrae b).	45
Figura 4-8: Ubicación de la estación meteorológica de PSDA a) y estación meteorológica de Santiago b).....	45
Figura 4-9: Ubicación del punto geográfico de Diego de Almagro a) y punto geográfico de Finis Terrae b).	47
Figura 4-10: Ubicación del punto geográfico de la Plataforma de Antofagasta a) y punto geográfico de El Águila b).	47
Figura 5-1: Temperatura mensual durante el año 2021 en la localidad de Diego de Almagro.....	52
Figura 5-2: Humedad relativa mensual durante el año 2021 en la localidad de Diego de Almagro.....	52
Figura 5-3: GHI acumulado mensual durante el año 2021 en la localidad de Diego de Almagro.....	53
Figura 5-4: Radiación UVA y UVB acumulado mensual durante el año 2021 en la localidad de Diego de Almagro.....	53

Figura 5-5: Mapa de la caracterización territorial para las zonas con las estaciones meteorológicas.	56
Figura 6-1: Mapa interactivo de las estaciones meteorológicas de la página web oficial de INIA.	58
Figura 6-2: Gráfico de tasas de Hidrólisis, Fotodegradación y Termo-mecánica en estaciones seleccionadas a lo largo de Chile.	63
Figura 6-3: Gráfico de tasa de degradación total en estaciones seleccionadas a lo largo de Chile.	63
Figura 6-4: Mapa de degradación PV. A) Por Hidrólisis b) Por Fotodegradación, para las estaciones meteorológicas proveniente de INIA que se utilizaron.	64
Figura 6-5: a) Mapa de degradación PV por Termo.mecánica. b) Mapa de degradación PV del modelo Kaaya, para condiciones outdoor en estaciones meteorológicas provenientes de INIA.	65
Figura 6-6: Mapa de elevación de las estaciones meteorológicas provenientes de INIA.	65
Figura 7-1: Gráfico de tasa de degradación por Hidrólisis en comparación con la altura.	67
Figura 7-2: Gráfico de tasa de degradación por Fotodegradación en comparación con la altura.	67
Figura 9-1: Gráfico de tasa de degradación por Termo-mecánica en comparación con la altura.	72
Figura 9-2: Gráfico de tasa de degradación total en comparación con la altura.	72

Introducción

Hoy en día se sabe que la generación de energía eléctrica a base de fuentes renovables se encuentra en crecimiento, y es debido a esto que las metodologías para la obtención de estas mismas se encuentran bajo constante desarrollo y evaluación. Es por esto mismo que con una exposición de 3.000 horas solares de irradiación por año [1], la energía solar se ha vuelto tan importante y una de las principales para utilizar dentro de nuestro país como Chile, ya que se espera que la generación de esa misma llegue a los 4.500 GW para el año 2050 [2].

Como ya se mencionó anteriormente la importancia de la energía solar se encuentra en aumento, debido incluso al cierre inminente de las plantas de generación termoeléctricas para lo que sería en el año 2030, disminuyendo cada vez más la contribución a la generación de energía eléctrica mediante el carbón [3].

Con la generación eléctrica solar en su innegable crecimiento, es que se desprenden problemáticas al momento de tener que evaluar lo que son los desperdicios de los paneles fotovoltaicos, ya que se encuentran estimados para ser entre un 4% y 14% para el año 2030 y más del 80% para el año 2050, debido a la vida media de estos mismos se establece para 25 años, con una tasa de degradación lineal evaluada por año de funcionamiento entregada por los fabricantes [4].

Estas tasas de degradación pueden variar mucho dependiendo de múltiples factores, donde las condiciones climáticas toman un rol muy importante a considerar para esto, debido a que la variabilidad de estas mismas afecta en variados aspectos en el desempeño de los módulos fotovoltaicos, como los climas con temperaturas, altas generan tasas de degradación mucho mayores [5].

Dentro de las evaluaciones de las tasas de degradación, anteriormente se aproximaba a un valor de 0,8% por año para los paneles fotovoltaicos, pero a la actualidad variados estudios han demostrado que se aproxima de mejor manera a valores entre el 0,6% y el 0,7% por año [6].

La caracterización territorial busca generar una ilustración mucho más gráfica en el efecto de las condiciones climáticas sobre el desempeño de los módulos fotovoltaicos, pero para eso se han utilizado múltiples metodologías distintas, las cuales todas utilizan parámetros distintos frente a esta caracterización, pero variadas de estas utilizan un par de condiciones similares, las cuales constan de la temperatura ambiente, la radiación e incluso la humedad relativa [6].

1 Objetivo General

El proyecto Fondef N° ID21I10424 consiste en el desarrollo de estándares y certificación de metodologías para componentes fotovoltaicos expuestos a climas de alta radiación, y como aporte a este proyecto se realiza esta memoria que tiene como objetivo general estimar territorialmente la degradación de paneles fotovoltaicos en base a factores acelerantes climáticos, mediante el uso de la información entregada por distintas fuentes de información meteorológica incluyendo estaciones meteorológicas instaladas por parte de la universidad y fuentes de información público y privada, en ciertas localidades de Chile, para luego evidenciar de manera gráfica la degradación en estas.

2 Objetivos específicos

2.1 Realizar una revisión bibliográfica de la metodología de caracterización territorial y degradación existente.

2.2 Análisis de datos meteorológicos obtenidos por distintas fuentes de información.

2.3 Identificar factores acelerantes por zona geográfica.

2.4 Estimar degradación de módulos fotovoltaicos en distintas localidades de Chile.

3 Estado del Arte

Debido a que no existe una metodología establecida de manera formal, es que gran parte de los autores utilizan una clasificación personal para la caracterización territorial en base a diferentes variables meteorológicas y desempeño de los módulos fotovoltaicos.

3.1 Caracterización territorial

Cabe destacar que, para el funcionamiento óptimo de los módulos fotovoltaicos, es necesario que se realice una revisión a la normativa existente.

3.1.1 Norma IEC 61215-2:2021

Para el año 2021, se tuvieron que actualizar las normas dentro de IEC [7], donde se establecen los parámetros para el diseño cuantitativo de módulos fotovoltaicos a largo plazo para una operación al aire libre. Esta norma realiza la asignación de pruebas, las cuales son necesarias para poder determinar cuáles son los parámetros para que estos módulos funcionen de manera óptima al aire libre, dentro de un parámetro estándar. Cabe destacar que en esta norma se establecen las pruebas de componentes que posean una alta confianza en los módulos, no así con en la norma 61215-1:2021, que establece los mecanismos para la degradación a largo plazo solamente obtenibles mediante pruebas de manera empírica, produciendo fallas y las condiciones de estrés. A pesar de que dentro de esta norma se encuentran las condiciones para las cargas mecánicas y eléctricas, se busca principalmente establecer las que se enfocan en las condiciones climáticas, con el objetivo de

montar un principio (preliminar) del funcionamiento de estos en el exterior.

3.2 Metodologías existentes para caracterización territorial

Existen variadas metodologías para poder asignar una caracterización territorial para las diferentes zonas, donde se busca realizar la evaluación para la instalación o un análisis de las zonas ya existentes donde se ubican ciertas granjas o conjuntos de módulos fotovoltaicos.

En India [8] se estudió la exposición de módulos de tecnología monocristalina durante un período de 20 años de exposición, donde se busca estudiar el impacto de la irradiación UV sobre los módulos fotovoltaicos en conjunto con una simulación para evaluar el envejecimiento acelerado enfocado para distintas zonas. Para esto se midió el rendimiento de los parámetros eléctricos después de esta exposición prolongada de 20 años, donde los parámetros a evaluar corresponden a los valores de potencia máxima (P_{max} [W]), la corriente de cortocircuito (I_{sc} [A]) y el voltaje de circuito abierto (V_{oc} [V]). Además de analizar el efecto de la exposición durante los 20 años, es que este estudio busca demostrar como una simulación elaborada (en un laboratorio indoor) de manera empírica se asimila a las condiciones de exposición y busca comparar el comportamiento de estas propiedades eléctricas al momento antes y después de estas condiciones, como se muestra en la Tabla 3-1.

Tabla 3-1: Parámetros eléctricos de los dos módulos con efecto de oscurecimiento después del estrés UV [8].

Module no	Initial STC data before installation in the field			STC data after 20 years of exposure in the field			STC data after the stress of 5 kWh, 60 °C			STC data after the stress of 15 kWh, 60 °C			STC data after the stress of 30 kWh, 60 °C		
	I_{sc} (A)	V_{oc} (V)	P_{max} (W)	I_{sc} (A)	V_{oc} (V)	P_{max} (W)	I_{sc} (A)	V_{oc} (V)	P_{max} (W)	I_{sc} (A)	V_{oc} (V)	P_{max} (W)	I_{sc} (A)	V_{oc} (V)	P_{max} (W)
1	4.87	21.88	76.8	4.42	21.05	58.82	4.32	14.64	52.18	4.13	10.21	24.4	2.69	10.11	13.4
2	4.85	21.87	76.67	4.37	20.86	60.09	4.19	10.75	24.9	3.93	10.73	19.87	1.04	10.09	6.5

Cabe destacar que estos parámetros eléctricos son los que se evalúan para ambos tipos de condiciones de exposición y de simulación, pero específicamente para la exposición de 20 años de los módulos fotovoltaicos es que se pudo evaluar el efecto de una suma mayor de parámetros eléctricos y su tasa de degradación anual de manera porcentual ([%/año]), como se muestra en la Figura 3-1. De estas tasas de degradaciones anuales se extrae que los valores que se mencionaron anteriormente de potencia máxima, corriente de cortocircuito y voltaje de circuito abierto corresponden a 1,49 [%/año], 0,59 [%/año] y 0,29 [%/año] correspondientemente.

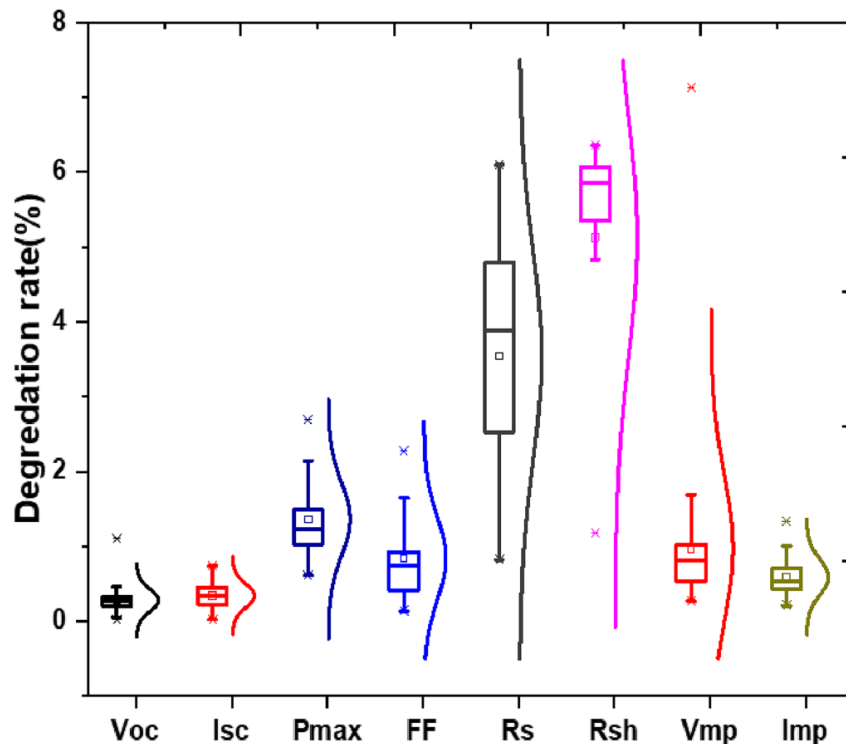


Figura 3-1: Análisis estadístico de las tasas de degradación de varios parámetros de módulos fotovoltaicos después de 20 años de exposición a UV [8].

Para poder evaluar el efecto de la temperatura e irradiación sobre los módulos expuestos en el exterior es que se tuvo que utilizar una cámara de UV de manera indoor, donde se tuvo que realizar esta prueba a 2 módulos fotovoltaicos de manera posterior a los 20 años de exposición, donde se les

aplicó un estrés de irradiación UV y temperatura según la norma IEC 61212, donde se administran ciertas dosis de $30 \text{ [kW/m}^2\text{]}$ a una temperatura de $60 \text{ [}^\circ\text{C]}$, donde los parámetros eléctricos se tuvieron que evaluar en condiciones STC. Después se tuvo que aplicar una dosis de $5 \text{ [kWh/m}^2\text{]}$, $15 \text{ [kWh/m}^2\text{]}$ y $30 \text{ [kWh/m}^2\text{]}$, donde se tuvo que retirar los módulos durante 1 [hora] , ya que la cámara UV se utilizó para las pruebas no posee los requerimientos necesarios para probar el mismo módulo dentro de sí misma. Estas especificaciones se pueden evidenciar en la Tabla 3-1.

Luego de realizar la exposición en el exterior, es que se pudo conocer la tasa de degradación de corriente de cortocircuito, la cual corresponde a un valor de $9,2 \text{ [%]}$ al $9,8\text{[%]}$ aproximadamente, la que equivale a la degradación de voltaje en circuito abierto es de $3,7 \text{ [%]}$ al $4,6 \text{ [%]}$ y la degradación de la potencia se ubica entre un 21 [%] y un 23[%] . Se estimó que al momento de llegar a una exposición de $30 \text{ [kWh/m}^2\text{]}$ de irradiación UV en conjunto con una temperatura de $60 \text{ [}^\circ\text{C]}$ es que ambos módulos fotovoltaicos llegan a un punto de entre 80 [%] y 90 [%] de degradación, lo cual es considerar un punto de no retorno o no utilidad frente al funcionamiento de estos paneles, debido a que tanto la temperatura como la irradiación UV degradan la unión que se efectúa en la célula solar.

Posterior de realizar este análisis de exposición de módulos, es que se establecieron las condiciones más frecuentes de irradiación UV y humedad relativa, como también temperatura de módulo y de irradiación UV para variadas zonas climáticas. Donde además de la anterior categoría, las zonas climáticas también se dividen en variadas categorías en términos de frecuencia, de energía y condiciones extremas para cada una de las zonas, como se puede evidenciar en la Tabla 3-2.

Tabla 3-2: Condiciones más frecuentes de radiación UV y temperatura del módulo; y radiación UV y humedad relativa para diferentes zonas climáticas [8].

Climatic zones	UV radiation and module temperature			UV radiation and relative humidity		
	MFC in terms of count	MFC in terms of energy	Extreme conditions	MFC in terms of count	MFC in terms of energy	Extreme conditions
Hot & dry	3 W/m ² , 35 °C; 10 W/m ² , 50 °C; 15 W/m ² , 60 °C	15 W/m ² , 60 °C	19 W/m ² , 70 °C	10 W/m ² , 25 % RH	13 W/m ² , 15 % RH	18 W/m ² , 60 % RH
Hot & humid	3 W/m ² , 30 °C	14 W/m ² , 55 °C	30 W/m ² , 75 °C	4 W/m ² , 75 % RH; 14 W/m ² , 70 % RH; 16 W/m ² , 70 % RH	16 W/m ² , 70 % RH	25 W/m ² , 85 % RH
Composite	2 W/m ² , 25 °C	13 W/m ² , 55 °C	20 W/m ² , 70 °C	1 W/m ² , 90 % RH	13 W/m ² , 10 % RH	20 W/m ² , 75 % RH
Cold & sunny	5 W/m ² , 10 °C	18 W/m ² , 40 °C	29 W/m ² , 60 °C	5 W/m ² , 10 % RH; 16 W/m ² , 10 % RH	17 W/m ² , 10 % RH	25 W/m ² , 60 % RH

Finalmente se establecen las condiciones de prueba para las diferentes zonas climáticas que existen en India, pero enfocado para las condiciones totales de irradiación UV, temperatura y humedad relativa. Estas condiciones se establecen en proyecciones anuales a través de las estimaciones y mediciones.

Tabla 3-3: Condiciones de prueba por zona climática para la radiación UV, humedad y temperatura [8].

Climatic condition	Mount configuration	Tilt	Relative humidity (%)	Module temperature (°C)	Annual UV dose (kWh)		UV dose for 5 years (kWh)		Universal Testing condition proposed	
					Front	Back	Front	Back	Front	Back
Hot & dry	Open rack	Equal to latitude	60	70	30	3	150	15	75 °C, 85 % RH,	75 °C, 85 % RH,
Hot & humid			85	75	45	4.5	225	22.5		
Composite			75	70	38	3.8	190	19		
Cold & sunny			60	60	48	4.8	240	24		

Otro de los autores más influyentes para este tipo de problemáticas son los que buscan demostrar como el esquema presentado por la KGPV (Köppen-Geiger-Photovoltaic) [9], los cuales buscan establecer una comparación de las zonas climáticas presentadas por estos mismos y relacionarlos con ciertos indicadores relevantes para los módulos fotovoltaicos, los cuales son el rendimiento energético, la relación de desempeño y la temperatura de operación del módulo.

Para poder realizar la clasificación de climática de manera global y el modelado de rendimiento de los paneles fotovoltaicos, donde se combinan una variedad de parámetros para generar un grillado compuesto de datos tabulados, es que se deben realizar una serie de pasos. Dentro de este tipo de acercamiento a la elaboración de este trabajo es que se presenta la Figura-3-2, donde se puede evidenciar de mejor manera como es que los parámetros de ingreso provienen de variados orígenes y en diferente formato, como lo es la información de la temperatura ambiente, la precipitación acumulada y la irradiación, donde cabe destacar que estos tipos de “datasets” provienen con múltiples enfoques, pero se utilizan solamente los que son necesarios para la investigación.

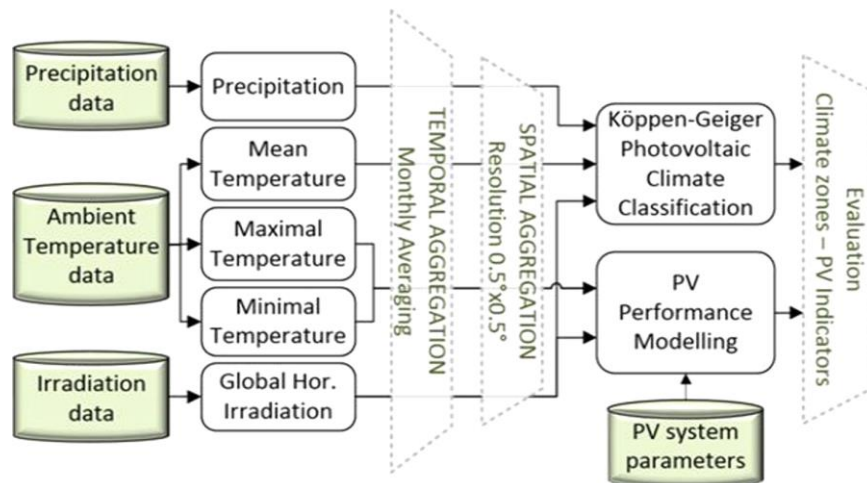


Figura 3-2: Concepto general usado para el enfoque [9]

De la información que se ingresa es que de cada una se utilizan ciertos criterios específicos, como lo es la precipitación acumulada, la temperatura media, la temperatura máxima, la temperatura mínima y la irradiación global horizontal, de los cuales se buscan utilizar en una tasa mensual de cada uno, para poder evidenciar como este afecta de manera temporal a los módulos fotovoltaicos y generar una aproximación mucho más certera para el año completo de funcionamiento. En conjunto con esto, es que se utiliza un grillado de resolución de $0,5 [^\circ] \times 0,5 [^\circ]$ aplicando además una interpolación bilinear en el globo, lo que es suficiente para poder mantener un tiempo de trabajo computacional razonable al momento de poder evaluar las zonas climáticas de KGPV y el rendimiento de los paneles fotovoltaicos. A pesar de que variados autores establecieron diferentes tipos de resolución de grillado con valores de $0,1 [^\circ] \times 0,1 [^\circ]$ (de donde se obtiene al mismo tiempo la información de la precipitación, la cual es una base de datos llamada “GPCCv2018” y elaborada por el Centro Global de Precipitación Climatológico, a base del servicio de Clima de Alemania) [11] o de $250 [km] \times 250 [km]$ [12] que buscaban proyectar una simulación de la variabilidad de las condiciones climáticas desde al año 2015 hasta el año 2100, extrayendo la información creada a partir de otra simulación de las condiciones climáticas elaborada por el Instituto Pierre Simon Laplace (IPSL) [13].

Con la información espacial y la temporal por parte de los ejes que se buscan establecer en este estudio, se procede a utilizarlos para poder generar de primera instancia la clasificación climática para la KPGV, la cual busca establecer dos criterios, los cuales se componen de lo que serían primero las TP-zones, definidas por el esquema de KGPV [9], donde estos se definen como *A-Tropical*, *B-Desert*, *C-Steppe*, *D-Temperate*, *E-Cold* y *F-Polar* (Tropical, Desértico, Estepa, Templado, Frío y Polar) los cuales usan un criterio presentado en la Figura 3-3.

TP-zones	Criteria	Order of Classification
A - Tropical	$+18\text{ °C} \leq T_{ann_{min}}$	4 th
B - Desert	$Prec_{ann} \leq 5 Prec_{th}$	2 nd
C - Steppe	$5 Prec_{th} < Prec_{ann} \leq 10 Prec_{th}$	3 rd
D - Temperate	$-3\text{ °C} < T_{ann_{min}} < +18\text{ °C}$	5 th
E - Cold	$T_{ann_{min}} \leq -3\text{ °C}$	6 th
F - Polar	$T_{ann_{max}} \leq +10\text{ °C}$	1 st

Figura 3-3: Las zonas de Temperatura-Precipitación (TP)-zones basadas en los criterios del esquema KGPV [9].

El segundo criterio que consta de las zonas de irradiación o I-zones, los cuales se definen como L-Low, M-Medium, H-High y K-Very High (Bajo, Medio, Alto y Muy Alto), los cuales corresponde al percentil 30th, el 50th y el 80th, desde el valor de M-Medio en adelante correspondientemente, donde sus valores corresponden a 1.130 [kWh/m²], 1560 [kWh/m²] y 2070 [kWh/m²] respectivamente (Figura 3-4). Cabe destacar que todos estos valores buscan establecer una tasa anual para la radiación global horizontal, además de eliminar todos los valores más bajos de 30 [W/m²] y mayores de 1.300 [W/m²], al momento de obtener la información para poder utilizarla.

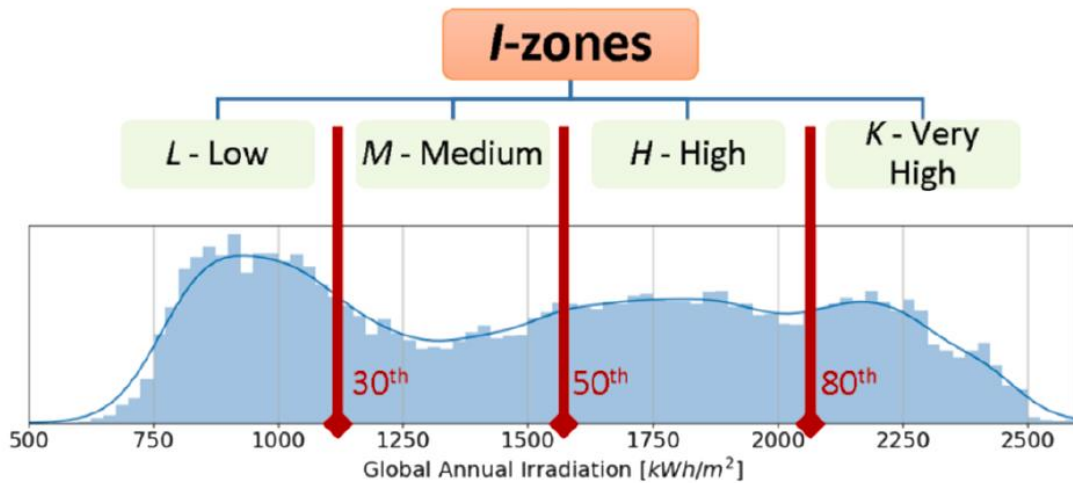


Figura 3-4: Los umbrales para las zonas de Irradiación (I-) basados en la Irradiación Horizontal Global Anual [9].

Combinando las seis TP-zones y las cuatro I-zones es que se obtiene un total de 24 zonas para poder elaborar la clasificación en conjunto con una asignación de dos letras para cada una, pero de estas zonas es que se pueden ignorar unas cuantas debido a que no poseen una relevancia tan significativa como las otras, y para esto se realiza una análisis de terreno que busca definir la porción de tierra por zona climática definida anteriormente sobre la tierra en el planeta, para otorgarle un porcentaje (Tabla 3-4).

Tabla 3-4: Relación de Superficie Terrestre por zona climática que indica la porción de superficie terrestre para cada zona climática sobre el total [9].

Land-Surface Ratio		I-zones			
		L	M	H	K
TP-zones	A – Tropical	0.04%	2.80%	11.11%	1.77%
	B – Desert	0.00%	0.17%	3.36%	12.05%
	C – Steppe	0.01%	1.20%	5.25%	4.44%
	D – Temperate	0.76%	4.54%	7.58%	0.84%
	E – Cold	20.24%	10.12%	2.10%	0.10%
	F – Polar	8.95%	1.17%	0.61%	0.80%

Luego busca generar un nexo con la densidad de población, ya que la mayoría de los largos sistemas de módulos fotovoltaicos se encuentran cercanos a conjunto de localidades pobladas, generando una correlación entre esta densidad y las zonas climáticas para obtener un promedio de densidad de población por zona climática (Tabla 3-5)

Tabla 3-5: Densidad de Población por zona climática que representa el promedio de la densidad de población para cada zona climática en el mundo [9].

Population Density [people/km ²]		I-zones			
		L	M	H	K
TP-zones	A – Tropical	28.36	23.64	80.53	67.71
	B – Desert	0.00	3.92	31.07	13.98
	C – Steppe	0.48	11.11	81.29	25.77
	D – Temperate	149.99	143.98	129.07	73.92
	E – Cold	4.71	29.29	41.29	16.23
	F – Polar	0.04	0.28	8.62	1.62

Finalmente se multiplican estas dos tablas (3-4 y 3-5) para poder obtener de manera directa una relación entre la densidad de población por zona climática y la superficie de la tierra, obteniendo lo que se llama “indicador de superficie-población densidad”.

Tabla 3-6: Indicador de Densidad de Población-Superficie por zona climática calculado multiplicando las Tablas 1 y 2 [9].

Surface-Population Density indicator		I-zones			
		L	M	H	K
TP-zones	A – Tropical	0.59	0.66	8.95	1.20
	B – Desert	0.00	0.01	1.04	1.68
	C – Steppe	0.00	0.13	4.26	1.14
	D – Temperate	1.14	6.53	9.79	0.62
	E – Cold	0.95	2.96	0.87	0.02
	F – Polar	0.00	0.00	0.05	0.01

Esta tabla final (Tabla 3-6) se utiliza para poder conservar los 12 valores más altos de zonas climáticas y así poder eliminar gran parte de las zonas que no se utilizan debido a su baja viabilidad para poder establecer un proyecto con tecnología de paneles fotovoltaicos, a excepción de las zonas polares, donde solo se conserva la que tienen menor valor de irradiación, debido a que esta es la más representativa para esta categoría de TP-zone. Las 12 zonas conservadas son las que se muestran a continuación en la Tabla 3-7.

Tabla 3-7: Suposiciones aplicadas en el procedimiento de etiquetado KGPV fusionando las zonas más relevantes próximas a ellas indicadas por las flechas. Diferentes colores etiquetan las zonas TP [9].

Selected Zones		I-zones			
		L	M	H	K
TP-zones	A – Tropical	→	→	√	√
	B – Desert	→	→	√	√
	C – Steppe	→	→	√	√
	D – Temperate	√	√	√	←
	E – Cold	√	√	←	←
	F – Polar	√	←	←	←

De estos últimos valores de zonas climáticas es que se puede generar el esquema de la KGPV para la clasificación de las zonas climáticas como se puede evidenciar en la Figura 3-5, que posee las letras *AK, AH, BK, BH, CK, CH, CDH, DM, DL, EM, EL* y *FL*.

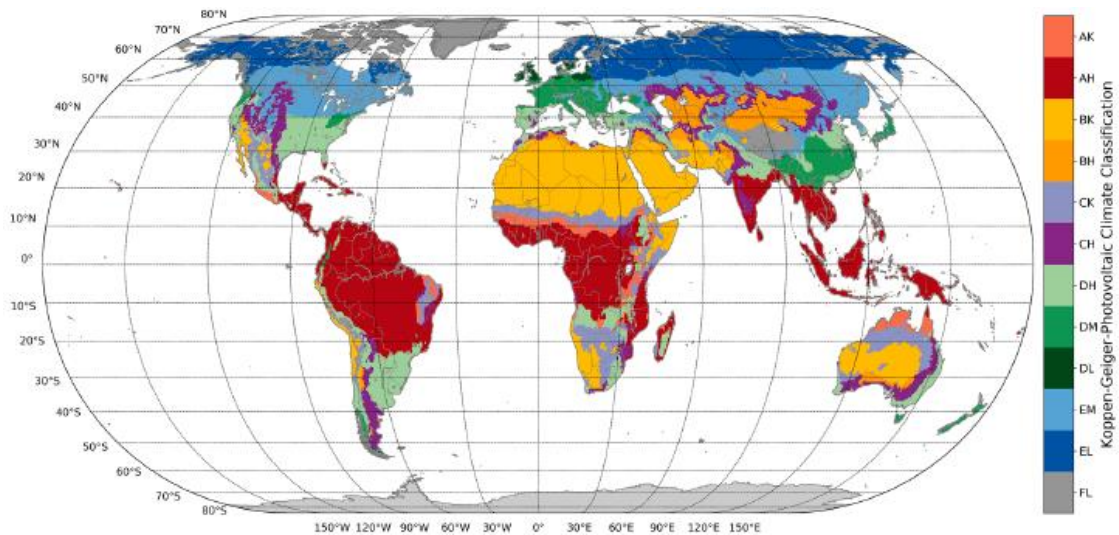


Figura 3-5: Clasificación climática fotovoltaica Köppen-Geiger con las 12 zonas climáticas más relevantes (excluyendo la Antártida). La primera letra indica las zonas de Temperatura-Precipitación (TP): A-Tropical, B-Desierto, C-Estepa, D-Templado, E-Frío y F-Polar. La segunda letra indica las zonas de Irradiación (I): K-Muy Alta, H-Alta, M-Media y L-Baja irradiación [9].

Otra de las metodologías para poder elaborar una clasificación climática es la que se efectúa por otro autor [10], donde se basa en las clasificaciones de la KGPV para generar una caracterización personal, donde utiliza como principales factores la radiación global horizontal y la temperatura ambiente. Dentro del uso de la radiación global horizontal es que se basa al, igual que en la realizada por la KGPV, en el uso de cuatro categorías con cantidades de menor a mayor irradiación y lo divide en zonas con números ascendentes. Estas zonas se dividen por cierto rango de irradiación para cada una, las cuales corresponden a <1.000 [kWh/m²/año], $1.000 - 1.450$ [kWh/m²/año], $1.450 - 1850$ [kWh/m²/año] y >1850 [kWh/m²/año], de manera respectiva para las zonas 1 a la 4. Estas zonas se ubican donde este estudio ha podido analizar con la información de los artículos, como se puede evidenciar en la Figura 3-6.

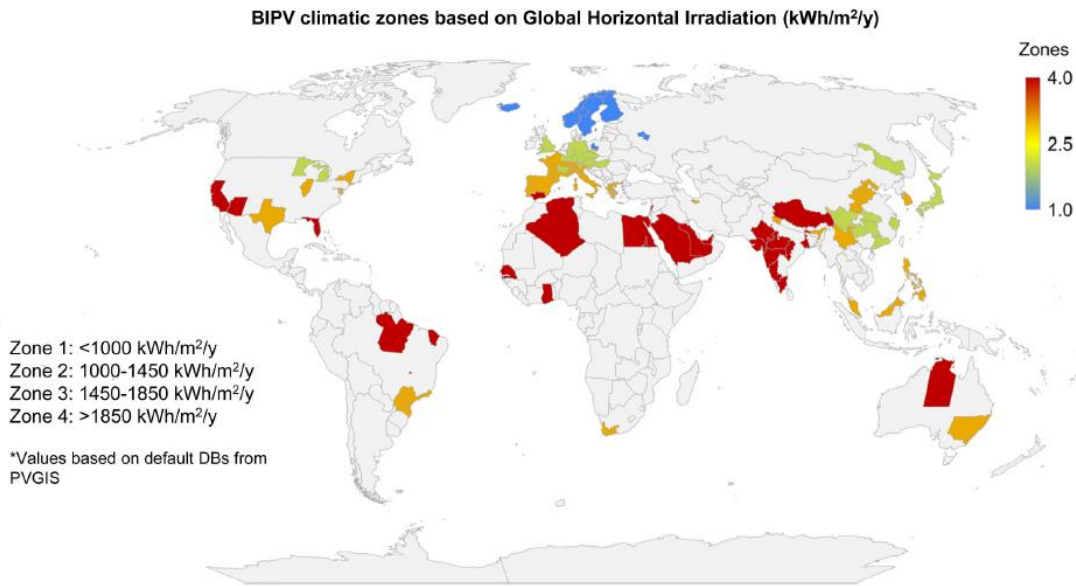


Figura 3-6: Clasificación de cuatro zonas climáticas BIPV basadas en la Radiación Horizontal Global (1-baja, 2-media, 3-alta y 4-muy alta con valores correspondientes de <1000 kWh/m², 1000–1450 kWh/m², 1450–1850 kWh/m² y más de 1850 kWh/m², respectivamente) en ciudades y/o regiones con artículos de investigación BIPV analizados por esta revisión [10].

Además de la clasificación (elaborada por ellos mismos a base de KGPV) es que utilizan otra más que se encarga de establecer los valores de incremento de temperatura por año para ciertas localidades conocidas [10], donde la clasificación, muy similar a la anterior de estos autores, se compone de cuatro zonas principales, donde los rangos corresponden a <1 [°C], 1 – 1,5 [°C], 1,5 – 2 [°C] y >2 [°C], respectivamente, con zonas desde la 1 hasta la 4 (Figura 3-7).

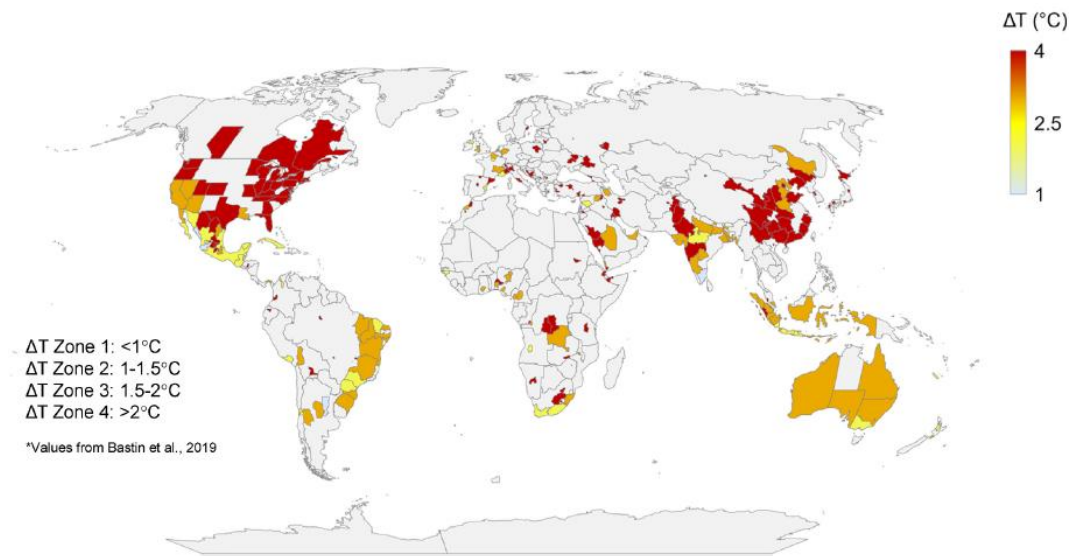


Figura 3-7: Ciudades de todo el mundo con un aumento de la temperatura media anual ΔT en 2050 bajo el RCP4.5 (categorizado como bajo para $\Delta T < 1^{\circ}\text{C}$, medio $1-1.5^{\circ}\text{C}$, alto $1.5-2^{\circ}\text{C}$ y muy alto $>2.0^{\circ}\text{C}$) [10].

3.3 Metodologías para evaluar degradación

La degradación de los paneles fotovoltaicos se compone de variadas razones, como fue expuesto en por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) en el 2017, las cuales consisten en puntos calientes (33%), decoloración de cintas (20%), rotura de vidrio (12%), decoloración de encapsulante (10%), rotura de células (9%) y degradación por potencial (PID, 8%) [24], como se puede evidenciar en la Figura 3-8.

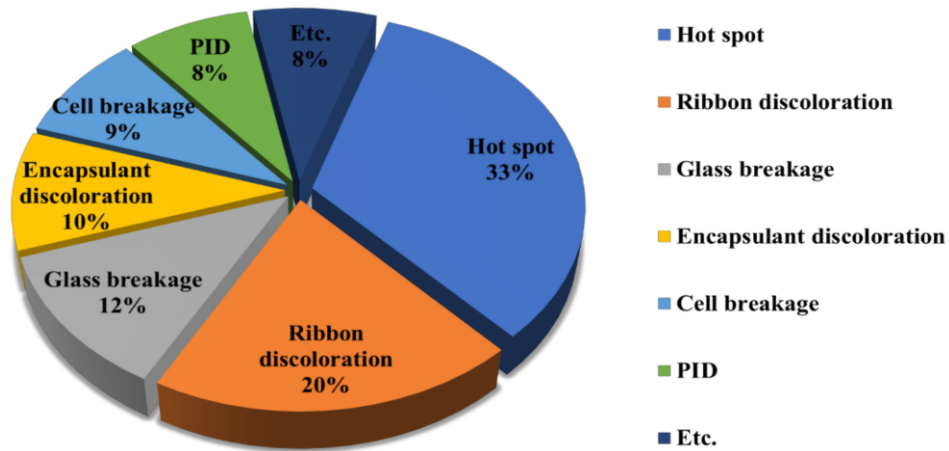


Figura 3-8: Modos representativos de degradación de módulos fotovoltaicos de silicio durante los últimos 10 años [24].

De esta investigación se extrajo además que un reporte con variados países con los variados modos y tasas de degradaciones, donde gran parte de estas degradaciones son provocadas por factores ambientales como lo es la temperatura ambiente y humedad para períodos más largos que 10 años.

Tabla 3-8: Suposiciones aplicadas en el procedimiento de etiquetado KGPV fusionando las zonas más relevantes próximas a ellas indicadas por las flechas. Diferentes colores etiquetan las zonas TP.

Country	Module Type	Degradation Rate	Cause of Degradation
Spain [7]	Multi-Si Solar Cell	-0.8% to -1.1%/year	Wind speed
Italy [8]	Multi-Si Solar Cell	-0.8% to -1.1%/year	PV cell shading
Cyprus [9]	Multi-Si Solar Cell	-0.8% to -1.1%/year	Solar irradiance and cell temp
Greece [10]	Multi-Si Solar Cell	-0.9% to -1.13%/year	Ambient temp, solar irradiation and wind speed
Poland [11]	Multi-Si Solar Cell	>-0.9%/year	Elevated air temp
India [12]	Mono-Si Solar Cells	-1.4%/year	High cell temp and humidity
Southern India [13]	Multi-Si Solar Cell	-1.3%/year	Air temp and high irradiance
Thailand [14]	Multi-Si Solar Cell	-1.5% to -4.9%/year	Humidity and moisture
Northern Thailand [15]	Multi-Si Solar Cell	-1.5%/year	Delamination of EVA ¹ sheet
Japan [16]	Multi-Si Solar Cell	-1.15%/year	Ambient environmental factors
Singapore [17]	Multi-Si Solar Cell	-2.0%/year	Ambient temp
Republic of Korea [18]	Multi-Si Solar Cell	-1.3%/year	Corrosion and discoloration
Scotland, UK [19]	Multi-Si Solar Cell	-1.05% to -1.16%/year	Extreme low temp and humidity
Australia [19]	Multi-Si Solar Cell	-1.35% to -1.46%/year	Extreme high temp and moisture

¹ Ethylene vinyl acetate.

Como se mencionó anteriormente, estos se deben principalmente a variadas condiciones ambientales, donde además de las condiciones mencionadas anteriormente es que suman unas cuantas más que corresponden a radiación UV, granizo, viento, altas de voltaje en el sistema de laminación e incluso corrosión [17] [18].

Para poder evaluar el desempeño, de manera que se enfoque en el ámbito de la degradación, es que se utilizan tres metodologías de forma primordial, las cuales consisten en: las métricas empíricas (ejemplo PVUSA), las tasas normalizadas (ejemplo PR – Performance Ratio) y finalmente los parámetros eléctricos en condiciones indoor con simulaciones y correcciones a STC o de manera outdoor, donde cada una se explica a continuación [19]:

- 1) Métricas empíricas: Buscan obtener un resultado óptimo a partir de lo que es una relación lineal entre las condiciones de salida del sistema de los módulos fotovoltaicos y las condiciones climáticas [20] y el modelo más utilizado es el que corresponde al PVUSA. Cabe destacar que los bloques mensuales de datos utilizan ciertos coeficientes que se deben recalcular y además de las condiciones de prueba para el modelo PVUSA, al momento de tener que sustituir una temperatura $T_{am} = 20^{\circ}C$, $G_I = 1000[W/m^2]$ y $u_w = 1 [m/s]$ en la ecuación número (1) [21].

$$P_{MPP} = G_I \cdot (a + b \cdot G_I + c \cdot T_{am} + d \cdot u_w) \quad (1)$$

- 2) Tasas normalizadas: Tienen como propósito establecer comparaciones directas entre las tecnologías PV, locaciones geográficas y las propias capacidades de estos sistemas. La más utilizada es la R_p (definida en la ecuación (2)), la cual consiste en la razón entre la producción de referencia (Y_r) y la producción final de energía del sistema PV (Y_f) [21].

$$R_p = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (2)$$

3) Parámetros eléctricos de curvas I-V a STC: En el exterior (outdoor) se consiguen de manera periódica las curvas I-V, pero las curvas I-V de manera indoor no y es por esto por lo que se tienen que obtener mediante intervalos con variaciones [21]. Generalmente los parámetros eléctricos que se estudian para este tipo de curvas, se asocian a potencia máxima, corriente de cortocircuito y voltaje de circuito abierto, porque a partir de estos parámetros es que se puede calcular el Fill Factor [22].

Se obtuvo que durante la década cercana a los años 2000, el autor Jordan, D. C., et al., [23] encontró que las curvas I-V en exterior (outdoor) eran la metodología que más se utilizaba para calcular la degradación. No obstante, después de este período, las curvas I-V en interior (indoor) aumentaron de manera considerable su uso, debido a los simuladores solares que al mismo tiempo se encontraban en un auge de desarrollo, aumentando el uso masivo de estos [23].

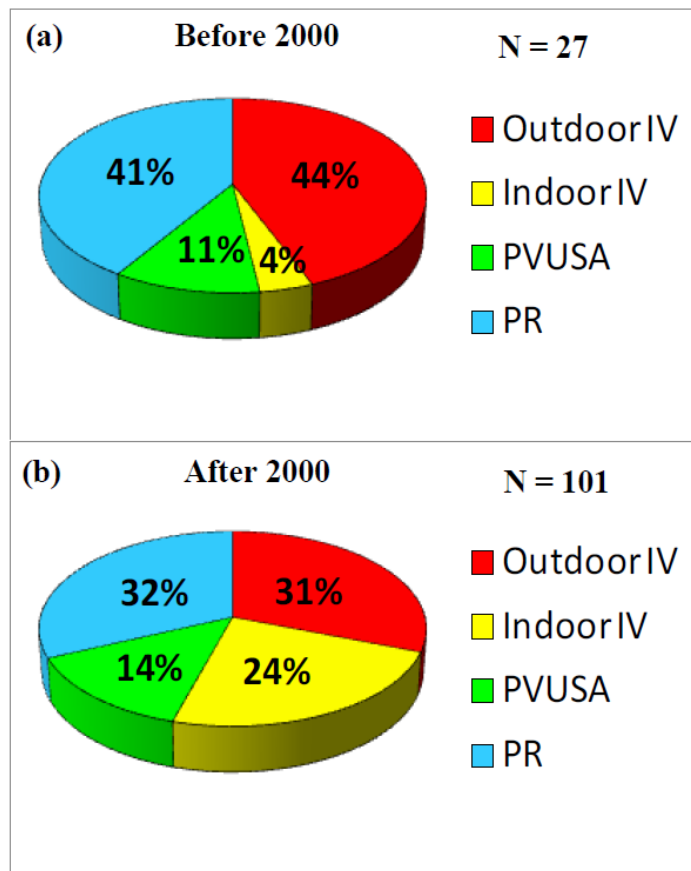


Figura 3-9: Gráfico circular del uso de métodos para determinar tasas de degradación a) antes del 2000 y b) después del 2000 [23].

Gran parte de las mediciones de los estudios enfocados en el análisis de la degradación se enfocan en el uso de datos continuos, como lo es para el PR, mientras que para los datos de manera discreta utiliza un porcentaje menor (18%), como lo son las curvas I-V. Y no está de más mencionar que el resto de porcentaje se enfoca en la utilización de solo una o dos mediciones, proporcionando una falta de medición de referencia Figura 3-10 [23].

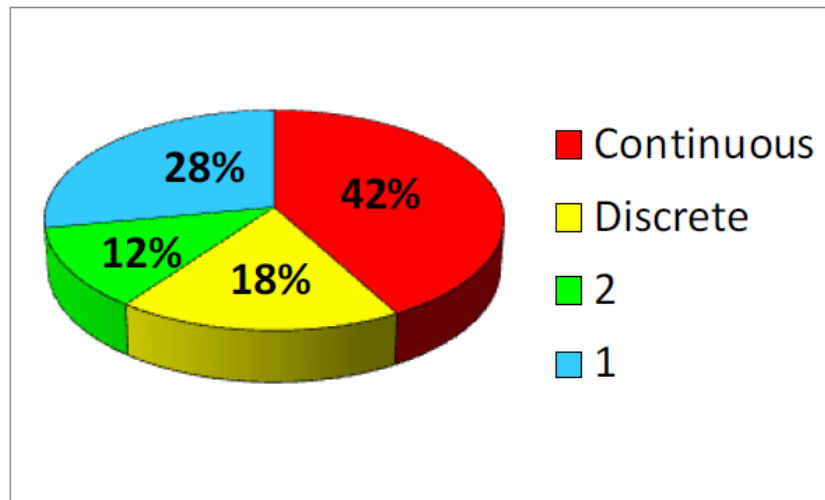


Figura 3-10: Gráfico circular del porcentaje del número de mediciones realizadas para determinar las tasas de degradación [23].

3.4 Modelo de tasa de degradación

Los modelos de tasas de degradación tienen como objetivo el poder calcular de manera aproximada el comportamiento del decaimiento del desempeño de los paneles fotovoltaicos, de tal forma que esto se pueda evidenciar de manera mucho más explícita como es que los múltiples factores afectan a este mismo.

No está de más mencionar que el modelo con mayor utilización es que el que se realizó por el autor Kaaya, I. [25], que menciona que los módulos PV se encuentran expuestos a múltiples factores externos al momento de encontrarse en funcionamiento, por lo que se dificulta el modelar las condiciones externas debido a la naturaleza con no tan alta predicción de los componentes naturales. Es por esto por lo que se busca utilizar una metodología que busca minimizar el número de coeficientes a evaluar, enfocándose en los efectos que provocan mayor degradación dentro de los sistemas PV y son más usuales considerando las condiciones climáticas, como se puede evidenciar en la Figura 3-11, donde se muestra la aproximación a utilizar.

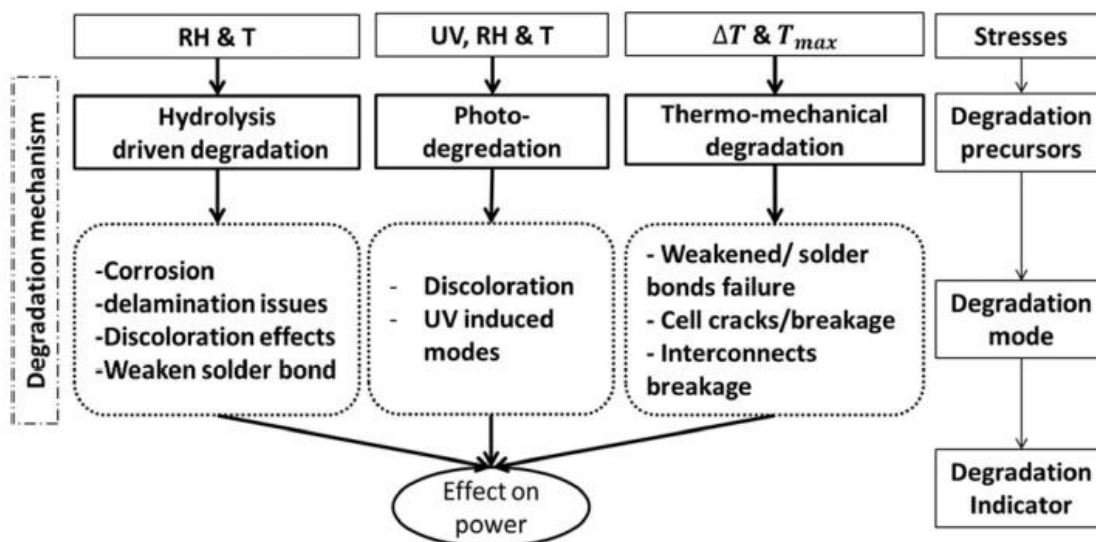


Figura 3-11: Diagrama esquemático de las hipótesis del [25].

Con el diagrama presentado anteriormente Figura 3-11, es que se pueden comprobar que son tres los efectos principales de la degradación PV, los cuales corresponden a la Hidrólisis, la Fotodegradación y la degradación termo-mecánica, que son los que se van a profundizar en esta ocasión.

3.4.1 Hidrólisis

Se enfoca en la ecuación **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, para poder obtener una tasa de degradación anual mediante este método para los sistemas PV en base principalmente a la temperatura y la humedad relativa, como condiciones ambientales. La ecuación corresponde a la siguiente:

$$k_H = A_H \cdot rh_{eff}^n \cdot \exp\left(-\frac{E_H}{k_B \cdot T_m}\right) \quad (3)$$

Donde k_H corresponde a la constante de la tasa de degradación por este método, k_B proviene de la constante de Boltzmann ($8,63 \times 10^{-5}$), T_m es la temperatura de módulo evaluado en grados Kelvin, rh_{eff} (%) es la humedad relativa efectiva del módulo (que fue propuesta por Koehl et al. [26]), A_H es la constante exponencial y n es un parámetro del modelo mismo, indicando el impacto de la humedad relativa sobre la degradación de la potencia del panel. Dentro de este contexto como tal, es que el valor de E_H está definida como la energía de activación enfocado en la degradación de la potencia. Cabe destacar que esta ecuación hace referencia al modelo de Peck, donde se evalúa el impacto directo de la degradación provocado por la humedad relativa y la temperatura [27].

3.4.2 Fotodegradación

Esta ecuación (4) se enfoca principalmente en la utilización de la variable de condición climática que es la radiación UV para poder obtener una tasa de degradación anual que demuestra cómo afecta al sistema PV. La ecuación corresponde a la siguiente:

$$k_P = A_P \cdot (UV_{dose})^X \cdot (1 + rh_{eff}^n) \cdot \left(\frac{E_P}{k_B \cdot T_m} \right) \quad (4)$$

Donde k_P es la tasa de degradación constante para esta situación específica, UV_{dose} corresponde a la dosis de UV integral [kWh/m², E_P (muy similar al caso de la ecuación (3)) corresponde a la energía de activación para la degradación de la potencia, ocasionado por la fotoreacción, y finalmente, X es un parámetro perteneciente al modelo que indica directamente el impacto que genera la dosis UV sobre la disminución de la potencia.

3.4.3 Termo-mecánica

Es el último de las degradaciones a evaluar por este autor, donde utiliza la ecuación (5) para poder evidenciar como es que principalmente la condición de la temperatura afecta en la degradación, ya que el método más común usado dentro de los procesos de ciclado térmico (TC) corresponde a el denominado Coffin-Manson. De acuerdo con ciertos autores (Ecobar y Meeker) [27] es que el efecto del ciclado térmico depende no solo de la temperatura, si no que de la temperatura máxima o incluso de la tasa de ciclado hasta la falla que se genere, por lo que la ecuación entregada por Coffin-Manson se tuvo que modificar para incluir el efecto de la falla.

$$k_{Tm} = A_{Tm} \cdot (\Delta T)^\theta \cdot C_N \cdot \exp\left(\frac{E_{Tm}}{k_B \cdot T_U}\right) \quad (5)$$

Donde $\Delta T = (T_U - T_L)$ corresponde a la diferencia de temperatura en grados Kelvin, para la temperatura superior e inferior del módulo, C_N es la tasa de ciclado y finalmente, E_{Tm} representa la energía de activación de la degradación de potencia (al igual que en los dos casos anteriores).

3.4.4 Tasa de degradación para condiciones outdoor

Como se mencionó anteriormente, es complejo estimar de manera precisa cómo es que la mayoría de las condiciones climáticas afectan a la degradación de los módulos. Por este motivo, la estimación con pruebas *indoor* (interior) para extrapolar la tasa de degradación a las pruebas *outdoor* se complejiza, considerando de igual manera el grado de

incertidumbre sobre los distintos tipos de efectos que recaen sobre el sistema PV a causa de estas condiciones.

Al tener una variedad de tasas de degradación ocasionadas por múltiples factores, es que se vuelve complejo estimar como cada una de esta afecta en sinergia con respecto a la otra, y por esto mismo, que para no tener que evaluar cada una de las degradaciones de manera independiente o en pares, es que se busca estimar como el conjunto de estas genera una única tasa de degradación general que impacta de manera directa en el módulo Figura 3-12.

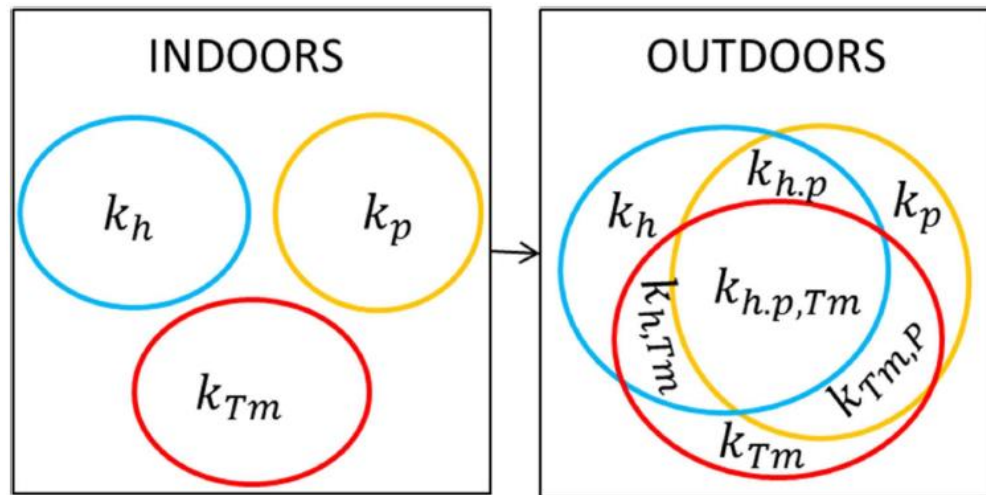


Figura 3-12: Diagrama esquemático que muestra las tasas en condiciones controladas de interior y la naturaleza sinérgica de las condiciones exteriores [25].

De este enfoque de poder obtener una tasa de degradación general, es que se estima utilizar una metodología que suma las degradaciones de manera independiente y dependiente, donde las ecuaciones a continuación son las que deben emplear para lograr esto:

$$k_T = A_N \cdot (1 + k_h) \cdot (1 + k_p) \cdot (1 + k_{Tm}) - 1 \quad (6)$$

$$k_T = A_N \cdot \prod_{i=1}^n (1 + k_i) - 1 \quad (7)$$

El valor de k_T [%/año] corresponde a la tasa de degradación por cada año de funcionamiento, k_i es la constante al orden de la i -ésima, la n es el número total de procesos de degradación y finalmente, A_N es la constante de normalización en cantidad físicas, y para este caso en específico posee unidades de medida de [$\text{año}^{-2}/\%$].

Para las ecuaciones que se revisaron anteriormente se utilizaron ciertos valores de constantes que los autores definen de manera explícita para las condiciones *outdoor* (exterior), las cuales muestra las Tabla 3-9.

Tabla 3-9: Parámetros del modelo extraídos para módulos exteriores [25].

Model	A_i	n, X, θ	E_a (eV)
Hydrolysis (3)	4.91e7	1.90	0.74
Photo-degradation (4)	71.83	0.63	0.45
Thermo-mechanical (5)	2.04	2.24	0.43

4 Información utilizada

Se estudiarán los efectos de las condiciones climáticas a través de dos fuentes diferentes para lo que es la caracterización territorial, los cuales consisten en parte por las estaciones meteorológicas instaladas por parte de la Universidad Técnica Federico Santa María en variadas locaciones del Chile, enfocándose sobre todo en la región norte del país, además de una estación ubicada en la comuna de San

Joaquín, como parte de la Región Metropolitana, dentro de las instalaciones de la misma universidad.

Otra de las fuentes de datos que se utilizaron para el análisis de la caracterización territorial proviene de datos otorgados por la empresa Solargis fundada en el año 2010 proveniente del país de Eslovaquia, la cual está especializada en entregar información meteorológica y evaluaciones enfocadas a la energía solar. De esta empresa es que se obtuvo la información meteorológica de cuatro locaciones del país de Chile, la cual se encuentra validada de forma satelital e información del tipo discreta.

4.1 Estaciones meteorológicas de UTFSM

Como ya se mencionó anteriormente, la primera fracción de la información fue facilitada por la Universidad Técnica Federico Santa María, de cuatro locaciones del país, la cual se obtuvo mediante ciertas estaciones meteorológicas, las cuales se encargan de obtener variados datos de condiciones ambientales.

Las estaciones meteorológicas se componen de dos unidades distintas, tanto en tamaño como en el equipo que viene integrado, debido a que la que se encuentra en las inmediaciones de la universidad posee un equipo con mayores capacidades para tomar una muestra mayor de condiciones climáticas.

Las estaciones que se encuentran en el norte del país (como se muestra en la Figura 4-1) posee un tamaño no mayor a la altura donde se ubican los módulos fotovoltaicos en un sistema PV ya activo, además de poder medir de manera efectiva los indicadores de radiación global horizontal, radiación UVA, radiación UVB, humedad relativa, temperatura del aire y temperatura de celda.



Figura 4-1: Estación meteorológica ubicada en la localidad de Finis Terrae.



Figura 4-2: Estación meteorológica ubicada en el techo de la Universidad Técnica Federico Santa María.

La estación ubicada en la región Metropolitana además de poseer un tamaño un mayor como se puede evidenciar en la Figura 4-2, puede medir también otras características meteorológicas, pero que no serán de interés para este trabajo.



Figura 4-3: Entradas y conexiones de CR-310 de Campbell Scientific, utilizado para monitoreo y registro de datos.

No solo con lo anterior es que estas estaciones se diferencian, si no que al mismo tiempo estas poseen diferentes equipo para poder almacenar la información que obtienen mientras se encuentran en funcionamiento, ya que las estaciones ubicadas en el norte de Chile utilizan un equipo de almacenamiento de tipo Datalogger CR-310 (Figura 4-3), mientras que la estación ubicada en Santiago posee un equipo de tipo Datalogger CR-1000 (Figura 4-4), asociado directamente a que el equipo de almacenamiento de Santiago se encarga de obtener mayores parámetros.

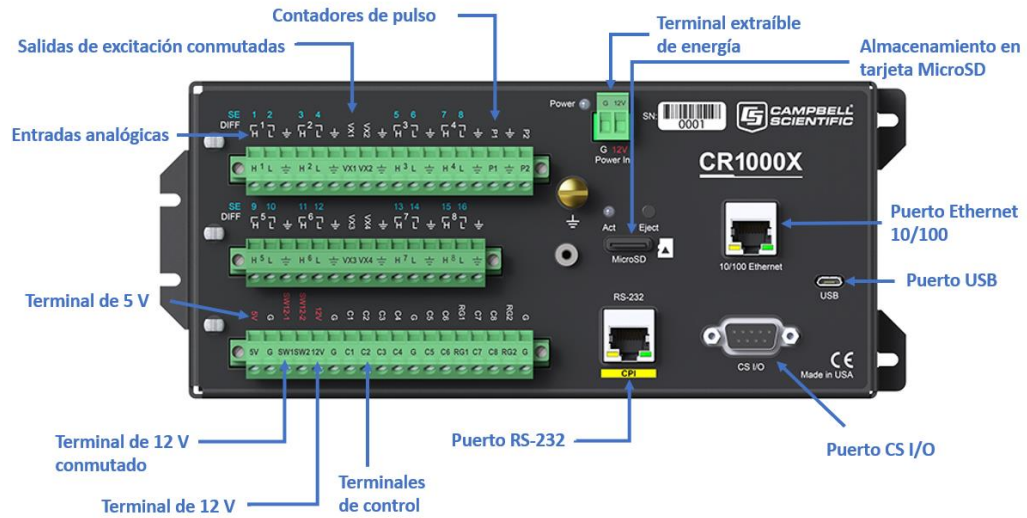


Figura 4-4: Entradas y conexiones de CR-1000 de Campbell Scientific, utilizado para monitoreo y registro de datos.

A pesar de que estas estaciones se diferencian en ciertas características, los equipos para poder realizar las mediciones de las condiciones meteorológicas son muy similares entre sí, a diferencia solo de un par de equipos.

Tabla 4-1: Equipos de medición para las estaciones meteorológicas.

Estación	GHI [W/m ²]	UVA [W/m ²]	UVB [W/m ²]	Humedad	Temperatura aire [°C]	Temperatura celda [°C]	Almacenamiento
Diego de Almagro	Piranómetro Eko ML-01	Solarlight PMA SN5268	Solarlight PMA 1106-WP SN27768	HMP60	HMP60	CS-240	Datalogger CR310
Finis Terrae	Piranómetro Eko ML-01	Solarlight PMA 1110L-WP SN29355	Solarlight PMA 1106-WP SN27770	HMP60	HMP60	CS-240	Datalogger CR310
PSDA	Piranómetro Eko ML-01	Solarlight PMA 1110L-WP SN29356	Solarlight PMA 1106-WP SN27767	HMP60	HMP60	CS-240	Datalogger CR310
Santiago	Piranómetro CMP10	Solarlight PMA 1110L-WP SN 29354	Solarlight PMA 1106-WP SN27769	HMP60	HMP60	-	Datalogger CR-1000

Ambos tipos de estaciones poseen los casi los mismos tipos de equipos para poder realizar las mediciones de radiación UVA, UVB, humedad y temperatura del aire (Figura 4-5).

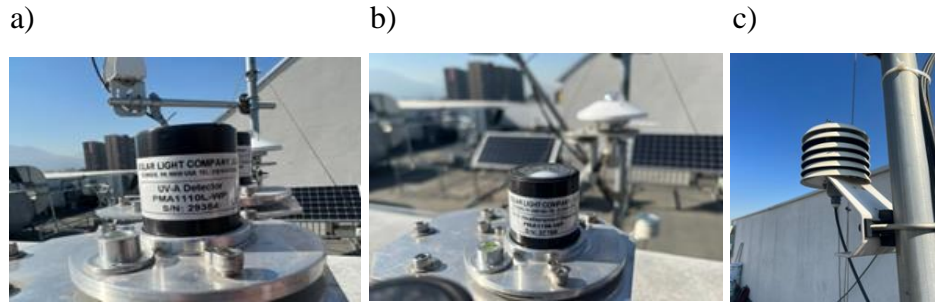


Figura 4-5: Solarlight PMA 1110L-WP a), Solarlight PMA 1106L-WP b) y HMP60 c).

Mientras que los equipos encargados de medir la radiación global horizontal (GHI) y la temperatura de celda son un tanto diferentes (Figura 4-6), ya que los modelos que se utilizan para los piranómetros son muy diferentes entre sí, sobre todo por la precisión con la que estos pueden medir esta misma GHI, además de que la estación de Santiago no puede medir la temperatura de celda directamente.



Figura 4-6: Piranómetro CMP10 a), piranómetro Eko ML-01 b) y cs-240 c).

4.1.1 Ubicación de estaciones meteorológicas

Las ubicaciones provenientes de las estaciones meteorológicas poseen se ubican en las localidades descritas por la Tabla 4-2.

Tabla 4-2: Ubicación de las estaciones meteorológicas instaladas por la Universidad Técnica Federico Santa María.

Planta PV	Ubicación	Latitud	Longitud	Altura m. s. n. m
Diego de Almagro	Copiapó	-26.38	-70.02	828
PSDA	Antofagasta	-24.09	-69.93	965
Finis Terrae	Calama	-22.33	-69.53	1223
UTFSM	Santiago	-33.49	-70.62	562

Además, en las correspondientes Figuras 4-7 y Figura 4-8 se evidencian las ubicaciones de estas estaciones en el mapa.

a)



b)



Figura 4-7: Ubicación de la estación meteorológica de Diego de Almagro a) y estación meteorológica de Finis Terrae b).

a)



b)



Figura 4-8: Ubicación de la estación meteorológica de PSDA a) y estación meteorológica de Santiago b).

4.2 Información de Solargis

La información entregada por la compañía Solargis proviene de una base de datos de manera satelital que posee las condiciones climáticas correspondientes a la irradiación global horizontal (GHI), la radiación difusa (DIF), la radiación directa (DNI), la temperatura, la radiación UVA y la

radiación UVB, dentro de brechas de tiempo asociadas a 1 [hora] a cada una de las mediciones. Esta información para cada estación tiene como origen desde el año 2017 hasta el final de año 2021.

4.2.1 Ubicación información Solargis

Las ubicaciones de donde se obtiene la información entregada por Solargis se encuentran detalladas en la Tabla 4-3.

Tabla 4-3: Ubicación de los puntos geográficos con información que entrega Solargis.

Estación	Ubicación	Latitud	Longitud
Diego de Almagro	Atacama	-26,38	-70,02
Finis Terrae	Antofagasta	-22,33	-69,53
Plataforma de Antofagasta	Antofagasta	-23,07	-70,42
El Águila	Santiago	-18,46	-69,89

En las correspondientes Figuras 4-9 y Figura 4-10 se evidencian las ubicaciones de estos puntos geográficos.

A diferencia de las estaciones meteorológicas utilizadas por la universidad UTFSM, los puntos geográficos entregados por Solargis no poseen medición sobre altura de suelo, debido a la misma naturaleza de ser información satelital.

a)

b)



Figura 4-9: Ubicación del punto geográfico de Diego de Almagro a) y punto geográfico de Finis Terrae b).

a)

b)



Figura 4-10: Ubicación del punto geográfico de la Plataforma de Antofagasta a) y punto geográfico de El Águila b).

No está demás destacar que de las cuatro localidades que se mostraron anteriormente, tanto de las estaciones meteorológicas como para los puntos geográficos entregados por Solargis, es que solo dos de estas poseen una coincidencia en la ubicación, las cuales corresponden a Diego de Almagro y Finis Terrae.

5 Caracterización territorial

Para realizar una caracterización territorial confiable en las localidades donde se dispone de información, es preferible centrar el análisis en las estaciones meteorológicas. Estas mismas proporcionan información más confiable en comparación con la de Solargis, debido que su origen satelital ofrece una menor precisión por basarse solo en aproximaciones.

5.1 Metodología Köppen-Geiger

Anteriormente en la sección 3.2 se explicó en detalle cómo es que la metodología de Köppen-Geiger-Photovoltaic se utilizaba para poder generar una caracterización territorial frente a múltiples condiciones

[9], pero dentro de este tipo de caracterización ocurre una problemática que dificulta la aplicación de esta misma, la cual consiste en el uso de la precipitación como parámetro para poder distinguir entre una TP-zone y la otra. No solo se vuelve difícil aplicar esta metodología por el hecho de que es complejo poder medir la precipitación acumulada, sino que también son pocas las zonas geográficas que pueden medirla y con una precisión confiable.

5.1.1 Propuesta caracterización territorial

Debido a que la metodología KGPV genera variados problemas con el uso de la precipitación acumulada, es que se propone utilizar un parámetro mucho más utilizado en ámbitos de meteorología que consiste en la humedad relativa. Para poder tener un uso efectivo de esta variable meteorológica, es que se debe adaptar la precipitación acumulada a la

humedad relativa, que posee mayor facilidad para la obtención y el cálculo con el uso de esta.

El autor [28] explica que es posible realizar este tipo de cambio de precipitación acumulada a lo que es la humedad relativa, por lo que se busca hacer este cambio de variable para obtener un rango de valores para la caracterización por TP-zonas, correspondiente al que se muestra en la Tabla 5-1 a continuación:

Tabla 5-1: Las zonas de Temperatura-Precipitación (TP-zonas) basadas en los criterios del esquema KGPV, con la distinción del cambio de humedad relativa.

Categorías	Requerimiento	Orden
A - Tropical	$18 [^{\circ}C] \leq T_{ann\ min}$	4to
B - Desértico	$Hr \leq 30\%$	2do
C - Estepa	$30\% < Hr \leq 70\%$	3ro
D - Templado	$-3 [^{\circ}C] < T_{ann\ min} < 18 [^{\circ}C]$	5to
E - Frío	$T_{ann\ min} < -3 [^{\circ}C]$	6to
F - Polar	$T_{ann\ max} \leq 10 [^{\circ}C]$	1ro

Donde el valor de Hr corresponde a la humedad relativa promedio anual, $T_{ann\ min}$ corresponde a la temperatura promedio mínima mensual durante un año y $T_{ann\ max}$ equivale a la temperatura promedio máxima mensual durante un año.

Cabe destacar que los rangos de valores y metodología que se utilizan para la caracterización por radiación global horizontal siguen siendo los mismos que ofrecen de la KGPV.

Al generar una matriz con las posibles I-zonas con las TP-zonas modificadas, es que se obtiene un total de veinticuatro zonas climáticas para realizar la caracterización territorial propuesta, como se muestra en la Tabla 5-2.

Tabla 5-2: Suposiciones aplicadas en el procedimiento de etiquetado KGPV fusionando las TP-zonas modificadas con las I-zonas.

		Zonas de Irradiancia			
		L - Bajo	M - Medio	H - Alto	K - Muy Alto
Zona Climáticas	A - Tropical				
	B - Desértico				
	C - Estepa				
	D - Templado				
	E - Frío				
	F - Polar				

Al igual a como lo hizo el autor [9], se busca remover gran parte de las zonas que no se consideran relevantes para el análisis de la caracterización, debido a que su impacto es mínimo en términos de densidad de población y porcentaje de utilización de suelo en el planeta, por lo que se genera la misma distinción para remover las doce zonas con menor importancia obteniendo la Tabla 5-3 que se muestra a continuación.

Tabla 5-3: Suposiciones aplicadas en el procedimiento de etiquetado KGPV fusionando las TP-zonas modificadas con las I-zonas.

		Zonas de Irradiancia			
		L - Bajo	M - Medio	H - Alto	K - Muy Alto
Zona Climáticas	A - Tropical	X	X		
	B - Desértico	X	X		
	C - Estepa	X	X		
	D - Templado				X
	E - Frío			X	X
	F - Polar		X	X	X

Ya se estableció que se usaría la Tabla 5-3 para poder caracterizar las zonas climáticas de manera efectiva en base a la información obtenida de las estaciones meteorológicas por la Universidad Técnica Federico Santa María, y es debido a esto que se realiza el análisis de como estas zonas (donde se ubican las estaciones) donde se evalúa el comportamiento de las condiciones climáticas de estas mismas para los múltiples parámetros que pueden medir.

Debido a que la ubicación de la estación meteorológica perteneciente a Diego de Almagro coincide con la entregada por la entregada por Solargis, es que se utiliza esta información de origen satelital para poder demostrar cómo se ven las condiciones climáticas a durante cierto período de tiempo.

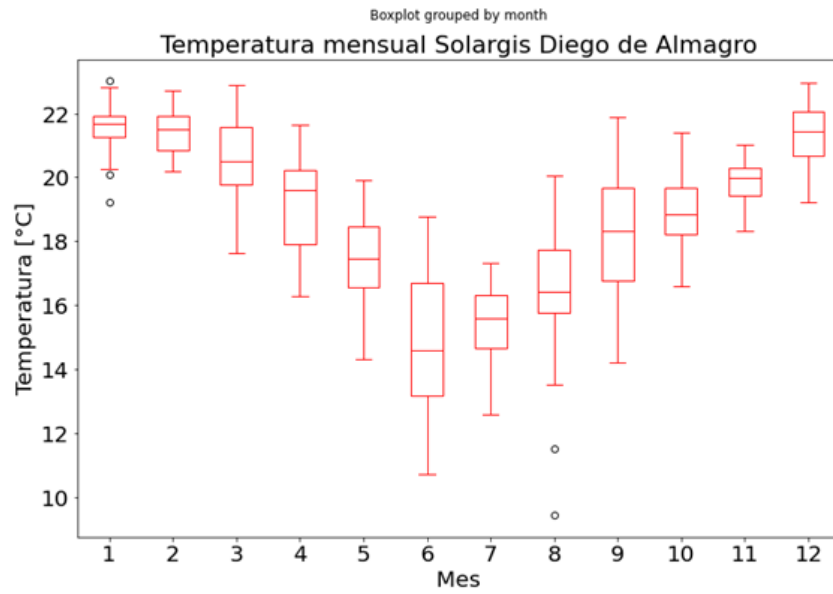


Figura 5-1: Temperatura mensual durante el año 2021 en la localidad de Diego de Almagro.

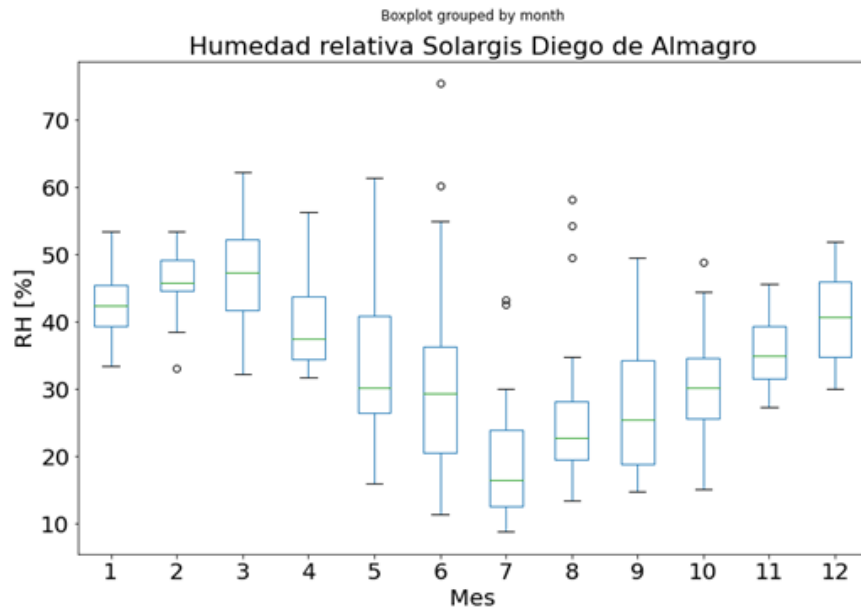


Figura 5-2: Humedad relativa mensual durante el año 2021 en la localidad de Diego de Almagro.

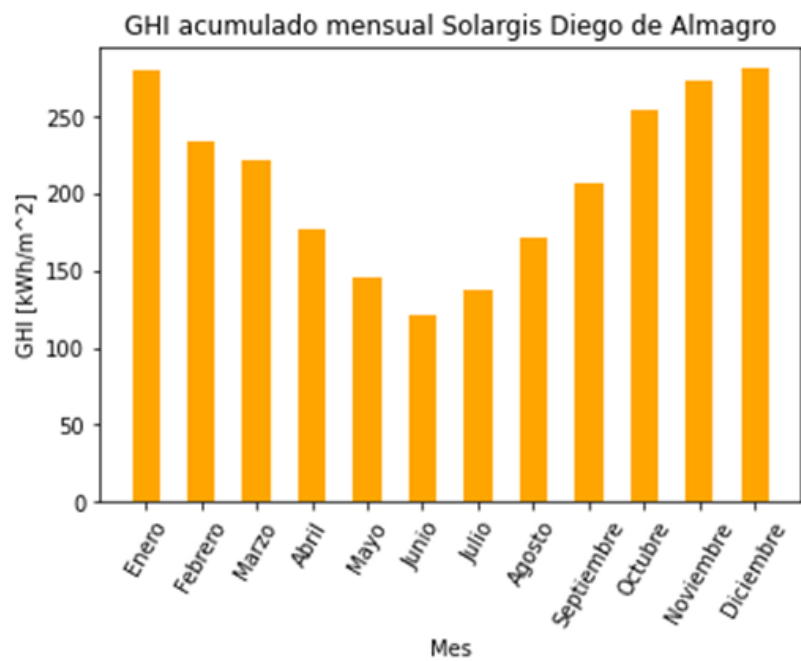


Figura 5-3: GHI acumulado mensual durante el año 2021 en la localidad de Diego de Almagro.

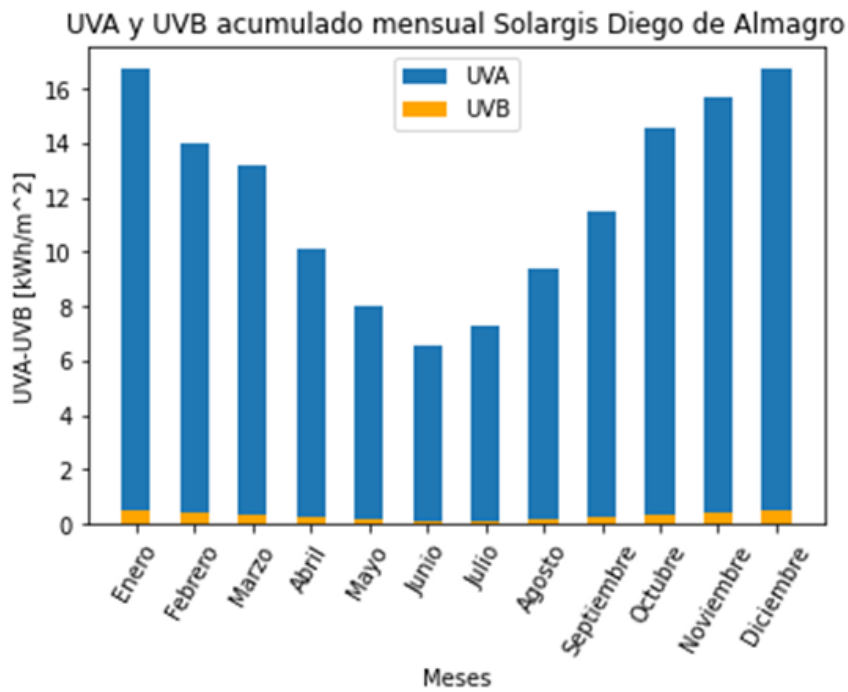


Figura 5-4: Radiación UVA y UVB acumulado mensual durante el año 2021 en la localidad de Diego de Almagro.

Finalmente se obtienen los valores que se utilizaron para poder realizar la caracterización territorial en las localidades de Chile donde se ubican las estaciones meteorológicas por parte de la universidad UTFSM, los cuales se muestran en la Tabla 5-4.

Cabe destacar que estos valores se obtienen para el año 2021 el cual tiene la característica de ser un año representativo sobre las condiciones climáticas dentro del país, además de poseer una cercanía mucho mayor al análisis elaborado para la actualidad. La única estación que posee un análisis del año 2023 corresponde a la estación proveniente de Santiago, debido a que esta no posee información con una antigüedad mayor a las otras.

Tabla 5-4: Valores de GHI acuíludo, humedad relativa promedio anual, temperatura promedio anual y temperatura mínima promedio mensual, para las estaciones meteorológicas durante el período 2021, excluyendo Santiago que pertenece al año 2023.

Ubicación	GHI acumulado anual [kWh/m ²]	Humedad Relativa promedio anual [%]	Temperatura promedio anual [°C]	Temperatura mínima promedio mensual [°C]
Diego de Almagro (2021)	2498	27,2	21,8	18,3
Finis Terrae (2021)	2588	21,0	23,7	20,0
PSDA (2021)	2580	23,1	25,1	21,2
Santiago (2023)	1507	63,8	16,4	15,2

5.2 Mapa de caracterización territorial

Con los valores ya calculados provenientes en la Tabla-5-4, es que se puede elaborar un mapa con la caracterización territorial para las estaciones meteorológicas de Chile provenientes de la universidad UTFSM.

En la Figura 5-5 se muestra el mapa que contiene la caracterización territorial para las estaciones meteorológicas, donde cómo se puede evidenciar, las tres zonas ubicadas en el norte del país pertenecen a la misma categoría (BK – Desértico y Muy Alto) de condiciones climáticas con un nivel alto de temperatura-humedad y de irradiación global horizontal, pero la zona ubicada en la capital de Chile posee una categoría un tanto diferente (DM – Templado y Medio) debido a que su temperatura no es tan alta, al igual que la exposición a la radiación durante el año.

En términos del área de aplicación para la caracterización territorial, es que se busca utilizar una resolución igual a la utilizada por la caracterización realizada por la KGPV [9], la cual corresponde a $0,5 [^\circ] \times 0,5 [^\circ]$, lo que equivale a $55,5 [km]$ aproximadamente de radio desde la estación meteorológica.

Clasificación en base a temperatura-humedad e irradiancia:

-  BK – Desértico y Muy Alto
-  DM – Templado y Medio



Figura 5-5: Mapa de la caracterización territorial para las zonas con las estaciones meteorológicas.

6 Degradación por condiciones climáticas

6.1 Metodología para evaluar degradación

Para este trabajo se postula el utilizar una metodología que busca analizar la degradación mediante las condiciones meteorológicas donde se encuentran expuestos los sistemas PV, para esto es que se establecer usar un sistema similar al que fue propuesto por Kaaya, I. [25] en la sección 3.4, de donde se desprende que la degradación se conforma gracias al conjunto de degradaciones de manera independiente y dependiente entre sí.

De esta manera es que se busca poder utilizar estas degradaciones manera independiente y poder evidenciar como afectan directamente en las zonas donde ciertas estaciones se ubican.

6.2 Datos utilizados

A diferencia de la caracterización territorial, para la degradación se busca utilizar información proveniente de variadas estaciones meteorológicas a lo largo del país mediante la base de datos proveniente del Instituto de Investigaciones Agropecuarias de Chile (INIA) asociada al ministerio de agricultura.

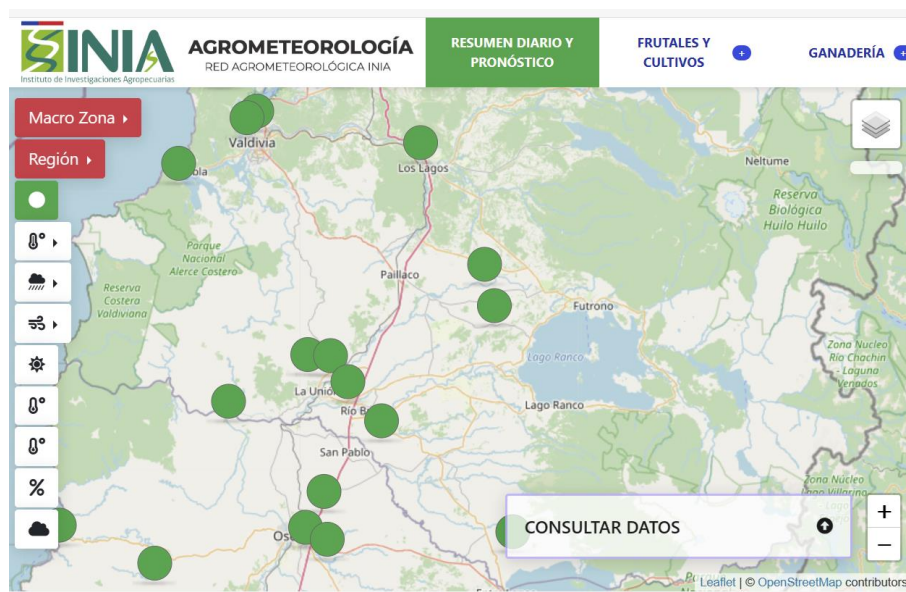


Figura 6-1: Mapa interactivo de las estaciones meteorológicas de la página web oficial de INIA.

Como se muestra en la Figura 6-1, desde la página oficial de INIA se pueden extraer variados datos de las estaciones meteorológicas que estos poseen, por lo que se busca generar un catastro de las estaciones meteorológicas que poseen las ubicaciones con mayor representatividad dentro de la región, llegando a considerar dos estaciones por región del país. De estas dos estaciones se opta por seleccionar una de estas cerca de las costas de la región, o en su defecto cercano a zonas con grandes acumulaciones fluviales o lacustres, debido a que se debe considerar un factor de humedad relativa considerable para poder generar una relevancia importante al momento de comparar el análisis con la otra estación seleccionada. La segunda estación se enfoca en encontrar un punto geográfico con la mayor altura de metros sobre el nivel del mar, de manera que no se encuentre afectado por el parámetro de la humedad relativa, o que este sea el menor posible dentro de la región en su defecto.

De la misma manera que se realizó para la caracterización territorial, es que se busca utilizar el año 2021 para el análisis de esta información, debido a que

el comportamiento de las condiciones climáticas tiende a ser más representativo, a diferencia de otros años [29], además de que se puede comparar con los años información extraídos de Solargis.

Con las características ya establecidas para poder extraer la información del Instituto de Investigaciones Agropecuarias de Chile, es que muestra en la Tabla 6-1 los nombres de las estaciones que se buscan estudiar, en conjunto con la región donde pertenecen, la latitud, longitud y elevación de cada estación a analizar.

Tabla 6-1: Información de las estaciones meteorológicas del instituto INIA de Chile que se utilizarán.

Nombre Región	Nombre estación	Latitud	Longitud	Elevación [m]
Arica y Parinacota	Chapiquiña, Putre	-18,38	-69,53	3300
	Defensa Civil, Arica	-18,49	-70,3	71
Tarapacá	Pica, Pica	-20,5	-69,34	1325
	Universidad Arturo Prat, Iquique	-20,27	-70,13	30
Antofagasta	San Pedro de Atacama, San Pedro de Atacama	-22,93	-68,21	2416
	Altos la Portada, Antofagasta	-23,5	-70,4	105
Atacama	Universidad de Atacama, Copiapó	-27,35	-70,35	362
	CE Huasco, Vallenar	-28,58	-70,79	470
Coquimbo	Aeródromo La Florida, La Serena	-29,91	-71,2	142
	Combarbalá Sur, Combarbalá	-31,2	-71	1136
Valparaíso	La Cruz, La Cruz	-32,81	-71,23	181
	Quintero - Climatológica, Quintero	-32,78	-71,52	5
Metropolitana	San Antonio de Naltahua, Isla de Maipo	-33,73	-71,03	249
	Quinta Normal, Quinta Normal	-33,44	-70,68	534
Bernardo O'Higgins	Hidango, Litueche	-34,11	-71,79	296
	El Arenal, Quinta de Tilcoco	-34,35	-70,99	266
Maule	Chanco, Chanco	-35,7	-72,51	60
	Santa Amada, Linares	-35,76	-71,57	150
Ñuble	Puralihue, Treguaco	-36,43	-72,64	36
	Santa Rosa, Chillán	-36,53	-71,91	194
Bíobío	Las Puentes, Arauco	-37,3	-73,43	120
	Human, Los Ángeles	-37,43	-72,24	195
La Araucanía	Quiripio, Carahue	-38,63	-73,24	322
	Taplon, Padre las Casas	-38,83	-72,5	130
Los Ríos	Lago Verde, Paillaco	-40,16	-72,63	248
	Austral, Valdivia	-39,78	-73,23	15
Los Lagos	La Pampa, Purranque	-40,86	-73,15	96
	Los Canelos, Los Muermos	-41,48	-73,47	105
Aysen	Arroyo el Gato, Coyhaique	-46,16	-71,94	504
	Cochrane, Cochrane	-47,24	-72,58	246
Magallanes y Antártica	Puerto Natales, Natales	-51,69	-72,48	80
	Punta Arenas Rural, Punta Arenas	-53,06	-70,87	50

De estas estaciones se busca extraer la información de la temperatura del aire ([°C]), la humedad relativa ([%]), la precipitación acumulada ([mm]), la radiación solar ([W/m²]) y la velocidad del viento ([km/hr]), donde se obtiene mediante archivos del tipo CSV con brechas de 1 [hora] entre medición.

6.3 Procedimiento para cálculo de degradación

Con el objetivo de poder usar la ecuación (6) que considera todos los valores de degradación a evaluar, primero se debe obtener el valor de las degradaciones para cada uno de los efectos que se mencionaron anteriormente provenientes de las ecuaciones (3), (4) y (5).

La problemática que ocurre al momento de intentar usar estas ecuaciones es que existen valores de condiciones que no se encuentran disponibles como parámetros de las estaciones meteorológicas, los cuales corresponde a la temperatura de celda, la humedad relativa efectiva, la radiación UVA y la UVB. Debido a esto es que los valores se deben estimar mediante el uso las ecuaciones propuestas por modelo de Faiman [29] y las estimaciones propuestas por Mathieu, A. [30].

6.3.1 Cálculo de temperatura de módulo

Para poder obtener el valor de la temperatura de celda, es que se utiliza la ecuación (8) proveniente del modelo de Faiman [29] como ya se explicó anteriormente.

$$T_m = T_a + \frac{G_{POA}}{U_0 + U_1 \cdot WS} \quad (8)$$

T_a corresponde a la temperatura ambiente [$^{\circ}\text{C}$], G_{POA} es el valor de la irradiancia en el plano del arreglo [W/m^2], WS es la velocidad del viento [m/s] y U_0 y U_1 equivalen a constantes empíricas de transferencia de calor constante y convectivo ($[\frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}}]$ y $[\frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}} \cdot (\frac{\text{m}}{\text{s}})^{-1}]$).

6.3.2 Cálculo de humedad relativa efectiva

Esta humedad relativa efectiva es la que propone M. Koehl, [26], como se puede evidenciar en la ecuación (9) a continuación:

$$rh_{eff} = \frac{1}{1 + \exp(-rh \cdot 9,4) \cdot \left(\frac{1}{0,01} - 1\right)} = \frac{1}{1 + 98 \cdot \exp(-9,4 \cdot rh)} \quad (9)$$

Donde el valor de rh [%/año] corresponde al promedio de humedad relativa en el transcurso del año completo.

6.3.3 Cálculo de radiación UVA y UVB

Para estos valores el autor Mathieu, A. [30] propone que la obtención de estos valores se encuentra ligado directamente al valor de G_{POA} además del índice de claridad. Las ecuaciones que ayudan a calcular estos valores corresponden a las siguientes:

$$UV = UV_A + UV_B \quad (10)$$

$$UV_B = (1,897 - 0,860 \cdot k_t) \cdot 1e^{-3} \cdot G_{POA} \quad (11)$$

$$UV_A = (7,210 - 2,365 \cdot k_t) \cdot 1e^{-2} \cdot G_{POA} \quad (12)$$

$$k_t = \max\left(0,1 ; \min\left(0,7 ; \frac{GHI}{GHI_{clearsky}}\right)\right) \quad (13)$$

Donde se conocen los indicadores presentados anteriormente, a diferencia del parámetro de $GHI_{clearsky}$ [W/m²] consta del valor de GHI en condiciones climáticas STC.

6.4 Metodología para evaluar degradación

Gracias a que ya se conoce como es que se realizará la metodología, se pueden obtener los valores de los cuatro tipos de degradaciones para cada una de las estaciones a evaluar mediante la información obtenida por el INIA, los cuales son los que se muestran en la Tabla 6-2 a continuación:

Tabla 6-2: Valores de degradaciones para cada una de las estaciones seleccionadas de la base de datos de INIA.

Nombre Región	Nombre estación	k _H	k _P	k _{Tm}	k _T
Arica y Parinacota	Chapiquiña, Putre	0,006965	0,021465	0,156084	0,189125
Arica y Parinacota	Defensa Civil, Arica	0,1999	0,355834	0,194565	0,943397
Tarapacá	Pica, Pica	0,010783	0,025865	0,276205	0,323331
Tarapacá	Universidad Arturo Prat, Iquique	0,081786	0,244672	0,164565	0,56805
Antofagasta	San Pedro de Atacama, San Pedro de Atacama	0,000873	0,002609	0,250621	0,254979
Antofagasta	Altos la Portada, Antofagasta	0,156638	0,337924	0,175496	0,819071
Atacama	Universidad de Atacama, Copiapó	0,094335	0,220026	0,257186	0,67849
Atacama	CE Huasco, Vallenar	0,104219	0,276252	0,171687	0,651214
Coquimbo	Aeródromo La Florida, La Serena	0,103531	0,258757	0,154089	0,60312
Coquimbo	Combarbalá Sur, Combarbalá	0,018428	0,047302	0,242245	0,32498
Valparaíso	La Cruz, La Cruz	0,107756	0,226733	0,207276	0,640593
Valparaíso	Quintero - Climatológica, Quintero	0,09802	0,241322	0,147144	0,563553
Metropolitana	San Antonio de Naltahua, Isla de Maipo	0,108659	0,246519	0,19687	0,654033
Metropolitana	Quinta Normal, Quinta Normal	0,106933	0,252065	0,240593	0,719402
Bernardo O'Higgins	Hidango, Litueche	0,114142	0,266009	0,191764	0,681
Bernardo O'Higgins	El Arenal, Quinta de Tilcoco	0,110036	0,269128	0,228827	0,731144
Maule	Chanco, Chanco	0,089504	0,210681	0,131917	0,493046
Maule	Santa Amada, Linares	0,109183	0,178752	0,203379	0,573361
Ñuble	Puralihue, Treguaco	0,226586	0,437207	0,376667	1,426868
Ñuble	Santa Rosa, Chillán	0,12185	0,254346	0,223333	0,721459
Biobío	Las Puentes, Arauco	0,125697	0,291533	0,198695	0,742753
Biobío	Human, Los Ángeles	0,13865	0,281981	0,241719	0,812571
La Araucanía	Quiripio, Carahue	0,146933	0,3107	0,205437	0,812116
La Araucanía	Taplon, Padre las Casas	0,121105	0,235077	0,204216	0,667419
Los Ríos	Lago Verde, Paillaco	0,11866	0,234989	0,194211	0,649841
Los Ríos	Austral, Valdivia	0,133201	0,278382	0,220761	0,768472
Los Lagos	La Pampa, Purranque	0,115605	0,246532	0,206051	0,67718
Los Lagos	Los Canelos, Los Muermos	0,115394	0,238174	0,155075	0,595218
Aysen	Arroyo el Gato, Coyhaique	0,075449	0,200964	0,199263	0,548938
Aysen	Cochrane, Cochrane	0,06256	0,15644	0,168275	0,435562
Magallanes y Antártica	Puerto Natales, Natales	0,045199	0,101381	0,120296	0,289644
Magallanes y Antártica	Punta Arenas Rural, Punta Arenas	0,053591	0,132815	0,116389	0,332436
Arica y Parinacota	Pampa Concordia, Arica	0,150642	0,297255	0,163674	0,736988

Además de esto es que se puede ver como los valores de estas tasas de degradaciones van fluctuando a lo largo del país, desde norte hacia el sur gracias a las Figuras 6-2 y 6-3.

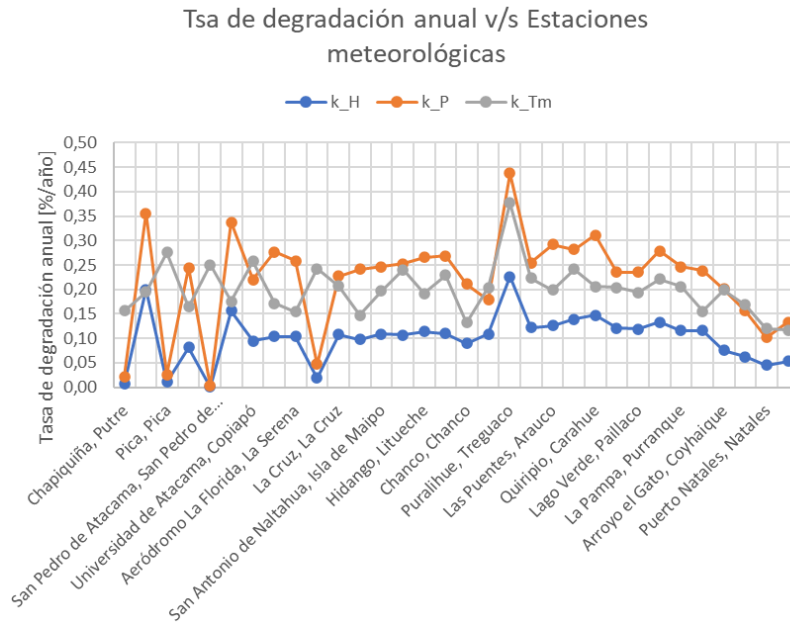


Figura 6-2: Gráfico de tasas de Hidrólisis, Fotodegradación y Termo-mecánica en estaciones seleccionadas a lo largo de Chile.

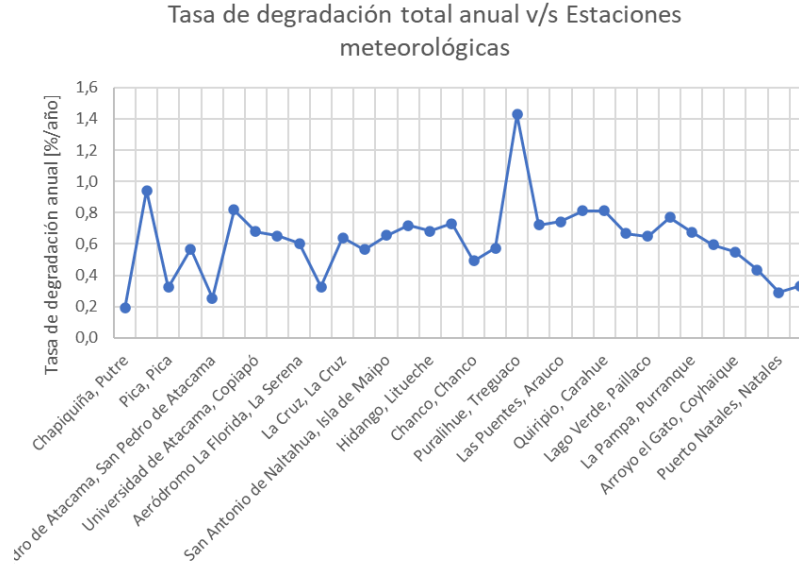


Figura 6-3: Gráfico de tasa de degradación total en estaciones seleccionadas a lo largo de Chile.

6.5 Mapa de degradaciones

Gracias a los valores que se obtuvieron en las tasas de degradaciones provenientes de las estaciones meteorológicas, se pueden presentar de forma gráfica en los mapas que se presentan a continuación.

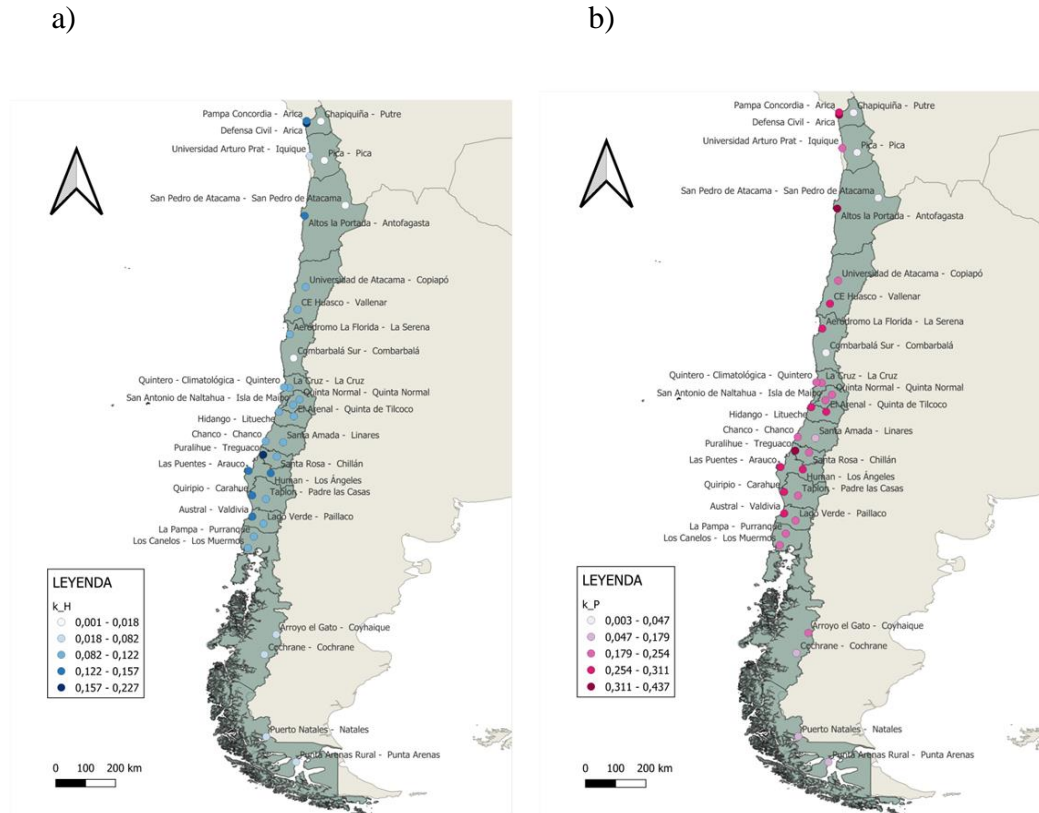
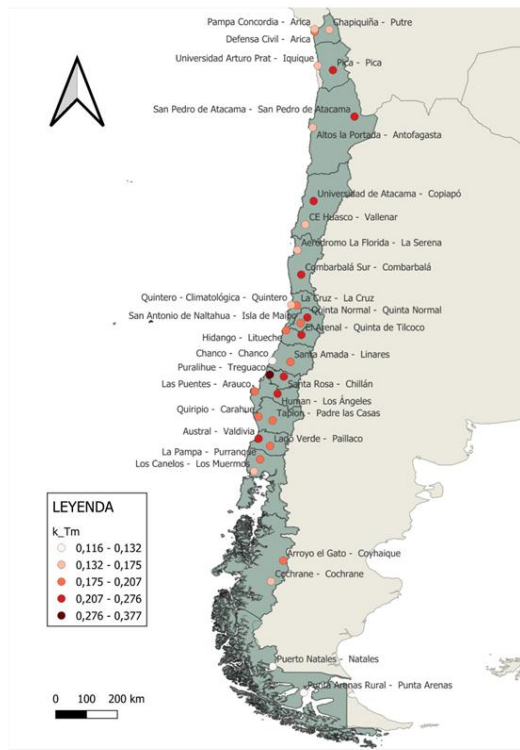


Figura 6-4: Mapa de degradación PV. A) Por Hidrólisis b) Por Fotodegradación, para las estaciones meteorológicas proveniente de INIA que se utilizaron.

a)



b)

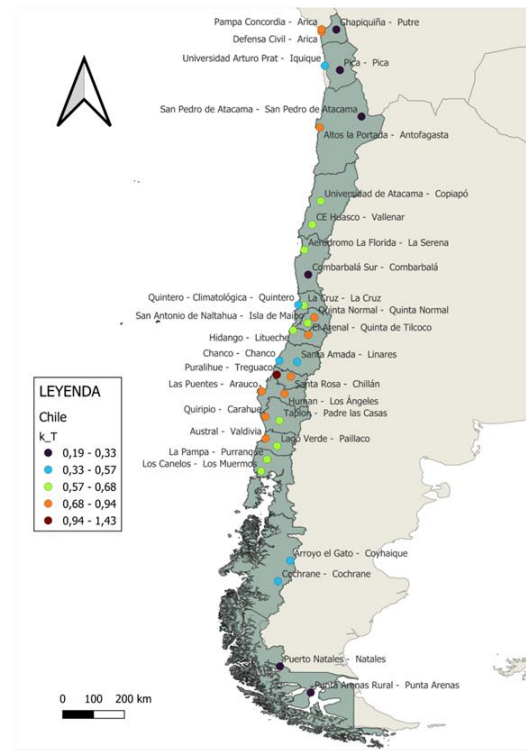


Figura 6-5: a) Mapa de degradación PV por Termo.mecánica. b) Mapa de degradación PV del modelo Kaaya, para condiciones outdoor en estaciones meteorológicas provenientes de INIA.

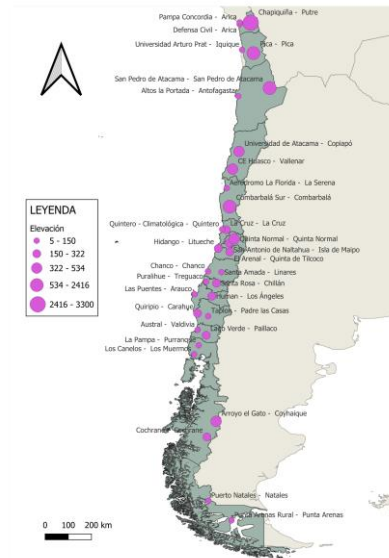


Figura 6-6: Mapa de elevación de las estaciones meteorológicas provenientes de INIA.

7 Correlación de tasas de degradación

7.1 Comprobación con estaciones meteorológicas

Debido a que dos de las estaciones meteorológicas establecidas por la universidad UTFSM comparten ubicación geográfica con dos de los puntos a analizar por Solargis, se busca obtener el valor de estas tasas de degradación para estos y poder evidenciar como es que estos se comportan según la naturaleza de sus datos. Los valores de degradaciones obtenidos por las estaciones corresponden a los entregados por la Tabla 7-1 y los obtenidos por Solargis corresponden a los de la Tabla 7-2.

Tabla 7-1: Valores de degradaciones para las estaciones de la universidad UTFSM.

Ubicación	k_H (%/year)	k_P (%/year)	k_Tm (%/year)	k_T (%/year)
PSDA	0,022	0,035	0,428	0,511
Finis Terrae	0,006	0,009	0,429	0,451
Diego Alm	0,023	0,039	0,312	0,394
Santiago	0,121	0,109	0,221	0,518

Tabla 7-2: Valores de degradaciones para los puntos geográficos establecidos por Solargis.

Ubicación	k_H (%/year)	k_P (%/year)	k_Tm (%/year)	k_T (%/year)
PSDA	-	-	-	-
Finis Terrae	0,005	0,011	0,403	0,425
Diego Alm	0,014	0,030	0,392	0,454
Santiago	-	-	-	-

7.2 Degradación por Hidrólisis y la elevación

Debido a que múltiples valores de tasas de degradaciones comparten ciertas similitudes, es que se puede realizar una revisión sobre la elevación con respecto a la tasa de degradación provocada por Hidrólisis (Figura 7-1).

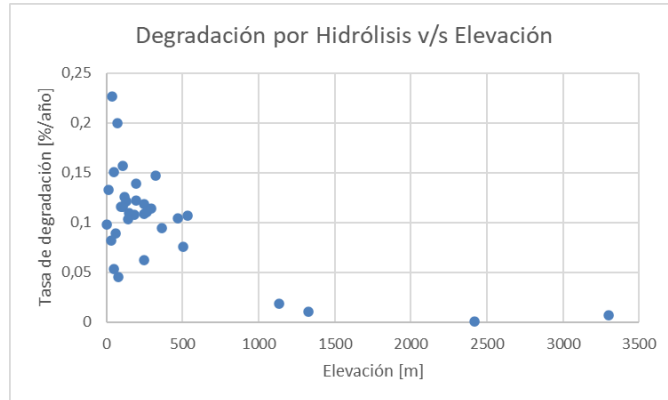


Figura 7-1: Gráfico de tasa de degradación por Hidrólisis en comparación con la altura.

7.3 Degradación por Fotodegradación y la elevación

Al igual que en la situación anterior, se busca establecer una relación directa entre el efecto de la elevación y como esta afecta a la degradación por Fotodegradación (Figura 7-2).

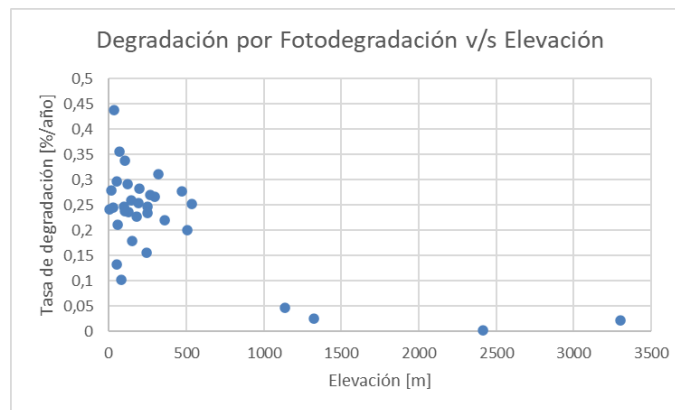


Figura 7-2: Gráfico de tasa de degradación por Fotodegradación en comparación con la altura.

8 Conclusiones

Dentro de lo explorado en este trabajo se evaluó en el estado del arte como se generan las diferentes caracterizaciones territoriales en base a diferentes necesidades específicas de cada uno de los autores que demuestra su metodología, donde los métodos donde utilizan la temperatura y la radiación como principales indicadores para poder realizar sesgo correspondiente entre cada zona. Esto se debió principalmente a que no existe un método generalizado que se enfoque en ciertos criterios específicos o que busque unificar los factores más importantes dentro del ámbito fotovoltaico, incluso en base a lo que ya se conoce dentro de la caracterización de KGPV. Para el enfoque de la degradación de los módulos fotovoltaicos es que se establece que los factores que provocan este efecto son de múltiples orígenes y generan al mismo tiempo múltiples consecuencias lo que dificulta la labor de resumir todo, pero dentro de los métodos existentes uno de los que genera mayor confiabilidad no solo porque se aproxima a un valor mucho más certero de degradación comparado con la realidad, sino que también resume de mejor manera hasta el momento, pertenece al modelo presentado por Kaaya.

Para comprender cómo se pueden clasificar las condiciones climáticas desde un enfoque fotovoltaico (PV) y su impacto en los módulos dentro de Chile, se utilizó información de tres fuentes diferentes. La primera fuente es la Universidad Técnica Federico Santa María, que proporciona datos de estaciones meteorológicas que miden diversas condiciones climáticas de manera discreta en cuatro localidades del país, incluyendo la temperatura, la humedad relativa y la irradiación, entre otros. La segunda fuente es el Instituto de Investigaciones Agropecuarias de Chile (INIA), de donde se obtuvieron datos del año 2021, un año con menores alteraciones climáticas. Al igual que en las estaciones de la UTFSM, estas mediciones también son discretas y las condiciones climáticas son muy similares, aunque no se incluyen valores de UVA y UVB. Los datos del INIA abarcan todo Chile, con mediciones

en dos estaciones por región: una cercana a la costa y otra al sector precordillerano. Finalmente, se utilizó la base de datos de la empresa Solargis, que proporciona información obtenida de manera satelital, generando estimaciones de condiciones climáticas como temperatura, radiación UVA, UVB y humedad relativa, entre otras.

En cuanto al modelo que se utilizó para la caracterización territorial, que se centra en una modificación del modelo existente de KGPV, se utilizó una clasificación un tanto diferente debido a la factibilidad de poder usar una condición climática mucho más influyente y significativa (humedad relativa), que a lo que la que se encuentra en uso el día de hoy (precipitación acumulada), ya que esta posee mucha dificultad de medición en conjunto con una baja frecuencia en términos de existencia por las organizaciones que se encargan de obtener estos parámetros. Con esta modificación realizada, se obtiene una clasificación mucho más eficiente y con mayor impacto al considerar una condición climática que toma en cuenta múltiples factores que afectan a los sistemas PV. A pesar de los beneficios encontrados, no está de más generar un análisis mayor para este tipo de condiciones y estandarizaciones.

Por otra parte, la degradación que se genera en los módulos fotovoltaicos afecta de variadas formas como se explicó anteriormente, pero estos provienen de tres efectos principales que son los que tienen un mayor impacto al momento de estimar como es que el módulo se comportará al largo plazo. Gracias a estas tasas de degradaciones es que se pudo determinar que las condiciones climáticas, como lo es la temperatura, la humedad relativa, la radiación UVA y UVB, se vuelven de mayor relevancia al momento de considerar la zona donde los sistemas PV se encontrarán ubicados.

Gracias al resultado que se obtuvo en la caracterización territorial se pudo obtener de manera efectiva como es que afectan de forma generalizada las regiones

presentes en el país en base a las localidades establecidas por la UTFSM a los módulos fotovoltaicos, sobre todo el efecto de las altas temperaturas e irradiación en el norte de Chile. Al mismo tiempo las tasas de degradación ayudaron a demostrar de manera específica el efecto de las condiciones climáticas en los módulos PV.

Con el uso de las tasas de degradaciones y de la caracterización territorial se pudo cumplir con identificar los componentes más dañinos para los sistemas PV y que se relacionan con la humedad relativa y la temperatura, los cuales se encuentran asociados directamente a la elevación o altura donde se encuentran, lo que entrega un resultado mucho más preciso al considerarlo de manera discreta, sobre todo por el efecto de la elevación dentro de Chile, a diferencia de la clasificación territorial que entrega una aproximación de cómo se comporta el efecto de las condiciones climáticas de manera general y sin considerar las variaciones en las localidades cercanas de las mediciones u estimaciones.

A partir de lo expuesto en este trabajo, se puede concluir que se ha logrado demostrar de manera efectiva cuales son los factores y en que localidades afectan de manera directa y específica en la degradación de los paneles fotovoltaicos. Aunque a pesar de que se presentaron diferencias menores al momento de realizar comparaciones con respecto a las degradaciones, esto es algo provocado por la naturaleza de los datos y la aproximación que se busca realizar. No obstante, se vuelve una herramienta útil al momento de realizar una toma de decisión frente a un sistema PV.

Finalmente, teniendo en cuenta el avance tecnológico actual y su positivo impacto en el planeta, se espera que se busque aplicar mejoras significativas o constantes a la metodología presentada recientemente. Lo mencionado recién, en conjunto con un catastro más amplio, facilitaría obtener estimaciones más

confiables sobre los efectos adversos en la degradación de los módulos fotovoltaicos.

9 Anexos

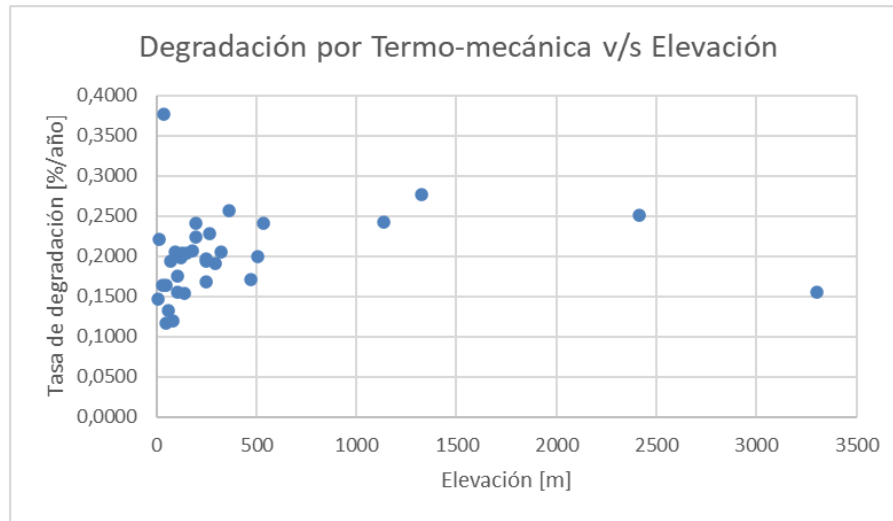
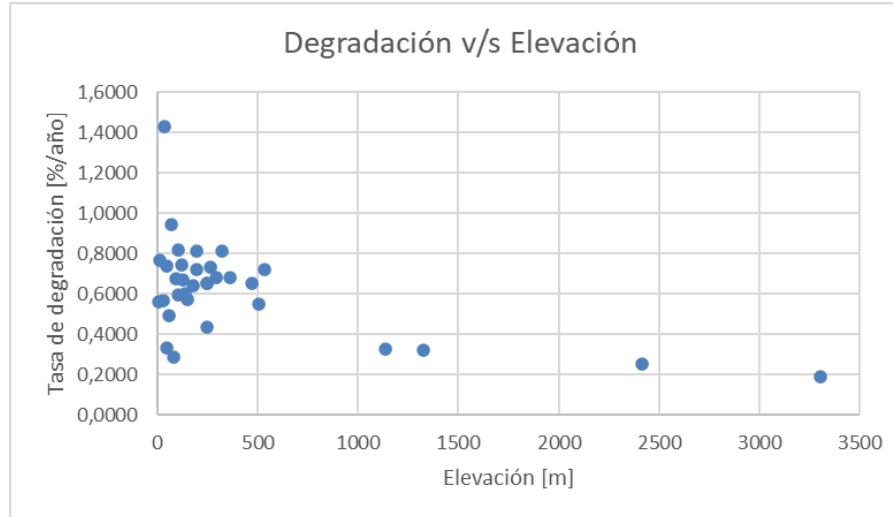


Figura 9-1: Gráfico de tasa de degradación por Termo-mecánica en comparación con la altura.



10 Referencias

- [1] World Bank. (2009). Energy efficiency study in Lebanon. *Econolier International*.
- [2] Portal Innova, “Energía Eólica y Solar: el futuro de generación energética en Chile”, Grupo Prensa Digital, 2022.
- [3] Anusuya, K., Vijayakumar, K. P., & Manikandan, S. (2023). From efficiency to eternity: A holistic review of photovoltaic panel degradation and End-of-Life management. *Solar Energy*, 265, 112135. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2023.112135>
- [4] Jordan, D. C., Kurtz, S. R., VanSant, K., & Newmiller, J. (2016, febrero 7). Compendium of photovoltaic degradation rates. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 24(7), 978-989. <https://doi.org/10.1002/pip.2744>
- [5] Virtuani, A., Caccivio, M., Annigoni, E., Friesen, G., Chianese, D., Ballif, C., & Sample, T. (2019). 35 years of photovoltaics: Analysis of the TISO-10-kW solar plant, lessons learnt in safety and performance—Part 1. *Progress In Photovoltaics*, 27(4), 328-339. <https://doi.org/10.1002/pip.3104>
- [6] Ascencio-Vásquez, J., Brecl, K., & Topič, M. (2019). Methodology of Köppen-Geiger-Photovoltaic climate classification and implications to worldwide mapping of PV system performance. *Solar Energy*, 191, 672-685. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.08.072>

- [7] International Electrotechnical Commission. (2021). Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval – Part 2: Test procedures (IEC 61215-2-2021). International Electrotechnical Commission.
<https://cdn.standards.iteh.ai/samples/101269/e9c169bdfd004586a8c0cf8bf9e2a625/IEC-61215-2-2021.pdf>
- [8] Bora, B., Rai, S., Dhar, A., & Banerjee, C. (2023). Effect of UV irradiation on PV modules and their simulation in newly designed site-specific accelerated ageing tests. *Solar Energy*, 253, 309-320.
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2023.02.042>
- [9] Ascencio-Vásquez, J., Brecl, K., & Topič, M. (2019). Methodology of Köppen-Geiger-Photovoltaic climate classification and implications to worldwide mapping of PV system performance. *Solar Energy*, 191, 672-685. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.08.072>
- [10] Skandalos, N., Wang, M., Kapsalis, V., D'Agostino, D., Parker, D., Bhuvad, S. S., Udayraj, Peng, J., & Karamanis, D. (2022). Building PV integration according to regional climate conditions: BIPV regional adaptability extending Köppen-Geiger climate classification against urban and climate-related temperature increases. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 169, 112950. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112950>
- [11] Schamm, K., Ziese, M., Raykova, K., Becker, A., Finger, P., Meyer-Christoffer, A., Schneider, U., 2016. GPCP Full Data Daily Version 1.0:

Daily Land-Surface Precipitation from Rain Gauges built on GTS based and Historic Data. <https://doi.org/10.5065/D6V69GRT>.

- [12] Kriegler, E., Bauer, N., Popp, A., Humpenöder, F., Leimbach, M., Strefler, J., Baumstark, L., Bodirsky, B.L., Hilaire, J., Klein, D., Mouratiadou, I., Weindl, I., Bertram, C., Dietrich, J.P., Luderer, G., Pehl, M., Pietzcker, R., Piontek, F., Lotze-Campen, H., Biewald, A., Bonsch, M., Giannousakis, A., Kreidenweis, U., Müller, C., Rolinski, S., Schultes, A., Schwanitz, J., Stevanovic, M., Calvin, K., Emmerling, J., Fujimori, S., Edenhofer, O., 2017. Fossil-fueled development (SSP5): an energy and resource intensive scenario for the 21st century. *Global Environ. Change* 42, 297–315. <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2016.05.015>.
- [13] Boucher, O., Denvil, S., Caubel, A., Foujols, M.A., 2018. IPSL IPSL-CM6A-LR model output prepared for CMIP6 CMIP. *Earth Syst. Grid Feder.* <https://doi.org/10.22033/ESGF/CMIP6.1534>.
- [14] Kotteck, M., Grieser, J., Beck, C., Rudolf, B., Rubel, F., 2007. World map of the Köppen-Geiger climate classification updated. *Hydrol. Earth Syst. Sci.* 11, 1633–1644. <https://doi.org/10.5194/hess-11-1633-2007>.
- [15] Bastin, J., Clark, E., Elliott, T. R., Hart, S. P., Van Den Hoogen, J., Hordijk, I., Ma, H., Majumder, S., Manoli, G., Maschler, J., Mo, L., Routh, D., Yu, K., Zohner, C. M., & Crowther, T. W. (2019). Understanding climate change from a global analysis of city analogues. *PloS One*, 14(7), e0217592. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0217592>

- [16] Jordan, D., Silverman, T. J., Wohlgemuth, J., Kurtz, S., & VanSant, K. (2017). Photovoltaic failure and degradation modes. *Progress In Photovoltaics*, 25(4), 318-326. <https://doi.org/10.1002/pip.2866>
- [17] Jordan, D. C., Wohlgemuth, J. H., & Kurtz, S. R. (2012). Technology and climate trends in PV module degradation [PDF]. National Renewable Energy Laboratory. Recuperado de <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56485.pdf>
- [18] Herrmann, W., Bogdanski, N., Reil, F., Köhl, M., Weiß, K., Aßmus, M., & Heck, M. (2010). PV module degradation caused by thermomechanical stress: real impacts of outdoor weathering versus accelerated testing in the laboratory. <https://www.semanticscholar.org/paper/PV-module-degradation-caused-by-thermomechanical-of-Herrmann-Bogdanski/c8b76cb8f1ba6fea17e8ef11fb6bccf52a53582e>
- [19] Navarro Alarcón, V. M. (2022). Metodología para evaluar degradación de módulos fotovoltaicos bifaciales y monofaciales en condiciones exteriores de operación y bajo condiciones controladas [Tesis de licenciatura, Universidad Técnica Federico Santa María]. Repositorio de la Universidad Técnica Federico Santa María.
- [20] M. Whitaker et al., “Application and validation of a new PV performance characterization method,” in *Proc. Conf. Record 26th IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, Sep. 1997, pp. 1253–1256.
- [21] Phinikarides, A., Kindyni, N., Makrides, G., & Georghiou, G. E. (2014). Review of photovoltaic degradation rate methodologies. *Renewable and*

Sustainable Energy Reviews, 40, 143–152.

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.155>

- [22] Carrasco, R. (2020). Metodología para obtención de la tasa de degradación de paneles fotovoltaicos en terreno. [Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Mecánico, UTFSM]. Repositorio USM. <https://repositorio.usm.cl/handle/11673/50055>
- [23] Jordan, D. C., & Kurtz, S. R. (2011). Photovoltaic Degradation Rates-an Analytical Review. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 21(1), 12–29. <https://doi.org/10.1002/pip.1182>
- [24] Kim, J., Rabelo, M., Padi, S. P., Yousuf, H., Cho, E., & Yi, J. (2021). A Review of the Degradation of Photovoltaic Modules for Life Expectancy. Energies, 14(14), 4278. <https://doi.org/10.3390/en14144278>
- [25] Kaaya, I., Koehl, M., Mehilli, A. P., de Cardona Mariano, S., & Weiss, K. A. (2019). Modeling outdoor service lifetime prediction of PV modules: Effects of combined climatic stressors on PV module power degradation. IEEE Journal of Photovoltaics, 1-8. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2019.2916197>
- [26] M. Koehl, M. Heck, and S. Wiesmeier, “Modelling of conditions for accelerated lifetime testing of humidity impact on PV-modules based on monitoring of climatic data,” Sol. Energy Mater. Sol. Cells, vol. 99, pp. 282–291, Apr. 2012.

- [27] L. A. Escobar and W. Q. Meeker, "A review of accelerated test models," *Statist. Sci.*, vol. 21, no. 4, pp. 552–577, Nov. 2006.
- [28] Sahin, S. (2012). An aridity index defined by precipitation and specific humidity. *Journal of Hydrology*, 444-445, 199-208. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2012.04.019>
- [29] Olujobi, O. J., & Odogbo, I. S. (2024). Strategic evaluation of the 2021 Nigeria Climate Change Act: Surmounting challenges, paving the way for success, and envisioning future trajectories. *Social Sciences & Humanities Open*, 10, 100928. <https://doi.org/10.1016/j.ssaho.2024.100928>
- [30] Barykina, E., & Hammer, A. (2017). Modeling of photovoltaic module temperature using Faiman model: Sensitivity analysis for different climates. *Solar Energy*, 146, 401-416. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.03.002>
- [31] Mathieu, A., Thebault, M., Kraiem, S., Fraisse, G., Thebault, S., Boddaert, S., & Gaillard, L. (2023). Impact of Climate Change on Photovoltaic Performance: Case Study in French Cities. *Solar RRL*, 2300688. <https://doi.org/10.1002/solr.202300688>